

Redes de distribución eléctrica del futuro

Un análisis para su desarrollo

Castro Legarza, Unai

Álvarez Pelegry, Eloy

Noviembre de 2013

Documentos de Energía*

Castro Legarza, Unai^a; Álvarez Pelegry, Eloy^b

C/ Hermanos Aguirre nº 2. Edificio La Comercial, 2ª planta. 48014 Bilbao

Phone^a: 34 94.413.90.03- ext Fax: 94.413.93.39.

E-mail: unai.castro@orquestra.deusto.es

Phone^b: 34 94.413.90.03- 3245. Fax: 94.413.93.39.

E-mail: ealvarezpelegry@orquestra.deusto.es

Códigos JEL: L1, L2

Palabras clave: redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, *smart grid*, regulación, retribución de la distribución, análisis coste-beneficio

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores.

* Documento: Escrito con el que se prueba, edita o hace constar una cosa (Casares). Escrito en que constan datos fidedignos o susceptibles de ser empleados como tales para probar algo (RAE).
"Documentos de Energía" constituye una serie de textos que recoge los trabajos promovidos o realizados por la Cátedra de Energía de Orkestra.

PRESENTACIÓN

El presente documento se enmarca dentro los trabajos realizados por el equipo de investigación de la Cátedra de Energía de Orkestra, y que mediante la colección “Cuadernos Orkestra”, pone a disposición de los *stakeholders* y del público en general una serie de estudios realizados por Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad.

Los trabajos que la Cátedra de Energía de Orkestra lleva a cabo ponen de manifiesto, por un lado, la importancia de la energía en la competitividad del tejido industrial y, por otro lado, las implicaciones del sector energético con la industria en la economía en general. En este caso, el tema escogido ha sido el de las redes de distribución eléctrica del futuro.

Desde hace años ha ido consolidándose la idea de que las redes eléctricas deberían ser más inteligentes, conocer más y mejor lo que ocurre en ellas para poder actuar sobre las mismas. Las tecnologías, facilitan enormemente esta labor pero también plantean nuevos retos y cambios en los procesos, sistemas y en los modelos de negocio. Entre otras consecuencias, el modelo de negocio, probablemente, cambie debido a que la planificación actual de las redes de distribución, que busca la fiabilidad del suministro con criterios de seguridad, incorporará nuevos criterios de optimización considerando las consecuencias de los factores de cambio que se examinan en este estudio.

El objetivo de este estudio es analizar el estado actual y examinar el futuro de las redes de distribución eléctrica en España para poder ofrecer una serie de conclusiones y propuestas a los *stakeholders* en aras de promover el desarrollo de las redes de distribución eléctrica.

Las redes inteligentes se configuran, en nuestra opinión, como una visión que integra, numerosos conceptos y funcionalidades y en cuya consecución influyen los factores de cambio que se han identificado.

En primer lugar, se abordan los factores de cambio, tanto tecnológicos como regulatorios, que afectan a la red de distribución eléctrica, estimando el grado de alineamiento que hay entre ambos para impulsar una transición desde un modelo centralizado y relativamente poco monitorizado y automatizado de red, como el actual, hacia otro más descentralizado, con mayor grado de automatización y con gran información sobre los consumidores, al que la literatura se refiere como red inteligente o *smart grid*. A continuación, se examina ese “estadio” de evolución hacia las *smart grids*, que son analizadas y caracterizadas en el capítulo siguiente.

Una vez puestas las bases para el entendimiento de las redes inteligentes, y teniendo en cuenta la relevancia y la dificultad de identificar los beneficios y conocer los costes de implantación, un capítulo se dedica a revisar los conceptos y criterios de evaluación de los análisis coste beneficio.

Si bien la visión, las tecnologías y las directivas o normativas, aunque dispersas, orientan y apuntan hacia una realidad de las redes eléctricas de futuro, claramente diferentes a las actuales, el “motor” decisivo vendrá de la apuesta del regulador por su implantación y desarrollo, mediante políticas que contemplen los incentivos y las remuneraciones adecuadas. El capítulo final, se dedica al examen de esta cuestión y a ofrecer un resumen con algunas propuestas.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	1
EXECUTIVE SUMMARY	6
1. INTRODUCCIÓN.....	11
2. FACTORES DE CAMBIO EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	14
2.1. EL MARCO EUROPEO	16
2.2. IMPLANTACIÓN DE CONTADORES INTELIGENTES.....	18
2.2.1. De los contadores inteligentes a los sistemas de medida avanzados.....	20
2.2.2. El despliegue de contadores en Europa	22
2.2.3. Situación en España	25
2.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y PARTICIPACIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA	28
2.3.1. Generación distribuida y recursos energéticos distribuidos.....	30
2.3.2. Participación activa de la demanda	33
2.4. CALIDAD DE SERVICIO	36
2.4.1. Continuidad de suministro	39
2.4.2. Calidad del producto.....	42
2.4.3. Calidad comercial.....	43
3. REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. EVOLUCIÓN HACIA LAS SMART GRIDS	45
3.1. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	45
3.2. SUPERVISIÓN Y AUTOMATIZACIÓN.....	50
3.3. DEL SCADA Y DMS A LA GENERALIZACIÓN DEL ADMS	56
3.4. CAMBIOS Y RETOS PARA LAS COMPAÑÍAS DISTRIBUIDORAS	59
4. SMART GRIDS	62
4.1. ALGUNAS DEFINICIONES	62
4.2. ESTANDARIZACIÓN Y EL MODELO DE ARQUITECTURA DE REFERENCIA...67	
4.3. CASOS Y PROYECTOS	71
4.3.1. Los casos de Italia y Reino Unido.....	71
4.3.1.1. Visión de la <i>smart grid</i> en Italia	72
4.3.1.2. Visión de la <i>smart grid</i> en el Reino Unido	77
4.3.2. Proyectos	79
5. COSTE DE INVERSIÓN Y ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO	85

5.1. INVERSIONES.....	85
5.2. ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO.....	87
5.2.1. Análisis coste-beneficio de contadores inteligentes.....	90
5.2.2. Análisis coste-beneficio de <i>smart grids</i>	91
5.2.2.1. Análisis coste-beneficio en el Reino Unido	92
5.2.2.2 Análisis coste-beneficio en Dinamarca.....	96
5.2.2.3. Análisis coste-beneficio en España	98
6. RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN. REGULACIÓN	101
6.1. METODOLOGÍAS RETRIBUTIVAS APLICADAS A LA DISTRIBUCIÓN	101
6.1.1. Principios Generales.....	101
6.1.2. El modelo del Real Decreto 2819/1998 y del Real Decreto 222/2008.	103
6.1.3. Cambios introducidos por el Real Decreto Ley 13/2012, Real Decreto Ley 2/2013 y Real Decreto Ley 9/2013.....	108
6.2. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN E INVERSIONES	110
7. A MODO DE RESUMEN	118
8. BIBLIOGRAFIA.....	127
9. ANEXO: Tecnologías del Plano de Red Inteligente	130
AUTORES	134

OBJETO DEL ESTUDIO

El objeto del estudio desarrollado por la Cátedra de Energía de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad sobre “Redes de distribución eléctrica del futuro. Un análisis para su desarrollo”, es analizar los aspectos tecnológicos y regulatorios relativos a las redes inteligentes, y realizar una serie de recomendaciones para promover su desarrollo.

SITUACIÓN ACTUAL Y FACTORES QUE IMPULSAN EL CAMBIO DE MODELO

La **política energética europea** se basa en **tres pilares**; la garantía de suministro, la sostenibilidad y la competitividad; para cuyo cumplimiento, las *smart grids* pueden ser una herramienta fundamental.

En este sentido, las redes inteligentes contribuyen a la seguridad, eficiencia y fiabilidad del suministro ya que reducen el número de las interrupciones y su duración e impacto; permiten la mejor integración de las energías renovables y la generación distribuida y facilitan la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible, mediante la continua búsqueda de la eficiencia. La gestión activa de la demanda y la adecuación de la oferta permitirán flexibilizar el sistema, disminuir los costes operativos y facilitar unas inversiones más eficientes a medio y largo plazo; promoviendo un servicio eléctrico más eficiente que siga contribuyendo de forma creciente a la competitividad de la economía.

Desde hace años se ha ido consolidando la idea de que las redes eléctricas, que son básicas para el desarrollo de la sociedad y que aportan beneficios a la misma, deberían de ser más inteligentes. Actualmente, la tecnología facilita esta labor, pero también plantea nuevos retos y cambios en los procesos y en los modelos de negocio. Por tal motivo, se deberían identificar, diseñar e implantar medidas que promuevan su desarrollo.

Tres son los principales factores que contribuyen a que la red de distribución del futuro sea sustancialmente diferente a la actual. El primero, son los **contadores inteligentes**, que siendo parte de las *smart grids*, juegan un papel fundamental en el desarrollo de las mismas. Se trata de elementos clave, que proporcionarán una valiosa información que podrá ser intercambiada entre el consumidor y otros agentes del sistema.

Además, estos contadores facilitarán la participación activa de la demanda e inducirán una mayor automatización de la red, posibilitando la reducción de los costes operativos, y contribuirá con una potencial reducción de costes para los consumidores.

La Directiva 2009/72/CE estableció que los estados miembros tendrían que tomar una decisión sobre el despliegue de los mismos tras un análisis económico. En

España, el plan de sustitución masivo de contadores establecido en 2007, fijó como objetivo que, para el año 2018, la totalidad del parque de contadores domésticos estuviera sustituida por contadores inteligentes, lo que supone una oportunidad única, para desarrollar las *smart grids*, al existir evidentes sinergias entre ambos desarrollos.

El segundo factor de cambio es el aumento de la **generación distribuida y la participación activa de la demanda**. Los recursos energéticos distribuidos suponen también una oportunidad y un reto, tanto para los diversos agentes del sistema como para el desarrollo de la tecnología y para la gestión, operación y protección de la red. Su progresiva incorporación en un entorno de redes inteligentes, permitirá mejorar la estabilidad, la seguridad y, por tanto, la fiabilidad del sistema eléctrico. Además, las *smart grids* permitirán integrar más generación renovable, reduciendo la necesidad de capacidad de respaldo y facilitando el cumplimiento de los compromisos medioambientales de la Unión Europea.

Asimismo, la electrificación del transporte y el desarrollo del almacenamiento de energía son factores que impulsan el cambio y que deben ser tenidos en cuenta. De igual forma, la participación activa de los consumidores permitirá desplazar o disminuir su consumo en horas punta y propiciará oportunidades de gestión económica, fomentando el ahorro y la eficiencia energética.

El tercer factor de cambio es la política de continua mejora de la **calidad de servicio**. España presenta buenos índices de continuidad de suministro (TIEPI y NIEPI) en comparación con otros países del entorno. Sin embargo, ello no es óbice para seguir mejorando la calidad hasta alcanzar niveles similares a los de países punteros como Alemania, máxime en una economía más digitalizada con sectores industriales y de servicios con requisitos cada vez más exigentes. Las inversiones en *smart grids* contribuirán a mejorar la calidad, mediante la implementación de sistemas de monitorización, supervisión y automatización, que son la base de las redes eléctricas del futuro.

EL FUTURO DE LAS REDES: LAS SMART GRIDS

Para la Comisión Europea *“una smart grid es una red eléctrica que integra, de manera económicamente eficiente, el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a la misma (generadores, consumidores y productores-consumidores) para garantizar un sistema energético sostenible y económicamente eficiente, con pocas pérdidas y alto nivel de calidad, protección y seguridad de suministro”*. Esta definición parece buscar la identificación casi directa entre la inteligencia en la red y los tres grandes pilares, ya mencionados, de la política energética.

Las redes eléctricas de distribución están cambiando, seguirán evolucionando y, muy probablemente, cambiarán más en el futuro, en el caso de que se apueste inequívocamente por el desarrollo de las *smart grids* y se establezcan las condiciones necesarias para que dicho desarrollo sea factible. Para ello, debe

tenerse muy en cuenta el papel de la innovación tecnológica y no se debe perder de vista la necesidad de una visión integral de los diferentes elementos que constituyen la red, incluyendo las comunicaciones, la información, las funcionalidades y las implicaciones sobre el negocio.

De hecho, el sistema eléctrico está evolucionando desde un sistema centralizado y unidireccional a uno más descentralizado y bidireccional; en el que, a futuro, diferentes agentes de la red, incluyendo los consumidores, participarán de manera más activa. Es previsible que, dentro de un proceso gradual y progresivo, el modelo actual y el de las *smart grids* convivan durante bastante tiempo.

Las redes tienen una función central en el sistema eléctrico. Los agentes y usuarios necesitan conectarse a las mismas y son intensivas en capital. A corto plazo, la modernización de las redes y la integración de la generación distribuida hacen que sea necesario incrementar las inversiones en redes de distribución para modernizar subestaciones, centros de transformación, sistemas de comunicación y sistemas de información ligados a los procesos de supervisión y automatización.

Todos estos cambios van a suponer modificaciones de las redes de media y baja tensión, así como un nuevo prisma en la planificación de las mismas. En este campo será necesario establecer un enfoque activo y, para ello es fundamental una nueva relación entre la planificación y la operación.

En este estudio se pone de manifiesto la necesidad de **incentivar la inversión como palanca de desarrollo de las *smart grids*** y, en este sentido, se examinan los casos de Reino Unido e Italia, en los que se logra dicho objetivo aunque por vías diferentes.

El Reino Unido cuenta con mecanismos para la remuneración de las actividades de redes que introducen un componente de la retribución ligado a la innovación. Low Carbon Network Fund, con un fondo de 500 millones de libras, promueve proyectos de *smart grids* mediante procesos competitivos.

En Italia, los proyectos específicos de *smart grid* aprobados en 2011 cuentan, durante 8-12 años, con una retribución adicional de 200 puntos básicos sobre el coste medio ponderado de capital (WACC), como forma de equilibrar el mayor riesgo tecnológico de estas inversiones.

Finalmente, los proyectos de *smart grids* también se pueden impulsar mediante la colaboración público/privada. En este sentido, el proyecto Bidelek Sareak, promovido por el Gobierno Vasco, a través del Ente Vasco de la Energía, e Iberdrola es un ejemplo de colaboración para desarrollar equipos, que se utilizarán en el despliegue del proyecto demostrativo, y realizar una implantación singular en el País Vasco.

No hay que olvidar que una red eléctrica inteligente incorpora diversos elementos que se integran mediante tecnologías digitales, sistemas de comunicación, de información y gestión avanzados. Ello permite disponer de información en tiempo

real sobre consumos, cargas e incidencias, lo que facilita reconfiguraciones dinámicas para optimizar funciones y objetivos de operación.

En este contexto, **la estandarización, la interoperabilidad y una adecuada gestión de la información son básicos** para un despliegue tecnológico óptimo, así como para garantizar que la implantación se lleva a cabo al menor coste posible, respetando la privacidad del consumidor y garantizando que esté bien informado. Para ello se deben universalizar los protocolos abiertos y las especificaciones públicas que permitan, tanto la interoperabilidad de los diversos equipos y sistemas, como el fomento de la competencia entre suministradores, minimizando así el coste global.

RECOMENDACIONES PARA DESARROLLAR LAS *SMART GRIDS* EN ESPAÑA

El primer paso para llevar a cabo la transformación tecnológica de las *smart grids* es asegurar que la misma es beneficiosa para el consumidor y la sociedad. Hasta la fecha, los **análisis coste-beneficio (CBA)** realizados, en general, ratifican que la apuesta por la modernización es **favorable**, desde la perspectiva del conjunto de los *stakeholders*.

Los CBA del Reino Unido, Dinamarca y Polonia, así como el estudio, para España, de The Boston Consulting Group, realizado para la plataforma FutuRed, ponen de manifiesto que las *smart grids* son muy beneficiosas en términos globales.

Hay que recordar que con la implantación no sólo se reducirán los costes de operación de las redes, se mejorará la calidad y se reducirán las pérdidas; sino que también se avanzará en el cumplimiento de los objetivos de las políticas energéticas comunitarias, como la reducción de emisiones, la integración de renovables, la mejora de la eficiencia energética y el impulso de la industria tecnológica.

La distribución es una actividad regulada, y puede afirmarse que se desarrolla en función del marco regulatorio existente y de las señales que éste proporcione. La compañía distribuidora, en esencia, es y actúa conforme a lo que el Regulador establece. Hay que destacar que el esfuerzo inversor corresponde a las compañías de distribución eléctrica, mientras que los beneficios se distribuyen entre varios agentes.

Por ello, el primer requisito para el desarrollo a fondo de las *smart grids*, es que el Regulador asuma que las mismas son beneficiosas para la sociedad y que ello se traduzca en una regulación que las promueva e incentive.

El factor clave, que determinará el éxito o fracaso del desarrollo de las *smart grids*, **será el marco regulatorio**, ya que sólo podrán desarrollarse si existen unas reglas claras que proporcionen, con un enfoque global e inteligente, los incentivos adecuados. Por tanto, es imprescindible que las distribuidoras dispongan de garantías de recuperación de sus inversiones con una tasa de rentabilidad razonable, que tenga en cuenta sus costes de capital. Dicha rentabilidad debe

basarse en el WACC, como recomienda el propio Regulador en España y como se remunera la actividad en un buen número de países.

Adicionalmente, al tener las inversiones en *smart grids* un alto perfil tecnológico y estar sujetas al riesgo por obsolescencia, convendría plantearse esquemas en los que este tipo de inversiones tuvieran una **rentabilidad adicional** respecto a las tradicionales, como se ha mencionado para Italia. Este último caso y los proyectos ad-hoc, con rentabilidades específicas, pueden ser ejemplos de esquemas regulatorios válidos para incentivar este tipo de inversiones.

Estas aseveraciones son muy relevantes en el momento actual, en el que la Reforma Energética iniciada por el Gobierno en julio de 2013, está revisando las metodologías retributivas de las actividades reguladas, entre ellas la de la distribución eléctrica.

El contenido de las normas en trámite de audiencia liga la rentabilidad de las inversiones en la red a los bonos del Estado siendo, además, inferior a la de otras actividades reguladas. De aprobarse la normativa en esos términos, no se reflejarían adecuadamente los costes de capital de las empresas, por lo que destruirían valor si invirtieran a dicha tasa de retribución.

En definitiva, si se quiere modernizar las redes y desarrollar inversiones en beneficio de los consumidores y de la sociedad, es fundamental y necesario, que la normativa retributiva permita al distribuidor que las inversiones que realice tengan, al menos, una rentabilidad similar a su WACC. Si se desea desarrollar las *smart grids*, deben crearse mecanismos que permitan obtener, para dichos proyectos, una rentabilidad específica suplementaria.

EXECUTIVE SUMMARY

THE PURPOSE OF THE STUDY

The aim of the study carried out by the Energy Chair at Orkestra-Basque Institute of Competitiveness entitled 'Distribution Networks of the Future: An Analysis in Support of Their Development' is to analyse the technological and regulatory aspects of smart grids and put forth a series of recommendations to foster their development.

THE PRESENT SITUATION AND FACTORS DRIVING A CHANGE IN THE MODEL

European energy policy rests on **three pillars**—security of supply, sustainability and competitiveness—and smart grids could potentially play a fundamental role in achieving them.

Smart grids contribute to the safety, efficiency and reliability of the power supply, as they reduce the number, duration and impact of service interruptions, enable better integration of renewable energies and distributed generation and aid in the transition towards a more sustainable electrical system by continually seeking to achieve greater efficiency. Energy demand management and the ability to adjust supply will grant the system greater flexibility, decrease operating costs and lead to more effective investments in the mid to long term, giving rise to a more efficient electrical service with an increasingly positive impact on the competitiveness of the economy.

For years now, the idea has been growing that power grids—a fundamental factor in society's development and one which brings great benefits to it—should be more intelligent. With today's technology this is a conceivable task, but it brings new challenges and a need for changes in business processes and models. For this reason, it is necessary to identify, design and implement measures that foster smart grid development.

There are three main factors driving the change towards distribution networks of the future being substantially different from those of today. The first of these factors is the **smart meter**, which, as a component of the smart grid, plays a fundamental role in its development and implementation. Smart meters represent a key aspect of smart grids, as they provide valuable information that can be exchanged between the consumer and other players.

Furthermore, the meters will facilitate demand side management and lead to enhanced automation of the grid, opening the door to lower operating costs, thus potentially reducing costs to consumers.

Directive 2009/72/EC established that member states were to make a decision regarding the roll-out of smart meters following an economic assessment. Spain's plan for the large-scale substitution of the nation's meters, put into effect in 2007,

calls for all household meters to be replaced by smart meters by 2018. This represents a unique opportunity to develop smart grids, as there are obvious synergies between both technologies.

The second factor driving this change is the increase in **distributed generation and active demand side participation**. Distributed energy resources also present an opportunity and a challenge, both for the different stakeholders in the system and in terms of the development of technology and the management, operation and protection of grids. Gradually incorporating them within a context of smart grids will permit the electrical system to become more stable, safer, and, consequently, more reliable. In addition, smart grids will make it possible to integrate more renewable generation, reducing the need for back-up capacity and bringing us closer to reaching EU environmental targets.

The electrification of transport and energy storage development are other driving factors behind this change that must be considered. Consumers' active participation in the system will allow consumption to be delayed or reduced during peak hours and will bring about opportunities for economic management, increasing savings and energy efficiency.

The third factor driving this change is a policy of continuous improvement in the **quality of service**. Relative to its neighbouring countries, Spain ranks well on indicators of continuity of supply (SAIDI and SAIFI). However, this is no reason not to continue to improve quality with the aim of reaching levels similar to those of leading countries such as Germany, especially considering the increasingly digital nature of our economy and the presence of industrial and services sectors with ever-growing needs. Investments in smart grids will help to improve quality of service as they implement monitoring, supervision and automation systems—the foundation of the power grids of the future.

THE FUTURE OF DISTRIBUTION NETWORKS: SMART GRIDS

The European Commission defines a smart grid as *'an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it—generators, consumers and those that do both—in order to ensure an economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety'*. The definition establishes a nearly direct correlation between grid intelligence and the three pillars of energy policy mentioned above.

Distribution networks are changing, will continue to evolve and, most likely, will undergo even greater changes in the future, should an unequivocal commitment to developing smart grids be made and the necessary conditions to feasibly achieve this development be put in place. For this reason, the role of technological innovations in this process is a very important consideration to keep in mind, as is the need for a comprehensive approach to the different components of the network, including communications, information, functionalities and business implications.

In fact, the once centralised, one-way electrical system is evolving into a more decentralised, bidirectional system in which the different stakeholders in the network, including consumers, will take on a more active role in the future. The current model and the smart grid model will foreseeable exist side by side for some time as part of a gradual, progressive process.

Distribution networks play a central role in the electrical system. Stakeholders and users need to be connected to them and they are capital-intensive. In the short term, modernising grids and integrating distributed generation will require increased investments in distribution networks in order to modernise substations, transformer stations, communication systems and information systems related to supervision and automation processes.

All these changes will call for modifications in medium- and low-voltage grids, as well as a new approach to their planning. An active approach must be taken in this field, and fundamental to this new approach is a new relationship between planning and operating.

This study highlights the need to **incentivise investment as a springboard for the development of smart grids**; to that end, we take a close look at the cases of the United Kingdom and Italy, both of which have met this objective, albeit by different means.

The UK has price control mechanisms for electricity distribution that, at least in part, link returns to innovation. Additionally, the £500-million Low Carbon Networks Fund encourages smart grid projects through competitive processes.

In Italy, the smart grid-specific projects approved in 2011 are granted additional returns of 200 basis points above the weighted average cost of capital (WACC) over an 8-12-year period to balance out the greater technological risk associated with these investments.

Finally, smart grid projects can also be driven by public-private partnerships. The Bidelek Sareak Project, carried out by the Basque Government through its *Ente Vasco de la Energía* (Basque Energy Agency) in partnership with Iberdrola, is an example of public-private collaboration whose purpose is to develop equipment that will be used in the roll-out of their pilot project and to implement a pioneer programme in the Basque Country.

It should be recalled that smart grids involve a wide range of elements that are connected through digital technologies and advanced communication, information and management systems, which provide real-time information on consumption, loads and disruptions. This information facilitates dynamic reconfigurations which can be used to optimise operation performance and objectives.

Within this context, **standardisation, interoperability and adequate management of information are essential** to ensuring an optimal technological

deployment and guaranteeing that smart grids are implemented at as low a cost as possible in a way that respects consumers' privacy and ensures that they are well informed. To that end, open protocols and public specifications must be universalised to allow for interoperability between different equipment and systems and encourage competition between providers and thus minimise the overall cost.

RECOMMENDATIONS FOR DEVELOPING SMART GRIDS IN SPAIN

The first step towards implementing smart grid technologies is to establish that transforming the current grid into a smart grid is beneficial to consumers and to society. The **cost-benefit analyses (CBAs)** carried out to date generally confirm that modernising the grid is **in the interests** of the stakeholder community.

The CBAs carried out by the UK and Denmark and Poland, as well as the study by The Boston Consulting Group commissioned by Spain's FutuRed platform, conclude that smart grids offer great benefits across the board.

Implementation of smart grids would not only lower operating costs, improve quality and reduce losses, but also help the country move towards meeting the European energy targets, including reducing emissions, integrating renewable energies into the network, improving economic efficiency and boosting the technological industry.

Distribution is a regulated activity, and it is carried out within the existing regulatory framework and according to the price signals laid out by this framework. Essentially, the grid company is in compliance with what the regulator has established, and acts as such. It is important to note that the bulk of the investment is made by grid companies, while the benefits are reaped by a number of different players.

Therefore, the first step towards seriously developing smart grids is for the regulator to accept that these grids are beneficial for society and for this acceptance to translate into regulations that promote and incentivise the new grids.

The **key factor** here, which will determine whether smart grid development succeeds or fails, is the **regulatory framework**, as the only way these grids will be developed is through a comprehensive, intelligent approach which establishes clear rules providing appropriate incentives. Therefore, it is imperative that grid companies be guaranteed recovery of their investments with a reasonable rate of return which factors in their cost of capital. This rate of return should be based on the WACC, a practice which is recommended by Spain's regulator and used in the field in a number of countries.

Additionally, because investments in smart grids are of a highly technological nature and involve an elevated risk of obsolescence, it is advisable to consider

schemes that compensate this type of investment with **additional returns**, as in the case of Italy, mentioned above. This case and ad hoc projects with specific rates of returns represent examples of regulatory schemes that could effectively incentivise this type of investment.

These conclusions are especially significant in light of the current landscape, in which the Energy Reform initiated by the government in July 2013 is reviewing methods of regulating returns in government-regulated economic activities, including the distribution of electricity.

The proposed legislation links the rate of return on investments in the grid to treasury bonds, and the rate is also lower than those on other government-regulated activities. Should the legislation go through with these stipulations, companies' capital costs would not be adequately reflected, which means they would be destroying value if they invested at the proposed rate of return.

In sum, to modernise grids and encourage investments to the benefit of consumers and society, it is fundamental that price control legislation allow distribution companies to earn returns comparable to their WACC, at the minimum. To develop smart grids, there is a need to create mechanisms that set up specific additional returns for these projects.

1. INTRODUCCIÓN

La distribución es el paradigma del negocio regulado. Su inclusión junto con otras actividades reguladas como el transporte y las primas al régimen especial ha tenido como consecuencia una drástica disminución de los ingresos de la actividad. Dada la naturaleza de las inversiones y actividades de la distribución, los efectos sobre el posible deterioro del servicio, no serán visibles más que a medio y largo plazo. Lo que probablemente tendrá un efecto a más corto plazo, es la reducción de inversiones en redes y el ajuste y la búsqueda de la disminución de costes operativos.

Las redes de distribución, están en un importante proceso de cambio. Se da una gran paradoja. Se habla, se escribe y se visualiza un mundo en el que las redes eléctricas de distribución se transformarán en otra cosa; pero en el caso español, se reducen las remuneraciones y los incentivos para que esto ocurra, con los consiguientes efectos sobre la modernización, la innovación y la industria.

Por ello, reconociendo la importancia del marco regulatorio, resulta obligado examinar los aspectos retributivos (remuneración e incentivos), y no desligar estos de los conceptos operativos o tecnológicos para el desarrollo de las redes eléctricas de distribución de futuro. Se puede decir que el diseño del esquema retributivo de la distribución, su implementación y evolución son de la máxima importancia para el desarrollo de las redes de distribución del futuro.

Además, debido, en gran parte, a la complejidad del asunto y al significativo número de partes interesadas, el coste de acometer globalmente las diferentes inversiones relacionadas con el concepto de redes inteligentes o *smart grids*², no tiene un correlato claro con los beneficios de las mismas para los diferentes *stakeholders*, lo que pone en relieve la necesidad de examinar, al menos cualitativamente, la relación coste-beneficio (*Cost Benefit Analysis-CBA*).

Convertir una red eléctrica en inteligente consiste en incorporar a los diversos elementos que la integran (contadores, centros de transformación, subestaciones eléctricas, etc.), las tecnologías digitales y los sistemas de comunicación más avanzados; permitiendo con ello disponer de información precisa, detallada y en tiempo real de la demanda en distintos puntos, los flujos de potencia que la atraviesan; el estado de los activos que la componen, y la prevención de potenciales incidencias en la misma. Con todo, las redes de distribución deberán seguir desempeñando la función para la que fueron diseñadas; proveer un servicio de suministro eléctrico de calidad con costes operativos eficientes.

El contexto normativo europeo, apoyado por los desarrollos tecnológicos del sector eléctrico y de las tecnologías de comunicación e información, exige o promueve que la red se adapte a unas condiciones de entorno diferentes a las

² A lo largo del estudio se utilizarán indistintamente las expresiones redes inteligentes y *smart grids*.

actuales. La integración de renovables y generación distribuida, así como las medidas de ahorro y eficiencia energética y la movilidad eléctrica, son un ejemplo de ello. Su incorporación exige que la red de distribución evolucione hacia las *smart grids*.

El presente estudio identifica, en el capítulo segundo, principalmente, tres factores de cambio, que contribuyen a que las redes de distribución en el futuro sean sustancialmente diferentes de las redes que hoy se conocen.

El primero es el despliegue de contadores inteligentes, que fomentan una mayor participación de los consumidores y mejoran la competencia. El segundo, la progresiva incorporación de los recursos energéticos distribuidos, permitirá evolucionar hacia una economía más sostenible en términos medioambientales. Por último, la necesidad de optimizar la operación de la red, supone la mejora de la calidad del servicio, reduciendo al máximo las pérdidas, y adecuando el suministro energético a la demanda con la calidad que requiere una sociedad avanzada y una economía cada vez más digitalizada.

Las diferentes tecnologías relacionadas con las *smart grids* y la estandarización e interoperabilidad, son elementos que constituyen una base para el desarrollo de las redes inteligentes, que en cualquier caso, requerirán de innovación continua y de proyectos de demostración.

No obstante, la falta de incentivos económicos junto con la “inercia” tecnológica, de inversiones e institucional de los sistemas eléctricos, tendrán como probable resultado un sistema de redes eléctricas, que en este estudio se ha denominado de evolución o transición hacia las *smart grids*. Este “estadio” se puede caracterizar por incorporar sistemas avanzados en la gestión de la distribución (ADMS), apoyados en mayores grados de automatización.

Por lo tanto, es previsible que el cambio se desarrolle como un proceso progresivo y gradual y no como una revolución; lo que significa que, a medio plazo, no se visualiza que la red eléctrica sea totalmente distinta a la actual, pero se caracterizará por adoptar algunas de las funcionalidades que ofrecen las *smart grids*. En este sentido, el capítulo tercero analiza los cambios que, a medio-corto plazo, se prevén implementar en la red de distribución. De esta manera se acota la parte de la red de distribución sobre la que centrar la atención, en aquella comprendida entre los contadores, que se examinan en el segundo capítulo y los propios centros de transformación (media y baja tensión).

El cuarto capítulo versa sobre las *smart grids*, que responden a una visión a largo plazo. En él se considera, junto con otras definiciones, la concepción de *smart grid* que ha adoptado el grupo de trabajo conformado por los organismos de estandarización europeos, en cumplimiento del mandato europeo M490/2011.

Hay dos grandes cuestiones relativas a las redes de distribución que, junto con lo tecnológico, también habría que considerar con objeto de tener una visión holística

del reto que conlleva transitar hacia las *smart grids*. Se trata de los CBA y de la regulación de la distribución, especialmente la relativa a su retribución.

Considerando que la implantación de las *smart grids* es un proyecto a largo plazo y necesitado de inversiones, cuyos beneficios retornan, en general, a la sociedad; se pone de relieve la pertinencia de realizar los CBA como herramienta para valorar proyectos o despliegues de *smart grids*.

En línea con lo anterior, el capítulo quinto pasa revista a los análisis CBA y a sus resultados, realizados por distintos agentes, sobre las inversiones necesarias para implementar contadores inteligentes y *smart grids*. Asimismo, se hace una referencia a las guías metodológicas recomendadas por la Comisión Europea para realizar los CBA.

La transición hacia las *smart grids* sólo tendrá lugar si existe un marco regulatorio favorable que las incentive. Por ello, en el capítulo sexto se analiza la evolución de la retribución de la distribución, describiendo los esquemas o modelos retributivos que se han implantado en España, desde la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico 54/1998, hasta la reciente reforma energética que introdujeron el Real Decreto Ley 13/2012 y el Real Decreto Ley 9/2013.

Con todo lo anterior, el estudio pretende ofrecer una serie de conclusiones y propuestas para promover que las redes de distribución, en España, transiten hacia las *smart grids*.

Dada la amplitud y complejidad del tema, el estudio se ha centrado en examinar los aspectos que se han considerado más relevantes, siendo conscientes de que, por la naturaleza de los asuntos a examinar, quedan aspectos fuera del alcance, a pesar de que sería deseable profundizar en su análisis. Este puede ser el caso de la aplicación del análisis coste-beneficio en España o de las propuestas regulatorias, como por ejemplo la relativa al despliegue de generación distribuida mediante el autoconsumo.

No menos interesante resultaría el análisis de las medidas de política energética, industrial y tecnológica que se deberían implementar para que las redes eléctricas beneficien a los consumidores, a la industria y a las compañías distribuidoras. Temas que quizás puedan ser objeto de posteriores trabajos de la Cátedra de Energía.

2. FACTORES DE CAMBIO EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Las redes eléctricas de distribución fueron diseñadas para dar respuesta a una forma de operación que, ahora, debe ser rediseñada para facilitar nuevas prestaciones. Ello supondrá renovar, tanto las infraestructuras eléctricas, como la gestión que se hace de las mismas, para lo cual se han de incorporar nuevos elementos y/o hacer un *retrofitting* de las mismas (contadores, centros de transformación, subestaciones eléctricas) integrando tecnologías digitales y sistemas de comunicación más avanzados.

Conseguir un sistema energético más sostenible, en el ámbito de la distribución ha supuesto unos compromisos medioambientales más estrictos, de mejora de la eficiencia energética así como de la seguridad y calidad del suministro eléctrico³ mediante el uso de recursos propios.

En el marco de las estrategias y planes europeos, el reto que recae sobre las redes eléctricas, supone la necesidad de transitar hacia el paradigma de las *smart grids* o redes inteligentes.

La implantación de este tipo de redes redundará en beneficios, como la mejora de la calidad del suministro, al disminuir el número y duración de las incidencias; el ahorro y la eficiencia energética, al disponer los consumidores de mejor información sobre sus consumos eléctricos; y el desarrollo tecnológico para cumplir las nuevas especificaciones y requerimientos de estas redes. A su vez, un menor número y duración de las interrupciones del suministro, disminuirá los costes de operación y mantenimiento; y la integración y operación con nuevos sistemas de la generación distribuida, permitirán optimizar y diferir inversiones en la red.

El objetivo de este capítulo es, examinar el contexto actual para tratar de identificar los factores de cambio que motivan la transición de las redes de distribución desde el modelo actual hacia el paradigma de las *smart grid*. Cabe señalar que resulta difícil discernir y analizar por separado los factores de cambio concretos, que impulsan la necesidad de modernizar las redes eléctricas de distribución porque, en cierta medida, están relacionados. Lo importante es comprender el contexto que ha dado lugar a que hoy se hable de estos factores de cambio. Razón por la cual, en primer lugar, el apartado 2.1 contextualiza, someramente, tanto el ámbito regulatorio europeo como las implicaciones que de él se derivan.

En un sentido amplio, se puede considerar que los factores de cambio son tanto externos como internos a las redes eléctricas. Los factores externos son aquellos

³ La calidad del servicio de suministro de energía eléctrica, también denominada calidad de servicio y calidad de suministro, es el conjunto de características técnicas y comerciales inherentes al suministro eléctrico exigibles por los consumidores y por los órganos competentes de la Administración

que deben promover la necesidad de adecuar las redes eléctricas para vertebrar un futuro energético más competitivo y descarbonizado. La energía es un factor de coste significativo para la industria. En la medida en que la red sea ineficiente, traslada a los procesos productivos su propia falta de competitividad. Por su parte, los factores internos se refieren a la necesidad de actualizar los activos de la red actual; aspecto fundamental para poder implementar sobre ella las tecnologías y sistemas *smart* necesarios.

Los factores que se han identificado en este informe, como precursores de la transición de las redes de distribución actuales en España hacia las *smart grid*, son los siguientes: el despliegue de contadores inteligentes; la integración de energías renovables (EERR) y de la generación distribuida en las redes de distribución, junto con la participación activa de la demanda, y la mejora de la calidad de servicio de suministro eléctrico.

El despliegue de contadores inteligentes es una actuación que las empresas distribuidoras llevan a cabo y continuarán en el medio plazo e implica cambios en la gestión de los activos que constituyen su red actual, sobre la que se irán implementando nuevos equipos para dotar de más inteligencia a la red. La participación activa de la demanda y la incorporación más intensa de recursos energéticos distribuidos, se prevén más a medio o incluso largo plazo. Por su parte, la mejora de la calidad de servicio es una actividad que se desarrollará de manera progresiva conforme se implanten nuevos equipos y funcionalidades.

Dicho lo anterior, cabe señalar que ello no significa que estos factores de cambio señalados sean los únicos; ya que un factor básico, que impulsa la inversión y, por consiguiente, el desarrollo de las redes de distribución, es la regulación.

En este sentido, habida cuenta de que la distribución es un negocio regulado, las inversiones están sujetas a una retribución⁴ reconocida por la Administración. El distribuidor acometerá las inversiones necesarias para mejorar la gestión de la capacidad y en extender y ampliar las líneas de distribución, siempre y cuando, perciba una señal clara de la regulación. Por consiguiente, la regulación es un factor de cambio que puede impulsar que la empresa distribuidora, sobre quien recae la responsabilidad de desarrollar las redes de distribución, invierta en el cambio de las redes eléctricas actuales para mejorar su red.

Si el distribuidor decide invertir para mejorar sus redes, se desencadenarán una serie de efectos de arrastre sobre el resto del tejido tecnológico e industrial, que dinamizarán el sector. Ahora bien, la industria y el sector tecnológico no deberían esperar a esta señal para empezar a desarrollar los procesos y tecnologías que

⁴ La regulación relativa a la retribución de la distribución se trata en el capítulo seis, reservando este capítulo a analizar otros factores de cambio que impulsan la transición hacia las *smart grids*. En el capítulo quinto, se examinan esquemas regulatorios que incorporan parámetros relativos a la innovación e incentivos, así como esquemas *ad hoc* para el desarrollo de las redes inteligentes.

solicitará el distribuidor; sino que deberían guiarse por el contexto y la coyuntura del sector.

2.1. El marco Europeo

Para el análisis de las redes de distribución eléctrica en España, es aconsejable analizar, previamente, el marco energético europeo.

La política energética europea se basa en tres pilares; la garantía de suministro, la sostenibilidad y la competitividad; para cuyo cumplimiento, las *smart grids* pueden ser una herramienta fundamental.

En este sentido, las redes inteligentes contribuyen a la seguridad, eficiencia y fiabilidad del suministro ya que reducen el número de las interrupciones y su duración e impacto; permiten la mejor integración de las energías renovables y la generación distribuida y facilitan la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible, mediante la continua búsqueda de la eficiencia. La gestión activa de la demanda y la adecuación de la oferta permitirán flexibilizar el sistema, disminuir los costes operativos y facilitar unas inversiones más eficientes, a medio y largo plazo; promoviendo un servicio eléctrico más eficiente que siga contribuyendo de forma creciente a la competitividad de la economía.

Modernizar el sistema eléctrico comunitario es fundamental para cumplir con los objetivos que establece la política europea, en especial las redes eléctricas de media y baja tensión a las que se les exige ser más inteligentes.

Es más, se puede señalar que la necesidad de redes inteligentes está asociada a los retos que tiene el sistema eléctrico con motivo del cumplimiento de los objetivos europeos energético/ambientales del llamado mandato 20/20/20⁵, del Consejo Europeo del 8 y 9 de marzo de 2007.

Para alcanzar sus objetivos individuales, de reducción de emisiones en 2020, los Estados miembros procurarán seguir una trayectoria indicativa⁶ con el año 2005 como punto de partida que se recoge en la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de EERR⁷. Cabe señalar que sobre el sector eléctrico recae un importante peso en el cumplimiento de los objetivos 20/20/20, tanto desde el punto de vista de la reducción de emisiones, con la participación de fuentes renovables, que en Europa supondría pasar de representar un 18% a un 34% en 2020 (Eurelectric, 2011); como de la mejora de la eficiencia.

Asimismo es conveniente considerar la Estrategia Europa 2020 y la Hoja de Ruta de la energía para 2050, que identifican y establecen las estrategias para el sistema energético europeo.

⁵ Reducir un 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar un 20 % las energías renovables en el *mix* energético y aumentar un 20 % la eficiencia energética.

⁶ Las trayectorias indicativas (%) vienen dadas por la Directiva 2009/28/CE a través de fórmulas por las que se obtienen medias bienales

⁷ Uno de los objetivos de la Directiva 28/2009/CE, de 23 de abril de 2009, es conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y una cuota del 10% de energía procedente de renovables en el consumo de energía en el sector del transporte de la UE.

La Estrategia Europa 2020 prioriza el crecimiento inteligente⁸, sostenible⁹ e integrador¹⁰ (Comisión Europea, 2010a). Este crecimiento se sustenta sobre dos iniciativas: “Una Europa que aproveche eficazmente los recursos”¹¹, (Comisión Europea, 2011a), y “Una política industrial para la era de la mundialización”, (Comisión Europea, 2010b).

En línea con la Estrategia Europa 2020, cabe considerar una comunicación de la Comisión que presenta un doble objetivo: modificar sustancialmente la forma en la que Europa produce y consume la energía y, al mismo tiempo, dar continuidad a los resultados ya obtenidos en materia de política energética¹² (Comisión Europea, 2010c).

Además, no hay que olvidar los aspectos de estrategia tecnológica. El SET-PLAN (Strategic Energy Technology Plan, Plan Estratégico en Tecnologías Energéticas) es el pilar tecnológico de las políticas europeas en energía y medioambiente. Su objetivo es acelerar el desarrollo de tecnologías con bajas emisiones de carbono y mantener el liderazgo europeo en estas tecnologías energéticas¹³.

Resulta interesante analizar en qué medida los beneficios que procurarían las *smart grids* facilitarían la consecución de los objetivos establecidos en la Estrategia. El Club Español de la Energía ha clasificado los beneficios en función de su incidencia sobre cada uno de los objetivos de la Estrategia 2020; incidencia que se puede considerar como poco definida, positiva o muy positiva.

De este análisis se deduce que el beneficio que más repercute en el logro de los objetivos a 2020 es la mejora del medio ambiente. Esto significa que el medio ambiente es un precursor que ha dado lugar a la incorporación de tecnologías renovables, que son un factor de cambio por cuanto suponen modificar la gestión del sistema eléctrico. Otro de los beneficios asociados a las *smart grids*, que facilitará la consecución de los objetivos de la estrategia 2020, son la integración de la generación distribuida, la participación activa de la demanda y la mejora de la seguridad, y del control de las redes eléctricas, lo cual es coherente con los factores de cambio que se exponen en los apartados 2.2., 2.3. y 2.4. (Club Español de la Energía, 2012).

⁸ Desarrollo de una economía basada en el conocimiento y la innovación.

⁹ Promoción de una economía que haga un uso más eficaz de los recursos, que sea más verde y competitiva.

¹⁰ Fomento de una economía con alto nivel de empleo, que tenga cohesión social y territorial.

¹¹ En este documento se plantea combinar el crecimiento económico con el respeto al uso de los recursos, y reduciendo las emisiones de carbono; incrementando el uso de EERR, modernizando el sector del transporte y promoviendo un uso eficaz de la energía.

¹² Limitación del consumo de energía (construcción y transportes), impulso del mercado paneuropeo integrado de la energía, sensibilización de los consumidores y maximizar la seguridad y la protección.

¹³ European Energy Research Alliance (EERA) es uno de los instrumentos del SET Plan y su principal objetivo es agregar, reforzar, expandir y optimizar las capacidades de investigación en el campo de la tecnología energética mediante la realización conjunta de actividades paneuropeas (EERA Joint Programmes) que se embeban en la investigación específica impulsada por la industria. Para ello, combina recursos de financiación nacionales y comunitarios, implementando programas de investigación conjuntos (Joint Research Programmes), en aras de maximizar la complementariedad y sinergia

Por su parte, el objetivo de la hoja de ruta a 2050 es que la UE reduzca las emisiones gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 (Comisión Europea, 2011b). Esta hoja de ruta se apoya en dos pilares para 2050: el primero ahorrar un 20% de energía primaria en 2030 y un 35% en 2050; y el segundo, electrificar el sistema energético, lo que significa electrificar un 36-39% la demanda final de energía. La electricidad cubriría cerca del 65% de la demanda energética de automóviles y vehículos industriales ligeros tendiendo hacia una generación prácticamente descarbonizada (60% en 2030 y 99% en 2050). Se desea que para 2050, en la UE, más del 50% de electricidad sea de origen renovable. En España, ya en 2012, aproximadamente el 55% de la producción eléctrica estaba libre de emisiones de GEI y el 33% provenía de fuentes renovables.

La Estrategia 2020 y la Hoja de ruta a 2050 implican que, por una parte, se incorporen nuevos usos y agentes como, por ejemplo, los vehículos eléctricos y, por otra, aumente la participación de fuentes de generación renovable y de generación y recursos distribuidos. En la medida que esta incorporación tiene lugar en la red de distribución, conllevará modificaciones en la misma.

En la actualidad no hay un marco integral que promueva el cambio de las redes en este sentido. A pesar de que las *smart grids* se conciben como el modelo de red idóneo para cumplir con los objetivos europeos, la legislación del Mercado Interior de la Energía¹⁴ no contempla un marco general de actuaciones integradas, que incentiven la transición a las redes de distribución hacia las *smart grids*.

2.2. Implantación de contadores inteligentes

Como se ha indicado, existen elementos que están impulsando que las redes de distribución transiten hacia las *smart grids*. Este estudio considera que la sustitución de los contadores tradicionales por inteligentes es el primer factor de cambio. Ello se debe a tres razones principales.

En primer lugar, porque la regulación como *driver* básico impulsa que el distribuidor invierta en la renovación de sus redes de distribución¹⁵.

En segundo lugar, porque aun no siendo lo mismo un proyecto de *smart grids* que un proyecto de contadores inteligentes, los últimos facilitan la base sobre la cual se pueden implementar tecnologías de medición avanzadas (ver 2.2.1). Los sistemas avanzados de medida requieren dotar a los centros de transformación de soluciones de telecomunicaciones, las cuales facilitan la incorporación de funciones de monitorización de los principales parámetros de red (tanto en media como en

¹⁴ El tercer paquete de propuestas para el Mercado Interior de la Energía en Europa fue adoptado el 13 de julio de 2009 e incluye cinco actos legislativos, que pueden verse en: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/legislation_en.htm

¹⁵ La regulación no sólo afecta directamente a las compañías distribuidoras. Piénsese en el esfuerzo inversor de la industria y los proveedores tecnológicos, todo ello apoyado activamente por las administraciones públicas y los proyectos de I+D+i demostrativos relacionados con los contadores inteligentes a raíz del Real Decreto 1110/2007, lo cual, a su vez pone de manifiesto la importancia de la regulación en el alineamiento de las inversiones industriales para la mejora de las redes de distribución.

baja tensión) e incluso la automatización de algunos segmentos de redes de distribución. Estas nuevas inversiones serán la base sobre la que se podrá desarrollar la nueva red de distribución que permitirá abordar los retos que se le plantearán en un futuro próximo a las compañías de distribución eléctrica (generación distribuida, flujos de potencia bidireccionales, etc.).

En tercer lugar, los contadores inteligentes facilitarán el papel, cada vez más importante, de la participación de la demanda (apartado 2.3.2), lo que permitirá al operador del sistema actuar sobre la misma para optimizar la operación del sistema.

Los contadores inteligentes, además, obligan al despliegue de comunicaciones para trasladar los datos del consumo a los procesos de negocio. Este aspecto facilita enormemente el despliegue de cualesquiera otros sistemas, cuyo modelo de negocio no sería viable si por sí solos tuvieran que justificar el despliegue de las mismas.

Antes de continuar conviene dar una definición de contador inteligente. En este sentido, un contador o medidor inteligente (*smart meter*) es aquél que permite medir la energía eléctrica consumida con una elevada discriminación temporal, típicamente horaria o cuarto-horaria. Además, incorpora otras funcionalidades¹⁶ como la medición de la energía reactiva, parámetros relacionados con la calidad del suministro o el control de la potencia máxima demandada¹⁷.

A diferencia de los contadores convencionales, los inteligentes disponen de las comunicaciones necesarias para permitir su lectura remota, para el control de la máxima potencia consumida o para tratar otro tipo de mensajes. Estos aspectos son básicos tanto para reducir los costes operativos, como para facilitar la participación activa del consumidor final (ver 2.3.3).

No obstante, cabe señalar que su despliegue y puesta en marcha requiere tomar una serie de medidas, entre las que cabe señalar aquéllas relativas a las comunicaciones, la protección de datos, la seguridad de las redes y de la información; medidas que aborda la agenda digital para Europa¹⁸.

¹⁶ De acuerdo a (JRC IET, 2012) el término “función” tiene connotaciones técnicas significativas (detección de falta, reconfiguración de redes de alimentación, etc.). El término funcionalidad representa unas capacidades más generales de la *smart grid* y, por consiguiente, no sólo considera la tecnología sino que facilitan una descripción intuitiva sobre el objetivo del proyecto.

¹⁷ El hecho de que se trate de un dispositivo cuyas funciones pueden ser distintas en virtud del agente que determine sus prestaciones da lugar a que, más allá, de la mera instalación de un dispositivo, se trate de un aspecto tecnológico a considerar.

La Recomendación 2012/148/EU de la Comisión Europea adopta las recomendaciones que establece el European Regulators Group for Electricity and Gas, para definir las funcionalidades que debe tener un contador inteligente. Las funcionalidades son las siguientes: una alarma que alerte al consumidor sobre el consumo excepcional de energía, un puerto abierto que permita acceder y controlar su consumo al consumidor, la posibilidad de actualizar el software remotamente (*a remote upgrade capability*) por el consumidor y que le permita medir, tanto la energía consumida como la generada, y la posibilidad de recibir instantáneamente información sobre interrupciones del suministro no programadas en los puntos de consumo (European Regulators Group for Electricity and Gas, 2011).

¹⁸ De acuerdo a la Recomendación 2012/148/UE, de 9 de marzo de 2012, relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente, una de las tareas clave es encontrar soluciones jurídicas y

Contrariamente a lo que, *a priori*, se podría concluir tras una primera revisión bibliográfica sobre redes inteligentes, un contador inteligente no es una *smart grid*. Aunque, a veces, ambos conceptos se utilizan indistintamente¹⁹, los contadores o medidores inteligentes sólo son una parte del conjunto de tecnologías que constituyen las redes inteligentes, cuya definición se verá en el apartado cuarto.

La instalación de contadores no es un fin en sí mismo, es un paso para avanzar hacia algunas de las funcionalidades que caracterizan las *smart grids*; que, en un futuro, ofrecerán nuevas posibilidades de servicio a los clientes, permitiendo agilizar todas las operaciones que soliciten y, de este modo, aumentarán la capacidad y rapidez de respuesta de la compañía distribuidora. Por consiguiente, aunque los contadores inteligentes tienen un papel relevante para influir en el comportamiento de los consumidores, *per se* no hacen a la red más inteligente.

Actualmente, el alcance de los medidores inteligentes facilita las aplicaciones relacionadas, fundamentalmente, con los consumidores residenciales, quedando fuera de su ámbito otros aspectos de las redes, como su gestión, que se deberían llevar a cabo en la propia red de distribución, mediante otros equipos y tecnologías de comunicación y control, que se tratarán en el capítulo tres²⁰.

El hecho de que la sustitución de contadores sea, quizás, la actividad más patente de cuantas se están realizando para desarrollar una red más inteligente, se debe a que la legislación europea sobre el Mercado Interior de la Energía impulsa la implantación de equipos de teledistribución en los Estados miembros, lo que en España se ha traducido en la obligatoriedad de la sustitución de contadores.

Los contadores inteligentes no son únicamente una herramienta de facturación para consumidores y comercializadores. La sustitución de los existentes supone un punto de partida para el desarrollo de las funcionalidades en la red de baja tensión, que permiten a los distribuidores una mejor operación de la misma, y así poder disminuir sus pérdidas y mejorar su calidad de servicio.

2.2.1. De los contadores inteligentes a los sistemas de medida avanzados

Los contadores inteligentes proporcionan la base sobre la cual, una vez habilitadas las tecnologías de comunicación, se podrán intercambiar datos entre el contador y el sistema de telegestión, de manera bidireccional. Esto conllevará que se puedan registrar datos de consumo y “telegestionar a los clientes”. Esto es, actualizar

técnicas adecuadas que garanticen la protección de los datos personales, en especial en la fase inicial de despliegue, como derecho fundamental en virtud del artículo 8 de la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea y del artículo 16 del Tratado de Funcionamiento de la UE.

Ello es debido a que los sistemas asociados a los contadores inteligentes permiten el tratamiento de datos, algunos de los cuales son predominantemente personales y, el despliegue de las redes y contadores inteligentes permitirá que los proveedores y operadores de redes pasen de conocer el comportamiento energético en general a poseer información detallada sobre cada consumidor final.

¹⁹ Lo que hoy se considera el primer proyecto de *smart grid*, tuvo lugar en Italia, en 2000, y supuso la instalación de medidores inteligentes conectados a través de una línea de comunicación en 27 millones de hogares.

²⁰ Las redes de distribución deben evolucionar hacia la automatización de las líneas y de los nodos que las constituyen, es decir, hacia la automatización de las líneas, las subestaciones y los centros de transformación.

tarifas y contratos, cambiar límites de potencia y, si se requiere, efectuar órdenes de desconexión del cliente, todo esto de forma remota.

En este sentido, las Tecnologías de la Información y de las Comunicaciones (TIC), han alcanzado un grado de madurez que permite integrarlas en la red eléctrica a un coste asumible. No obstante, este paso no es automático y, en la actualidad, se están desarrollando estándares y soluciones tecnológicas adaptadas para la industria eléctrica.

Los sistemas de medida avanzados se pueden clasificar en tres grupos dependiendo de las funciones que permiten llevar a cabo y el tipo de comunicación que ofrecen: contadores de lectura automática (*Automatic Meter Reading*, AMR), sistemas de gestión de medidas avanzadas (*Advanced Metering Management*, AMM) e infraestructuras de medida avanzadas (*Advanced Metering Infrastructure*, AMI).

Las AMI o sistemas de información asociados a la telegestión se pueden considerar como sistemas de información distribuidos que disponen de elementos críticos como son los concentradores de datos. Estos equipos pueden llegar a telegestionar cientos de clientes. Su correcto funcionamiento es clave para el correcto funcionamiento de los sistemas de telegestión.

Una red AMI está constituida por una serie de redes, que conectan una unidad central o punto de agregación de datos con los contadores inteligentes, permitiendo el envío de señales al usuario. El nivel más bajo corresponde a las instalaciones del usuario y los puntos de consumo (Home Area Network, HAN). Las redes HAN están diseñadas para comunicarse con el contador inteligente. El nivel intermedio son las denominadas redes NAN (Neighbourhood Area Network) o de zona. Las NAN envían aguas arriba la información a una red extendida o WAN (Wide Area Network), hasta el “extremo” final de las AMI.

Entre otros aspectos, los sistemas de medida avanzados facilitan la participación activa de la demanda (ver apartado 2.3.2). Esta gestión activa de la demanda requiere la existencia de una infraestructura de sistemas de medida inteligentes y de comunicación bidireccional con el agente intermediario y el operador de la red de distribución a la que esté conectado el consumidor.

Las AMI no sólo facilitan que los consumidores finales puedan gestionar mejor su consumo sino que también posibilitan que los comercializadores conozcan el perfil de sus clientes y, por consiguiente, puedan diseñar contratos más adaptados a sus necesidades. En base a lo anterior, en un futuro, el comercializador podrá ofrecer a los consumidores un servicio con un mayor valor añadido.

Cuatro temas relativos con las AMI resultan de interés. El primero, es el de la interoperabilidad entre fabricantes, tecnologías o países. El European Smart Metering Industry Group (ESMIG), ha puesto de manifiesto que la interoperabilidad no está asegurada.

El segundo aspecto, que favorecen los sistemas de medida avanzados, es que el ahorro potencial por parte del consumidor es mayor cuando existe una respuesta y participación activa del mismo (algunos estudios la cifran en torno al 11%). La experiencia hasta la fecha muestra que la disponibilidad de la infraestructura y de la tecnología, por sí sola, no crea la respuesta, motivo por el que el conocido *customer engagement*, sea hoy un tema de análisis y discusión.

El tercer tema importante es que, una vez que se dispone de millones de datos con información del consumidor; la compañía distribuidora o el agente, que dispone de ellos, necesita organizarlos y analizarlos para lo cual, debe tener una estrategia *ex-ante*, y será inevitable que se modifique el modelo de negocio, aspecto que se pone de relieve más claramente cuando se tiene una visión holística como la del modelo de arquitectura de referencia que se trata en el apartado 4.2.

Un cuarto tema, es quién es el agente responsable de medir y acceder a los datos de las mediciones y cómo se organiza institucionalmente la medición (vía de mercados u otros). Salvo en el Reino Unido, Estonia y Polonia, en la Unión Europea es la compañía distribuidora quien se responsabiliza de la medición, pero en otros países estos aspectos se organizan con criterios de mercado, en torno a un *hub* central. En cualquier caso, el mercado, en general está regulado; aspecto éste que, a pesar de ser de la mayor relevancia, este estudio no considera con detenimiento.

A la luz de todo lo anterior cabe reflexionar sobre dos aspectos. En primer lugar, se ha de considerar que los beneficios que conlleva la instalación de sistemas avanzados de medida no recaen sobre un único agente.

En segundo lugar, se ha de tener en cuenta que para aprovechar los beneficios que se esperan de la implementación de las AMI, hace falta infraestructura y participación activa de los agentes de mercado; organismos de regulación, operadores de la red, empresas energéticas, empresas de comunicaciones, fabricantes y suministradores de equipos y servicios, especialmente, los consumidores. En el apartado 2.3.2 se examinará esta cuestión.

2.2.2. El despliegue de contadores en Europa

Si bien el artículo 15 de la Directiva 2005/89/32, y el 13 de la Directiva 2006/32/EC, hacen referencia explícita al uso de sistemas de telegestión; el despliegue de los contadores inteligentes no comenzó hasta la entrada en vigor de la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, incluida en el tercer paquete de la energía.

Esta Directiva establece que las autoridades regulatorias nacionales deben recomendar firmemente la implementación de contadores inteligentes con objeto de promover la eficiencia energética y las medidas de gestión de la demanda, por un lado, y la participación activa de los clientes en el mercado, por otro.

Concretamente, indica que los Estados miembros “*recomendarán firmemente que las empresas de electricidad optimicen el uso de la electricidad (...) introduciendo*

sistemas de contador inteligente o redes inteligentes” y establece una recomendación para que evalúen la posibilidad de utilizar sistemas de medida inteligentes, antes del 3 de septiembre de 2012.

El objetivo de esta Directiva es que al menos el 80% de los clientes europeos de electricidad estén equipados con contadores inteligentes antes del 2020 y conforme a ella, los estados están obligados a garantizar la utilización de sistemas de contadores inteligentes que contribuyan a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad. La aplicación de estos sistemas podrá ser objeto de una evaluación económica de los costes y beneficios a largo plazo o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable y del plazo viable para su implantación²¹.

En este sentido, en septiembre del año 2013, el Consejo Europeo de Reguladores Energéticos (CEER) publicó un informe sobre la situación de cada estado miembro en cuanto a la implantación de contadores (Council of European Energy Regulators, 2013). Concretamente, el informe pasa revista al nivel de implementación de contadores inteligentes en cada país, cómo se están gestionando sus funcionalidades y la forma en que se han llevado a cabo los análisis coste-beneficio, recomendados. Además, revisa el grado en el que las distintas autoridades regulatorias nacionales están aplicando las recomendaciones ofrecidas por el Grupo Europeo de Reguladores de Electricidad y Gas (ERGEG) en relación con los aspectos regulatorios de la medición inteligente en gas y electricidad (European Regulators Group for Electricity and Gas, 2011).

Una de las conclusiones del informe es que a pesar de que el Plan nacional de sustitución de contadores en Europa se estableciera a finales de 2007²², la situación de despliegue no es la misma en todos los estados²³ (Council of European Energy Regulators, 2013). Concretamente, en Italia²⁴ y Suecia se han implementado prácticamente la totalidad de contadores inteligentes previstos para el año 2020, es decir el 95% y el 100%, respectivamente. En el caso de Suecia el despliegue se ha llevado a cabo sin contar con ningún imperativo legal o

²¹ No obstante, la UE y algunos reguladores como la Comisión de Regulation de l'Energie (CRE), Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) y Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE), generalmente, interpretan esta obligación como si fuera vinculante.

²² El Plan establece la sustitución de los equipos de medida para los usuarios finales con potencias contratadas hasta 15 kW.

²³ En Dinamarca la regulación obliga la instalación de 3,3 millones de contadores inteligentes antes de 2015 y en Inglaterra está previsto que el despliegue comience en breve. La autoridad finlandesa requiere que se instale por lo menos el 80% de contadores inteligentes, de un total de 3,2 millones para el 2014. La autoridad noruega ha publicado una regulación para instalar contadores inteligentes antes del 2015 y EDF ha anunciado el inicio de la implantación de sus 35 millones de contadores electromecánicos con telegestión. En Holanda el despliegue de la infraestructura de medición avanzada, y por consiguiente de los servicios *smart grid*, se ha visto paralizado en abril del 2009 por el Parlamento nacional, que ha sido sensible a la posible vulneración de la privacidad del cliente, que supone la instalación de contadores inteligente. Recientemente, en agosto de 2013 el Ministerio Federal de Economía y Tecnología también han notificado su no cumplimiento.

²⁴ En el caso de Italia, probablemente la ubicación en el interior de la vivienda de los contadores, ha estimulado la instalación masiva de contadores inteligentes.

normativa explícita que les obligara²⁵ (ver FIGURA 1). Por otra parte, Austria, Dinamarca²⁶, España, Estonia y Finlandia han comenzado con el despliegue. Se estima que, para finales de 2013, Finlandia cumplirá su objetivo del 80% de consumidores con contadores digitales.

Entre los países que han comenzado el despliegue o tienen previsto hacerlo, once lo harán para más del 95% de los consumidores, tres lo llevarán a cabo para un 80% y tan sólo uno tiene planificado un despliegue inferior al recomendado por la Directiva 2009/72/CE. Se trata de Alemania, país que a inicios de 2013 tenía planificado instalar un 15% de contadores inteligentes, porcentaje que podría variar en función de los resultados del análisis coste-beneficio que recientemente se ha publicado²⁷. En este sentido, en España no habiéndose realizado análisis coste-beneficio, la normativa obliga a un despliegue que está en curso.

El informe afirma que, además del grado de implementación de contadores, también hay variaciones en el diseño técnico de los sistemas de contadores inteligentes que se están implantando (Council of European Energy Regulators, 2013). Sin embargo, aun existiendo diferencias, se constata que el concepto de contador inteligente, que considera la mayoría de los países, incluye gran parte de las funcionalidades que sugiere el informe de ERGEG de 2011.

Las funcionalidades comúnmente contempladas son la posibilidad de realizar lecturas remotas, la disponibilidad de comunicaciones bidireccionales y la capacidad de efectuar lecturas con discriminación horaria y gestión remota; sistemas domóticos y *portal web*.

A la luz de lo anterior, se concluye que, a pesar del tiempo empleado en buscar un modelo, la UE todavía carece de un estándar común para los contadores inteligentes así como para su interoperabilidad²⁸, lo cual impide la creación de economías de escala y la innovación en los servicios a los clientes.

A juzgar por la FIGURA 1, tanto el grado de despliegue de contadores como el nivel de impulso regulatorio es distinto en los diferentes Estados miembros. Ello

²⁵ En Suecia se decidió establecer lecturas mensuales de contadores, lo cual conllevó a que las distribuidoras procedieran a instalar contadores inteligentes para dar respuesta a este requisito.

²⁶ Dinamarca ha dotado de contadores inteligentes a un 60 % de consumidores (tercera posición en despliegue de contadores inteligentes, tras Italia y Suecia). Debido a la disminución de los costes de la tecnología y las telecomunicaciones, los últimos CBA para contadores inteligentes, resultan claramente positivos, por lo que el Gobierno danés ha decidido que se proceda al despliegue, prácticamente total de los mismos.

²⁷ El informe realizado a petición del Ministerio Federal de Economía y Tecnología Alemán y publicado en agosto de 2013, concluye que el cumplimiento de la cuota de despliegue de un 80%, que establece la Comisión Europea, proporciona un valor actual neto negativo y no es económicamente razonable para la mayoría de los grupos de consumidores (Ernst & Young, 2013). Incluso bajo supuestos optimistas, la mayoría de los consumidores finales no puede compensar los costos relacionados con la instalación y operación mediante ahorro de energía y desplazamiento de cargas. El informe indica que, además, el consumidor final tendrá que pagar un peaje durante muchos años sin que llegue a beneficiarse del mismo. Por consiguiente, concluye que no se puede justificar un peaje anual de 29 € por persona, adicional a los 21,60€ actuales.

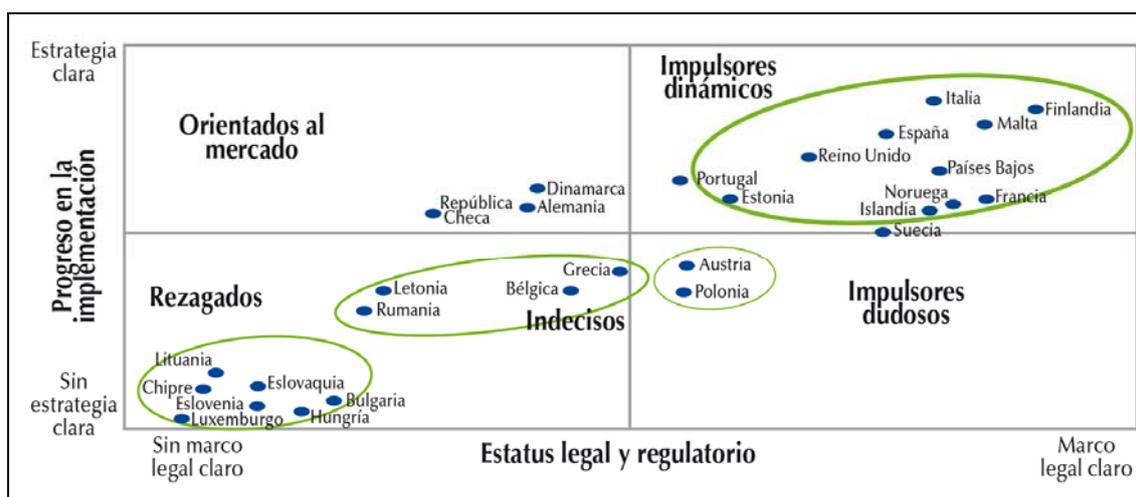
Aunque está pendiente la decisión del gobierno alemán, es de suponer que seguirá, en su mayor parte, las recomendaciones del estudio (Ernst & Young, 2013).

²⁸ La interoperabilidad es una función clave de las *smart grids*, que la norma de estandarización IEC 61850-2010 define como la habilidad de un sistema para intercambiar información con otros sistemas de diferentes tipos y/o de distintos fabricantes.

permite clasificar la actuación de los países en cinco grupos: los rezagados, los indecisos, los ambiguos, los orientados por el mercado y los más dinámicos o avanzados.

Los países que más han desplegado contadores inteligentes lo han hecho debido a medidas regulatorias. Son menos los países que lo han hecho por demanda de mercado. Esto pone de manifiesto la relevancia de la regulación y la falta de demanda o participación por parte del consumidor.

FIGURA 1. Regulación e implementación de servicios de medición inteligente en Europa



Fuente: Smart metering landscape report; www.smartregions.net; 2012

En términos económicos, para 2020 se estiman unas inversiones potenciales, en la UE, de 30.000 millones de euros (M€), lo que supondría el despliegue de entre 170 y 180 millones de contadores inteligentes, equivalente a un 70% de penetración. De esta cifra, se estima que se han realizado ya inversiones por valor de 5.000 M€ (JRC, 2013).

2.2.3. Situación en España

La instalación de contadores inteligentes en España se enmarca, en gran medida, en el ámbito regulatorio europeo, ya citado en el apartado 2.2.2. La recomendación más reciente es la 2012/148/UE, relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contadores inteligentes, uno de cuyos objetivos es que la sustitución de contadores dinamice el mercado eléctrico.

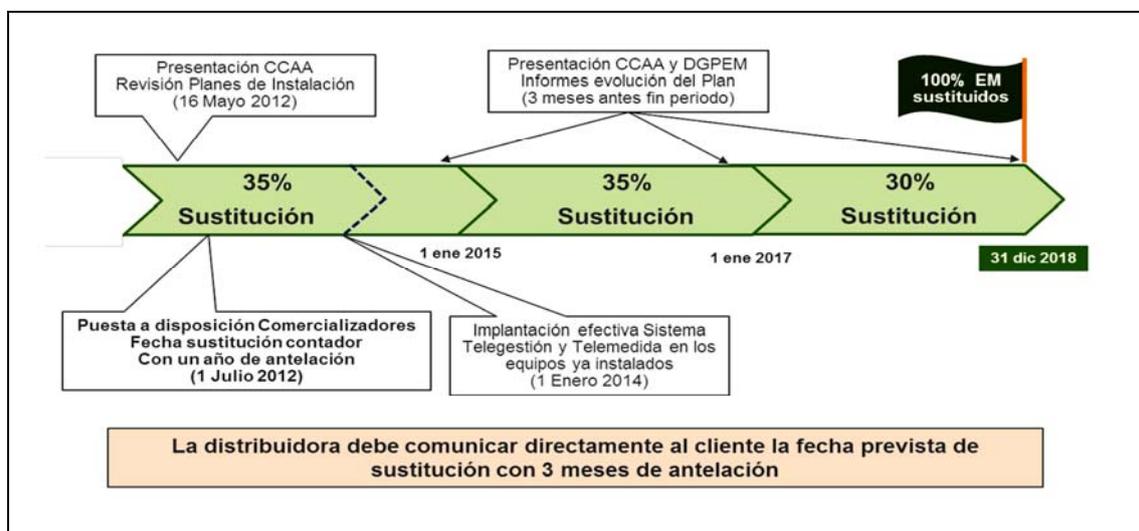
En el caso español, no parece existir un marco regulatorio integral sobre redes inteligentes, pero se dispone de normativa específica para áreas o tecnologías concretas como son, entre otros, el Real Decreto 1110/2007²⁹ sobre puntos de medida, la orden que lo desarrollaba ITC/3860/2007, derogada por la Orden IET/290/2012; y el Real Decreto 647/2011 que define el gestor de carga, un nuevo agente del sistema eléctrico para gestionar el vehículo eléctrico.

²⁹ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

El Real Decreto 1110/2007 y la Orden ITC/3860/2007 establecían la normativa básica para sustituir los contadores en España y la obligación de acometer un plan de sustitución de todos los equipos, implantar un sistema de telegestión³⁰ y habilitar nuevos contadores domésticos tipo 5 con capacidad de discriminación horaria y telegestión a aquellos consumidores con potencia menor o igual a 15 kW.

La disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, por la que se revisaban las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establecía que todos los contadores de medida, en suministros con una potencia contratada de hasta 15 kW, deberían ser sustituidos por nuevos equipos que permitieran la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018. La Orden también establecía un calendario para el plan de sustitución; calendario que ha sido actualizado por la Orden IET/290/2012, que se recoge en la FIGURA 2.

FIGURA 2. Actualización del Plan de sustitución de contadores. Orden IET290/2012



Nota: En España corresponde a la empresa distribuidora la implantación de este plan. El porcentaje representa el porcentaje del total del parque de contadores de cada empresa para este tipo de suministros

Fuente: www.energiaysociedad.es

El informe del Council of European Energy Regulators³¹ (CEER) de 2013, ya citado, realiza un examen de las recomendaciones que publicó el Grupo Europeo de

³⁰ Sistema de telegestión: sistema de medida y comunicación bidireccional entre contadores y distribuidoras eléctricas que, con la máxima garantía de integridad y seguridad, permite el acceso remoto a contadores de energía eléctrica, con disponibilidad de lectura, gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada, gestión de la conexión/ desconexión de suministros y otras funcionalidades, posibilitando el intercambio de información y actuaciones entre los sistemas de las empresas y los contadores eléctricos.

³¹ El CEER y el ERGEG son dos asociaciones establecidas para la cooperación de los reguladores de energía europeos. Ambas organizaciones persiguen el mismo propósito global de facilitar la creación de un mercado interior competitivo, eficiente y sostenible de electricidad y gas en Europa. Comparten objetivos similares, y el trabajo y los logros de ambas están intrínsecamente ligados. Hay una diferencia principal en el papel de estas asociaciones en relación con la UE y los agentes europeos del sector; mientras que la cooperación en el marco de CEER está basada en un acuerdo

Reguladores de Electricidad y Gas (ERGEG) en 2011 (European Regulators Group for Electricity and Gas, 2011) y que se reseña, de nuevo, en relación con España. La primera recomendación de ERGEG es que el consumidor debería poder elegir a quién se envían los datos, así como quién los utiliza, excepto cuando se trate de datos que se deban a obligaciones regulatorias.

De acuerdo con la segunda recomendación, el consumidor debería ser informado de forma gratuita, al menos una vez al mes, sobre su consumo real y el coste del mismo. España cumple con esta recomendación cada dos meses; una de las frecuencias más elevadas en Europa, que sólo superan Dinamarca, Estonia, Finlandia y Polonia; donde el consumidor puede optar por la frecuencia a la que quiere ser informado, siendo posible solicitar que se le informe mensualmente. Además, las recomendaciones apuntan a que los consumidores deberían poder consultar en cualquier momento su consumo y el coste asociado.

Los contadores inteligentes pueden registrar el consumo en un determinado intervalo de tiempo y dichos intervalos son configurables. Ello hace posible que se diseñen fórmulas innovadoras de facturación, facilitando aspectos mercantiles como que el consumidor pueda modificar el contrato.

España presenta una frecuencia de registro de datos horaria, siendo después de Francia, uno de los países con mayor frecuencia de lectura³². Por otra parte, el informe indica que se ha efectuado una revisión legislativa³³ sobre la complejidad de la facturación. Gran Bretaña, Holanda e Italia son los únicos países que además han realizado dicha revisión y disponen de regulación que promueve que el comercializador realice ofertas en base al consumo y a la generación instantánea.

El estudio recomienda que los contadores inteligentes debieran estar habilitados para que el consumidor o algún agente de la industria (comercializadores, distribuidores, etc.) puedan actuar a distancia para disminuir la potencia o desactivar el suministro. Los contadores inteligentes desplegados en España están capacitados para ambas funciones.

Otras recomendaciones del informe abordan el nivel de funcionalidades que sería conveniente que tuvieran los contadores inteligentes, y establece que deberían tener alarmas que adviertan de un consumo excepcional, conexión a un puerto de entrada abierto, la posibilidad de que se pueda actualizar el *software* a distancia, y la capacidad de medir tanto la energía consumida como la generada, así como que el consumidor reciba información sobre interrupciones de suministro no programadas.

Los contadores que se están desplegando en España cumplen las funcionalidades exigidas a nivel español y europeo. Se espera un despliegue de 28 millones de

voluntario entre los propios reguladores, ERGEG fue establecida por la Comisión Europea como su grupo asesor oficial en materia energética.

³² En Francia el registro de datos se puede efectuar bajo demanda, cada 10, 30 o 60 minutos.

³³ La revisión legislativa comprende diferentes aspectos en función del país consultado.

contadores. Estos facilitan información sobre la energía generada y consumida, permitiendo la actualización del *software*³⁴. Respecto al uso de los puertos de entrada, los contadores inteligentes en España disponen de un puerto óptico, pero no de un puerto de comunicaciones (Ethernet, ADSL) adicional e independiente, no siendo éste un requisito exigible.

En España, en este momento, tiene más relevancia la información sobre la energía generada y consumida y la posibilidad de actualizar el *software* de manera remota, que las alertas por consumos extraordinarios o la disponibilidad de un puerto de comunicaciones abierto.

2.3. Generación distribuida y participación activa de la demanda

La integración de la generación distribuida³⁵ y de recursos energéticos distribuidos, junto con la participación activa de la demanda constituyen el segundo factor de cambio.

La integración de las EERR y la generación distribuida, son ya una realidad y constituyen un reto para la operación de la red. Este factor, obliga a resolver los problemas técnicos de la bidireccionalidad de flujos, lo que entre otras medidas supone la adaptación de las protecciones y avanzar en la gestión de la operación de la red y de la distribución. Todo ello impulsará la modernización de las redes existentes incorporando funciones avanzadas, relacionadas con los sistemas de *smart grids*.

Existen numerosas definiciones de generación distribuida, habiendo consenso en que la misma debe tener, al menos, dos características. Debe ser una red que no está planificada ni gestionada de forma centralizada y la energía generada a la tensión de distribución, puede ser inyectada directamente en la red, lo que implica que ésta debe estar dotada de inteligencia y control.

Las diferencias entre las definiciones de generación distribuida consisten, principalmente, en la consideración de tecnologías aptas para este modelo de generación³⁶ y en la potencia nominal de las instalaciones.

La Agencia Internacional de la Energía define la generación distribuida como aquélla que el productor se suministra a sí mismo o a una red de distribución (International Energy Agency /OECD, 2002). Entre las posibles tecnologías de generación se encuentran los motores, mini y micro turbinas, pilas de combustible y sistemas fotovoltaicos.

³⁴ El *software* está metrológicamente aprobado, lo que hay que tener en consideración a la hora de realizar modificaciones.

³⁵ De acuerdo a la Directiva 2009/72, de 13 de julio de 2009, la generación distribuida son instalaciones de generación conectadas a la red de distribución.

³⁶ Los motores de combustión interna, las turbinas de combustión industriales, las microturbinas el motor Stirling, las pilas de combustible, las centrales de punta y minihidráulicas, los aerogeneradores, los paneles fotovoltaicos, los paneles solares, la biomasa, la geotermia y la energía marina son aptas para generación distribuida (JRC 2008). Cabe señalar la existencia de diferencias en estas consideraciones a nivel americano y europeo.

Para el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) la generación distribuida es aquella generación producida por instalaciones de menor tamaño que las centralizadas, habitualmente inferiores a 10 MW, con el fin de permitir la interconexión, en casi cualquier punto, del sistema³⁷. El Departamento de Energía de EE.UU (DOE), pone el énfasis en la cercanía de la generación al consumo y acota la potencia entre 1 kW y varias decenas de MW.

Para el Electric Power Research Institute (EPRI) son recursos energéticos distribuidos los proveniente de la gestión de pequeñas unidades de generación de unos pocos kW hasta 50 MW y / o de dispositivos de almacenamiento de energía, generalmente ubicados cerca de los consumos de la red de distribución o de los centros de transformación.

Por último, tal y como se verá en el capítulo cuatro, los Organismos Europeos de Normalización definen la generación distribuida como aquella en la que pequeñas plantas de generación eléctrica, entre 3kW y 10.000 kW, se conectan directamente a una red de distribución y pueden ser controladas directamente por el operador del sistema de distribución.

El aumento de la generación renovable (eólica, solar) y cogeneración, requiere la aplicación de tecnologías para gestionar y proteger la red de manera que su incorporación, mediante pequeñas plantas de generación, no comprometa la estabilidad, la seguridad y la fiabilidad del sistema eléctrico. En este sentido, en España, casi la mitad de la generación en régimen especial está conectada a redes eléctricas de menos de 73kV y cabe esperar que la incorporación de generación distribuida tenga lugar en la red de distribución; razón por la que se considera que la integración de recursos energéticos distribuidos es un factor de cambio.

La conexión de generación renovable junto con la incorporación del vehículo eléctrico y otras cargas, que resultan de electrificar otros consumos, suponen cambios en las inyecciones de los flujos de energía de la alta hacia la baja tensión. Esto implica un cambio que se puede gestionar de dos maneras. La primera es continuar de forma tradicional, reforzando el mallado, construyendo nuevas líneas y nodos (subestaciones y centros de transformación) e instalando más generación de respaldo para poder integrar más energía renovable; y la segunda flexibilizando el sistema, tanto desde el lado de la generación como desde la demanda.

Para flexibilizar el sistema eléctrico desde el lado de la demanda, el consumidor debe participar en él. Para ello se estima necesario que el precio minorista de la electricidad y las tarifas eléctricas reflejen la situación actual del mercado y del estado de la red. Ello requiere que el operador del sistema de distribución disponga de información del sistema en tiempo real, para lo cual es preciso que la

³⁷ Work Group, P1547 standard series for interconnecting distributed resources with electric power systems, IEEE Standard, 2003

red de distribución sea visible³⁸, y se conozca mejor su situación y su estado en tiempo real y en un número mayor de puntos, es decir, que la red esté al menos monitorizada.

La monitorización de la red posibilitará que el distribuidor pueda conocer determinados parámetros (corrientes, tensiones, estados de carga etc.), diagnosticar la situación, tomar las medidas pertinentes para mejorar la eficiencia³⁹ (energética y económica) y actuar, de acuerdo a las condiciones del momento, bien reconfigurando automáticamente la red o bien tomando el control directo, tanto de la demanda como de la generación distribuida conectada.

Por lo anterior, tal y como se verá en el capítulo tres, la red de distribución debe mejorar el grado de visibilidad, monitorización y actuación para poder gestionar la misma de manera eficiente, dando respuestas a los factores de cambio, que se examinan en este segundo capítulo.

2.3.1. Generación distribuida y recursos energéticos distribuidos

El suministro de energía eléctrica se inició hace más de un siglo y a pesar de que las redes originalmente se encontraban aisladas y descentralizadas, éstas, en parte apoyadas por las economías de escala en la generación, evolucionaron hacia modelos cada vez más centralizados, que dieron lugar a que se desarrollaran redes centralizadas, como se puede observar en la FIGURA 3.

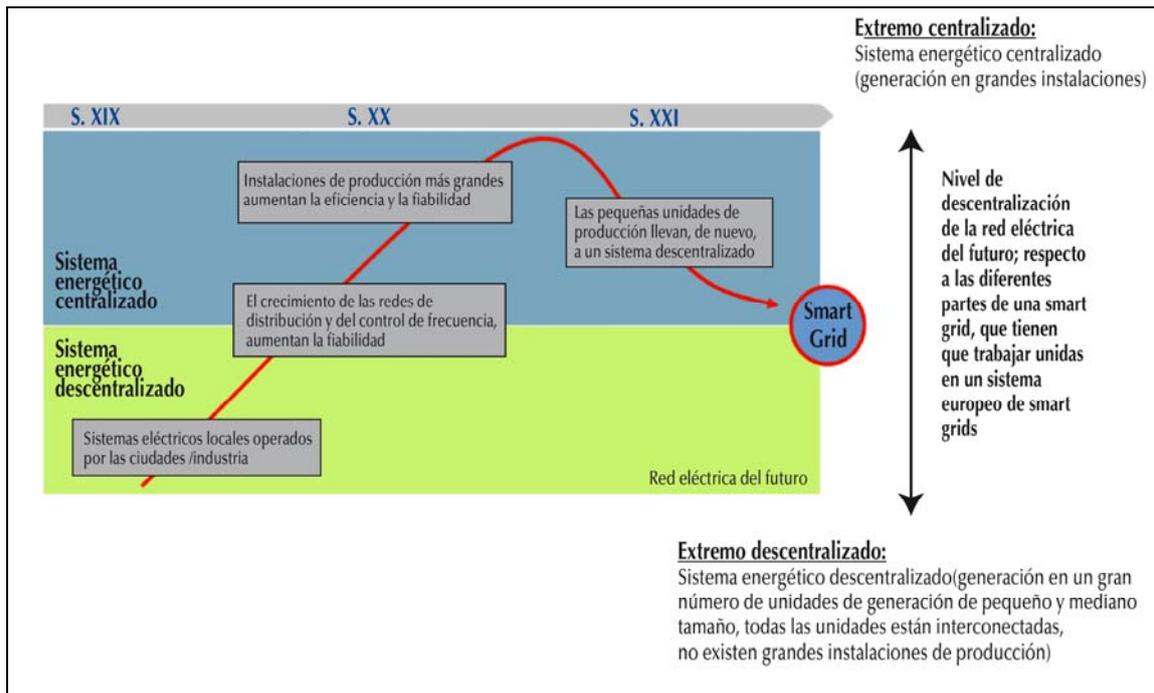
Con la entrada del siglo XXI, la red tiende hacia esquemas descentralizados, que están dando lugar a que la arquitectura de red del sistema eléctrico del futuro se caracterice por ser una red mixta que contempla ambos tipos, centralizados y descentralizados. Esto lleva a considerar las prestaciones y aplicaciones de ambos tipos de red y justifica que el modelo conceptual de *smart grid*, el cual se abordará en el capítulo cuatro, incorpore distintos niveles de centralización.

Se entiende que ambos casos, sistema centralizado y sistema descentralizado, son más bien teóricos. Hoy se constata una tendencia hacia una descentralización o modelo descentralizado. En la medida en que la legislación española ha promovido la instalación de tecnologías de generación a partir de fuentes renovables, se ha incrementado la cantidad de generación distribuida, lo que ha introducido un cierto componente de volatilidad al sistema de generación centralizado y, por consiguiente, ha afectado al modo en el que se operan, induciendo esquemas descentralizados.

³⁸ La visibilidad de la red se refiere a la disposición de información fidedigna acerca de lo que ocurre en la misma, aguas abajo del centro de transformación. Actualmente, se dice que la red de distribución tiene escasa visibilidad porque no se dispone de información del estado de los activos que la constituyen por lo que la actuación ante incidencias, por ejemplo, es reactiva. Este hecho evidencia la limitada capacidad con la que se dispone, hoy en día, para, por ejemplo, detectar averías y desequilibrios entre circuitos y fases o prevenir sobrecargas en circuitos. En definitiva, la falta de visibilidad impide tanto llevar a cabo procesos de optimización como reducir costes operativos.

³⁹ Esta información permitiría saber cómo, cuándo y dónde se consume la energía de modo que, por ejemplo, se podrían realizar balances energéticos, lo cual ahondaría tanto en la eficiencia energética como en la eficiencia económica del sistema.

FIGURA 3. Evolución del grado de centralización del sistema eléctrico



Fuente: (CEN-GENELEC-ETSI, 2012)

Por lo general, se habla de energía descentralizada cuando existen recursos energéticos distribuidos conectados directamente a una red de distribución. Existen recursos distribuidos, además de la generación distribuida, como el almacenamiento y las medidas del lado de la demanda (*demand-side measures*). Es oportuno saber qué es lo que comprende cada uno de estos dos conceptos; generación distribuida y participación activa de la demanda. Del primero de los conceptos se han ofrecido varias definiciones al inicio de este apartado 2.3.

La integración de los crecientes recursos energéticos distribuidos (vehículo eléctrico y almacenamiento de energía, entre otros) puede dar lugar a que el consumidor participe de forma activa en el sistema eléctrico y, cuando éste pueda, abastecer su demanda de electricidad con la que él mismo genera y con la que proviene de las redes de distribución, lo que genera nuevos flujos de energía.

Esta nueva situación presenta retos y dificultades, pero también oportunidades. Integrar esta generación de forma activa, permitirá aprovechar los beneficios asociados a la generación distribuida, lo que implicará que las redes actuales evolucionen hacia las redes inteligentes.

La incorporación masiva o significativa de generación renovable, distribuida y no programable, por ejemplo, puede ocasionar fallos en las protecciones porque su integración puede dar lugar a que los flujos de energía por la red varíen y, por consiguiente, también la corriente de cortocircuito con la que se dimensionaron los sistemas de protección. Además, existe una elevada probabilidad de quedarse en isla, así como de variaciones en las tensiones y, en menor medida, de *flicker*. Como

consecuencia pueden ocasionarse actuaciones intempestivas de las protecciones o problemas de selectividad y sensibilidad ante una determinada falta.

Si la red de distribución actual dispusiera de un mayor grado de monitorización y automatización, es decir de una mayor “visibilidad”, se podrían solventar esos problemas. Este ejemplo pone de manifiesto que el aumento de la generación renovable y de la cogeneración requiere la aplicación de tecnologías, que permitan gestionar y proteger la red de otra manera, por lo que se convierten en un factor que impulsará el desarrollo de redes de distribución.

En cualquier caso, no se debe obviar que la responsabilidad del distribuidor consiste principalmente en planificar, operar y mantener la red de distribución; siendo responsabilidad del comercializador comercializar la electricidad a los consumidores finales. El distribuidor es responsable de efectuar el suministro con unas condiciones fijadas previamente, lo que evidencia el interés del distribuidor de gestionar su red con mayor monitorización y cierto grado de automatización. El distribuidor podría beneficiarse del incentivo, que establece la regulación, para la calidad del suministro eléctrico y, en paralelo, mejoraría sus costes operativos.

La conexión de generación distribuida a la red supone una dificultad añadida para el distribuidor debido a que su incorporación aumenta el número de variables que se han de controlar para saber cómo, cuándo y dónde se inyecta y consume la energía.

Ello hace que la escasa “visibilidad” de la red de distribución sea más patente⁴⁰ y que el distribuidor sienta más que nunca la necesidad de acometer inversiones para que sus redes de distribución transiten hacia las *smart grid* o hacia un modelo de red que, tal y como se verá en el capítulo 3, se visualiza como una red más telegestionada, supervisada y automatizada.

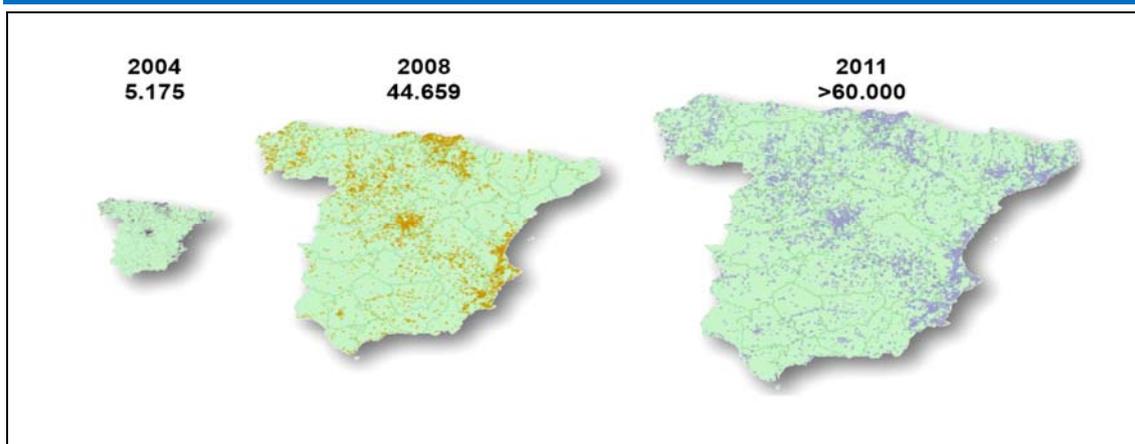
No cabe duda de que la integración de la generación distribuida tendrá impacto en la gestión y protección de las redes⁴¹ de distribución y de que repercutirá sobre los costes y beneficios de las empresas de distribución. Desde esta óptica, esta integración requiere un análisis técnico detallado y la adopción de medidas regulatorias encaminadas a promover una gestión más eficiente de las redes.

La generación distribuida es una realidad creciente en España. Tal y como muestra el MAPA 1, entre 2004 y 2011 los puntos de generación han pasado de 5.175 a más de 60.000.

⁴⁰ De acuerdo con la Directiva 2003/54/CE, en España se deberían concretar la definición de operador del sistema (DSO) y fijar sus procedimientos de operación, análogamente a lo efectuado para el operador del sistema de transporte (KEMA, 2011). Cabe señalar que estos procedimientos de operación llevan informados por la CNE desde 2009, pero aún siguen pendientes de tramitación.

⁴¹ Este impacto en las redes eléctricas se manifiesta, 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.

MAPA 1. Evolución de los puntos de generación eléctrica en España



Fuente: (CNE, 2013)

Una parte significativa de este aumento de los puntos de generación en España corresponde a la fortísima integración de tecnologías de generación renovable que ha tenido lugar, especialmente a partir de 2007.

El número de plantas fotovoltaicas en operación se multiplicó por 18 entre 2004 y 2011 lo cual resultó en que la potencia instalada se incrementara unas 184 veces. Asimismo, el número de plantas eólicas y la potencia instalada casi se triplicó en ese mismo periodo⁴².

La experiencia en cuanto a la modularidad y a la reducción de costes que ofrecen algunas de estas tecnologías⁴³, ha propiciado un importante debate en torno a la modalidad del autoconsumo. El autoconsumo afecta significativamente a las redes de distribución, la complejidad de sus implicaciones son notables, y no es objeto de este trabajo profundizar en el mismo.

2.3.2. Participación activa de la demanda

En general, la participación activa puede definirse como el conjunto de acciones destinadas a modificar los patrones de consumo de electricidad con el fin de obtener algún beneficio técnico y/o económico, gracias al envío de señales económicas y/o limitaciones en el consumo, que permitan aportar flexibilidad al conjunto del sistema.

La gestión activa de la demanda, el ahorro y la eficiencia energética son tres elementos, que se enmarcan en un concepto general de acciones para influir en la demanda eléctrica y persiguen objetivos similares, pero de distinta manera. La gestión activa de la demanda persigue adaptar el perfil de potencia consumida, mientras que el ahorro y la eficiencia energética promueven reducciones permanentes de la demanda.

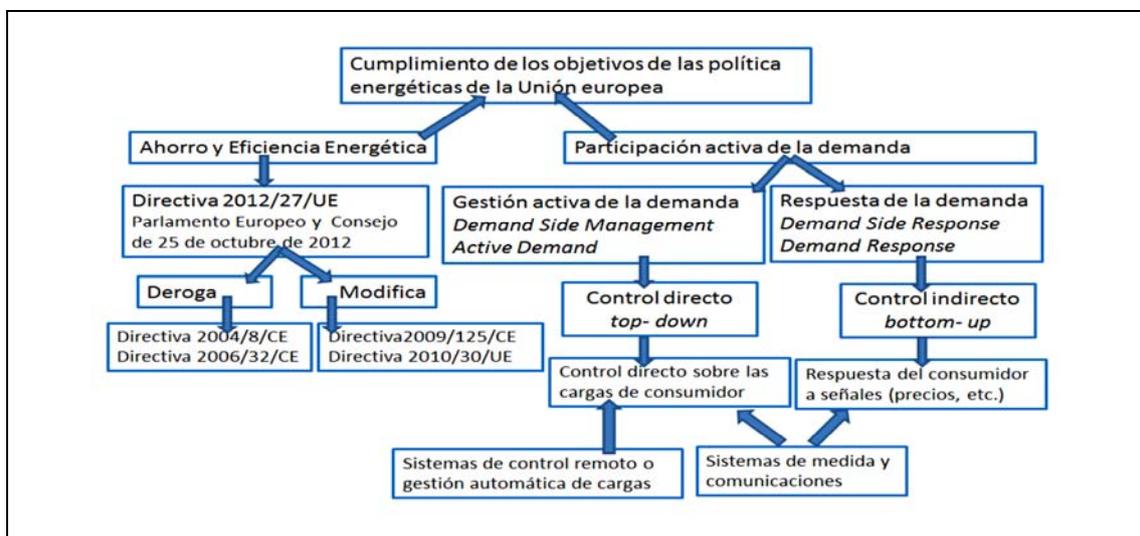
⁴² A finales de 2011 había 57.968 plantas fotovoltaicas en operación en España, que sumaban una potencia de 4240 MW. Además, había 1.214 parques eólicos que en conjunto suponían 21059 MW de potencia instalada.

⁴³ Especialmente de integrar agua caliente sanitaria (ACS) y la fotovoltaica en determinados edificios, como establece el Código Técnico de Edificación.

Las medidas para promover el ahorro y la eficiencia energética cuentan con un marco regulatorio a nivel europeo, mientras que para la participación activa de la demanda se limita a algunas iniciativas nacionales. Asimismo, se observa cómo la participación activa de la demanda puede tener lugar mediante dos tipos de acciones o programas distintos: la gestión activa de la demanda propiamente dicha (*demand side management*, más recientemente *active demand*) y la respuesta de la demanda (*demand side response*, *DSR*).

La FIGURA 4 presenta un esquema (no exhaustivo) en el que se describen los principales tipos de programa que se pueden llevar a cabo, para promover la participación activa de la demanda así como su nexo de unión con las medidas de ahorro y eficiencia energética.

FIGURA 4. Participación activa de la demanda, ahorro y eficiencia energética



Fuente: Elaboración propia

La participación activa de la demanda permitirá integrar un mayor volumen de generación renovable disminuyendo la necesidad de capacidad de generación de respaldo y facilitando el cumplimiento de los objetivos de las políticas energéticas de la UE. Asimismo, abrirá nuevas oportunidades de gestión tecnológica y económica; razón por la cual este estudio considera que el concepto de participación activa es un precursor, tanto de cambios en las infraestructuras como en la gestión de la distribución eléctrica.

El diseño del sistema eléctrico actual responde a la necesidad de conectar grandes centrales de generación con los consumidores, quienes hasta ahora han jugado un papel más bien pasivo en el sistema, porque no se daban las condiciones para que actuaran en función de las señales de precio.

La gestión activa de la demanda supone tener el control directo sobre las cargas del consumidor con objeto de reducir el consumo o desplazarlo de las puntas de demanda, lo cual disminuiría la necesidad de nueva capacidad de generación para atender los picos y, a la vez, aplazaría las inversiones, que debe acometer el

distribuidor en nuevos activos de distribución para reforzar las redes. En definitiva, todo ello supondría una mejora de la eficiencia del sistema eléctrico (Instituto de Investigaciones Tecnológicas, 2011).

El reto consiste ahora en extender la capacidad de gestión de las cargas desde un número reducido de grandes consumidores, a un gran número de consumidores, particularmente los residenciales⁴⁴, donde el despliegue de contadores inteligentes constituye una condición necesaria pero no suficiente.

Los pequeños y medianos consumidores podrían acogerse a programas de control directo de sus cargas, a través de agentes de agregación de consumos⁴⁵, donde el agente de agregación tendría el control de algunos aparatos interrumpibles, como el aire acondicionado, el calentador de agua o la bomba de calor⁴⁶.

Los planes de instalación de contadores inteligentes que se están llevando a cabo, y que se llevarán a cabo en el medio plazo, representan un hito en la transformación de la red de distribución. Por lo tanto, las posibilidades que ofrecen las redes de distribución para permitir una participación efectiva de la demanda, pasan necesariamente por que las compañías distribuidoras acometan importantes inversiones para acercar al tiempo real la respuesta del consumidor.

Ahora bien, en la medida en que la gestión de la demanda no viene avalada por un marco regulatorio integrado, parece que su influencia será más bien medio/largo plazo. El contexto energético de la última década en España se ha caracterizado por la existencia de una senda de alta penetración de las energías renovables y una significativa incorporación de ciclos combinados, unido, desde octubre de 2008, a una importante disminución de la demanda eléctrica. Esto, junto con el hecho de que España posee una limitada capacidad de intercambio por interconexiones⁴⁷, ha conducido a que, haya un exceso de capacidad y un elevado índice de cobertura; lo que refuerza aún más el argumento de una influencia de la gestión de la demanda más a medio y largo plazo.

⁴⁴ El 40% de la demanda eléctrica en España corresponde al sector industrial, el 30% al sector comercial-servicios y otro 30% al residencial.

⁴⁵ Un agente de agregación o agregador de demanda es un intermediario especializado en coordinar o agregar la respuesta de un conjunto de consumidores en la gestión activa de su demanda, facilitando los requisitos técnicos necesarios para su participación en los mercados de energía y servicios complementarios.

⁴⁶ Gran Bretaña, Noruega y Holanda son los tres países, de una muestra de 18, que incluyen las cinco funcionalidades que recoge la gestión activa de la demanda, incluyendo la capacidad de interrumpir el consumo. La revisión que se hace en el capítulo seis sobre el análisis coste-beneficio en el Reino Unido, toma como uno de los parámetros el nivel de incorporación de bombas de calor y equipos de respuesta de la demanda (*Demand Side Response*).

⁴⁷ La UE tiene por objetivo lograr que, en 2020, cada uno de los Estados de la UE pueda importar un 10% de la energía que consume de otros países UE. De acuerdo con la primera lista, que detalla los 248 proyectos de interés común sobre redes de energía transfronterizas prioritarias para los próximos siete años, España cuenta con seis. Por ello se prevé que España y Francia no van a poder cumplir con el objetivo marcado.

Actualmente, España tiene una capacidad de interconexión que ronda los 1.400 MW. Si se suma lo que aportará una de las obras incluidas en el listado europeo (la línea que Santa Llogaia y Bescanó), esta capacidad se duplicará pero el objetivo de poder importar un 10% está lejos si se toma como referencia la potencia instalada (unos 100.000 MW). Si se tomara en cuenta la potencia en punta (unos 45.000 MW), la capacidad se quedaría cerca del 5%.

Por su parte, la respuesta de la demanda consiste en ofrecer señales de precio que hagan que el consumidor modifique su perfil de carga. Se trata pues de un control indirecto, que tiene un enfoque de abajo a arriba (*bottom-up*) porque, son los consumidores finales quienes, mediante una respuesta a las señales que reciben a través de la comercializadora, modifican sus hábitos de consumo voluntariamente. Como la señal de precio se produce en el mercado, desde el punto de vista económico, la respuesta de la demanda será más eficiente.

Ésta no es la única diferencia de las dos formas de promover la participación activa de la demanda. Desde el punto de vista del tecnológico, requiere un desarrollo más intenso que la respuesta de la demanda porque, además de los sistemas avanzados de comunicación (ver apartado 2.2.1) entre el operador del sistema y el consumidor, se requiere tecnología específica para poder controlar, de manera remota, las cargas o bien gestionarlas automáticamente. Sin embargo, la respuesta de la demanda, necesita sistemas de medida y comunicaciones, pero no sistemas de control remoto o gestión automática de cargas.

Otra de las diferencias consiste en los destinatarios de cada uno de estos dos tipos de controles. El control directo está más bien dirigido a consumidores industriales. De hecho, el principal mecanismo de gestión de demanda en España, es la interrumpibilidad de algunos consumidores industriales. Esto permite afirmar que la gestión de la demanda aún se encuentra en una etapa temprana de implantación en España.

En lo que se refiere a la respuesta de la demanda, los consumidores no perciben una sólida propuesta de valor que les lleve a implementar en sus casas la tecnología necesaria para responder a la demanda, por lo que a pesar de que se dispone de ella, existe una gran incertidumbre sobre el grado de aceptación que tendrá ésta por parte del consumidor final. Cuanto menor sea la participación de los consumidores, menor será también, por lo general, el beneficio que provea al sistema y a la sociedad⁴⁸.

Por consiguiente, entre las medidas para desarrollar las redes, se deberían de encontrar aquellas que fomentan la implicación y participación de los consumidores. Sobre este tema se podrá tener mayor conocimiento conforme se vaya efectuando un mayor despliegue de contadores inteligentes, se gestione la información y la capacidad comercial y de marketing, permitiendo conocer el comportamiento real de consumidor.

2.4. Calidad de servicio

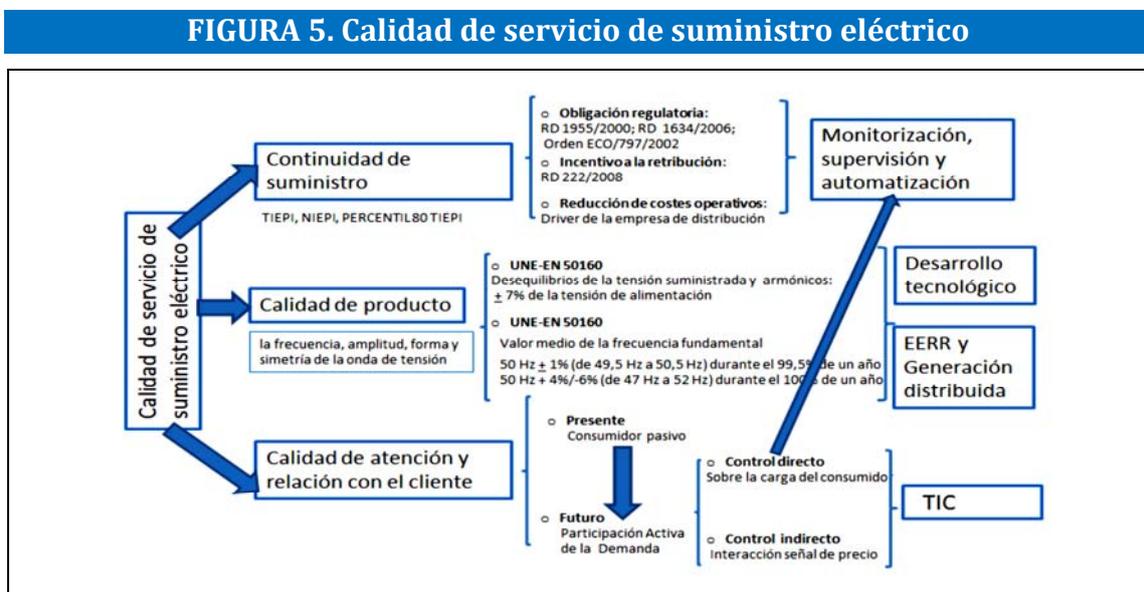
La seguridad y calidad del suministro eléctrico son aspectos imprescindibles y críticos para una sociedad moderna y desarrollada, cada vez más digitalizada,

⁴⁸ De acuerdo al estudio coste-beneficio inglés, que se presenta en el apartado 5.2.2, tan sólo hay un escenario posible en el que una aceptación reducida de la respuesta de la demanda dé lugar a un mayor beneficio. Se trata de un escenario que cumple con dos premisas: presenta una baja incorporación de tecnologías bajas en carbono y una aceptación media de respuesta de la demanda.

donde el sector industrial y servicios son más exigentes. La calidad se puede evaluar en base a tres parámetros: la continuidad del suministro, la calidad del producto y la calidad de la atención y relación con el cliente, que también se puede denominar calidad comercial. Si bien es cierto que la continuidad del suministro es el parámetro clave, en la medida en que cada uno de estos parámetros está vinculado a conceptos y tecnologías que caracterizan a las *smart grids*, se estima oportuno que también se hable de los otros dos conceptos, la calidad de producto y la calidad comercial.

Brevemente, la continuidad del suministro se mide en función del número y duración de las interrupciones del mismo, y la calidad del producto depende de las características de la onda de tensión. La calidad comercial consta, por su parte, de un conjunto de acciones de *marketing*, información, asesoramiento, contratación, y comunicación.

La FIGURA 5 representa un esquema de la relación entre la calidad de servicio, en su concepción más amplia, y el desarrollo tecnológico que debe adoptar la red de distribución para evolucionar hacia un modelo más monitorizado, supervisado y automatizado. A medida que se implementen las tecnologías y las prestaciones representadas a la derecha de la figura, será posible que se implementen las funcionalidades que mejoren la continuidad del suministro, la calidad del producto y la calidad comercial y, por ende, la calidad del servicio de suministro eléctrico. De este modo, las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) son un *driver* de la calidad comercial.



Fuente: Elaboración propia

Los agentes involucrados en la calidad de las redes de distribución son los propios distribuidores, que tienen el deber de prestar, como mínimo, la calidad de

suministro reglamentaria⁴⁹, pues al fin y al cabo no hay que olvidar que el objetivo fundamental de las compañías y de las redes de distribución ha sido y seguirá siendo garantizar la continuidad de suministro. Además, también están los consumidores, bajo el principio básico de garantía de suministro a los mismos; los comercializadores, que realizan las gestiones de sus clientes; y las comunidades autónomas, que ejercen la tutela de la red en su territorio.

La calidad es necesaria tanto para el consumidor doméstico como para permitir un desarrollo industrial competitivo y, en especial, de la industria tecnológica de alto valor añadido. Por este motivo, el incumplimiento de los índices o condiciones de calidad y continuidad de servicio está tipificado como infracciones. Es más, el coste del suministro eléctrico podría estimarse en función del coste de la infraestructura, el de la energía y el coste de la no calidad, si bien es cierto que éste último concepto es menos significativo que los anteriores.

La calidad de servicio en España ha mejorado significativamente pero se debe seguir actuando en esta senda para atender la cada vez más exigente demanda interna y acortar distancias con respecto a los valores de calidad que registran otros países más avanzados del entorno, como Alemania, Austria, Holanda, Francia, Italia, etc. Para ello, es necesario incentivar las mejoras y fijar objetivos alcanzables, considerando la eficiencia en costes de lograrlos.

En este sentido, el cumplimiento de los objetivos de la Estrategia 2020 y el marco para la promoción de renovables que adoptó España, han conllevado que la potencia instalada en régimen especial, en España, represente un 36% de la potencia total nacional. Estos datos reflejan la importancia para el sistema eléctrico de la integración de renovables, que pueden ocasionar problemas en la calidad de la onda de tensión y en la continuidad de suministro, y en la que, de nuevo, se unen los factores de generación distribuida y calidad de servicio que se están examinando.

Las nuevas soluciones tecnológicas y las arquitecturas de sistemas de información asociados con el concepto de redes inteligentes permitirán disminuir los costes en estas nuevas infraestructuras aumentando la seguridad y calidad del suministro. Esta es la razón por la que a pesar de que la regulación no le retribuya directamente por ello, el distribuidor planifica sus redes e invierte en aquellas tecnologías que prevé requerirá la red, para reducir sus costes operativos a futuro.

Debido a la integración de las fuentes renovables en la red, junto con las penalizaciones por el incumplimiento de los parámetros de calidad, que establece la regulación y la disminución de costes operativos, que puede implicar las mejoras de la calidad de servicio; entre otros, el presente estudio considera que la calidad

⁴⁹ La Ley del Sector Eléctrico 54/1997, del 27 de noviembre, señala que “el suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de la sociedad”, estableciendo que todos los consumidores tienen derecho a acceder y conectarse a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional. Además, las empresas de distribución tienen la obligación de atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos y la ampliación de los existentes.

de servicio es el tercer factor de cambio en la evolución de las redes eléctricas hacia las *smart grids*.

Los siguientes tres apartados examinan cada uno de los parámetros mediante los cuales se estima la calidad del servicio eléctrico.

2.4.1. Continuidad de suministro

Cuando se trata de medir la calidad individual se emplea el concepto de continuidad de suministro, que se mide mediante los índices de calidad que cuantifican respectivamente el Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) y el Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión (NIEPI⁵⁰). Estos son dos parámetros que sólo consideran las interrupciones en la red de media tensión ($1 \text{ kV} < V < 36 \text{ kV}$), de más de tres minutos de duración, por lo que si bien no permiten una información precisa y detallada de la calidad de la distribución, ofrecen una aproximación razonable, siendo ampliamente empleados.

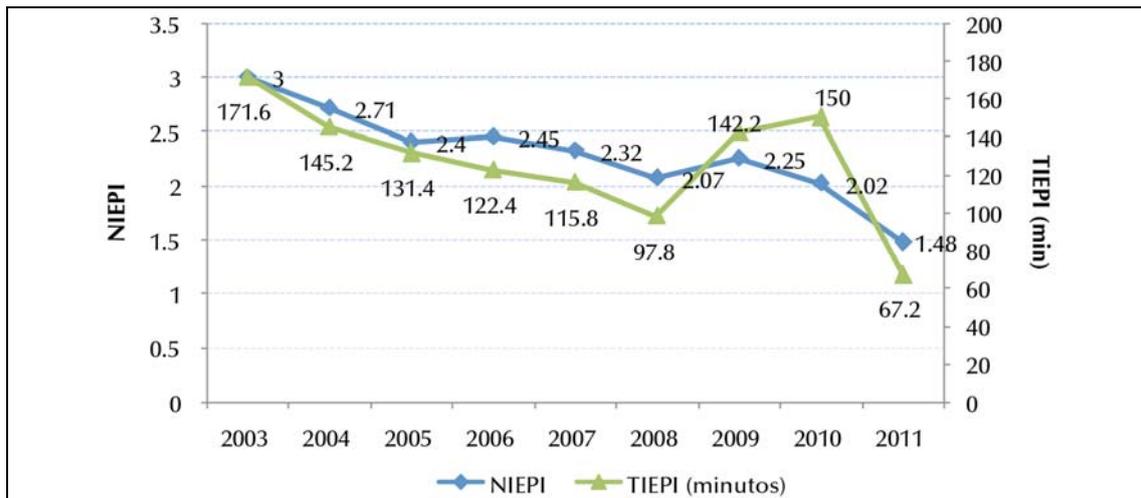
El TIEPI es el cociente entre la duración de cada incidencia multiplicada por la potencia instalada en centros de transformación, más la potencia contratada en media tensión, que han sido interrumpidos; dividido por la potencia total instalada más la potencia contratada en media tensión, expresando las potencias en kVA.

Por su parte, el NIEPI es el cociente de la suma de la potencia instalada de los centros de transformación de media a baja tensión más la potencia contratada en media tensión; y la potencia instalada de los centros de transformación en media y baja tensión más la potencia contratada en media tensión, afectada por cada interrupción, todo ello expresado en kVA.

Además del TIEPI y el NIEPI, para estimar la continuidad de suministro correspondiente a la calidad zonal también se debe considerar el percentil 80 del TIEPI, es decir, el valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los municipios del ámbito provincial definido. El GRÁFICO 1 presenta la evolución de los índices TIEPI y NIEPI en España durante la última década.

⁵⁰ No confundir con los parámetros que cuantifican la calidad global de la red de transporte, que se exige tanto por punto frontera como por instalación, y se mide en función de la energía no suministrada (ENS), el tiempo de interrupción medio (TIM) y la indisponibilidad de la red.

GRÁFICO 1. Índices TIEPI y NIEPI en España



Fuente: Elaboración propia a partir de MINETUR

La calidad de servicio depende, en parte, de fenómenos meteorológicos y del tipo de inversión en infraestructuras realizado en el pasado. Cuando se habla de la calidad de servicio de una *smart grid*, el TIEPI y el NIEPI resultarían insuficientes porque se hace necesario medir también, por ejemplo, los microcortes⁵¹, aún cuando, por el momento no se reconoce ninguna metodología de *smart grid* que los evite; así como la mejora de la calidad que percibiría el consumidor si el distribuidor pudiera ofrecerle funcionalidades y servicios de valor añadido, que actualmente no puede ofrecer.

En este sentido, los microcortes en la red de distribución, no siendo perceptibles por el consumidor doméstico ni estando contemplados en la regulación, pueden afectar de manera significativa al consumidor industrial, al no permitir un funcionamiento adecuado de sus cadenas productivas y de sus sistemas de control, en una economía cada vez más digitalizada. Las interrupciones producen pérdidas económicas tanto por la energía no suministrada como por la parada de la actividad⁵².

En una coyuntura como la actual, en la que el coste prima por encima de la calidad del producto, puede que no se perciba la calidad del servicio como un factor de cambio de las redes de distribución y que lo realmente importante sea el precio de la electricidad y no la calidad del producto en sí.

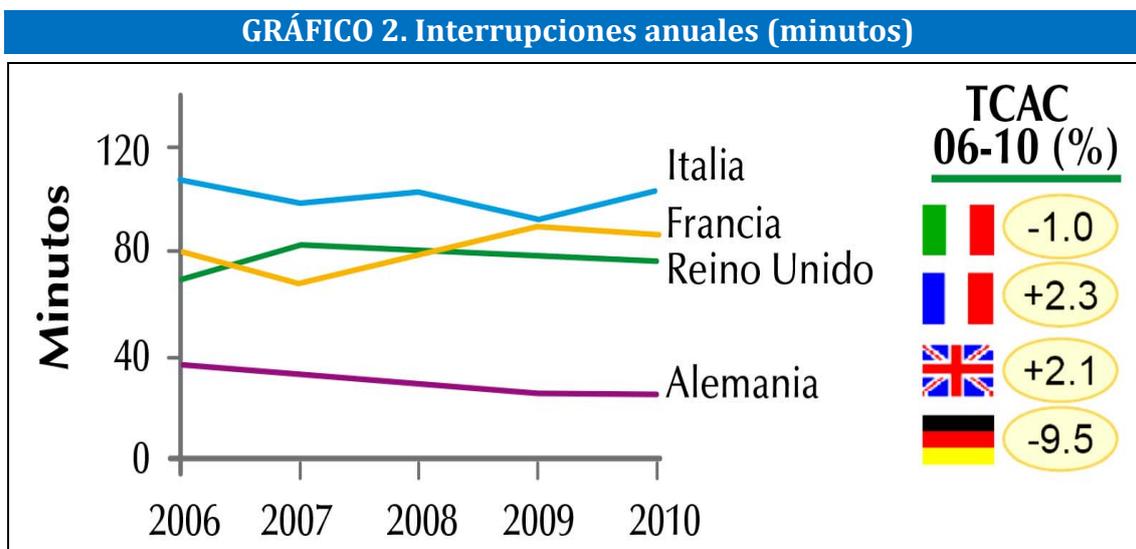
La falta de calidad global del sistema eléctrico español, está relacionada, en mayor medida, con la red de distribución que con la red de transporte. Según el informe del Council of European Energy Regulators, el 70% de las incidencias que afectan

⁵¹ Los huecos de tensión son breves caídas de tensión que aparecen en los sistemas de potencia de forma ocasional. Su duración comprende desde $\frac{1}{2}$ ciclo a 10 segundos. Su amplitud va desde el 10% y el 100% de la tensión nominal. A partir del 90% se denomina microcorte, según algunas nomenclaturas

⁵² En la conferencia Electric Power Control Centers de 2011, Iberdrola y Siemens realizaron una ponencia sobre Aislamiento y Reposición automática (ARA) en la que revelaron que los costes del TIEPI y NIEPI (valorados según Orden ITC 3801/2008), supusieron a la compañía distribuidora unos costes considerables, durante el ejercicio de 2009.

al SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) y al SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) de los clientes, tienen lugar en la red de media tensión (Council of European Energy Regulators, 2011b). Dado que en la mayoría de los países las incidencias en la red de baja tensión no se registran automáticamente sino que la afección se cuantifica gracias a la notificación de los afectados, cabe considerar que las estimaciones del SAIDI de la red de baja de tensión pueden estar infravaloradas.

El GRÁFICO 2 compara la calidad y eficiencia de las redes eléctricas de los principales países europeos con España, considerando la tasa de crecimiento anual compuesta relativa a la reducción de la duración de las interrupciones no programadas⁵³.



Nota 1: Incluye las interrupciones programadas y no programadas, excluyendo interrupciones excepcionales

Nota 2: TCAC = Tasa de crecimiento anual compuesto

Fuente: (The Boston Consulting Group, 2012b)

Tal y como se puede observar, la duración de las interrupciones ha mejorado en países, como Alemania; que presenta los mejores índices de calidad. En este país las interrupciones largas no programadas están por debajo de los 30 minutos/año y han mantenido una evolución de mejora (9,5% en el período 2006-2010).

España, debería aspirar a tener mejores índices de calidad. En este sentido, cabe considerar que las diferencias entre los distintos países no sólo se deben a la infraestructura de red, y a la buena gestión de las operaciones en las redes; ya que tal y como indica el MIT, las interrupciones también están relacionadas con la densidad de población (Massachusetts Institute of Technology, 2011).

En este sentido, cuanto mayor es la densidad de población, menor es la frecuencia con la que se producen interrupciones en el suministro. De hecho, la frecuencia de

⁵³ La regulación española contempla la interrupción no programada como aquella originada por causas naturales y que tiene lugar en, al menos, un 10% de los municipios peninsulares o el 50% de municipios peninsulares e insulares.

las interrupciones en países densamente poblados como Alemania e Italia (del orden de 30 minutos/año), es inferior a la de España que ronda los 80 minutos/año. Esto se debe a que en zonas densamente pobladas las redes están más concentradas y, por consiguiente, es menos probable que se den interrupciones en el suministro, lo que contribuye a la mejora de la calidad del suministro. Del mismo modo, se observa que los países con mayor densidad de población, sufren menores pérdidas eléctricas en las redes de transporte y distribución, contribuyendo a una mayor eficiencia de las infraestructuras eléctricas.

Para mejorar la calidad de las compañías distribuidoras en España han ido buscando un equilibrio entre la retribución y la calidad exigible, en todo caso es necesario incentivar las mejoras de la continuidad del suministro. Cabe señalar que la retribución no siempre ha conllevado que la inversión realizada por el distribuidor, retorne en forma de ventajas económicas, que le permitan amortizar el riesgo tecnológico y el coste de la inversión efectuados para mejorar la continuidad del suministro, en los términos exigidos.

2.4.2. Calidad del producto

Desde un punto de vista teórico, un suministro eléctrico “perfecto” implica la existencia de un sistema trifásico de tensiones permanentes en el tiempo, totalmente equilibradas, perfectamente senoidales, de amplitud igual a su valor nominal y de frecuencia 50Hz, en el punto de conexión entre el usuario final y la compañía eléctrica. Cualquier alteración, aún siendo transitoria, de alguna de estas características se considera una perturbación de la red.

La calidad de onda define la calidad del producto y depende de la emisión de perturbaciones desde unas cargas a otras y/o a generadores cercanos, así como de la sensibilidad o inmunidad⁵⁴ de los equipos de consumo frente a perturbaciones de la red eléctrica. Para asegurar que la onda tiene la calidad suficiente se ha de prestar atención a la frecuencia, amplitud, forma y simetría de la onda de tensión.

La norma UNE-EN 50160 especifica las características de los desequilibrios de la tensión suministrada y las tensiones armónicas. Actualmente, el límite máximo de variación de la tensión suministrada a consumidores finales es de $\pm 7\%$ de la tensión de alimentación declarada.

Además, establece que, en condiciones normales de explotación, el valor medio de la frecuencia fundamental medida por períodos de 10 segundos debe situarse en los siguientes intervalos: a) 50Hz $\pm 1\%$ (de 49,5Hz a 50,5Hz) durante el 99,5% de un año y b) 50Hz $+4\%/-6\%$ (de 47Hz a 52Hz) durante el 100% de un año.

Cabe esperar que la calidad de onda vaya ganando relevancia, con respecto a los otros dos parámetros que definen la calidad del servicio, puesto que la normativa

⁵⁴ El nivel de inmunidad de cada aparato debe ser tal que su entorno no lo perturbe, y su nivel de emisión debe ser, lo suficientemente bajo, como para no perturbar a los aparatos situados en su entorno electromagnético

en materia de compatibilidad electromagnética⁵⁵ y calidad de onda cobrará importancia, para definir los límites admisibles en cada uno de los aspectos relativos a la calidad de onda así como las características que han de tener los diferentes dispositivos que se conectan a la red de distribución⁵⁶.

2.4.3. Calidad comercial

La comercialización a clientes elegibles implica desregular la atención comercial de estos clientes, pero no los aspectos técnicos de la calidad que siguen dependiendo de la distribuidora. La calidad de la atención al consumidor se determina en función de las características del servicio. Dicho servicio se compone de un conjunto de aspectos, que bien se pueden englobar bajo la concepción del *marketing*, referidos al asesoramiento del consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos y demás aspectos derivados del contrato suscrito.

Los indicadores de la calidad individual están relacionados con los siguientes elementos: elaboración de los presupuestos y ejecución de instalaciones necesarias de nuevos suministros; enganche e instalación de equipos de medida, atención a las reclamaciones en relación a la medida del consumo, facturas emitidas y cortes indebidos; enganche después del corte por impago, ejecución indebida del corte por impago, información y asesoramiento sobre la tarifa y potencia a contratar más conveniente según las necesidades del consumidor.

A medida que se incorporen los contadores y los sistemas de medición avanzados, las compañías comercializadoras y/o distribuidores dispondrán de más información de sus clientes y, por consiguiente, podrán ofrecerles productos más ajustados a sus necesidades. A su vez, la mejora en los sistemas de facturación facilitará la frecuencia de la medición y reducirá tanto los errores de facturación como los costes operativos de la distribuidora, lo cual cabe esperar que repercuta positivamente en la calidad de atención comercial percibida por los consumidores, y en la cuenta de explotación de la compañía distribuidora y/o comercializadora.

En la medida en que se establezcan las comunicaciones bidireccionales y que ello permita que el distribuidor/comercializador pueda ofertarle un paquete de productos más acordes con su perfil de carga y, no menos importante, en la medida en que el consumidor se involucre, o tenga incentivos, económicos u otros,

⁵⁵ La Compatibilidad Electromagnética (CEM) es la habilidad de un equipo o sistema de funcionar satisfactoriamente en su entorno electromagnético, sin producir perturbaciones electromagnéticas intolerables. Existen varias normas de CEM referentes a la emisión de perturbaciones (conducidas o radiadas) que deben cumplir los equipos, a fin de limitar las perturbaciones de la red eléctrica. Las normas EN61000-6-1 y EN 61000-6-2 son las normas genéricas europeas de inmunidad y las EN61000-6-3 y EN 61000-6-4 son las normas genéricas europeas de emisiones.

⁵⁶ Los actuales equipos eléctricos exigen que la tensión sea estable y que la energía sea de calidad, para lo cual la red debe estar libre de armónicos y otras perturbaciones eléctricas. Para ello se instalan filtros mediante los cuales se obtiene a) mayor factor de potencia, mejor estabilidad de tensión y menores pérdidas en la red, b) filtrado de armónicos del sistema, c) ausencia de problemas de resonancia y de amplificación de las perturbaciones eléctricas.

De esa manera, se impone una carga mucho menor sobre los equipos y aumenta la duración de estos, lo que se traduce en menores costes de mantenimiento y de sustitución de equipos gastados.

suficientes, mejorará la calidad comercial. En este sentido, se entiende que la participación activa de la demanda es también un precursor del cambio de modelo de red de distribución, aunque tal y como se ha visto en el apartado 2.3, ello tenga sus matices considerando la coyuntura actual en España.

3. REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. EVOLUCIÓN HACIA LAS *SMART GRIDS*

En este capítulo se examina la evolución de la red eléctrica actual hacia el paradigma de la red inteligente⁵⁷ o *smart grid*, que se abordará en el capítulo cuatro. Para ello se abordan, fundamentalmente, cuestiones relativas a la automatización de los centros de transformación (apartado 3.2) y la generalización de los sistemas avanzados de gestión de la distribución (ADMS) (apartado 3.3). No obstante, ello no significa que la problemática no vaya más allá de los centros de transformación, ni que sólo se vayan a automatizar estos centros y las subestaciones⁵⁸, ya que cabe esperar que todos los activos, tanto los nodos como las líneas de la red de distribución, vayan a experimentar cambios, bien sea para desarrollar la tecnología necesaria o bien para implementar la tecnología disponible en la red (EU Commission Task Force for Smart Grids, 2010).

La obligación de instalar contadores inteligentes y sistemas de telegestión supone una oportunidad para conocer mejor lo que ocurre en la red de baja tensión por lo que, hoy en día, el reto de evolucionar hacia una red más automatizada recae, en gran medida, sobre el tramo de red que se encuentra entre las subestaciones, centros de transformación y los contadores. Esta es la razón por la cual, una vez analizado el contexto europeo y español en relación a los contadores inteligentes, este capítulo se dedica a estudiar los centros de transformación así como otros aspectos de la gestión de la red.

Para ello, es necesario considerar que las actuaciones que lleva a cabo una empresa de distribución se pueden dividir en dos grandes grupos. Por una parte, están aquéllas relativas a las redes eléctricas y su equipamiento, es decir, el diseño, planificación, mantenimiento y gestión de activos de la red, así como aspectos relativos a la seguridad y calidad de servicio. Por otra parte, están aquéllas que englobándose dentro de las redes inteligentes se pueden clasificar según la prioridad que presentan. En primer lugar, estarían las actividades que se están llevando a cabo en relación con la supervisión, control y automatización de la red y, en segundo lugar, aquéllas que tienen que ver con los recursos energéticos distribuidos y con la gestión activa de la demanda.

3.1. Evolución de las redes de distribución

Las redes eléctricas actuales cumplen su cometido principal el suministro eléctrico seguro, de calidad y sostenible. No obstante han de modernizarse para lograr

⁵⁷ La inteligencia del sistema podrá estar implementada, en mayor o menor grado, de forma distribuida, es decir, en cada centro de transformación inteligente o de forma centralizada, en el centro de control de distribución. En cualquier caso, se ha de garantizar una buena coordinación entre las distintas funcionalidades de los centros de transformación inteligentes y entre los distintos elementos conectados a la red de distribución.

⁵⁸ El hecho de que el objetivo de este informe sea describir el estado actual del desarrollo de las redes de distribución en España permite centrar la atención en la automatización de los centros de transformación, cuestión que no sería del todo aceptable, por ejemplo, en el caso de EE.UU. porque su infraestructura de red es distinta, al disponer de soluciones de transformación con un número muy inferior de clientes.

mejoras de eficiencia energética, reducción de emisiones de CO₂, y mejoras de la calidad de suministro.

Para convertir una red eléctrica en inteligente la solución no consiste en implementar completamente una nueva red, sino en hacer evolucionar la existente, lo cual habida cuenta de la inversión y retribución⁵⁹, que históricamente ha recibido la actividad de distribución eléctrica, presenta un gran reto.

En este sentido hay que tener en cuenta que la red de distribución está constituida por una gran cantidad de activos con una larga vida útil, que hay que monitorizar y automatizar, lo que conllevará un gran esfuerzo y una notable dedicación de recursos.

La monitorización de las redes de distribución supone acometer cambios y modificaciones en varios frentes. Para CEN-CENELEC-ETSI⁶⁰ los grupos funcionales para ofrecer servicios con valor añadido, que revela el grupo de trabajo de la Comisión Europea para las *smart grids* son los siguientes: automatización de las subestaciones⁶¹ y de los centros de transformación; automatización de las líneas; control de la calidad de suministro de la distribución; sistema de gestión de la distribución (DMS), supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), sistemas de información geográfica (GIS) y sistemas flexibles de distribución de corriente alterna (D-FACTS) (EU Commission Task Force for Smart Grids, 2010).

La TABLA 1 trata de identificar aspectos significativos y con carácter más amplio, que a futuro se han de llevar a cabo en la red eléctrica.

⁵⁹ El capítulo seis analiza los distintos esquemas retributivos que se han puesto en marcha en España, así como la evolución de la retribución de la distribución a la que ha dado lugar.

⁶⁰ (CEN-CENELEC-ETSI, 2012)

⁶¹ En el caso español, las subestaciones ya se encuentran automatizadas.

TABLA 1. Cambios en la infraestructura eléctrica

Red actual	Red del futuro
Electromecánica-Digital	100% Digital
Comunicación unidireccional	Comunicación bidireccional
Generación centralizada	Combinación de generación centralizada y distribuida
Topología mallada en redes de MT y BT ⁶² con carácter general. Explotación radial	Posible explotación de topología mallada.
Separación contable, jurídica y funcional de las actividades	Reglas más detalladas de separación de actividades y nuevos operadores (generadores puros, generadores virtuales, almacenadores, comercializadores puros, clientes/generadores)
Número limitado de sensores en MT y BT	Red de MT monitorizada y con gran número de sensores
Escaso volumen de datos en BT. Ausencia de sistemas de gestión de datos.	Necesidad tanto de sistemas de almacenamiento, como de protección y seguridad de una ingente cantidad de datos
Red con escasa visibilidad en BT	Red con mayores niveles de control y supervisión en MT y BT
Herramientas de ayuda a la reposición	Reposición semiautomática o automática
Decisiones soportadas por el sistema en AT y MT	Ampliación a la BT
Consumidores pasivos	Consumidores activos
<i>Customer relationship management</i> (CRM) simplificados	CRM avanzados, facturadores más complejos, <i>Business Intelligence</i>
Calidad de suministro. Persisten problemas de huecos de tensión, perturbaciones, armónicos, etc.	Calidad eléctrica que satisface a los consumidores, incluidos los industriales. Identificación y resolución de problemas de calidad eléctrica. Varios tipos de tarifas para varios tipos de calidades eléctricas
Ausencia de servicios al sistema de distribución	Participación activa de los recursos energéticos y del distribuidor en los nuevos servicios al sistema de distribución

Fuente: Elaboración propia a partir de (Global Environment Fund, 2005)

Las redes eléctricas del futuro serán distintas a las actuales, al ofrecer una serie de funcionalidades nuevas. En este sentido, asumiendo que la implantación de las *smart grids* tendrá lugar a largo plazo, es previsible que a medio plazo coexistan dos generaciones de redes eléctricas: las convencionales o actuales y las redes inteligentes o avanzadas⁶³ por otro. El grado de avance de las implantaciones dependerá tanto de los aspectos tecnológicos, como del impulso político y de la normativa que incentive su desarrollo.

Puede establecerse una diferencia, aunque ésta sea opinable o discutible, entre una *smart grid* y la red de distribución avanzada. La última no considera todos y cada uno de los aspectos que caracterizan, de forma general, una *smart grid*: contadores

⁶² MT: media tensión; BT: baja tensión; AT: alta tensión.

⁶³ Este informe denomina red de distribución avanzada a la red de distribución, que previsiblemente existirá a medio plazo, y que siendo distinta de la red actual, probablemente, no cumpla con todas las funcionalidades que le corresponden a una *smart grid*. Se trata de un escenario hipotético contemplado en este informe con la pretensión de reflejar la realidad de las redes a medio plazo.

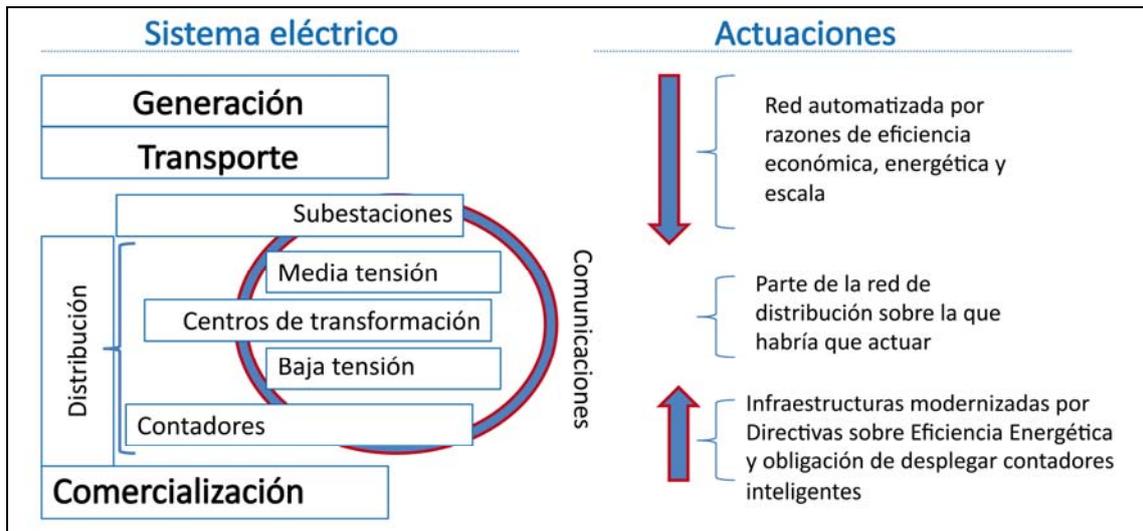
inteligentes, integración de energías renovables, automatización de la red, movilidad eléctrica, tecnologías de almacenamiento de energía, microrredes, centrales eléctricas virtuales (VPP), gestión activa de la demanda y el nuevo rol del operador del sistema de distribución y un enfoque regulatorio *smart*. Visto así, se puede decir que la diferencia entre una red de distribución avanzada y una *smart grid* consiste en el grado de despliegue que presentan, en la red, los aspectos que se acaban de señalar y en el esquema regulatorio que define el nuevo modelo para un sistema *smart*.

Históricamente, las actuaciones para modernizar las redes se han centrado más en la de transporte y han consistido en automatizarla, lo suficiente, y en reforzar su mallado, favoreciendo una gestión eficiente de la red. Hoy puede decirse que la red de transporte es suficientemente inteligente. Sin embargo, esta inteligencia, que también existe en las redes de distribución, se diluye a partir de las subestaciones, entre la media y baja tensión.

El hecho de que hasta ahora se haya actuado automatizando más la red de transporte, puede obedecer a las tres razones siguientes. En primer lugar, se trata de una cuestión de eficiencia económica. Al transportar mucha más energía, resulta más eficiente invertir en redes de transporte. En línea con lo anterior, la segunda razón es la escala. Al transportar más energía, el impacto de una falta en la red de transporte es mayor, por lo que es prioritario actuar sobre el transporte. Por último, las redes de transporte son malladas y, por lo general, sus flujos se pueden dirigir más fácilmente que en la red de distribución, abriendo y cerrando líneas para controlar la tensión. Para poder efectuar estas operaciones en tiempo real se requiere dotar de automatismos y de control a la red de transporte.

El gran reto consiste ahora en monitorizar y automatizar, más ampliamente, el tramo de redes comprendido entre los consumidores y las subestaciones de MT y BT, lo que recae, en gran medida, sobre la distribución, como se puede observar en la FIGURA 6.

FIGURA 6. Áreas del sistema eléctrico en las que la regulación ha incentivado la inversión



Fuente: Elaboración propia

La red de media tensión conecta los centros de transformación con los usuarios finales por lo que resulta crítica para dar servicio a los mismos. Se trata de una red muy extensa y compleja⁶⁴ que, actualmente, cuenta con un grado de control y monitorización, relativamente bajo, lo que puede dificultar su gestión y mantenimiento, ante la elevada penetración de recursos energéticos distribuidos.

Se espera que las redes de distribución vayan a experimentar cambios, para lo que las empresas de distribución eléctrica están llevando a cabo distintas estrategias. La visión de Iberdrola consiste en introducir progresivamente sistemas de telemedida, telegestión, supervisión y automatización en los centros de transformación y demás instalaciones de la red, e ir dotándolos de mayor inteligencia. Pero esa inteligencia debe implementarse sobre más redes cuya planificación y gestión pueden garantizar que tiene base adecuada para incorporar la inteligencia.

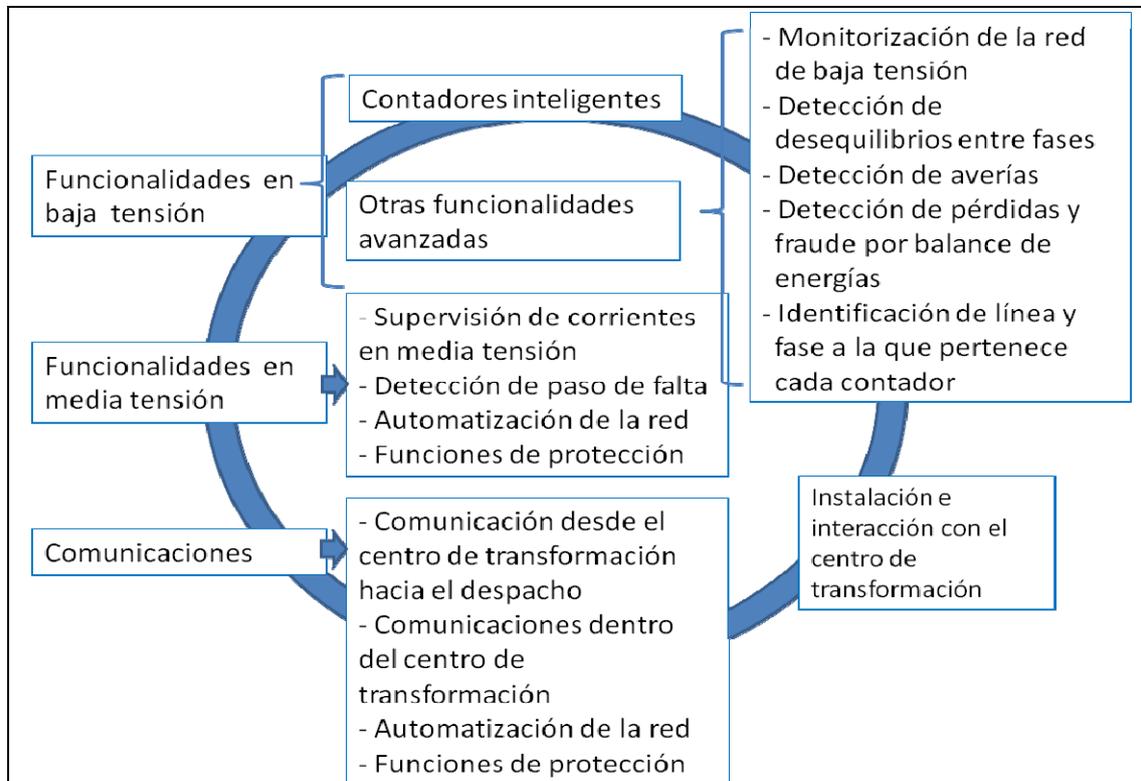
No se debe olvidar que la red actual proporciona la base sobre la cual se han de implementar el resto de tecnologías que posibiliten la evolución desde las redes actuales hacia las *smart grids*. En la medida en que el distribuidor disponga de más información sobre el estado de sus activos, mejor podrá gestionar las redes. Asimismo, el núcleo conceptual de las redes inteligentes implica medidas y telegestión, automatización, supervisión y control. En este marco conceptual de redes inteligentes, tienen y tendrán, cada vez más, un papel importante la generación distribuida, el almacenamiento y la gestión activa de la demanda.

A modo de resumen, la FIGURA 7 representa los aspectos funcionales correspondientes al despliegue de las *smart grids* clasificándolos en función de si

⁶⁴ La red de distribución posee más nodos de unión que la red de transporte y, por consiguiente, también más bienes de equipo que la red de transporte.

corresponden a la baja o a la media tensión, o las comunicaciones. Ofrece una imagen de la diversidad de equipos y tecnologías, para dotar de inteligencia a la red de distribución. No obstante, de cara a este estudio, se ha centrado la atención en dos instalaciones: los contadores y los centros de transformación.

FIGURA 7. Aspectos funcionales para el despliegue de las smart grids



Fuente: Elaboración propia

3.2. Supervisión y automatización.

Los centros de transformación (CT) son una infraestructura clave entre las subestaciones aguas arriba de los puntos de suministro; los cuales, tal y como se ha visto en el capítulo anterior, dispondrán de contadores inteligentes.

La evolución del centro de transformación consistirá en cambios tecnológicos que pasan por la adopción de tecnologías de telecomunicaciones, electrónica y control, que le permitan al operador tener un mejor conocimiento y mayor visibilidad de las redes de distribución aguas debajo de los CT, lo que justificará la incorporación de diferentes funciones atendiendo al grado de responsabilidad que tenga cada centro.

Como consecuencia, el futuro centro de transformación permitirá mejorar el proceso de la actividad de distribución eléctrica, con el objetivo de proporcionar el servicio que requiere una sociedad desarrollada y contribuir a los cambios promovidos por la política energética.

Para ello se van a desarrollar tecnologías electrónicas clave como nueva generación de nodo inteligente, que incluya los servicios de telecomunicaciones;

comunicación local, telegestión, supervisión de baja y media tensión; nueva generación de equipos de automatización incluyendo la parte de sensores, *kits* de automatización, elementos electrónicos y funcionalidad *software*, más económicos, abiertos y más sencillos de instalar y explotar, con objeto de permitir una mayor penetración de la automatización en la media tensión.

Además, se desarrollarán detectores de paso de falta de nueva generación, con suficiente inteligencia para detectar faltas con la fiabilidad necesaria para las nuevas topologías y realidades de las redes eléctricas actuales y futuras; nuevos equipos microprocesados y sus correspondientes sensores a instalar en los centros de transformación, que permitirán el cálculo de impedancia de falta, para estimar la distancia a la falta, la medida de calidad de onda, de tensión e intensidad así como la potencia activa y reactiva y la obtención de oscilografías.

No se puede obviar la electrónica de potencia en algunos centros de transformación con capacidad para realizar un control flexible de la tensión, mitigar el efecto de los huecos y las fluctuaciones de tensión, soportar una cierta capacidad de almacenamiento para ayudar a mantener un suministro continuo de energía y realizar la corrección del factor de potencia. Finalmente está la supervisión de la baja tensión integrada en los cuadros de distribución para la detección de averías, desequilibrios entre circuitos y fases, prevención de sobrecargas en circuitos y una posible automatización de los cuadros de distribución de BT.

Como consecuencia, los centros de transformación actuales incorporarán, en la medida en que su grado de responsabilidad así lo justifique, servicios de telecomunicaciones, comunicación local, telegestión y supervisión de baja y media tensión, lo que contribuirá de manera gradual al paradigma *smart grid*.

Actualmente, se trabaja en varios frentes con objeto de mejorar estos centros de transformación. La integración de medidas de prevención de incidentes de funcionamiento es, por ejemplo, uno de los aspectos sujetos a mejora. A tal efecto, se han desarrollado técnicas para prevenir la ruptura, en su caso, de los tanques de aceite o minimizar su impacto en el caso de un fallo indeseable. Otro aspecto susceptible de mejora es su capacidad de diagnóstico y optimización de su vida útil. Para ello, se buscan modelos de predicción y simulaciones, que permitan conocer el comportamiento de los transformadores, para poder así anticipar metodologías de mantenimiento adecuadas.

Con todo, la mejora más relevante, en aras de garantizar la continuidad del suministro eléctrico de calidad es, junto con la capacidad de detectar y aislar faltas, la reposición del servicio de forma automática, conocida como *Fault Detection, Isolation and Service Restoration* (FDIR)⁶⁵.

⁶⁵ A diferencia de la red de transporte y de reparto, que es mallada, la red de distribución es más bien radial, a excepción de algunas ciudades en las cuales la red de distribución es mallada. En cualquier caso, independientemente de que la red de distribución sea radial o mallada, se opera radialmente por la dificultad

Los equipos actuales carecen de inteligencia suficiente para hacer una detección de la falta, con la fiabilidad necesaria para las topologías y realidades de las redes eléctricas actuales y futuras. Por consiguiente, se hace necesario desarrollar nuevos conceptos, para adaptarse a las necesidades de la red actual y permitir una mejora importante en el servicio, por medio de la optimización de los tiempos de localización de la avería.

Los nuevos equipos sensores a instalar en los centros de transformación junto con la adaptación y mejora de los sistemas informáticos permitirán, con un coste adicional, obtener información importante de las instalaciones, lo cual va a permitir mejorar la operación del sistema y la calidad del servicio.

El CT debería conocer la intensidad, tensión, potencias activa y reactiva de la red de media y baja tensión, razón por la cual se monitoriza. Además, se ha de comunicar y coordinar con otros elementos de la red, para lo que es necesaria una infraestructura de comunicaciones.

Habida cuenta de la larga vida útil del transformador, equipo principal del centro de transformación, la empresa distribuidora debe decidir si instala un centro de transformación nuevo, que integre las comunicaciones, la electrónica y los sensores junto con las prestaciones básicas, o de si hace un *retrofitting* de los centros de transformación convencionales que tiene ya instalados.

No menos importante es la decisión respecto al número de centros de transformación que interesa telegestionar, supervisar o automatizar, a lo que se referirá el apartado siguiente. La lógica apunta a que esta decisión se tomará en función del óptimo teórico entre la inversión a acometer y los beneficios que de ello derivan (detección de faltas, mejora de calidad de servicio, disminución de costes operativos, seguridad, etc.).

La monitorización hace posible que se conozca el estado de la red mediante la medida de corrientes, tensiones y potencias activas y reactivas, en MT y BT. Para dotar de inteligencia a la red hay que convertir estos datos en información útil para lo que, la adquisición de estos se ha de completar con sistemas y algoritmos de control, que procesen la información recibida sobre el estado del sistema y proponga decisiones de forma automática para actuar en caso de falta.

El paso final es el telecontrol o control remoto, que supone que los elementos de protección se controlan a distancia, tanto desde el centro de transformación como desde el centro de control del operador de la red de distribución.

de explotación que entraña explotarlo en mallado. Esto significa que ante una avería en la parte de red mallada, se actúa sobre las protecciones de cabecera del circuito y se cambia la topología de red para dejar fuera de servicio el tramo con la incidencia, interrumpiendo el suministro lo menos posible.

De forma general, la localización de averías se hace por el método de "prueba y error". Es decir, se divide la red que tiene la avería en dos mitades y se energiza una de ellas; de modo que en función de la respuesta, se va acotando la zona con la avería y se devuelve el suministro al resto de la red. Esto ocasiona que, en el transcurso de la localización, se puedan producir varias interrupciones a un mismo usuario de la red.

La evolución en la monitorización y telecontrol como niveles de supervisión y automatización de los centros de transformación, aconsejan incorporar a los consumidores finales contadores inteligentes y telegestión. Con ello se puede establecer una evolución “progresiva” en la incorporación de inteligencia a las redes, desde el consumidor final a los centros de transformación, que se refleja de forma esquemática en la TABLA 2.

TABLA 2. Evolución progresiva en contadores y centros de transformación

Nivel	BÁSICO	SUPERVISADO	AUTOMATIZADO
Función	Sistemas de telegestión	Nivel básico + - Medidas en MT y BT - Paso de falta direccional - Alarmas	Nivel supervisado + - Telecontrol - Automatización
Equipos**	Contador digital Concentrador* Router Equipos de comunicaciones	Sensores de tensión e intensidad	<i>Remote Terminal Unit</i> Elementos de protección motorizados y telecontrolables
Factor de cambio	Obligación legal	Oportunidad	Eficiencia operativa

*Se requiere un concentrador por cada centro de transformación. Aguas arriba se puede agrupar esta información por grupos de concentradores mediante comunicaciones PLC o fibra óptica.

**Esta fila ilustra exclusivamente los equipos adicionales correspondientes a cada uno de los tres tipos de centros de transformación. El *router* se incluye dentro de los equipos de comunicaciones.

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Iberdrola

Por su parte, implementar un sistema de telegestión⁶⁶ supone instalar contadores inteligentes, así como una adecuada infraestructura de red porque la telegestión implica que se pueda gestionar remotamente el contador, para lo que es indispensable que la red esté capacitada para comunicar bidireccionalmente.

Los requisitos de un sistema de telegestión son la capacidad de leer remotamente parámetros de calidad y “eventos”, cortar y reconectar el suministro, gestionar cargas, modificar la parametrización del equipo, sincronizar remotamente, al menos una vez por ciclo de lectura; actualizar el *software* del equipo y remitir mensajes al consumidor (consulta *online* de información).

Los equipos básicos de este nivel son los contadores instalados en los puntos de consumo, el concentrador, y las comunicaciones de éste con el centro de control, ubicado aguas arriba⁶⁷. La TABLA 3 especifica la función de cada uno de estos equipos.

⁶⁶ En ocasiones se utilizan indistintamente los términos telegestión y telemedida, a pesar de no ser lo mismo. En un sistema de telemedida, el contador es un elemento pasivo de comunicación unidireccional que se limita a enviar los datos de lectura. Es decir, desde el centro de transformación se solicitan las medidas al contador de manera remota, pero no puede actuar sobre el mismo.

⁶⁷ El centro de control puede operar bajo diversos protocolos para comunicar los contadores con sus respectivos concentradores ubicados en los centros de transformación, de entre lo que cabe destacar PRIME (Iberdrola y Gas Natural Fenosa), Meters & More (Endesa, Enel); y desde estos a los centros de control a través de servicios *web* y FTP, mediante el envío de ficheros xml.

TABLA 3. Equipos y funciones que configuran una red avanzada

Equipo	Función	
Sistema de Telegestión (STG)	Interfaz del sistema	Ciberseguridad
	Bases de datos de medidas	
	Gestión consumidor final	
Concentrador	Comunicaciones con STG	
	Comunicaciones con contadores	
	Supervisión en baja tensión; registro de información del contador	
Contador	Medición	
	Comunicación	

Fuente: Elaboración propia

El nivel supervisado añade la monitorización en los centros de transformación. Es decir, consta de los mismos equipos y prestaciones que el nivel telegestionado, pero dispone de sensores para poder supervisar la red de distribución y detectar pasos de falta direccional. Es decir, la diferencia fundamental del nivel supervisado con respecto al telegestionado es la visibilidad que se tiene de la red.

Por último, se encuentran los centros de transformación automatizados, que incluyen, además de todo lo anterior, sistemas de actuación de telemando. Esto significa que se puede actuar remotamente sobre los elementos y automatismos locales de la red, en función de los valores de parámetros como la tensión, la potencia activa y la reactiva, la energía activa y la reactiva, el factor de potencia, el ángulo de fase y la frecuencia registrados en la red de distribución.

Se entiende que la automatización de la red de distribución es la posibilidad de actuar remotamente y en tiempo real, sobre equipos y componentes del sistema de distribución, lo que depende de las herramientas de soporte de las que dispone el centro de transformación⁶⁸. La inteligencia incluye esta capacidad así como la de tomar decisiones. Cabe señalar que la supervisión y automatización permiten tener más información para mejorar la calidad de servicio e integrar y / o gestionar los recursos distribuidos.

Los componentes clave de un sistema de distribución automatizado son la *remote terminal unit* (RTU), los sensores distribuidos en campo, los interruptores

⁶⁸ La inteligencia de un centro de transformación depende de las herramientas de soporte que ésta dispone. Estas herramientas de soporte o equipos se pueden clasificar en tres niveles que están interconectados entre sí: *hardware*, *software* y *middleware*. El *hardware* comprende toda la infraestructura física: los componentes y equipos. El *software* se refiere a los algoritmos y sistemas necesarios para llevar a cabo la gestión y el procesado de toda la información. Sirve tanto para tomar medidas como para dar instrucciones. Por último, el *middleware* contiene las herramientas cuya función es habilitar la interacción del *hardware* y del *software*, es decir, la comunicación y el control.

controlados a distancia⁶⁹, las protecciones, el sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), un sistema de comunicación para la adquisición de datos a distancia, y un conjunto de aplicaciones avanzadas, relacionadas o integradas con el *distribution management system* (DMS), que facilitan la toma de decisiones.

Las RTUs se instalan a la entrada de cada centro de transformación y constan de, al menos, tres entradas analógicas de intensidad y tres de tensión, por lo que facilita las medidas de tensión e intensidad del centro de transformación⁷⁰. Su interés radica en que facilita la medición del impacto de la entrada gradualmente creciente de generación distribuida en la red de baja y media tensión.

En conjunto, la RTU y el concentrador posibilitan hacer balances de energía. Dado que el concentrador⁷¹ registra tanto la energía que entrega el centro de transformación, como la lectura de los contadores, su instalación permite realizar los balances para verificar el equilibrio entre la energía suministrada por el centro de transformación y la energía facturada. Obviamente, este aspecto resulta interesante para cuantificar tanto pérdidas técnicas como no técnicas y, por consiguiente, mejorar así la eficiencia operativa. Asimismo, la combinación del concentrador y la RTU posibilita conocer las pérdidas de energía que han tenido lugar en el propio centro de transformación.

Un proyecto que puede ilustrar los avances de la automatización, con una visión de redes inteligentes, impulsado por uno de los factores de cambio señalado en el capítulo 2, a saber la mejora de la calidad de servicio, es el proyecto Automatic Grid Recovery (AGR) de Iberdrola⁷². Dicho proyecto, ha finalizado, y está en operación e integrado con los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), de gestión de la distribución (DMS) o de mantenimiento.

Su principal reto es asumir el mando a distancia desde el sistema de control, lo que conlleva modificar la operación *business as usual*, mejorar el modelo de la red de media tensión y la calidad de las medidas. El resultado esperado es reducir a menos de tres minutos las primeras acciones de reposición de la falta.

El AGR está diseñado para funcionar solo en topologías de distribución radiales y automatiza la reposición del tramo de la red en falta, actuando de forma diferente al enfoque del sistema SCADA, de interpretar un conjunto de alarmas y ordenar a la brigada de mantenimiento, que se dirija a la zona en la que se estima que se encuentra el fallo. Puede decirse que el AGR realiza virtualmente el despacho.

⁶⁹ Interruptores de alimentación, reconectores o seccionadores de condensadores (*capacitor switch*).

⁷⁰ También pueden implementarse las medidas de tensión e intensidad asociadas a los CT y no en las remotas (RTU).

⁷¹ El concentrador es un dispositivo que además de registrar la lectura de los contadores, mide la energía que entrega el centro de transformación. El *router* procura la comunicación entre el concentrador y el equipo de Supervisión, Control y Adquisición de Datos o Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)

⁷² Presentado en Ámsterdam, 5-7 de octubre de 2013. Utilities Week.

En comparación con las operaciones tradicionales, si bien la información inadecuada afecta tanto al AGR como a la operación tradicional; las diferencias entre el modo de despacho convencional y el del AGR suponen como media 2,5 minutos siendo la operación AGR más rápida. En situaciones particularmente complicadas como en casos de tormentas, las diferencias pueden llegar a ser de 15 minutos a favor del AGR. Se observa también que un mayor grado de automatización hace que el AGR sea más selectivo y eficaz.

EL AGR no debe verse como una sustitución de los recursos humanos, más bien facilitará la labor de estos, permitiéndoles concentrarse en la labor de la gestión de las brigadas de mantenimiento. Éste es uno de los aspectos de los cambios, no sólo de gestión sino también culturales, que afectan y afectarán a las compañías distribuidoras.

En términos de mejora del tiempo de reposición de servicio, medida por el indicador SAIDI, la comparación del periodo 2012-2013 vs. 2009-2010, muestra una mejora de 2,58 minutos como media, siendo diferentes según las zonas o regiones de implantación y, por tanto, de la topología de la red, situándose en estos casos en el rango de 0,5 a 3,5 minutos.

3.3. Del SCADA Y DMS a la generalización del ADMS

Gran parte de las redes actuales ya disponen de sistemas de información geográfica (*Geographic Information System, GIS*) y de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (*Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA*). Habida cuenta de que la tendencia a corto y medio plazo es complementar la pareja anterior mediante la incorporación o la extensión de un sistema de gestión de la distribución (*Distribution Management System, DMS*), conviene detenerse un momento para analizar en qué consiste el mismo.

Existen numerosas soluciones adaptadas a las características y circunstancias de las compañías distribuidoras. No obstante, en este caso se trata, sin pretender ser exhaustivo, de resaltar cómo en el futuro, los sistemas de gestión de distribución necesitan cambiar para adaptarse a los nuevos requerimientos.

Aprovechando los avances en las tecnologías de la información y las capacidades de comunicación de datos, se han desarrollado sistemas DMS, que junto con el SCADA facilitan la operación, más eficaz y flexible, de una red de distribución.

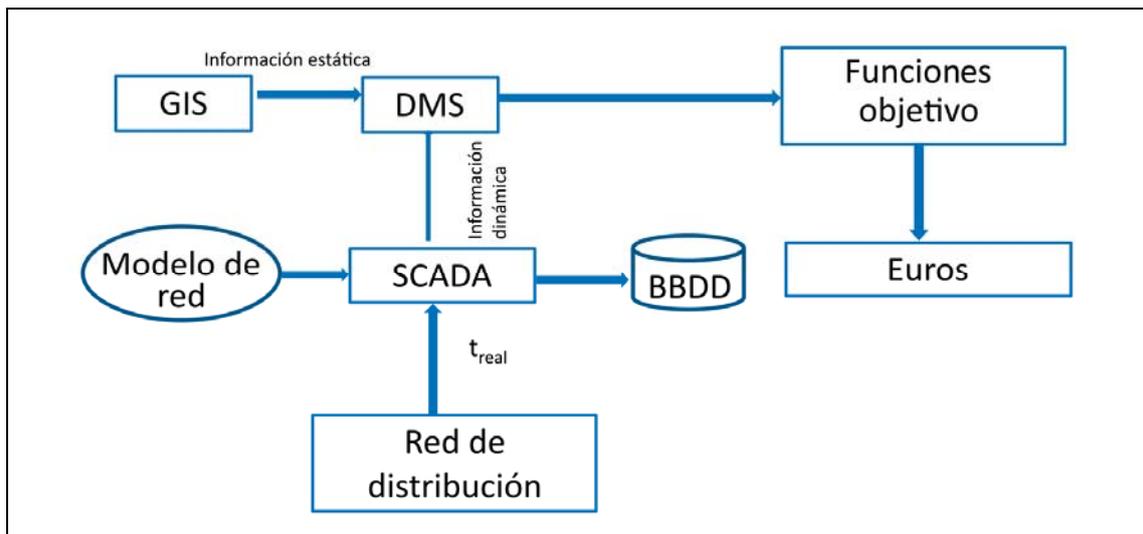
El SCADA supervisa y controla la red, para lo cual adquiere una cantidad significativa de datos relevantes que almacena en una base de datos (BBDD). Es decir, se trata de un equipo que puede actuar tanto en la supervisión, control y operación de la red, como en el almacenamiento de datos históricos.

Por su parte, el GIS facilita la información geográfica y “estructural” de la red así como su representación (esquemas ortogonales, geográficos, unifilares de subestación, etc.), aportando datos visuales captados globalmente mediante sensores remotos y datos locales, que ubican los equipos en el terreno. El DMS

accede a los extractos de datos del SCADA y del GIS, convirtiéndolos en información procesable para mejorar el funcionamiento y el rendimiento de la red de distribución.

Como resultado de todo ello, el conjunto SCADA-GIS-DMS tiene un impacto directo en la operación de la red de distribución porque facilita tanto la planificación de la red de distribución a largo plazo como su mantenimiento.

FIGURA 8. Esquema básico de un sistema SCADA-DMS



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la FIGURA 8, el DMS es un dispositivo que recibe dos tipos de información. Por un lado, información dinámica que le proporciona el SCADA, la cual es adquirida en tiempo real. Por otra parte, también registra la información que le proporciona el GIS. A diferencia de la información que recoge el SCADA, el GIS dispone de información estática, pues no se tienen datos en tiempo real.

En base a la información proporcionada por el GIS y el SCADA, el DMS decide si hay una posible reconfiguración y, en el caso de que la hubiera, genera una serie de actuaciones que se pueden efectuar automáticamente o manualmente, en función del grado de automatización de que disponga la red sobre la que opera el sistema DMS-SCADA.

Adicionalmente, el DMS-SCADA incorpora un *software* denominado “estimador de estado” que resuelve matemáticamente el circuito equivalente correspondiente al esquema unifilar que le proporciona el GIS. La singularidad de este *software* es que no requiere el 100% de información para tomar una decisión. Por consiguiente, si la red de distribución dispone de un DMS, no es necesario automatizar el 100% de los centros de transformación. Esto se justifica, en parte, porque, a diferencia de los sistemas de telegestión⁷³, no hay un porcentaje o cifra específica para determinar el número de centros de transformación que han de estar supervisados o

⁷³ La tendencia es que el 100% de los centros de transformación estén telegestionados.

automatizados, lo que además depende también de la geografía y topología de la red, así como de la filosofía de las compañías distribuidoras.

Puede decirse que si bien es común la existencia del SCADA y de sistemas de gestión de la distribución; los sistemas avanzados (ADMS) suponen un paso más en los sistemas de gestión, con un concepto integrador, que entre otras funciones, incluye la monitorización, el análisis, el control y la optimización. Estos sistemas avanzados pueden incluir herramientas para la planificación o el entrenamiento de los operadores.

Además, facilitan una solución coherente y un conocimiento en tiempo real de las redes de distribución, que no solo es de utilidad para los operadores de la red, en la medida en que les permite realizar una gestión de la red más activa; sino que también ofrece información para la gestión de averías para el despacho de cargas, así como, para los planificadores y los gestores de las compañías distribuidoras (Eurelectric, 2013).

La TABLA 4 presenta una estimación orientativa del porcentaje de cada tipo de centro de transformación en una red convencional y en una red de distribución avanzada y en una *smart grid*.

TABLA 4. Estimación de la incorporación de CT supervisados y automatizados, en función del grado de avance de la red⁷⁴

	Tipo de CT	Tipo de Red		
		Convencional	Avanzada	<i>Smart grid</i>
Centros de Transformación	Supervisado	2-5%	20-35%	40-70%
	Automatizado	1-3%	30-50%	40-60% ⁷⁵

Fuente: Elaboración propia

Naturalmente las cifras que figuran no sólo son ilustrativas, sino que, en realidad, presentan una segmentación más compleja, y los porcentajes se establecen o definen en función del entorno de las potencias contratadas y en función de las características relevantes de cada zona de distribución.

Actualmente, la red de distribución se constituye principalmente por CT convencionales, aunque también hay algunos automatizados en determinadas zonas, que le interesa controlar al distribuidor. Ahora bien, la tendencia actual es incorporar un número de centros de transformación, supervisados y automatizados, tanto para mejorar los niveles de control y supervisión de la red, lo que puede repercutir en una mejora de la continuidad de suministro; como para disminuir los costes operativos de la distribución. Ello lleva a la implementación de

⁷⁴ Los porcentajes que recoge la tabla no son acumulativos, es decir, cada categoría se construye sobre la anterior. Según lo anterior, se interpreta que el 100% de los centros de transformación de una *smart grid* estarán telegestionados, de los cuales un 20-50% estarán además supervisados. Entre un 15-35% de los centros de transformación supervisados de que disponga una *smart grid* estarán automatizados.

⁷⁵ En función del análisis coste/beneficio y de los incentivos regulatorios.

sensores⁷⁶ en la red de distribución, de forma que en primera instancia se pueda monitorizar su estado.

Además, hay una predisposición a que el 100% de los CT recojan la información de la telegestión⁷⁷ de los contadores, mientras que el número óptimo de centros de transformación automatizados depende de la configuración de la red, y de la compañía distribuidora, que actúa optimizando su inversión, teniendo en cuenta la retribución y los incentivos que le otorga la regulación, y, sobre todo, de cómo se gestiona la operación de cada zona de la red. Si la empresa distribuidora percibe una señal atractiva, implementará el nivel de automatización para lo cual puede reemplazar el centro de transformación convencional existente por uno automatizado o bien o realizar un *retrofitting* de los sensores⁷⁸, la electrónica y/o las comunicaciones.

Por consiguiente, a pesar de que interesa tener una buena visibilidad de red, no es preciso actuar sobre todos los CT, por lo que el porcentaje de CT automatizados es inferior que el de los supervisados. En cualquier caso, habida cuenta del coste de un centro de transformación automatizado, la empresa distribuidora deberá cuantificar primero el impacto de su instalación en una determinada área de la red, lo que variará en función de los puntos de suministro y la zona que se trate.

En una zona urbana, por ejemplo, puede que el beneficio económico que percibe el distribuidor por la mejora de la calidad de suministro no compense la inversión realizada para dotar a la misma de un grado de automatización elevado, porque en una zona urbana las redes están más malladas⁷⁹ con lo cual los circuitos están provistos de caminos alternativos para ser alimentados en caso de avería.

3.4. Cambios y retos para las compañías distribuidoras

Los sistemas de gestión de distribución experimentan modificaciones y cambios que, como se ha visto, en parte, vienen inducidos por la integración de recursos distribuidos, que tienen también implicaciones sobre aspectos retributivos, a los que se hará referencia, más adelante.

La necesidad de una gestión más activa responde a un cambio fundamental. El diseño de las redes de distribución no ha cambiado mucho en las últimas décadas y puede decirse que obedece a una concepción de arriba-abajo (*top-down*). El

⁷⁶ La incorporación de renovables como la fotovoltaica y la eólica en media y baja tensión implica que sea necesario un mejor conocimiento de los parámetros eléctricos en las subestaciones o en los CT, dado que la afección del voltaje en las subestaciones termina afectando a estos últimos.

⁷⁷ La Orden IET290/2012 establece que la implantación efectiva de sistemas de telegestión para los equipos ya instalados se ha de efectuar el 1 de enero de 2014.

⁷⁸ Integrar sensores y dotar de motorización a los dispositivos de maniobra son las actividades que mayor coste conllevan, tanto por la propia labor de instalación como por las interrupciones de suministro a las que da lugar el hecho de operar de manera segura sobre la red.

⁷⁹ El hecho de que una red esté automatizada es independiente de si esta es radial o mallada. En EE.UU, por ejemplo, la red está mallada en un 80% pero ello no supone ninguna barrera para que ésta se automatice. Lo que sí es cierto es que cuanto más mallada y más automatizada esté una red, es más factible mejorar su gestión.

paradigma al que obedecen u obedecían estas redes hacía que su misión principal fuera entregar energía, siguiendo una dirección única hasta los consumidores.

El paso de una red pasiva a una activa, apoyado en sistemas de gestión de la distribución avanzados, puede caracterizarse como sigue (Eurelectric, 2013). El enfoque pasivo supone resolver los temas de la integración de las energías renovables en la fase de planificación, lo que podría dar lugar a una red sobredimensionada. La razón es que el distribuidor suministra capacidad firme (conexión a la red y acceso), que luego puede no utilizarse debido a consumos “locales” o a generación distribuida. Por otro lado, entre las solicitudes de nuevas conexiones el típico enfoque es el *fit and forget*, basado en un acceso firme y una conexión firme o no firme.

El siguiente paso se podría caracterizar, por el de solo operación. La regulación requiere conectar a la red toda la generación distribuida, que sea posible, sin restricciones. Las congestiones u otros problemas de la red se resuelven en la operación reduciendo cargas y la generación distribuida. Esta solución puede restringir la inyección de generación distribuida durante muchas horas al año y no incentivar la incorporación de la misma, salvo que se remuneren las restricciones.

El enfoque activo permitiría la interacción entre la planificación, la conexión, el acceso y la operación, dando firmeza a los diferentes niveles de conexión e incorporando flexibilidad en tiempo real, aumentando la eficiencia en el aprovechamiento de activos. Una red de distribución mejorada con estos criterios, con una planificación nueva que tenga en cuenta la anterior, con gestión de las congestiones en la distribución, en momentos y lugares distintos, será necesaria para maximizar el nivel de generación que se inyecta, de la forma más económica posible para todos los involucrados, manteniendo la sostenibilidad y la estabilidad de la red.

Si bien a medio y largo plazo, el coste de una gestión activa de la distribución es teóricamente más eficiente para el conjunto de los agentes o del sistema; esta filosofía implica un nuevo papel de distribuidor y del sistema de gestión de la misma, y nuevos requerimientos de costes e inversiones, que se indicarán a continuación.

La generación distribuida, tiene un doble efecto sobre el distribuidor (Ignacio Pérez-Arriaga, 2013). En primer lugar, son necesarias inversiones significativas para conectar correctamente la generación distribuida a las redes existentes, y para hacer frente a la creciente volatilidad de los flujos de energía y de la bidireccionalidad de los mismos, así como para acomodar las fluctuaciones de la demanda neta y punta e implementar infraestructuras de comunicaciones.

El segundo efecto, es la relación entre CAPEX (*Capital Expenditure*) y OPEX, (*Operating Expenditures*), es decir, en términos de inversión y de gastos operativos. La gestión de la distribución puede disminuir los gastos operativos en comparación con un escenario *business as usual*, por ejemplo, en la contratación de

servicios del sistema provenientes de la generación distribuida, en vez de recurrir a soluciones “propias”, más costosas de control de tensión, pero se incrementarán las inversiones y, por tanto, el ratio o cociente citado aumentará.

El efecto sobre las inversiones, está lejos de disminuir. Podrá hacerlo a largo plazo por el hecho de poder posponer inversiones, o realizar aquéllas con menor capacidad y menor coste; pero a corto plazo las inversiones en infraestructuras, en redes, subestaciones, centros de transformación y sistemas de comunicaciones, ciertamente incrementarán la inversión, de igual manera, que se incrementará el coste por la implantación de los contadores inteligentes.

Estos cambios en los sistemas de gestión de distribución, suponen modificaciones, que tienen no sólo implicaciones de gestión sino también de cultura, en el sentido de organización, en la forma de pensar, hacer y trabajar, que están cambiando y cambiarán más en el futuro. Y tienen también implicaciones sobre los aspectos retributivos, a los que los se hace referencia más adelante.

Finalmente y no menos importante, dadas sus implicaciones estratégicas, hay que señalar que el nuevo escenario supone la entrada de nuevos agentes en la actividad de distribución. Además de las empresas existentes, entrarán en juego otras, desde la industria de bienes de equipo eléctrico, a las empresas de comunicaciones, las de gestión de la información y datos; los “integradores” de los sistemas de operación y de gestión de la información, así como un numeroso conjunto de jugadores o actores, que ya existen y que, probablemente, crecerán en número e importancia. Estos últimos podrían agruparse en un bloque de empresas de soluciones “nicho”, tales como aquéllas relacionadas con la medición, con los sistemas relativos a la gestión de la demanda, los proveedores de soluciones domóticas o las empresas de servicios energéticos.

Todo ello configura una situación muy dinámica, cuya evolución en cuanto a desarrollo o consolidación no es fácilmente predecible, en un escenario multidisciplinar.

4. SMART GRIDS

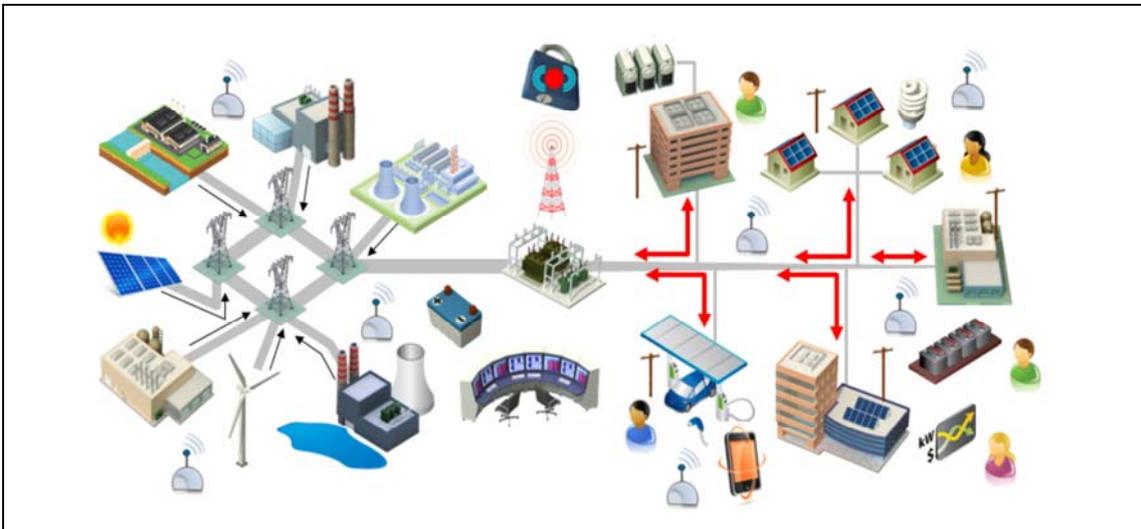
4.1. Algunas definiciones

En la bibliografía se hace referencia a distintas concepciones del término *smart grid*, por lo que conviene detenerse para revisar las mismas y analizar la definición, adoptada por las Organizaciones Europeas de Normalización (European Standards Organisations, ESO) por mandato de la Comisión Europea.

En la revisión bibliográfica se observa que algunos proyectos se catalogan como si se tratara de la implantación de *smart grids* a pesar de que su alcance se limita, a los contadores inteligentes (*smart metering*) o a los sistemas de medición avanzados (AMI), ámbitos que, como se ha explicado anteriormente, no son *per se*, una *smart grid* sino que constituyen un paso en la evolución de las redes convencionales hacia el paradigma de las redes inteligentes.

La FIGURA 9 presenta la visión que tiene el Electric Power Research Institute (EPRI) sobre las redes del futuro. Según la misma, el sistema eléctrico del futuro se caracterizará por ser muy flexible, reconfigurable y conectado, y optimizará los recursos energéticos. Se trata pues de una red en la que no sólo fluye bidireccionalmente electricidad sino también información y, en un sentido más amplio, recursos económicos puesto que la red facilita la transacción de estos tres flujos entre los distintos agentes que la integran.

FIGURA 9. Evolución de las redes de distribución hacia las *smart grids*



Fuente: (Electric Power Research Institute, 2013)

En cualquier caso, puede decirse que las redes inteligentes o *smart grids* no consisten en la implementación de un paquete definido de tecnologías en la red sino que se trata más bien de la implantación de una combinación de equipos, tecnologías e infraestructuras de control y comunicaciones para habilitar las

funcionalidades⁸⁰ seleccionadas con objeto de ofrecer servicios adicionales a todos los agentes de la red.

Para algunos autores, el concepto *smart grid* nace en Estados Unidos (EE.UU.) con objeto de responder fundamentalmente a la necesidad de robustecer sus redes eléctricas. Tal es así que es en EE.UU. donde se han dado los primeros pasos hacia su estandarización. Hacia el año 2005, el concepto *smart grid* se traslada a Europa, fecha en la que se promueve la constitución de plataformas tecnológicas y el diseño de hojas de ruta.

Existen diversas hojas de ruta con objeto de determinar el cronograma y las actuaciones para evolucionar hacia las redes de futuro. El análisis de estas hojas de ruta, diseñadas por distintas organizaciones, pone de manifiesto que todas consisten en una serie de actuaciones común y generalmente aceptadas, donde las diferencias se deben, fundamentalmente, a la naturaleza de la organización que haya elaborado la hoja de ruta y los retos que a ésta se le plantean.

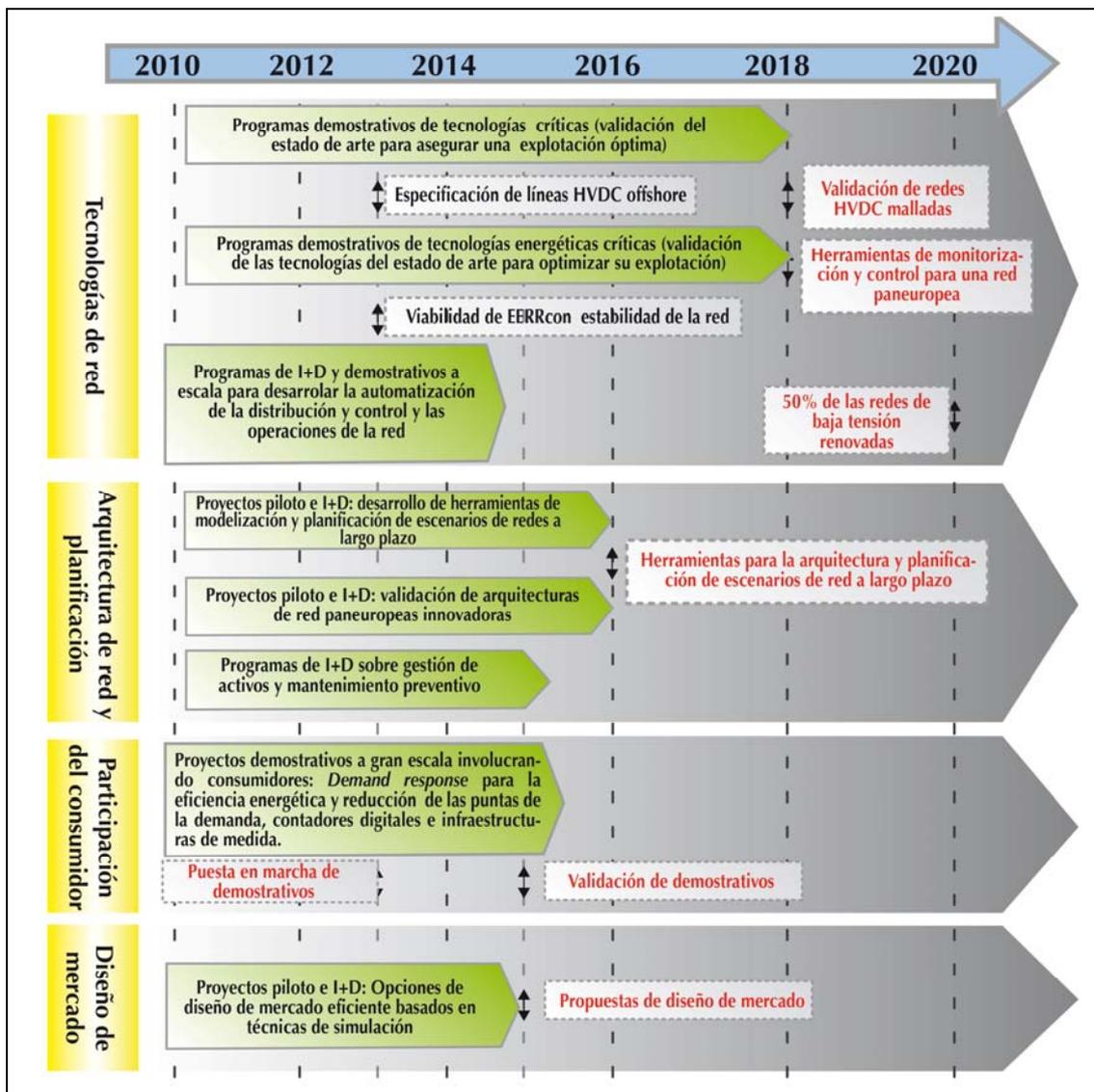
La FIGURA 10 representa la visión de la Comisión europea, a través de European Industrial Initiative on Electricity Grids (EEGI)⁸¹. Se trata de una de las iniciativas industriales europeas, que se encuentran dentro del Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-PLAN), que establece un programa de investigación, desarrollo y demostración con objeto de acelerar la innovación y el desarrollo de las redes eléctricas del futuro en Europa. Entre los proyectos prioritarios relacionados con las *smart grid*, cabe destacar aquellos relacionados con la participación del consumidor o *customer engagement* y la arquitectura y planificación de red.

Esta iniciativa da prioridad a la innovación de sistemas frente a la de tecnologías y aborda el reto de integrar nuevas tecnologías en condiciones de operación reales. La hoja de ruta consiste en un programa de nueve años de duración orientado a la investigación y desarrollo demostrativos (RD&D). Se trata de un plan de implementación detallado, en el que se especifican aquellos proyectos que por ser prioritarios deberían de comenzar en el periodo 2010-2012. La inversión destinada a los proyectos prioritarios supone la mitad de los dos billones de euros de presupuesto del que dispone el programa.

⁸⁰ De acuerdo a (JRC IET, 2012b) el término "función" tiene connotaciones técnicas significativas (detección de falta, reconfiguración de redes de alimentación, etc.). El término funcionalidad representa unas capacidades más generales de la *smart grid* y, por consiguiente, no sólo considera la tecnología sino que facilitan una descripción intuitiva sobre el objetivo del proyecto.

⁸¹ Los objetivos del EEGI son la base del Hoja de Ruta 2010-18 y el Plan de Implementación 2010-2012, que han sido elaborados por ENTSO-E y EDSO4SG, en colaboración con la Comisión Europea, ERGEG y otros *stakeholders* relevantes. El Plan de Implementación fue aprobado en 2010.

FIGURA 10. Hoja de ruta indicativa de European Industrial Initiative on Electricity Grids



Fuente: Elaboración propia a partir de (Comisión Europea, 2013)

Uno de los aspectos a resaltar en la FIGURA 10 con respecto al periodo actual (20012-2015) es la cantidad de proyectos piloto e I+D sobre *smart grids* que estima promover esta iniciativa industrial, por lo que resulta oportuno hacer una revisión de las distintas concepciones que se tiene sobre estas redes inteligentes.

Para ello se comienza por la definición de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), para continuar con las adoptadas en EE.UU. y Europa. En el apartado 4.2, se examinará la definición estándar consensuada por las Organizaciones Europeas de Normalización a finales de 2012.

Según la AIE *“Una red inteligente es una red eléctrica que utilizando tanto tecnologías digitales como otras más avanzadas, monitoriza y gestiona el transporte de electricidad desde todos los puntos de generación para atender la variada demanda eléctrica de todos los consumidores finales. Las smart grid coordinan las*

necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, consumidores finales y agentes del mercado eléctrico para operar el sistema eléctrico lo más eficientemente posible, minimizando los costes e impactos medioambientales y maximizando la fiabilidad, robustez y estabilidad del sistema” (International Energy Agency, 2011).

De acuerdo con esta visión de la AIE, las redes eléctricas deberán adoptar un nuevo rol para gestionar el suministro eléctrico de manera eficiente, sostenible, económica y segura, lo que requiere estructurar el sistema en tres bloques: aplicaciones en tiempo real, infraestructuras de comunicaciones y plataformas de control.

Según la Agencia, existe una notable diversidad de enfoques respecto a los elementos que configurarán las redes eléctricas del futuro, y en particular, sobre la combinación de elementos tecnológicos e institucionales necesarios para su implementación.

Para el National Institute of Standards and Technology⁸² (NIST) *“Una smart grid es una red moderna con flujo bidireccional de energía que provee, mediante comunicaciones bidireccionales y capacidades de control, una serie de funcionalidades y aplicaciones a la red”* (National Institute of Standards and Technology, 2009).

Esta definición sugiere modernizar las redes de modo que éstas integren sistemas de comunicaciones y control. No menciona expresamente la inteligencia y más bien se refiere a avanzar con nuevas funcionalidades y aplicaciones lo cual lleva a pensar que realmente son estas funcionalidades, y no los equipos que la componen, lo que constituye la esencia de la *smart grid*.

De hecho, el NIST concibe la *smart grid* como un complejo sistema de sistemas, cuyo entendimiento exige identificar tanto sus pilares básicos como la interrelación entre los mismos. A tal objeto, el NIST creó un modelo conceptual de arquitectura de referencia. Este modelo proporciona un medio para analizar los casos de uso, identificar interfaces, para los que se hace necesario estándares de interoperabilidad, y para facilitar el desarrollo de una estrategia para la ciberseguridad.

El término *smart grid* se ha empleado, durante la última década, para denominar una amplia variedad de esfuerzos e ideas con objeto modernizar la red eléctrica (Massachusetts Institute of Technology, 2011). Según el Massachusetts Institute of Technology (MIT) su definición varía en función de quién lo define; ya sea la industria, el gobierno o la sociedad. No obstante la mejor manera de describirla sería *“La expansión del uso de nuevos sistemas de comunicaciones, sensores y control*

⁸² El NIST es responsable de coordinar el desarrollo de un marco que incluya protocolos y modelos estándar para gestionar la información en aras de obtener la interoperabilidad entre los equipos y sistemas que configuran las *smart grids* (US Government, 2007).

en toda la red eléctrica”. El MIT aboga por no depender de las definiciones adoptadas, hasta el momento, por otras entidades relevantes de EE.UU⁸³.

Más recientemente, el informe del Electric Power Research Institute adopta la definición que establecida por el Gobierno de EE.UU⁸⁴, que en definitiva es similar a la que acuñó el NIST (Electric Power Research Institute, 2011). Y así, el concepto *smart grid* hace referencia a “*La modernización del suministro eléctrico para lo cual se debe monitorizar, proteger y optimizar automáticamente la operación de los elementos interconectados a ella, desde la generación (tanto si está centralizada como distribuida), pasando por la red de transporte y distribución hasta los consumidores industriales, sistemas automáticos en edificios, consumidores finales y sus equipos (vehículo eléctrico, electrodomésticos, etc.)*”. Por consiguiente, una de las diferencias entre esta definición y la del MIT es que el concepto de *smart grid* de EPRI considera también a los consumidores finales.

La definición de la Plataforma Tecnológica Europea de *Smart Grids*, establece que “*Una smart grid es una red eléctrica que integra inteligentemente las acciones de todos los usuarios conectados a ella (generadores, consumidores y productores-consumidores) para proveer eficientemente un suministro sostenible, económico y seguro*” (Smart Grids European Technology Platform, 2010). Esta definición pone de manifiesto que las *smart grids* pueden ser una herramienta fundamental para cumplir con los tres grandes ejes de la política energética europea: sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro; como ya se ha examinado en el apartado 2.1.

Por último, cabe referirse a la definición que adoptó la Comisión Europea, ya que, además de poner en contexto las redes de distribución eléctrica de España, dio pie a la definición de la arquitectura de referencia que se verá en el siguiente apartado⁸⁵. El informe del EU Commission Task Force for Smart Grids identifica los servicios, funcionalidades y beneficios esperados tras la implementación de *smart grids* (EU Commission Task Force for Smart Grids, 2010). Este estudio contó, en gran medida, con la aprobación de la industria (Eurelectric, Orgalime, Geode, etc.), agencias como ERGEG y las organizaciones de consumidores (Joint BEUC y ANEC). La misma establece que “*Una smart grid es una red eléctrica que integra de manera económicamente eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados al mismo (generadores, consumidores y productores-consumidores) para garantizar un sistema energético sostenible y económicamente eficiente con pocas*

⁸³ En referencia a SmartGrid.gov (www.smartgrid.gov), Smart Grid Information Clearinghouse (www.sgiclearinghouse.org/), IEEE (<http://smartgrid.ieee.org/>).

⁸⁴ (US Government, 2007)

⁸⁵ La Comisión Europea creó cuatro grupos de expertos relacionados con las redes inteligentes, con objeto de tratar distintos aspectos relacionados con la interoperabilidad de los sistemas de medida y el intercambio de información. Las áreas de trabajo son: estandarización, privacidad y protección de datos, recomendaciones regulatorias para el desarrollo de las redes inteligentes y desarrollo de infraestructuras para las redes inteligentes.

El grupo de trabajo sobre redes inteligentes, denominado EU Commission Task Force for Smart Grids tiene el cometido de asesorar en materia de orientaciones estratégicas y reglamentarias para la implantación de redes inteligentes en Europa.

pérdidas y alto nivel de calidad, protección y seguridad de suministro". Conviene señalar que en esta definición en lugar de referirse al término inteligencia se utiliza el concepto de eficiencia económica.

Es importante destacar también, las actuaciones significativas que han tenido lugar en Europa con objeto de estandarizar el concepto *smart grid*, y que surgen en torno a dos mandatos que emitió la Comisión Europea, los cuales se procede a exponer en el siguiente apartado.

4.2. Estandarización y el Modelo de Arquitectura de Referencia

El Mandato 441/2009 de la Comisión europea motivó que las Organismos Europeos de Normalización crearan un grupo de trabajo con las principales partes interesadas. Dicho grupo se conoce como Smart Grid Coordination Group⁸⁶ (SGCG) y tiene un doble objetivo: identificar las funcionalidades más relevantes de los sistemas de comunicaciones, para poder ser aplicados a los contadores inteligentes, y analizar los estándares necesarios para su implementación. En diciembre de 2011, SGCG publicó un informe técnico que pone de manifiesto la relevancia de la interoperabilidad (CEN-CENELEC-ETSI, 2011).

La norma de estandarización IEC 61850-2010 define la interoperabilidad como la habilidad de un sistema para intercambiar información con otros sistemas de diferentes tipos y/o de distintos fabricantes. SGCG considera que la interoperabilidad es fundamental para facilitar la integración, cooperación y comunicación bidireccional efectiva entre los diversos elementos conectados a la red eléctrica. Para ello, SGCG estima que es necesario consensuar un marco de interfaces, protocolos y otros estándares.

En relación con lo anterior, el anexo I sobre medidas de protección al consumidor de la Directiva 2009/72/CE establece que *"Los Estados miembros, o cualquier autoridad competente que designen, garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos, y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y de las mejores prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior de la electricidad"*.

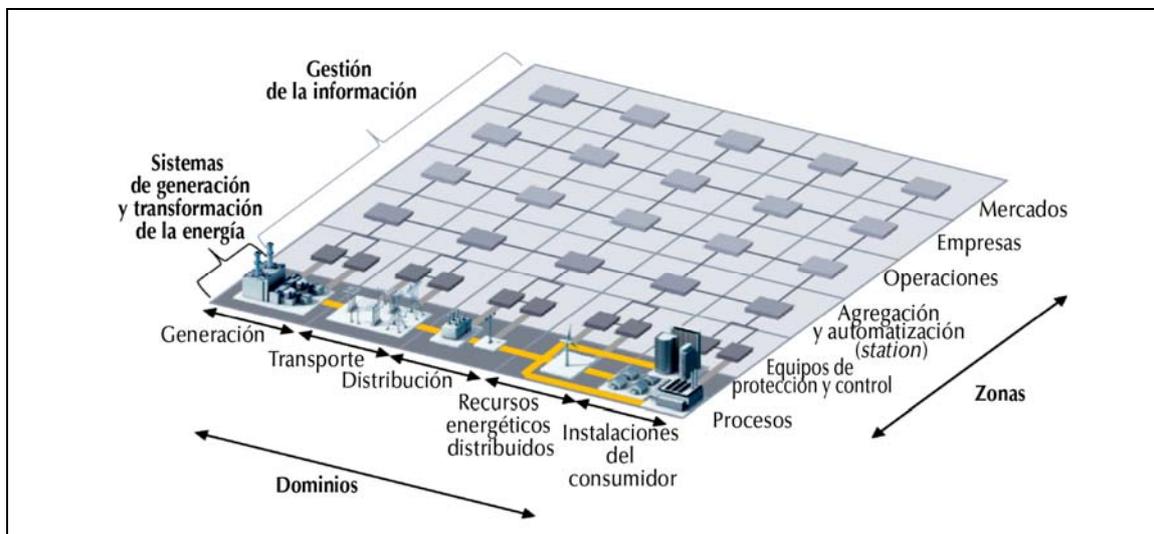
La Comisión Europea emitió un segundo mandato, M490/2011, con objeto de que las Organizaciones Europeas de Normalización desarrollaran estándares, que facilitasen la implementación de servicios y funcionalidades de las redes inteligentes. Como primer resultado de este mandato, el grupo SGCG publicó un estudio que describe la arquitectura de una red inteligente y sus elementos principales, considerando los flujos de información entre los distintos dominios (CEN-CENELEC-ETSI, 2012). Uno de los principales objetivos de dicha arquitectura es facilitar la identificación de posibles lagunas de estandarización.

⁸⁶ El Smart Grid Coordination Group (SGCG) está formado por las Organizaciones de Estándares Europeos (ESO), es decir, el Comité Europeo de Normalización (CEN), el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC) y el European Telecommunications Standards Institute (ETSI).

Se denomina dominio a cada fragmento que resulta de dividir la cadena de suministro eléctrico que representa una de las dimensiones que componen el Plano de Red Inteligente: generación, transporte, distribución, recursos energéticos distribuidos y las instalaciones de los clientes (*customer premises*) (CEN-CENELEC-ETSI, 2012). En este plano, se incluyen las zonas que representan los distintos niveles de “gestión” del sistema eléctrico.

Tal y como representa la FIGURA 11, los dominios y las zonas constituyen el Plano de Red Inteligente (*Smart Grid Plane*) sobre el cual se erige el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (*Smart Grids Architecture Model*), que se describirá más adelante. Los dos siguientes párrafos describen con más detalle en que consiste cada uno de estos dominios y zonas.

FIGURA 11. Plano de Red Inteligente, dominios y zonas jerárquicas



Fuente: Elaboración propia a partir de (CEN-CENELEC-ETSI, 2012)

El dominio correspondiente a la generación representa a las unidades de generación eléctrica que se conectan a la red de transporte, independientemente de la tecnología y los recursos que empleen para ello (centrales nucleares, combustibles fósiles, recursos renovables, etc.). El transporte y la distribución se refieren, respectivamente, a la infraestructura y organización que transporta y distribuye la electricidad. Los recursos eléctricos distribuidos (DER) representan a las pequeñas plantas de generación (típicamente entre 3 kW y 1000kW) que se conectan directamente a la red de distribución y pueden ser controlados por el operador del sistema de distribución. Las instalaciones de los consumidores contemplan a consumidores finales y productores de electricidad e incluyen tanto instalaciones industriales, comerciales y residenciales como la generación eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, almacenamiento de las baterías de los vehículos eléctricos, microturbinas, etc.

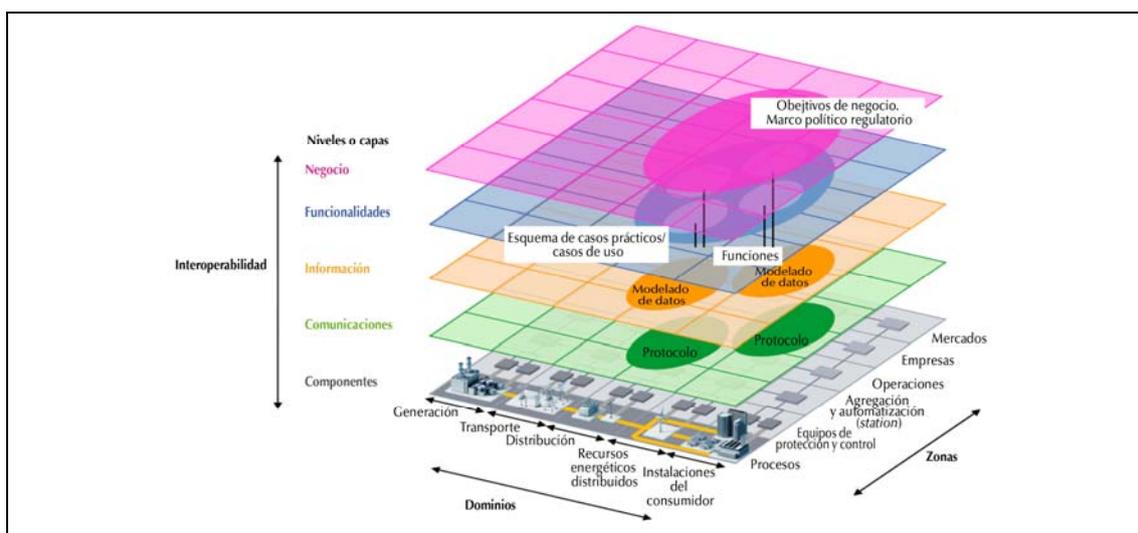
Por otra parte, en las zonas, los denominados procesos (*Process*) representan todos los relacionados con la transformación física, química o espacial de la energía así como el equipamiento necesario para ello. Campo (*Field*) se refiere al

equipamiento para proteger, controlar y monitorizar los procesos del sistema eléctrico. Habitualmente, los datos que facilita éste último se concentran o agregan en otra zona, denominada *Station*, con objeto de “agrupar” los datos a comunicar y procesar en la zona de operaciones. Por consiguiente, *Station* representa la agregación del nivel o zona que le precede para, por ejemplo, concentrar datos, agregar funcionalidades, automatizar subestaciones, sistemas locales de SCADA, supervisión de plantas, etc. Con todo, se puede decir que las funciones en tiempo real (medidas, protecciones, automatización, etc.) se efectúan en las zonas *Field* y *Station*.

La zona designada operación (*Operation*) representa a los sistemas para controlar la operación, como por ejemplo el DMS que se ha abordado en el capítulo tercero. Empresa (*Enterprise*) incluye tanto los procedimientos organizacionales y comerciales como aquellos relativos a los servicios e infraestructuras para empresas (*utilities*, proveedores de servicios, comercializadores, etc.). Por último, la zona denominada mercado (*Market*) refleja todas las posibles operaciones mercantiles relacionadas con el suministro de energía, como por ejemplo el mercado mayorista y el minorista.

Como se ha indicado anteriormente, el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (ver FIGURA 12) se erige sobre el Plano de Red Inteligente que definen los dominios y zonas que se acaban de describir. Se trata de un modelo tridimensional en el que se integran los dominios y las zonas, sobre el que se superponen cinco capas⁸⁷ (componentes, comunicaciones, información, funcionalidades y negocios) entre las que se ha de garantizar la interoperabilidad.

FIGURA 12. Modelo de arquitectura de smart grid (SGAM)



Fuente: Elaboración propia a partir de (CEN-GENELEC-ETSI, 2012)

Este Modelo de Arquitectura de Red Inteligente facilita identificar la interacción entre agentes, aplicaciones, sistemas y componentes de la capa o nivel relativo a

⁸⁷ Estas cinco capas son el resultado de agregar las siete categorías que contempla el modelo NIST.

componentes (*Component Layer*), por su asociación a través de intercambio de información (capa de información o *information layer*), protocolos (capa de comunicación o *communication layer*), funciones y/o servicios (capa funcional o *function layer*) y negocios (capa de negocio o *business layer*). Es decir, el modelo representa en qué zonas de gestión de la información tienen lugar las interacciones entre los dominios. De ese modo, permite representar el estado actual de la implementación de la red eléctrica y prever la evolución de los escenarios futuros de redes inteligentes, basados en los principios de universalidad, localización, consistencia, flexibilidad e interoperabilidad que se definen en el informe de 2012 (CEN-CENELEC-ETSI, 2012).

La capa de componentes representa el nivel físico del sistema eléctrico y, como se ha visto, se puede descomponer en dominios y zonas. La capa de comunicaciones corresponde a la infraestructura y protocolos de comunicación necesarios para intercambiar la información entre las cinco capas; mientras que la de información se refiere a los modelos de datos, es decir, al registro, almacenamiento y elaboración de información a partir de los datos intercambiados. Por último, la capa funcional representa la actividad de las compañías eléctricas y la de negocio representa los objetivos y procesos de negocio.

Con objeto de completar la descripción anterior, en el anexo 1 se presentan una serie de tablas en las que se clasifica, por zonas y dominios, los subsistemas y componentes que configuran los dominios correspondientes a la distribución, los recursos energéticos distribuidos y el consumo.

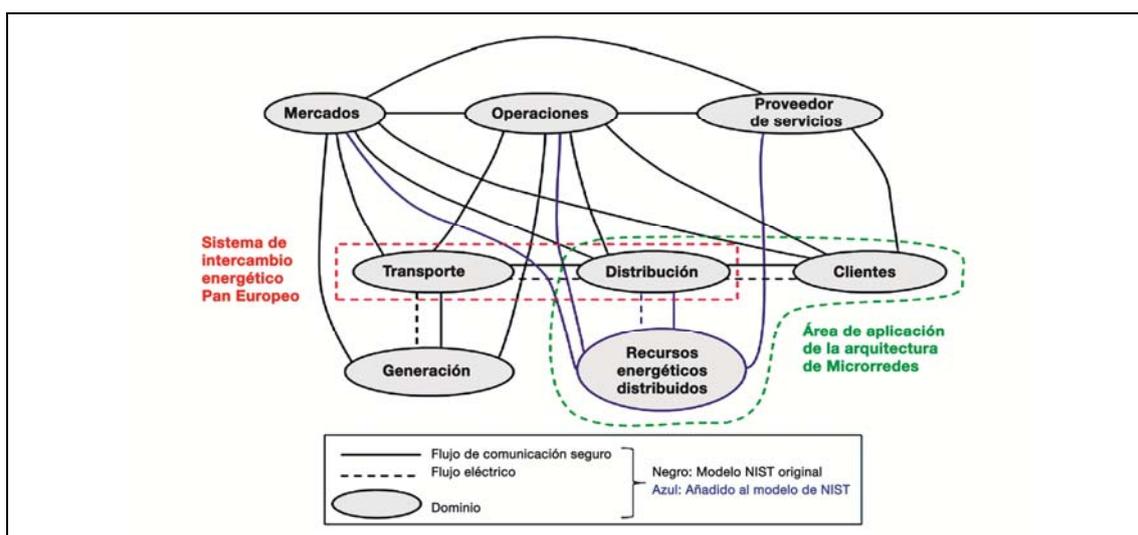
El Modelo Conceptual de Red Inteligente definido por los Organismos Europeos de Normalización es una extensión del modelo de referencia definido para EE.UU. (National Institute of Standards and Technology, 2009), ya que basándose en esta última⁸⁸, incorpora dos nuevos aspectos que corresponden al contexto europeo. Se trata de los recursos energéticos distribuidos y la flexibilidad. De esta manera se pone de relieve tanto el papel que juegan los recursos energéticos distribuidos como la flexibilidad⁸⁹ en la consecución de los objetivos europeos asociados a las *smart grids*.

La FIGURA 13 presenta los dominios, los flujos de comunicación y de electricidad del modelo NIST y la extensión que supone incluir los recursos energéticos distribuidos en este modelo.

⁸⁸ El modelo NIST es la base para todos los países excepto para China.

⁸⁹ El grupo de trabajo SG-CG/SP agrupa el consumo, la producción y el almacenamiento en una entidad flexible.

FIGURA 13. Adaptación europea del modelo del NIST



Fuente: Elaboración propia a partir de (CEN-CENELEC-ETSI, 2012)

Tal y como se puede observar en la FIGURA 13, la generación eléctrica puede tener lugar en tres dominios, en función de que ésta provenga de grandes centrales de generación (*bulk generation*), de recursos energéticos distribuidos o de las instalaciones del consumidor. La diferencia entre estos tres tipos de generación consiste en el nivel de tensión al que se conectan y en quien lleva acabo el control sobre los mismos. En este sentido, cabe señalar que las grandes centrales de generación se conectan en alta tensión, mientras que la generación correspondiente a los recursos energéticos lo hace en media o baja tensión y aquella vinculada a los clientes lo realiza en baja tensión. En lo que respecta al control de estas unidades de generación, la diferencia radica en que el operador sólo puede efectuar el control sobre la generación de las grandes centrales y de los recursos energéticos distribuidos pero no sobre aquella generación que pertenece a las instalaciones del consumidor.

El siguiente apartado describe algunos de los proyectos demostrativos y marcos de desarrollo de redes eléctricas con incentivos singulares a nivel europeo.

4.3. Casos y Proyectos

Los dos siguientes apartados analizan algunos casos, que resultan singulares por su modelo de financiación (4.3.1); así como una serie de proyectos (4.3.2), que se consideran de interés especial por su relación con los temas abordados en este estudio.

4.3.1. Los casos de Italia y Reino Unido

En Europa, la inversión en redes de distribución eléctrica está muy ligada a los ingresos que se obtienen mediante tarifa, la cual no parece ser adecuada como para incentivar la inversión en tecnologías inteligentes. De forma general, se requiere mayor inversión pública y tarifas que incentiven la inversión en redes eléctricas inteligentes. Por consiguiente, la inversión es una palanca fundamental

para desarrollar las redes inteligentes, por lo que en este apartado se examinan los casos de Reino Unido e Italia, en donde se logra dicho objetivo por vías diferentes.

4.3.1.1. Visión de la *smart grid* en Italia

Italia fue un país pionero en Europa en lo que a tecnología de *smart grid* se refiere, ya que, en 2001, cuando las palabras *smart grid* eran relativamente desconocidas, Enel⁹⁰, fue la primera en comenzar a instalar 27 millones de contadores inteligentes conectados a través de una línea de comunicación. A este respecto, conviene recordar que los proyectos para el despliegue de contadores inteligentes no se consideran proyectos de *smart grid* sino un medio para evolucionar hacia las redes inteligentes.

En el año 2006, ENEL invirtió 2.100 M€ en infraestructuras para las *smart grids*. De esta manera, Italia se convirtió en un país pionero en lo que a instalación de contadores inteligentes se refiere. En el año 2009, el 85% de los consumidores domésticos italianos disponían contadores inteligentes, superando así el objetivo fijado para 2020 por la Unión Europea.

Impulsado por la Directiva 2009/28/CE, el gobierno italiano presentó, en 2010, su Plan Nacional de Energías Renovables (Italian Ministry for Economic Development, 2010), donde se establecen las políticas e iniciativas sobre energías renovables y los planes para el desarrollo de las redes inteligentes. El objetivo de dicho plan es que Italia se convierta, junto con Corea y EE.UU., en colíder internacional de proyectos de *smart grids*.

El gobierno italiano considera que este plan es fundamental para el crecimiento de su economía, ya que, la mejora de la distribución energética puede ayudar a impulsar los objetivos tecnológicos que establece el organismo regulador de Italia, la *Autorità per l'energia elettrica e il gas* (AEEG). Ésta última propone directrices para desarrollar las redes inteligentes en áreas concretas del país, mediante la promoción y el fomento de proyectos piloto, que excedan del ámbito de despliegue de los contadores inteligentes y aborden cuestiones como la gestión inteligente de la red eléctrica y la integración de vehículos eléctricos⁹¹.

En el ámbito de las redes inteligentes hay que referirse a la Resolución ARG/elt 39/2010⁹² que aprobó la AEEG con objeto de promover las *smart grids* y la competitividad en el ámbito energético. Dicha resolución, dio comienzo a un proceso regulatorio que concluyo en el año 2011 con la selección de unos

⁹⁰ El sector eléctrico Italiano se diferencia del español por el hecho de que, en Italia, Enel mantiene una posición predominante y cuenta con una cuota del 80% de los clientes domésticos. Cuota queda algo más repartida si se consideran los no domésticos.

⁹¹ Para evaluar los posibles modelos de negocio del sistema de recarga de los vehículos eléctricos, la AEEG, aprobó la Resolución 242/2010, que establece un mecanismo de financiación para apoyar cinco proyectos piloto, que finalizarán a en 2015, con 728 euros al año por cada punto de recarga que instalen. Una vez acabado el proyecto, la Direzione Mercati e Direzioni Tariffe aportará un informe con el que se evalúen los posibles negocios y futuras estandarizaciones. El proceso llevado a cabo para el vehículo eléctrico es similar al utilizado en el caso de los proyectos piloto de *smart grids*.

⁹² La resolución se basa en un estudio encargado por la AEEG a la politécnica de Milán.

proyectos piloto de *smart grids*, a los que se concedió una retribución adicional de 200 puntos básicos sobre el coste medio ponderado de capital (WACC), durante los 8-12 años posteriores a su puesta en marcha.

La TABLA 5 presenta la remuneración específica sobre el WACC que estableció la AEEG, a través de la Resolución ARG/elt 39/2010, para nuevas inversiones estratégicas con objeto de reducir la congestión en redes de transporte, modernizar las redes y promover la innovación mediante proyectos demostrativos de *smart grid*.

TABLA 5. Retribución adicional al WACC en Italia

	WACC	Incentivo (máximo)
Distribución	7%	+2%
Transporte	6,9%	+3%
Medición	7,2%	-

Fuente: (Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2013)

Para poder acceder a este incentivo, los proyectos debían de tener una serie de características. En primer lugar, debían implementarse en una red real en operación, es decir, en una red de media tensión existente, que dispusiera de generadores y consumidores conectados a ella. Además, el 75% de la generación eléctrica, que distribuía la red de media tensión, debía provenir de generación distribuida. Por lo tanto, las redes debían de tener la posibilidad de invertir el flujo de energía de media a alta tensión durante al menos un 1% del año.

En cuanto al sistema de control, la red a implementar debía estar provista de un sistema de control/regulación de manera que se pudiera producir un registro automático de los indicadores técnicos de la red, para la evaluación del proyecto. Por otra parte, los protocolos de comunicación debían de ser abiertos⁹³ con objeto de minimizar el coste para el cliente. Por último, estas redes deberían cumplir la normativa desde el punto de vista técnico y de calidad de servicio de suministro eléctrico.

Para evaluar los proyectos y priorizar el apoyo a los mismos, se estableció un índice de prioridad (IP) que dependía de los beneficios del proyecto (A_j), del incremento de la generación distribuida (P_{smart}) y del coste del proyecto (C), según la siguiente fórmula:

$$IP = \frac{P_{smart} * \sum_{j=1}^n A_j}{C}$$

Los beneficios del proyecto (A_j) se ponderan en función del número de usuarios activos conectados a la red; la cantidad de energía producida mediante generación

⁹³ Se considera importante que el desarrollo de las *smart grids* sea abierto y escalable porque, de esa manera, permitirá la progresiva integración de las distintas soluciones y servicios.

distribuida; la mejora del ratio entre energía producida y energía consumida por la red de generación distribuida; la mejora de los indicadores de calidad de servicio; el grado de participación directa de los usuarios activos y la utilización de sistemas de comunicación, para apoyar el intercambio de información entre el operador de la red de distribución y los usuarios de la misma. Es decir, se valora el incremento que experimentaría cada uno de estos parámetros una vez implantado el proyecto de *smart grid*, en comparación con el que tendrían en la red existente.

La TABLA 6 presenta los criterios para estimar los beneficios del proyecto (A_j). Cabe destacar que el tamaño del proyecto y la innovación que éste presentaba eran los dos parámetros más significativos de la valoración final, llegando a poder suponer hasta un 70% del total entre ambos.

TABLA 6. Criterios para la puntuación de los proyectos

A1	TAMAÑO	b1	Cantidad de plantas de generación/almacenamiento	6
		b2	Incremento de la electricidad generada inyectada en la red	12
		b3	Aumento del cociente entre la producción eléctrica y el consumo eléctrico	8
		b4	Cantidad de subestaciones primarias que contiene el proyecto	4
		Máx A1		
A2	INNOVACIÓN	b5	Participación de energía distribuida en la regulación de la tensión	6
		b6	Disposición de sistemas de control (SCADA)	6
		b7	Comunicaciones bidireccionales y respuesta de la demanda	6
		b8	Disposición de sistemas de almacenamiento y capacidad de modulación activa de la potencia	12
		b9	Participación del operador del sistema de distribución en el mercado de servicios complementarios	10
		Máx A2		
A3	VIABILIDAD	b10	Cronograma del proyecto	4
		b11	Mejoras de calidad	6
		Máx A3		
A4	REPLICABILIDAD	b12	% de costes no regulados (generación distribuida y almacenamiento)	2
		b13	Protocolos estandarizados	8
		b14	Consistencia entre los costs de inversion y los objetivos y/o los benefices previstos	10
		Máx A1		
Máx Proyecto				100

Fuente: Elaboración propia a partir de (Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2013)

A su vez, el incremento de la generación distribuida (P_{smart}) se determina mediante la siguiente fórmula:

$$P_{\text{smart}} = \frac{EI_{\text{post}} - EI_{\text{pre}}}{8760}$$

Donde:

- El_{post} : Electricidad proveniente de generación distribuida que se puede inyectar en la red tras la puesta en marcha del proyecto (MWh)
- El_{pre} : Electricidad proveniente de generación distribuida que se puede inyectar en la red antes de la puesta en marcha del proyecto (MWh)

La TABLA 7 resume el proceso regulatorio que llevó a cabo la AEEG desde que se publicó la Resolución ARG/elt/39/2010 hasta que seleccionaron los proyectos piloto de interés estratégico, a los que se les asignó el incentivo que se presenta en la TABLA 5.

TABLA 7. Proceso regulatorio en Italia

Fecha	Hito
Marzo del 2010	<i>Resolución ARG/elt /39/10</i> Convocatoria para la presentación de propuestas de proyectos
Julio del 2010	<i>Resolución DTRF 4/10</i> Selección de equipo de expertos para la evaluación de proyectos
Septiembre del 2010	<i>Resolución DTRF 7/10</i> Determinación de criterios para la elección de los proyectos
Noviembre del 2010	Fecha tope para la presentación de proyectos
Diciembre del 2010	<i>Resolución ARG/elt/ 191/10, Resolución DRTF 9/10</i> Nombramiento de los evaluadores para cada propuesta de proyectos
Enero del 2011	Recogida de los informes de los evaluadores
Febrero del 2011	<i>Resolución ARG/elt /12/11</i> Publicación de los proyectos seleccionados para ser incentivados con 200 puntos básicos sobre el WACC

Fuente: (Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2013)

La TABLA 8 indica los proyectos que resultaron seleccionados tras aplicar los criterios que se acaban de citar. Como se puede observar, el conjunto de proyectos representaba un coste acumulado de más de 16 millones de euros.

TABLA 8. Proyectos seleccionados

Ranking	Subestación de la empresa distribuidora	P _{smart} [MW]	Beneficio del proyect (A _j)	Coste [M€]	Índice de prioridad
1	P1. A2A PS Lambrate	53.171	65	0,733	4.715
2	P2. ASM Terni PS Terni	16.176	68	0,800	1.375
3	P3. A2A PS Gavardo	7.701	65	0,755	663
4	P4. ACEA D. PS Roma Malagrotta	44.934	73	4,970	660
5	P5. ASSM Tolentino PS Tolentino	6.211	66	0,689	595
6	P6. ENEL D. PS Campione (IS)	36.996	96	6,242	569
7	P7. DEVAL PS Villeneuve	12.951	68	1,616	545
8	P8. A.S.S.E.M. PS S. Severino	3.661	64	0,642	365

Fuente: Elaboración propia a partir de (T&D Europe, 2012)

Como se ha visto en la TABLA 6, la innovación tecnológica del proyecto puede suponer hasta un 40% del parámetro que pondera los beneficios del proyecto (A_j). En este sentido, la TABLA 9 presenta las funcionalidades innovadoras que presenta cada uno de los ocho proyectos (P_i) tecnológicamente innovadores que resultaron seleccionados.

TABLA 9. Soluciones tecnológicas de los proyectos seleccionados

FUNCIONALIDADES INNOVADORAS	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
Comunicación bidireccional	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Participación de plantas de generación distribuida	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SCADA en plantas de generación y monitorización de instalaciones	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Automatización de la red de media tensión	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Participación del operador del sistema de distribución en el mercado de servicios complementarios	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓
Sistemas de almacenamiento				✓		✓		
Infraestructuras para la movilidad eléctrica		✓		✓		✓	✓	
Concienciación de la demanda						✓		

Fuente: Elaboración propia a partir de (Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2013)

4.3.1.2. Visión de la *smart grid* en el Reino Unido

En lo que se refiere al caso del Reino Unido, en 2009, el gobierno apostó fuertemente por las *smart grids*. El plan de inversiones ascendió a 10.000 millones, en el período 2010-2020, para instalar contadores inteligentes en los hogares del país y para desarrollar una red baja en emisiones de carbono, así como infraestructuras para el vehículo eléctrico.

El Electricity Network Strategy Group⁹⁴ (ENSG), presidido conjuntamente por el Department of Energy and Climate Change (DECC) y por la Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), es el principal organismo responsable para la coordinación del plan de acción para el desarrollo de las redes inteligentes.

ENSG desarrolló un plan de acción nacional en materia de *smart grids*⁹⁵ con objeto de reducir las emisiones de CO₂, así como de mejorar la seguridad de la red y la competitividad de su economía, mediante el despliegue de las mismas, para lo que, entre otros, se desarrollará un conjunto de proyectos piloto hasta el año 2015.

El DECC estima que la implementación de estas medidas contribuirá a aumentar la productividad y la competitividad del país y creará, durante los próximos cinco años, una industria asociada a las *smart grids*.

En línea con los objetivos marcados por el DECC, el Gobierno solicitó al ENSG que diseñara una hoja de ruta, cuyas principales actuaciones se presentan en la TABLA 10.

TABLA 10. Actuaciones de la hoja de ruta en Reino Unido

Objetivos	Acciones
Desarrollo de tecnologías individuales:	-Sistemas para la clasificación de la calidad -Comunicaciones de redes
Integración de tecnologías	-Instalar sistemas de medición inteligente -Monitorización, control y optimización de las redes
Integración de tecnología y consumidores	-Fomentar la demanda responsable -Fomentar la generación distribuida y los vehículos eléctricos
Finalizar la integración	-Conseguir ciudades inteligente (Smart cities) -Integración de las tecnologías renovables

Fuente: Elaboración propia

Ofgem definió un marco específico con objeto de promover inversiones eficientes en redes, incentivando aquellas compañías innovadoras que gestionaran sus redes considerando las necesidades de los consumidores y usuarios de la misma. Se trata de un modelo de retribución que se conoce como RIIO (*Revenues = Incentives + Innovation + Output*), es decir, los ingresos de las compañías, no sólo provienen de sus resultados, sino también de los incentivos y la innovación. Así, el modelo introduce un nuevo componente de la retribución ligado a la innovación. Para ello

⁹⁴ Electricity Networks Strategy Group está copresidido por el Gobierno Británico y el regulador Ofgem.

⁹⁵ <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100919181607/http://www.ensg.gov.uk/>

se creó el fondo Low Carbon Network Fund (LCNF), mediante el cual se recompensa a los operadores de red y a terceras partes, que implementen medidas innovadoras que contribuyan a un sector energético más sostenible.

El LCNF es una iniciativa específica que incentiva la innovación en la operación de redes de distribución, el desarrollo tecnológico y la innovación comercial, mediante un fondo de 500 M£ (Ofgem, 2011). Este fondo se asigna mediante proceso competitivo, para el periodo 2010-2015, para financiar tanto proyectos piloto a pequeña escala, como de otros que se consideren estratégicos para conseguir beneficios medioambientales.

Estos proyectos deben desarrollar en la red de distribución, al menos uno de los siguientes aspectos: elementos que complementen los sistemas de control, comunicación y *software*, que aunque no sean nuevos no se hayan probado en el Reino Unido; nuevas aplicaciones de equipos existentes; nuevas prácticas con relación directa con el funcionamiento del sistema de distribución y/o nuevos métodos de comercialización orientados al usuario del sistema de distribución.

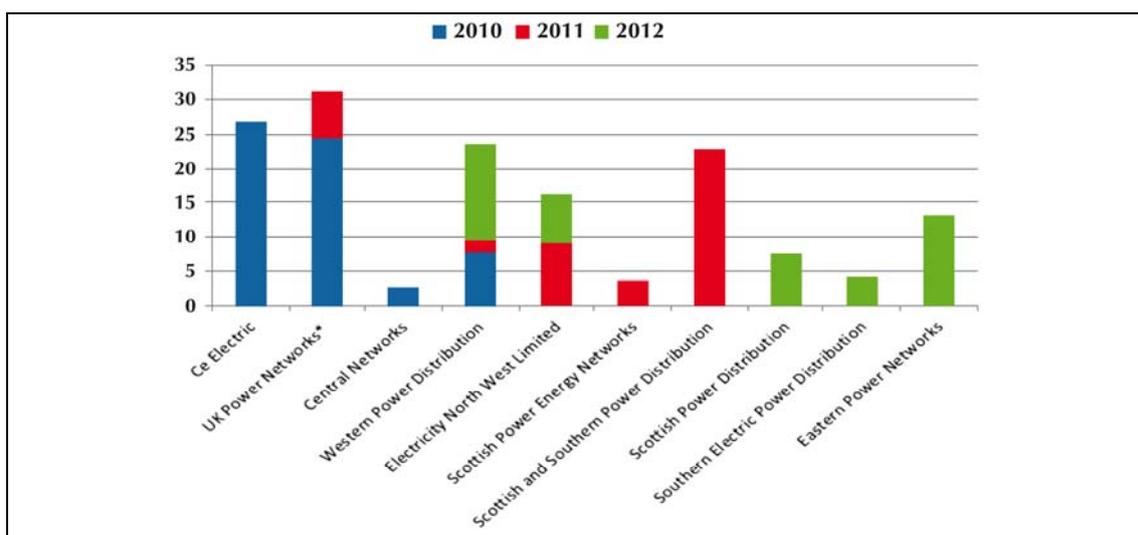
Además, los operadores de la red de distribución deberán compartir lo aprendido durante el desarrollo del proyecto con otros operadores, de forma que se promuevan buenas prácticas en el país. Se trata de evitar duplicidades y de acelerar el desarrollo de una economía baja en emisiones de CO₂, que proporcione beneficios netos, tenga un impacto directo sobre el funcionamiento del sistema de distribución, y genere nuevos conocimientos.

El fondo se adjudica anualmente en dos fases⁹⁶ (Ofgem, 2011). En la primera, se asignan alrededor de 16 M£ anuales a las compañías operadoras de la red, para que realicen pequeños proyectos piloto que cumplan con los requisitos anteriores. Asimismo existe un mecanismo competitivo para acceder al resto del fondo.

La segunda etapa, consiste en un proceso competitivo que asigna, hasta 64 M£ anuales, a un conjunto de proyectos estratégicos, seleccionados por un grupo formado por miembros independientes. El GRÁFICO 3 muestra el reparto al que ha dado lugar la segunda etapa en el periodo 2010-2012.

⁹⁶ <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/lcnf/stlcnf/Pages/stp.aspx>

GRÁFICO 3. Retribución por empresas en la segunda etapa en (M€)



Fuente: Elaboración propia

Cabe reseñar que el objetivo del LCNF es tratar de incentivar la innovación en las empresas reguladas. La dificultad estriba en que, al tratarse de una actividad regulada, el operador del sistema de distribución incurre en costes, derivados de la adopción de soluciones innovadoras y debe asumir aquellos, resultado de medidas innovadoras no satisfactorias; mientras que si hubiera beneficios, estos se repartirían entre diversos agentes. Para paliar este problema el fondo LCNF asigna un incentivo al distribuidor, considerando el riesgo que asume, los beneficios obtenidos y el conocimiento generado.

4.3.2. Proyectos

El desarrollo de las redes inteligentes requiere pasar de los proyectos piloto a proyectos de mayor escala, con cientos de miles de consumidores. Ello requiere disponer de un presupuesto mayor, por lo que la financiación es un aspecto clave.

En línea con lo anterior, más del 50% de las inversiones realizadas en Europa en el ámbito de las redes inteligentes (3.939 M€) corresponden a Italia (JRC, 2011; JRC, 2013). La mayor parte de la inversión se ha empleado en instalar contadores inteligentes (Proyecto Telegestore⁹⁷). Por el contrario, la inversión realizada en Alemania, Francia y España, está más diversificada y cubre otras tecnologías como puede ser la integración de renovables en Alemania y España, y las aplicaciones domésticas en Reino Unido.

Actualmente, se están llevando a cabo 281 proyectos⁹⁸ de *smart grid* en Europa, lo cual supone una inversión de 1.830 M€, de los cuales 500 M€ se destinan a I+D y el resto a proyectos demostrativos en Europa (JRC, 2013). Cabe destacar que los

⁹⁷ En 2001 Enel inició el proyecto Telegestore con el objetivo de sustituir 32 millones de contadores convencionales por contadores inteligentes. Para ello invirtió 2.100 millones de euros.

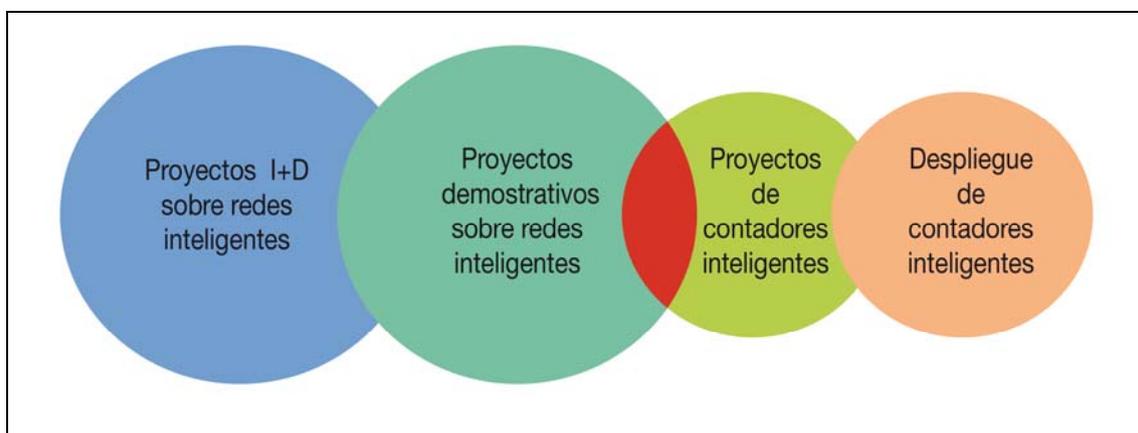
⁹⁸ A este respecto, en 2013, la mayoría de los proyectos de red inteligente, en la UE, presentaban un presupuesto inferior a 7,5 M€ y, en el caso de España, se encontraban entre los 2,5-7,5 M€ (JRC, 2013).

operadores del sistema de distribución participan en la mayoría de estos proyectos dado que están orientados, en parte, a áreas funcionales de la red de distribución.

Dado que no es objeto de este informe realizar una revisión detallada de los proyectos demostrativos, que actualmente se están realizando, a continuación se hace referencia a algunos de ellos que, por su relación con los temas tratados en este informe y contando con un presupuesto significativo, resultan de especial interés⁹⁹.

Tal y como presenta la FIGURA 14 el conjunto de proyectos que se engloban en el ámbito de las *smart grids* en Europa se puede clasificar en cuatro grupos, que obedecen a dos ámbitos de actuación: el despliegue o utilización de contadores inteligentes, por una parte, y proyectos demostrativos o de I+D sobre redes inteligentes, por otra.

FIGURA 14. Proyectos de *smart grid* y de contadores inteligentes



Nota: la franja roja corresponde a aquellos proyectos de contadores inteligentes que forman parte de un proyecto demostrativo más amplio

Fuente: Elaboración propia a partir de (JRC, 2013)

Para el desarrollo de las redes inteligentes conviene apoyar la cadena de valor, fomentando actividades de I+D orientadas al desarrollo de una oferta específica e integral de redes inteligentes, entendiendo como tal la implementación de contadores inteligentes, concentradores, CT, etc.; poniendo en práctica estas soluciones mediante su participación activa en los proyectos demostrativos.

GRID4EU y EcoGRID son los dos proyectos demostrativos y/o de implementación más relevantes a nivel de Europa (World Energy Council, 2012).

GRID4EU es el proyecto más grande de *smart grids* financiado en el séptimo programa marco (FP7)¹⁰⁰ y cuenta con un presupuesto de 54 M€, de los cuales 25

⁹⁹ El lector que esté interesado en conocer, con mayor profundidad, la relación de los proyectos que actualmente se están llevando a cabo en Europa puede consultar el informe (JRC, 2013). Asimismo, EPRI es quizá la mejor referencia para completar esta relación de proyectos de red inteligente con aquellos proyectos que se están realizando en EE.UU.

¹⁰⁰ La Comisión destina un presupuesto por encima de 50.000 millones de euros para el FP7, en el período 2007-2013. En el año 2013 se pondrá en marcha el octavo Programa Marco denominado "Horizonte 2020". http://ec.europa.eu/research/horizon2020/index_en.cfm

están financiados por la Comisión europea. Comenzó a finales de 2011, terminará en enero de 2016 y forman parte operadores del sistema de distribución de España, Italia, Francia, Alemania, Suecia y la República Checa. El proyecto aborda la integración de renovables, la automatización de la distribución o la gestión de la demanda. En el proyecto participan ERDF, como coordinador, y Enel Distribuzione como gestor técnico, además de Iberdrola Distribución, Iberdrola Generación, Ormazabal y ZIV.

ECOGRID EU también está financiado por el FP7. Se trata de un proyecto que lidera el operador del sistema de transporte danés, Energinet, y en el que participa un consorcio europeo de quince socios, entre los que se encuentra Tecnalía. El proyecto, que cuenta con un presupuesto de 21 M€, comenzó en 2011 y finalizará a mediados de 2014. Su objetivo es demostrar, en un contexto real, la eficiencia de operación de una red de distribución eléctrica con una gran penetración de fuentes renovables intermitentes.

La demostración se realiza en la isla danesa de Bornholm, que tiene un consumo pico de 55 MW para un total de 28.000 puntos de suministro y donde las energías renovables representan casi el 50% del consumo de energía. Mediante la puesta en marcha de un prototipo de mercado de recursos energéticos distribuidos en tiempo real, un sistema de gestión y dispositivos de respuesta de la demanda, un total de 2.000 consumidores, de los 28.000 que componen su sistema eléctrico, reciben señales de precio en tiempo real, para adaptar su consumo a la generación eólica.

Uno de los proyectos integrales más avanzados en redes inteligentes, se está realizando en el País Vasco. Se trata del proyecto BIDELEK SAREAK¹⁰¹, modelo de participación público-privada entre el Gobierno Vasco, a través del Ente Vasco de la Energía e Iberdrola Distribución Eléctrica. Uno de sus objetivos fundamentales es industrial, siendo tractor de los principales fabricantes vascos del sector de bienes de equipo eléctrico y de las comunicaciones, en el desarrollo de nuevas tecnologías de aplicación en las redes inteligentes.

Supone una inversión conjunta de 60M€, en el período 2012-2014, y se despliega a lo largo de tres años en los núcleos urbanos de Bilbao¹⁰², Portugalete¹⁰³ y en el área rural de la comarca de Lea Artibai. El proyecto supone la instalación de 230.000 contadores inteligentes, que prestan servicio a 410.000 habitantes; modernizando 1.100 CT, a los que se les van a incorporar equipos electrónicos de vanguardia. Además, se construyen dos nuevas subestaciones modulares y compactas en Aulestia y Lekeitio-Gardata; y se repotencia la subestación de Ondarroa.

¹⁰¹ <http://www.eve.es/Desarrollo-tecnologica/Proyectos-LIDERA/Redes-electricas-inteligentes/Bidelek-Sareak.aspx>

¹⁰² Se trata de una red de distribución urbana. Distribuye a 30 kV y 13 kV y abarca una zona amplia con densidad media.

¹⁰³ Se trata de una red de distribución urbana en 13 kV, concentrada y con alta densidad.

Otro proyecto europeo interesante, en el ámbito de este estudio es el DISCERN¹⁰⁴. El acrónimo del proyecto responde a Distributed Intelligence for Cost-Effective and Reliable Distribution Network Operation, lo cual pone de manifiesto la repercusión de los aspectos abordados en el capítulo dos en relación a la conexión de la generación distribuida en la red de distribución.

Cabe destacar que el proyecto se encuentra dentro de la familia de proyectos European Electricity Grids Initiative (EEGI). Este proyecto se desarrollará en tres años, a partir de febrero de 2013, y cuenta con un presupuesto de 8 M€. En él participan operadores del sistema de distribución, proveedores tecnológicos, centros tecnológicos, universidades y consultorías técnicas¹⁰⁵. El objetivo es calcular el nivel de inteligencia óptimo en las redes de distribución e identificar aquellas tecnologías que, siendo replicables, permitan mejorar desde el punto de vista de costes la supervisión y el control de las redes del futuro.

No menos interesante resultan los proyectos IMPROGRESS¹⁰⁶ (Improvement of the Social Optimal Outcome of Market Integration of DG/RES in European Electricity Markets), sobre generación distribuida; y el proyecto INOVGRID, sobre el que se aplica, a modo de ejemplo, la metodología de análisis coste-beneficio que describe el propio informe y que se analizará en el apartado 5.2. (JRC IET, 2012).

IMPROGRESS se desarrolló entre 2007 y 2010 y contó con la participación del centro tecnológico ECN y Liander, de Holanda; el Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology IWES y MVV Energie, de Alemania; Risø DTU, de Dinamarca; Union Fenosa Distribución y la Universidad Pontificia Comillas, en España, y la Universidad Tecnológica de Viena.

Los objetivos del proyecto fueron identificar las interacciones entre los negocios de generación distribuida/energías renovables, con los operadores del sistema de distribución y con los mercados mayorista y minorista de electricidad, desarrollando escenarios para 2020 y 2030. Además, se trata de cuantificar el coste total en que se va incurrir, para integrar los porcentajes de generación distribuida y energía renovable que se contemplan en los escenarios; identificar las soluciones económicamente más eficientes, que es preciso adoptar; considerando el coste, de acuerdo a las prácticas que habitualmente lleva a cabo el operador del sistema de distribución, y recomendar algunas medidas políticas y regulatorias al respecto.

El proyecto INOVGRID¹⁰⁷ refleja la estrategia de EDPD. Se trata de un proyecto en el que además de EDP Distribuição, que lidera el proyecto, también participan EDP Inovação, INESC Porto, EFACEC, LOGICA y JANZ/CONTAR; representando así tanto a la industria como a los centros tecnológicos y de investigación del país. Su

¹⁰⁴ www.discern.eu.

¹⁰⁵ RWE, Iberdrola, Vattenfall, Union Fenosa, SSE, ABB, CIRCE, KEMA, KTH, OFFIS y ZIV.

¹⁰⁶ <http://www.improgres.org/home/>

¹⁰⁷ <http://www.inovcity.pt/en/Pages/inovgrid.aspx>

objetivo es sustituir los contadores actuales, de la red de distribución en Portugal, por unos dispositivos electrónicos, denominados “EDP Boxes”, empleando para ello estándares de gestión automatizada de medida¹⁰⁸.

El proyecto STAR (Sistema de Telegestión y Automatización de la Red) de Iberdrola, es uno de los proyectos de redes inteligentes más significativos en España, que aprovechando el desarrollo de la telegestión preparó la red eléctrica para que acogiera los retos del futuro, convirtiendo así a Castellón en una de las primeras ciudades de España con red inteligente. Con una inversión estimada de 21,6 M€, el proyecto consistió en instalar 386 CT telegestionados y supervisados, 64 CT telegestionados y automatizados y más de 100.000 contadores inteligentes. De esta manera se facilita 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, beneficiando a 180.000 clientes.

En este sentido, también resulta de interés el proyecto Smart City Málaga de Endesa. Consiste en un proyecto de cuatro años de duración, a finalizar en 2013, que cuenta con un presupuesto de 31 M€ para actuar sobre una red de 63 MW de potencia total contratada y 70 GWh/año de consumo. Supone la automatización de la red mediante la incorporación de 22 centros de distribución automatizados, la implementación de tres algoritmos de automatización y la instalación 17.000 contadores inteligentes. Además se procede a la integración de sistemas de monitorización de instalaciones y estado de red; comunicaciones PLC en 71 centros de distribución, postes de recarga del vehículo eléctrico, almacenamiento y 13 MW de generación distribuida monitorizada.

El proyecto afecta a 300 clientes industriales, 900 de servicios y 17.000 clientes domésticos, modificando el uso de energía mediante la instalación de *smart homes* a 50 clientes domésticos, medidas de eficiencia energética en once Pymes, iluminación pública, y medidas de gestión activa de la demanda en cuatro grandes clientes.

El proyecto PRICE, liderado por Gas Natural Fenosa e Iberdrola cuenta con 22 socios, tecnológicos, industriales, centros de investigación, universidades y Red Eléctrica de España. Supone el despliegue de redes inteligentes en un ámbito que afecta a 500.000 clientes, pilotando soluciones de gestión de la demanda, estandarización de la red, sistemas de regulación de tensión y de energía reactiva o integración de renovables (eólica y fotovoltaica).

Para ello, se instalarán unos 200.000 contadores inteligentes y otros dispositivos inteligentes orientados a la gestión del consumo energético y la modificación de 1.600 CT, para adaptarlos a este nuevo modelo de distribución de electricidad. Para la comunicación entre los concentradores desplegados en los CT y los contadores inteligentes, se está utilizando el estándar PRIME. PRICE está

¹⁰⁸ *Automated Meter Management.*

cofinanciado por el Ministerio de Economía y Competitividad y fondos FEDER a través del programa INNPACTO 2011, con una inversión de 34 M€. El principal despliegue de la infraestructura se está realizando en 2013 y se prevé que finalizará en 2014.

5. COSTE DE INVERSIÓN Y ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO

En este capítulo se abordan primero aspectos relativos a las inversiones para la implementación de las redes eléctricas inteligentes, para luego dar paso a los análisis coste-beneficio, incluyendo las guías metodológicas de la Comisión Europea. También se revisan los análisis coste-beneficio llevados a cabo en algunos países para los contadores inteligentes y para las *smart grids*, y se examinan los casos del Reino Unido, Dinamarca y España.

5.1. Inversiones

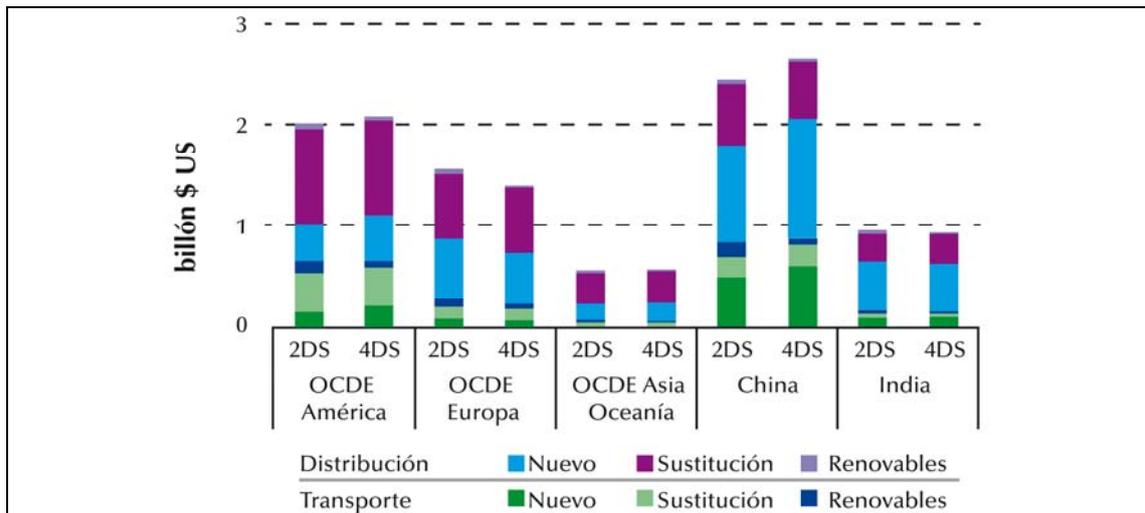
Debido a la naturaleza de las redes eléctricas inteligentes, no resulta fácil estimar con precisión los costes que conlleva su implementación. Esto se debe a que la vida útil de una subestación o centro de transformación, por ejemplo, es de en torno a 40 años, mientras que la de las tecnologías digitales que ésta deberá incorporar es de entre 10 y 20 años. Por consiguiente, además del propio coste del activo y de la tecnología digital a implementar, también se ha de considerar el coste que conlleva actualizar esta la red.

Considerando que las tecnologías digitales están continuamente cambiando, es fácil que queden obsoletas antes del fin de su vida útil y, por consiguiente, también se han de considerar los costes por su renovación o sustitución. A esto hay que añadir que, previsiblemente, el coste de algunas tecnologías se reducirá drásticamente, a lo largo de la vida útil de la instalación, ya que, a medida que las tecnologías *smart grid* maduren y su volumen de fabricación aumente, su coste se reducirá.

Por último, hay que tener en mente la incertidumbre que supone la utilización de estas tecnologías, dado que al no estar suficientemente probadas en redes reales, su mal funcionamiento puede invalidar el plan de negocio.

Como se puede observar en el GRÁFICO 4, las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía indican que la asignación sectorial de la inversión necesaria para implementar una *smart grid* depende de la región en la que se vaya a llevar a cabo. Además, la AIE estima que la inversión acumulada en el horizonte 2050 será de unos 2 billones de dólares en América y en torno a 1,5 billones de dólares en Europa.

GRÁFICO 4. Inversión acumulada en 2050 en transmisión y distribución por coste y porcentaje

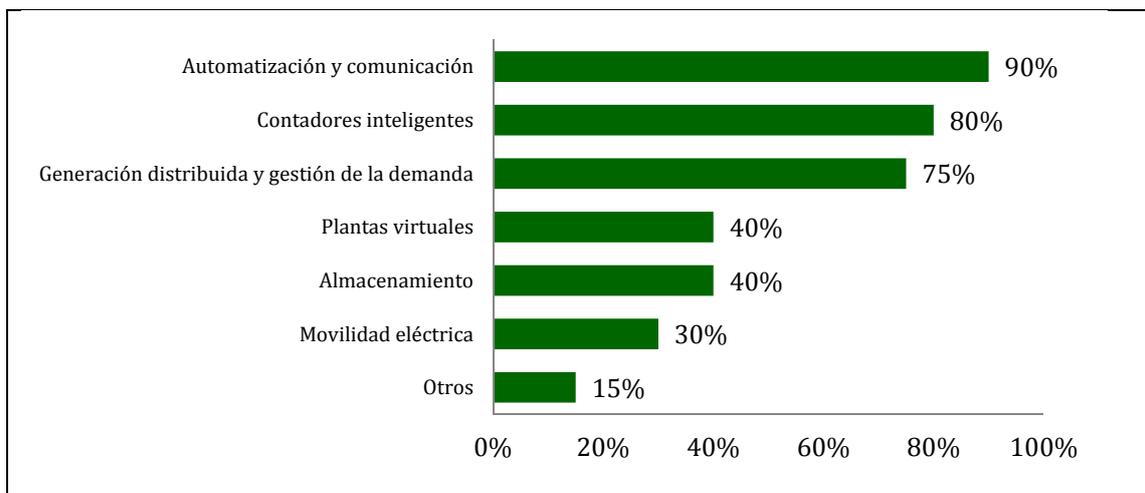


Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2012)

La inversión necesaria para desarrollar la infraestructura eléctrica de las redes del futuro es intensiva en capital y está en función de las características concretas del país y del tipo de despliegue de *smart grids*. Por este motivo, es recomendable que, a la hora de realizar un análisis coste-beneficio, para la instalación de redes inteligentes, se tenga en cuenta la “realidad”¹⁰⁹ de cada región/país (capacidades tecnológicas, servicios y funcionalidades adicionales requeridas a la red, etc.) (JRC IET, 2012b).

En el ámbito europeo, por ejemplo, las estimaciones en cuanto al tipo de inversiones que serán necesarias, pueden verse en el GRÁFICO 5, que muestra que la automatización de la red, los contadores inteligentes y la gestión de la demanda son las inversiones más importantes en el despliegue de las *smart grids*.

GRÁFICO 5. Nuevas inversiones en distribución



Fuente: Elaboración propia a partir de (Eurelectric en González, C., 2013)

¹⁰⁹ “Condiciones de contorno” (JRC IET, 2012b).

También hay que considerar que a medida que las *smart grids* vayan facilitando tanto la integración de tecnologías renovables, como la participación activa de la demanda; cabe esperar que se modifiquen el perfil de la demanda y el de la generación. Por tanto, es posible que el *mix* de generación varíe, en función del grado de implementación de estas tecnologías. Ello conduce a que, para estimar la inversión necesaria para implementar las redes eléctricas del futuro, también se deban de considerar los posibles escenarios a los que su implementación dará lugar.

De lo anterior se deduce que es complejo cuantificar la inversión requerida para desplegar una *smart grid*. Al carácter territorial, que requiere la inversión, se le ha de añadir la incertidumbre con la que se acomete la misma, dado que al tratarse de proyectos a largo plazo, la propia experiencia y tecnología pueden dar lugar a nuevas soluciones y escalas de red que, además de procurar las funcionalidades exigidas, resulten económicamente más eficientes. Por este motivo, es recomendable que el plan de inversión sea flexible y que ésta se lleve a cabo por fases o plazos.

De este modo, la solución con la que inicialmente se ha decidido emprender el proyecto de *smart grid*, se podrá actualizar adoptando las nuevas soluciones, económicamente más eficientes, que surjan como consecuencia de la experiencia de implementación de fases anteriores¹¹⁰. Además, de cara a estimar la inversión necesaria es conveniente que se tenga en cuenta más de un escenario, en función de los distintos porcentajes de adopción de tecnologías; *mix* de generación eléctrica, al que ello, probablemente, dé lugar, etc.

5.2. Análisis coste-beneficio

El análisis coste-beneficio es un marco conceptual aplicado a cualquier evaluación cuantitativa y sistemática de un proyecto público o privado, para determinar en qué medida dicho proyecto es viable desde una perspectiva social (JRC IET, 2012b). El análisis coste-beneficio se diferencia de una evaluación financiera directa, ya que considera todas las ganancias (beneficios) y las pérdidas (gastos) de los agentes sociales. El CBA generalmente implica el uso de los precios contables.

La TABLA 11 presenta los posibles beneficios asociados a las *smart grids* clasificándolos en función de los distintos *stakeholders*.

¹¹⁰ 2023 sería un buen año para adaptar la estrategia de inversión de acuerdo a la experiencia acumulada, que como mínimo contaría con el despliegue de los contadores inteligentes (Ofgem, 2012).

TABLA 11. Clasificación de los beneficios que conllevan las *smart grid*

AGENTE	BENEFICIO
Generadores de energía eléctrica y operadores del sistema	<ul style="list-style-type: none"> - Control exhaustivo de los sistemas de generación, transporte y distribución. - Gestión por anticipado y modelización de la capacidad de producción energética disponible de acuerdo a demanda real y/o instantánea.
Distribuidores y comercializadores	<ul style="list-style-type: none"> - Optimización de los costes de operación y gestión de las redes. - Optimización del transporte de energía, reduciendo las pérdidas en la red. - Creación de nuevas oportunidades para el cliente. - Integración del vehículo eléctrico y otros nuevos usos de la electricidad. - Seguridad de datos.
Consumidores	<ul style="list-style-type: none"> - Acceso a soluciones de eficiencia energética y económicamente competitivas. - Promoción de un comportamiento responsable con el medioambiente a través de tarifas más flexibles. - Protección de datos y privacidad a través de las normas y legislación necesarias. - Control mejorado de la producción de energía renovable y acceso a nuevas aplicaciones.
Gobierno y finanzas públicas	<ul style="list-style-type: none"> - Consecución de los objetivos de la agenda 20-20-20. - Establecimiento de condiciones favorables para la mejora de la eficiencia energética. - Incremento de la independencia energética a través de la incorporación de las energías renovables y la reducción de los picos de consumo.
Fabricantes de material eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> - Continuo desarrollo de productos innovadores. - Mantenimiento de puestos de trabajo de elevado valor añadido. - Apoyo a la exportación de experiencia y excelencia de la industria europea a través de la necesidad de interconexión de redes. - Refuerzo de la normalización para facilitar la introducción en economías emergentes.

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, la implantación de *smart grids* no sólo repercutirá en mejorar la calidad y en reducir los costes operativos y las pérdidas de las redes; sino que también posibilitará el cumplimiento de los objetivos de las políticas energéticas comunitarias, siendo beneficiosas para el consumidor y la sociedad.

En este sentido, dado que la inversión a realizar le corresponde a las compañías de distribución eléctrica, mientras que los beneficios se distribuyen entre varios agentes, es pertinente realizar un análisis coste-beneficio, como primer paso para llevar a cabo la transformación tecnológica de las *smart grids*. Hasta la fecha, los análisis coste-beneficio (CBA) realizados, en general, ratifican que la apuesta por la modernización es favorable desde la perspectiva del conjunto de los *stakeholders*.

Como se ha descrito en el capítulo cuatro, en un principio, el concepto *smart grid* parecía no obedecer a una única tecnología o conjunto definido de ellas, por lo que resultaba difícil y poco útil, para comparar con otros trabajos, cuantificar algo que no estaba estandarizado (CEN-CENELEC-ETSI, 2012).

Además, considerando que para obtener una funcionalidad concreta se han de combinar más de una tecnología, el coste-beneficio de instalar una determinada tecnología depende de que otras (por ejemplo la infraestructura de control y comunicación) se hayan implementado anteriormente. Por consiguiente, en lugar de tratar de cuantificar el coste y beneficio al que da lugar cada tecnología, de

forma aislada, parece razonable valorar el coste y beneficio que tendría llevar a cabo una serie de estrategias de inversión en tecnologías de *smart grid*, que doten a la red de las funcionalidades que la hagan representativa del concepto *smart grid*.

Es recomendable incentivar la implantación de *smart grids* allí donde resulten ser una alternativa económicamente eficiente en comparación con la solución existente (Council of European Energy Regulators, 2011a). Para ello, los reguladores de energía europeos recomiendan evaluar el desglose de costes y beneficios en que han incurrido los distintos *stakeholders* en los proyectos demostrativos llevados a cabo en relación con las *smart grids*.

De acuerdo con lo anterior, una recomendación sería: *“Evaluar el desglose de coste y beneficio de posibles proyectos demostrativos para cada uno de las partes interesadas y tomar decisiones o dar consejos a quienes toman las decisiones, basándose en la evaluación de costes y beneficios sociales, para lo cual se han de considerar los costos y beneficios de los grupos interesados y de la sociedad en su conjunto”* (European Regulators Group for Electricity and Gas, 2010).

Sin embargo, se constata que a pesar de la literatura existente sobre la temática de redes inteligentes, no hay muchas referencias que aborden el tema desde un enfoque de análisis coste-beneficio. Cabe citar, sin intención de ser exhaustivos el estudio del EPRI¹¹¹ y los casos europeos que se describen en el apartado 5.2.2.

El estudio del EPRI estima que la inversión necesaria para que, en los próximos 20 años, se despliegue una red inteligente en EEUU será del orden de 0,33-0,47 billones de dólares, mientras que los beneficios podrían alcanzar entre 1,29 y 2,03 billones de dólares, lo cual se traduce en unos ratios beneficio/coste de entre 3 y 6. Anteriormente, el EPRI había estimado un ratio beneficio/coste de 4 (Electric Power Research Institute, 2006).

La AIE, por su parte, no ha estimado el coste que conllevaría el despliegue de las redes eléctricas inteligentes. Según la propia Agencia, primero es necesario profundizar en los estudios sobre este tema e ir aprendiendo progresivamente con experiencias a mayor escala. De esta manera, considera que será posible evaluar tanto las tecnologías, políticas y normativa, como los modelos de mercado más adecuados para favorecer su despliegue.

Una vez revisado el contexto general de los análisis coste-beneficio, los dos siguientes apartados hacen referencia a las dos guías metodológicas que la Comisión Europea ha publicado en 2012 en relación al tema. Estas guías presentan una serie de recomendaciones para efectuar dichos análisis en proyectos de contadores inteligentes, por una parte, y en proyectos de *smart grids*, por otra. Además, en el apartado 5.2.2. se describen los casos del Reino Unido y Dinamarca, anteriores a la publicación de los Organismos Europeos de Normalización. Por ello cada uno presenta el análisis coste-beneficio de un conjunto de soluciones que

¹¹¹ (Electric Power Research Institute, 2011)

podían ser aplicadas mediante distintas combinaciones y a distintas escalas geográficas, obedeciendo así a distintas topología de redes.

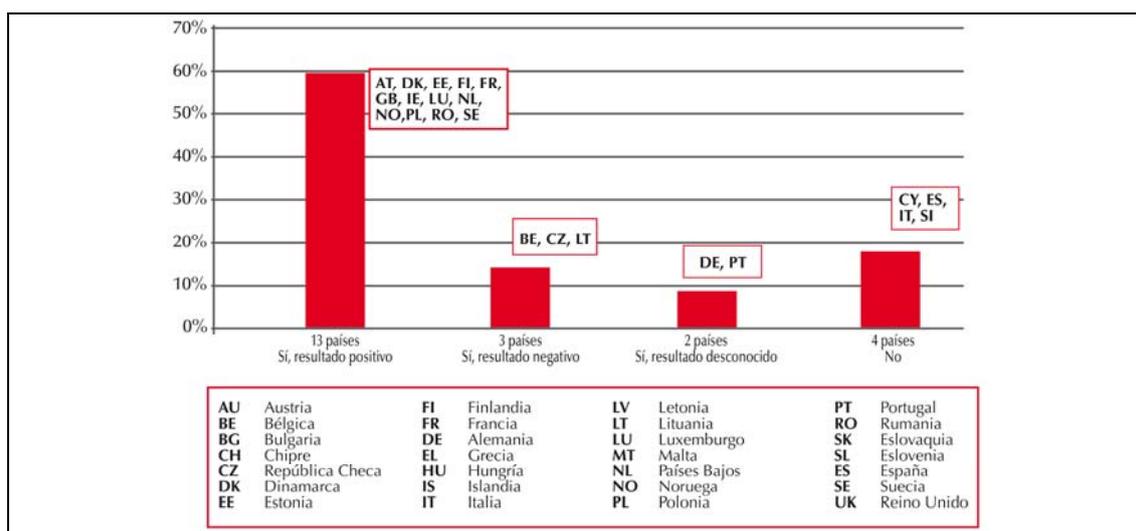
5.2.1. Análisis coste-beneficio de contadores inteligentes

La Comisión Europea, a través del Joint Research Centre-Institute for Energy and Transport (JRC-IET), publicó una guía para realizar un análisis coste-beneficio del despliegue de contadores inteligentes (JRC IET, 2012a; JRC IET, 2012b), indicando que cada estado miembro deberá adaptar esta guía metodológica de acuerdo a la del país.

A nivel europeo, también existe la “Herramienta Coste-Beneficio” que se ha desarrollado en el marco del proyecto Smart Regions¹¹². Esta aplicación permite conocer los aspectos socio-económicos y medioambientales que conlleva la implantación de contadores inteligentes y los servicios innovadores asociados en cada región¹¹³. En su versión básica, incorpora exclusivamente contadores de energía eléctrica¹¹⁴, por lo que la herramienta puede utilizarse como apoyo para la evaluación de tanto proyectos piloto como de desarrollos masivos para la implantación de los nuevos medidores.

Más recientemente, se ha llevado a cabo una evaluación de los estudios coste-beneficio relativo al despliegue de contadores inteligentes (Council of European Energy Regulators, 2013). Tal y como muestra el GRÁFICO 6, se concluye que de los veintidós Estados miembros de los que dispone información; hay cuatro, entre los que se incluye España, que no han realizado análisis coste-beneficio sobre la sustitución de contadores inteligentes. Trece países han obtenido un resultado positivo; tres negativo y se desconoce el resultado de los otros dos.

GRÁFICO 6. Estado del análisis coste-beneficio



Fuente: Elaboración propia a partir de (Council of European Energy Regulators, 2013)

¹¹² www.smartregions.net

¹¹³ Dispone una hoja Excel para el caso de España.

¹¹⁴ Existe una versión más avanzada donde pueden incluirse medidores de gas y agua.

Más del 70% de los países que han llevado a cabo un CBA, han obtenido un resultado favorable, es decir, la inversión realizada para implantar contadores inteligentes genera beneficios. Ahora bien, también se ha de considerar que el resultado del CBA no siempre es positivo, como ponen de manifiesto los casos de Alemania y República Checa. Chipre, Eslovenia, España e Italia no han efectuado análisis coste-beneficio.

El caso de Italia es singular debido a que el despliegue de contadores inteligentes se inició antes de que entrara en vigor la Directiva 2009/72/CE, que recomienda efectuar un CBA previo. En lo que a Chipre y Eslovenia se refiere, cabe destacar que no disponen de decisión formal o planificación para llevar a cabo el despliegue de contadores inteligentes. Con todo ello, España es el único país de Europa que no habiendo realizado un CBA, dispone de una normativa que obliga al despliegue de contadores inteligentes, de acuerdo con el calendario que se establece mediante la Orden IET290/2012.

Llegados a este punto, hay dos aspectos por señalar. En primer lugar, los CBA no siempre han sido llevados a cabo por el mismo tipo de organismo en los distintos países. En Alemania y Gran Bretaña los ha realizado el gobierno; mientras que en Portugal y Francia lo ha hecho el regulador, y en Dinamarca, fue la industria quien llevó adelante la iniciativa. En segundo lugar, resulta interesante resaltar que existen notables diferencias en las hipótesis de los parámetros clave utilizados en estos CBA.

Respecto a este segundo punto, existen desigualdades tanto en el rango de valores utilizados como en los valores que han sido medidos. El tipo de descuento empleado en los distintos CBA, por ejemplo, se encuentra en el rango de 3 a 10%, con unos valores medios de $5,7\% \pm 1,8\%$. La vida útil del proyecto considerada para evaluar los proyectos ha sido muy amplia de 8-20 años, con una media de 15 ± 4 años. Los ahorros energéticos considerados van del 0 al 5% (media $3\% \pm 1,3\%$). Llamativas son también las diferencias en los costes considerados para los contadores, de 60€ a 766€, con valores medios de $215\text{€} \pm 130\text{€}$. Por ello no es de extrañar que los beneficios por punto de consumo con contador vaya de los 18€ a los 765€, con valores medios de $300\text{€} \pm 155\text{€}$ y los beneficios del consumidor del 20% al 81%.

5.2.2. Análisis coste-beneficio de *smart grids*

La Comisión europea, también mediante el JRC-IET, ha establecido una guía para llevar a cabo análisis coste-beneficio para los proyectos de *smart grids* (JRC IET, 2012b).

Se trata de una metodología CBA inclusiva, en la medida en que valora el impacto del proyecto en toda la cadena de valor, realizando una valoración económica del proyecto considerando la sociedad en su conjunto. Para ello se deben incluir costes y beneficios, que exceden del propio proyecto y repercuten, tanto en el sistema

eléctrico (facilitación de la integración de recursos energéticos distribuidos, etc.) como en la sociedad (costes medioambientales, etc.).

Por otra parte, efectúa un análisis cualitativo del impacto que supone su despliegue pero desde un punto de vista no económico (garantía de suministro, participación del consumidor en la cadena de valor, creación de valor tecnológico-industrial y de mercado creado, etc.). El grado de aceptación o consideración de las externalidades “ajenas al proyecto” depende de lo defendible que resulte su monetización, aspecto sobre el que recae otra de las dificultades de realizar un análisis coste-beneficio.

La consideración conjunta de ambas estimaciones, económicas y no económicas, conducirá a tener un cálculo del impacto del proyecto de *smart grid* en su conjunto.

Esta guía metodológica establece los aspectos a considerar para acometer las diez etapas en las que, a su juicio, se puede desglosar un proceso de CBA. En realidad, estas etapas se pueden agrupar en cuatro subconjuntos. En primer lugar, se deben establecer las condiciones locales del proyecto (contexto regulatorio, parámetros de control, condiciones de contorno, asunciones realizadas, etc.). Una vez identificado, parametrizado y contextualizado el proyecto que se pretende evaluar, se procede a realizar los cálculos más propios del análisis coste-beneficio.

En tercer lugar, se debe realizar un análisis de sensibilidad, para evaluar el impacto de los parámetros que se han identificado previamente. Por último, pero no por ello menos importante, se han de evaluar otras externalidades e impactos sociales que permitan, por ejemplo, estimar el efecto que tendría sobre el tejido industrial y tecnológico implementar una *smart grid*.

Tan sólo tres países europeos han llevado a cabo un CBA: Reino Unido, Dinamarca y Polonia; no obstante, otros seis países tenían en curso estos análisis en verano de 2011 (Council of European Energy Regulators, 2011a).

Los tres apartados siguientes revisan el análisis coste-beneficio del Reino Unido y Dinamarca y resumen las estimaciones realizadas para España por The Boston Consulting Group, a solicitud de Futured.

5.2.2.1. Análisis coste-beneficio en el Reino Unido

En el año 2009, DECC elaboró un documento de visión sobre *smart grids*, que un año más tarde (febrero de 2010) dio lugar a la hoja de ruta sobre redes inteligentes (ver apartado 4.3.1). Los resultados del CBA de dicho documento no fueron lo suficientemente consistentes como para incentivar ninguna inversión específica (Department of Energy and Climate Change, 2009).

En Abril de 2011, Ofgem y DECC crearon el Smart Grid Forum (SGF) dando así relevo a ENSG. El objetivo del SGF es conceder liderazgo al sector eléctrico inglés en temas relacionados con las *smart grids*. Desde entonces, el SGF ha publicado una serie de informes entre los que cabe destacar el que realiza el CBA sobre redes eléctricas del futuro (Ofgem, 2012).

Este estudio, del regulador inglés, compara costes y beneficios directos de las redes inteligentes con un horizonte a 2050, considerando varias alternativas en función de la estrategia de inversión, el *mix* de generación, la respuesta del consumidor, la reducción de emisiones de CO₂, etc. Cabe destacar que el alcance del estudio no examina costes o beneficios indirectos, como puede ser la creación de empleo.

En él se analiza el coste de topologías concretas y comienza por analizar las funcionalidades y los costes de implementar once soluciones distintas de redes de distribución inteligentes. Ello permite cuantificar el coste que conlleva dotar de inteligencia a una red o modelo típico, y prever el coste que conllevaría implementar una red de mayor tamaño a partir de su reproducción a escala o en combinación con otras. Asimismo, facilita la estimación del coste individual de cada funcionalidad implementada, mediante soluciones inteligentes como, por ejemplo, establecer las conexiones, que posibiliten la gestión bidireccional de la energía; dotar de inteligencia a la red para que aumente su fiabilidad; garantizar la seguridad de suministro; proveer un suministro eléctrico de calidad mediante la mejora de la arquitectura de red; integrar el vehículo eléctrico y el almacenamiento inteligente en las redes de baja y media tensión, así como otras soluciones *smart*.

En dicho estudio se seleccionan cinco tecnologías representativas de las redes inteligentes y se señala que los resultados del análisis coste-beneficio se limitan a la *smart grid*, resultante de combinar las mismas. Las filas de la TABLA 12 representan las cinco tecnologías en las que el regulador inglés focaliza su CBA, mientras que las columnas muestran las cuatro funcionalidades a las que la combinación de las tecnologías seleccionadas puede dar lugar.

TABLA 12. Tecnologías seleccionadas y funcionalidades que provee

	Proveer información de red	Optimizar flujos de energía	Facilitar DSR	Almacenamiento
Almacenamiento de energía eléctrica	-	✓	✓	✓
<i>Dynamic thermal rating (DTR)</i> ¹¹⁵	✓	✓	-	-
Control automático de tensión avanzado	✓	✓	-	-
Tecnología facilitadoras del DSR	✓	-	✓	-
Gestión activa de la red	✓	✓	-	-

Nota: Los sistemas DTR considerados aplican tanto a los cables aéreos como a los subterráneos, así como a los CT. Por su parte, el control automático de tensión avanzado contempla la instalación de elementos como reguladores de tensión o bancos de condensadores conmutados.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Ofgem, 2012)

¹¹⁵ Los sistemas DTR son una alternativa a la práctica extendida para considerar qué carga térmica de las líneas es estática, de modo que permiten estimar la misma en tiempo real. De esta manera, se puede incrementar la capacidad de transmisión de una línea lo que, por ejemplo, supone integrar más energía renovable, sin la necesidad de construir o reforzar líneas.

Este estudio compara las redes inteligentes que resultan tras combinar las cinco tecnologías mencionadas con otras alternativas convencionales en el Reino Unido. Para ello se contemplan tres escenarios, cuya diferencia consiste en el grado de penetración de dos grupos diferenciados de tecnologías: las tecnologías bajas en carbono como el vehículo eléctrico, la bomba de calor y las energías renovables, por un lado, y las que tienen por objeto la gestión activa de la demanda, por otro.

- Escenario 1: contempla la electrificación del calor y el transporte, en consonancia con el cumplimiento del cuarto presupuesto de carbono (*fourth carbon budget*)¹¹⁶; y las proyecciones de la generación distribuida, proporcionadas por Smart Grid Forum WS1 (*Assumptions and Scenarios*).
- Escenario 2: contiene el mismo despliegue de tecnologías bajas en carbono que el primero. Sin embargo, en este caso, la capacidad de ser flexible con la demanda asociada a cada una de las tecnologías bajas en carbono es menor. Es un escenario menos “ideal”.
- Escenario 3: es compatible con una situación en la que el Reino Unido opta por cumplir sus objetivos de carbono a través de acciones fuera del sector eléctrico nacional, por ejemplo, mediante la compra de créditos internacionales. En este escenario, el despliegue de tecnologías de baja emisión de carbono es más lento de lo esperado, y el *mix* de generación contiene menos plantas generadoras bajas en carbono.

Según el análisis coste-beneficio realizado en el Reino Unido, de forma general, la inversión se puede realizar de tres maneras distintas (Ofgem, 2012). La primera es la “estrategia *top-down*” de inversión, que consistiría en invertir primero en infraestructuras de comunicación y control como soporte básico de las tecnologías *smart*, que se instalarán a futuro. Estas tecnologías pueden ser convencionales o *smart* y se implementarían en función de los requisitos de suministro a los consumidores.

La “estrategia de inversión progresiva-gradual”, en cambio, consiste en invertir, al mismo tiempo, tanto en tecnologías convencionales como en tecnologías *smart* y en infraestructuras de comunicación necesarias.

En tercer lugar, la “estrategia convencional” sería aquella que considera, exclusivamente, la instalación de tecnologías convencionales necesarias para dar respuesta a la demanda del consumidor.

Tanto la inversión inicial como los costes, a lo largo de la vida útil de los activos, dependen de la estrategia inicial que se decida llevar a cabo. El coste inicial de las estrategias “*top-down*” y “convencional”, por ejemplo, es mayor que el de la estrategia “gradual”; por el contrario, los costes globales serán más reducidos. Esto

¹¹⁶ El cuarto presupuesto de carbono, que cubre el periodo 2023-2017, se estableció en junio de 2011, con el propósito de reflejar una senda económicamente eficiente, para alcanzar los objetivos a 2050, del Climate Change Act; como por ejemplo la reducción de emisiones en al menos un 80%, respecto a 1990, considerando los criterios de asequibilidad, competitividad y seguridad de suministro (Committee on Climate Change, 2013).

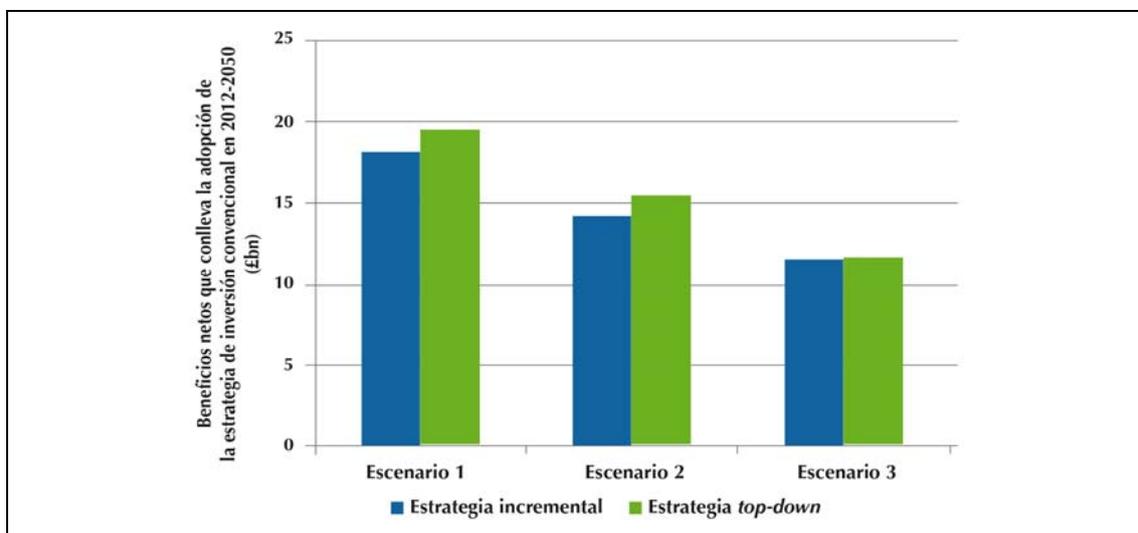
se debe a que instalar las infraestructuras de comunicación necesarias, de manera gradual, resulta más caro que hacerlo de forma global. Sin embargo, dado que la estrategia “gradual” es más flexible y permite dosificar la inversión a realizar, puede resultar que, a largo plazo, ésta sea más coste efectiva que la estrategia “*top-down*”.

En cuanto al coste directo y al beneficio, se analiza si estos se alinean en el sector eléctrico. Una no alineación de los mismos daría lugar a que las inversiones en *smart grids* se obstaculicen (Ofgem, 2012).

El estudio del regulador concluye que la mayor parte de los beneficios netos son debidos a una reducción en los costes de inversión de la red de distribución, y sugiere que los CBA de las *smart grids* son susceptibles de ser alineados. A pesar de que el beneficio neto de implementar *smart grids* es mayor cuantas más tecnologías bajas en carbono se implementen, no es necesario que el grado de implementación de esas tecnologías sea alto para que se den beneficios, dado que el mero hecho de implementarlas requiere una inversión inicial adicional (Ofgem, 2012). En cualquier caso, la respuesta del consumidor es clave.

En el GRÁFICO 7 se observa como el beneficio neto de las dos estrategias de inversión *smart* es significativo para los tres escenarios, independientemente de que se implementen menos DSR (escenario 2) o tecnologías bajas en carbono (escenario 3).

GRÁFICO 7. Beneficios netos según escenario y estrategia período 2012-2050



Nota: Estos resultados corresponden a una estrategia en la que tanto el *incremental smart* y *top-down smart* se mantienen a lo largo de todo el periodo 2012-2050.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Ofgem, 2012)

La diferencia entre los beneficios de los escenarios 1 y 2 se debe más a la existencia de un umbral de inversión en redes, a partir del cual la inversión en tecnologías convencionales es más eficaz en costes, que a la adopción de DSR.

Teniendo en cuenta el conjunto de los supuestos utilizados en el estudio, el análisis sugiere que las tecnologías de *smart grids* pueden ofrecer ahorros significativos en el período 2012-2050, en comparación con el uso, únicamente, de alternativas convencionales. Esto es así porque la inclusión de soluciones inteligentes amplía el conjunto de opciones disponibles para el sistema operativo de la red, y permite elegir soluciones menos costosas y aplazar la inversión convencional en su caso.

Adicionalmente, se realiza otro análisis coste-beneficio considerando una estrategia de inversión más flexible, de modo que plantea la posibilidad de que en se adapte la estrategia inicial, en función de la experiencia y mejores prácticas aprendidas (Ofgem, 2012).

En este segundo caso, independientemente del escenario y estrategia que se hayan elegido en 2012, el modelo indica que a partir de 2023 la mejor estrategia es, preferiblemente, la “*top-down*” frente a la “*gradual*”. Esto tiene sentido ya que es muy probable que, para 2023, la red eléctrica incorpore una cantidad significativa de tecnologías bajas en carbono.

5.2.2.2 Análisis coste-beneficio en Dinamarca

En el caso de Dinamarca el análisis coste-beneficio se realizó por iniciativa del operador del sistema de transporte danés, Energinet.dk¹¹⁷, y la asociación energética danesa, Danish Energy Association.

Se trata de un análisis coste beneficio que considera el año 2020 como horizonte. Según se desprende del informe el coste neto de implementar una *smart grid* será inferior al que supondrá continuar con un desarrollo tradicional (Danskeenergi,). Por consiguiente, el informe concluye que la *smart grid* es la estrategia más eficiente de desarrollo de la red eléctrica.

Dicho documento analiza el coste y el beneficio de una *smart grid*, entendiendo como tal aquella que integra TICs para la coordinación interdisciplinar e intercambio de información entre los agentes del sistema eléctrico, los equipos de medida del estado de la red de distribución, el equipamiento para el control del consumo de los clientes que disponen de bombas de calor y vehículos eléctricos y, por último, elementos que facilitan la estabilización del sistema¹¹⁸. Con todo ello, se estima que podrán integrarse e interactuar con generación eólica, bombas de calor domésticas, vehículos eléctricos y vehículos híbridos enchufables

¹¹⁷ Energinet.dk es el propietario de la red de transporte de más alta tensión (400 kV) y su operador. También es el propietario de los cables marinos a la isla de Bornholm y Læsø, además de la última sección de los tendidos con tensión superior a 200 kV provenientes de los parques eólicos *offshore*.

¹¹⁸ La conceptualización de *smart grids* utilizada para este informe difiere con respecto a la definición general que establece la European Smart Grid Technology Plattform (Danskeenergi,). Además, para acotar la incertidumbre del cumplimiento de las asunciones realizadas para caracterizar el sistema eléctrico en 2025; el estudio realiza un cálculo de sensibilidad, a raíz del cual se concluye que el resultado final del análisis coste-beneficio realizado no varía cualitativamente, aunque no se cumplan las premisas iniciales. Por consiguiente, considera que una *smart grid* se adapta mejor a los servicios que requerirá la red eléctrica del futuro e incurrirá en menor coste social que la expansión de la red eléctrica tradicional.

Además, asume que el sistema eléctrico danés de 2025 se caracterizará por un *mix* de generación eléctrica con un 50% de origen eólico, 600.000 vehículos eléctricos e híbridos enchufables y 300.000 bombas de calor individuales¹¹⁹. Es decir, hace suyo el objetivo que establece la definición de la European Smart Grid Technology Plattform “[...] de funcionar de manera eficiente, sostenible y económica y garantizar el suministro de electricidad.”

A su vez, considera que el escenario de contraste es la expansión de la red eléctrica tradicional, lo cual supone un conjunto de actuaciones con objeto de reforzar la red eléctrica, sin considerar la participación del consumidor final.

La TABLA 13 presenta la comparación entre el coste que conllevaría implementar una *smart grid* o continuar expandiendo la red de manera tradicional.

TABLA 13. Comparación del valor neto actual de las *smart grids* y de la expansión de la red tradicional (billones de €)

	<i>Smart grid</i>	Expansión de la red tradicional
Instalar equipos de medición en la red de distribución: Incluye todas las subestaciones de de 10 KV y 50 kV y en un tercio de las de 10 kV,	0,228	0
Actualizar los contadores electrónicos de clientes con vehículo eléctrico, vehículos híbridos enchufables y/o bombas de calor.	0,054	0
Equipos electrónicos de comunicación y actuación automática entre operador y carga de los equipos domésticos	0,215	0
Reforzar y ampliar las redes de distribución de 0,4 kV; 10 kV y 50 kV, para evitar sobrecargas	0,550	0,764
Instalaciones que garanticen estabilidad al sistema: sincrofasores y compensador “estático” (SVC)	0,228	0,268
Software para medida y control en TSO y DSO (operadores de transporte y distribución)	0,031	0
TOTAL	1,305	1,032

Fuente: Elaboración propia a partir de (Danskeenergi,)

Tal y como se puede observar, el coste de implantar una red inteligente es superior al de expandir las redes convencionales. Sin embargo, considerando el beneficio que se obtiene de cada uno, resulta que el coste neto de las *smart grid* es menor que el de la expansión de la red tradicional.

A pesar de que el sistema eléctrico danés es robusto y que no cabe esperar que la implantación de redes eléctricas inteligentes vaya a dar mayores beneficios en

¹¹⁹ A pesar de la incertidumbre que entraña esta asunción, el análisis de sensibilidad llevado a cabo en el estudio danés, constata que la expansión de la *smart grid* tendrá un coste neto inferior al que correspondería a la expansión tradicional de la red, independiente de la cantidad de vehículos eléctricos e híbridos enchufables que se incorporen.

cuanto a la seguridad de suministro, el estudio contempla los beneficios socioeconómicos que recoge la TABLA 14.

TABLA 14. Comparación de los beneficios de una *smart grid* y de la expansión de la red tradicional (billones de €)

	<i>Smart grid</i>	Expansión de la red tradicional
Ahorro derivado de reducir reservas y regular el sistema mediante recursos descentralizados del cliente	0,322 ¹²⁰	0
Ahorros en la generación eléctrica	0,590 ¹²¹	0
Ahorro que conlleva promover iniciativas de ahorro energético como consecuencia de poseer una red automatizada	0,188 ¹²²	0
TOTAL	1,099	0

Fuente: Elaboración propia a partir de (Danskeenergi.)

Por último, la TABLA 15 resume los resultados del análisis coste-beneficio realizado en Dinamarca.

TABLA 15. Análisis coste-beneficio de implantar una red eléctrica del futuro en Dinamarca (billones €)

	<i>Smart grid</i>	Expansión de la red tradicional
Coste	1,305	1,032
Beneficio	1,099	0
Coste-beneficio	0,206	1,032

Fuente: Elaboración propia a partir de (Danskeenergi.)

Según la TABLA 15, se observa que implantar una *smart grid* supondrá un coste neto adicional de unos 0,2 billones de euros, mientras que continuar con la expansión de la red eléctrica tradicional conllevaría un coste neto de aproximadamente 1 billón de euros, del cual casi el 75 % correspondería a reforzar la red de distribución y el resto, 0,28 billones de €, a instalaciones para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, como consecuencia de una aportación significativa de la energía eólica (50% del consumo eléctrico en 2025).

5.2.2.3. Análisis coste-beneficio en España

La publicación más reciente en España en relación al análisis coste-beneficio la ha llevado a cabo The Boston Consulting Group para la Plataforma de Redes Inteligentes, *Futured* (The Boston Consulting Group, 2012a).

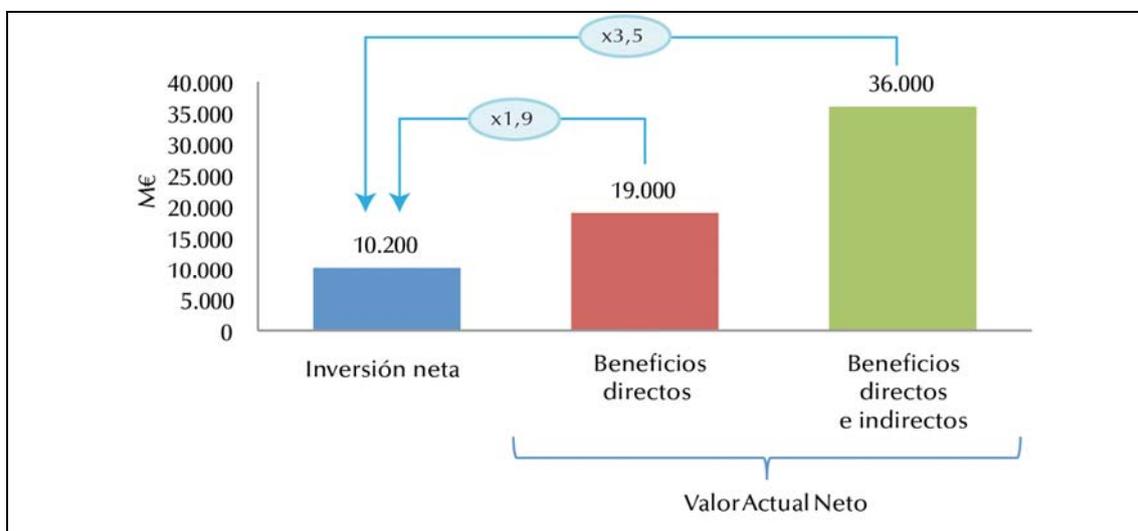
¹²⁰ Como consecuencia de la reducción de los costes de regulación, reservas y servicios auxiliares que conllevaría dar acceso al mercado a más comercializadores con menores costes.

¹²¹ Como consecuencia del desplazamiento horario del consumo de vehículos eléctricos, híbridos enchufables y las bombas de calor, sin repercutir sobre su confort.

¹²² Permitir cuantificar el consumo e implementar soluciones para ahorrar energía, de modo que se evitaría el gasto para poder implementar otras medidas de ahorro energético.

Dicho estudio estima necesaria una inversión de 10.200 M€ para el despliegue de las redes inteligentes en España durante los próximos 10 años y prevé que se generen unos beneficios intrínsecos de entre 2 y 3,5 veces la inversión (19.000 - 36.000 M€).

GRÁFICO 8. Ratios de coste-beneficio de las *smart grids* en España



Fuente: Elaboración propia a partir de (The Boston Consulting Group, 2012a)

Esta inversión media, de 10.200 M€, contempla tanto los costes de elementos de red como los elementos de cliente, entendiendo por esto último, los aparatos de gestión de la energía en los hogares de los consumidores.

El estudio diferencia tres tipos de costes de elementos de red: automatización de las redes, contadores inteligentes y sistemas (ver TABLA 16).

TABLA 16. Costes de automatización considerados

Costes de automatización		
Actuación	Elemento	Función
Automatización de los centros de transformación	De medida	Medir la energía de transformación y poder detectar posibles fallos
	De comunicación	Proveer comunicación bidireccional desde el sistema central hasta los contadores
	De telemando (interruptores telecontrolados, etc.)	Control remoto
Incorporación de sincrofasores	Sincrofasor	Aumentar la calidad de la onda y la frecuencia de transmisión de información a las subestaciones.

Fuente: Elaboración propia a partir de (The Boston Consulting Group, 2012a)

Además, diferencia los costes directos de los indirectos. Los primeros consideran la optimización de los costes de operación y mantenimiento de redes y generación, la mejora de la calidad de suministro, la reducción de pérdidas en la red, la gestión activa de la demanda y la eficiencia energética. Por su parte, los beneficios indirectos se limitan a considerar la reducción de los costes derivados de las

interrupciones y cortes de energía en el sistema así como la mejora en la calidad y fiabilidad del mismo

Otra referencia relativamente reciente en cuanto a la inversión necesaria en España, presenta un escenario de demanda de referencia que estima que dicha inversión alcanzaría los 33.521 M€, por encima de Italia (19.209 M€) y Bélgica (3.109 M€), pero por debajo de Alemania (174.923 M€) (Pedro Linares, 2012). Este coste contempla el combustible (12.917 M€), las emisiones de CO₂ (3.374 M€), la inversión en redes urbanas (7.577 M€), la inversión en redes rurales (7.526 M€) y las pérdidas en la red (2.130 M€).

La mayor reducción en costes a la que da lugar la puesta en marcha de un programa de participación activa de la demanda en España corresponde, de acuerdo a su escenario moderado, al coste del combustible (1,33%), seguido por la inversión en redes en áreas urbanas (0,36%), a más distancia, la reducción en la inversión de las redes eléctricas en entornos rurales (0,09 %) y la reducción por pérdidas eléctricas en las redes (0,15%).

6. RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN. REGULACIÓN

La distribución de electricidad es una actividad regulada, cuya retribución económica viene fijada por la Administración. Todos los costes necesarios, como el desarrollo de la red y la operación y mantenimiento, están regulados y son pagados por los consumidores a través de la tarifa eléctrica. Es más, el marco regulatorio define las reglas por las que se rigen tanto la gestión técnica como la económica del sistema eléctrico.

La regulación en España la realiza el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), siendo actualmente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), la responsable de supervisar el funcionamiento del sector eléctrico.

En todo modelo retributivo, es fundamental que exista coherencia entre la retribución que se reconoce y las obligaciones (de calidad, medioambientales, etc.) que se exigen. Más allá de la formulación que la legislación establece para retribuir al distribuidor, resulta fundamental que la normativa reconozca las inversiones realizadas para llevar a cabo la actividad, y otorgue, a las mismas, una rentabilidad acorde con la ortodoxia regulatoria existente en la mayor parte de los países occidentales.

En este sentido, una correcta política energética debería incluir un modelo que retribuya la inversión, de acuerdo con el riesgo y con el coste de los recursos de la actividad, y que incentive la modernización de la red y la calidad de servicio.

En este apartado se resume la regulación sobre la retribución de la actividad de distribución y se muestra la evolución de la misma, considerando las medidas aprobadas por el Gobierno durante los años 2012 y 2013.

6.1. Metodologías retributivas aplicadas a la distribución

6.1.1. Principios Generales

Como es sabido, a partir de la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, se produce la liberalización de las actividades de generación y de comercialización mientras que las actividades de redes, transporte y distribución, mantienen la condición de actividades reguladas. Para garantizar la igualdad y la transparencia en el uso de la red, se instaura el derecho de acceso de terceros a la red que posibilita que generadores y consumidores puedan utilizarla, independientemente, de quien sea su titular.

Por su carácter de monopolio natural la Ley del Sector Eléctrico establece que cada empresa distribuidora es responsable de la gestión de la red en su zona de operación y, para evitar posiciones de dominio, la actividad de distribución está regulada técnica y económicamente.

La regulación técnica establece aspectos relativos a la calidad con la que prestan servicio las empresas distribuidoras, mientras que la económica establece la retribución a percibir por las distribuidoras.

La distribución de energía eléctrica consiste en gestionar, en tiempo real, la energía eléctrica que entra a una red de distribución, desde la red de transporte u otras redes de distribución conectadas a ella (incluida la generación distribuida), para llevarla a los clientes finales. Para ello el distribuidor deberá dimensionar y tener a punto las infraestructuras físicas de la red con la debida antelación, para procurar un suministro eléctrico de calidad y en todo momento.

Para llevar a cabo la planificación de la red, el distribuidor deberá estimar evolución futura de la demanda. Primero, se planifican los refuerzos en las redes de reparto de alta tensión¹²³; posteriormente, las redes de media tensión¹²⁴ y, por último, se diseña la red de baja tensión¹²⁵, cuando los nuevos suministros o la ampliación de los ya existentes, estén identificados.

En España, el distribuidor es además responsable tanto de la medición de los consumos de los suministros, como de la energía vertida por la generación conectada¹²⁶, así como de la aplicación de las tarifas de acceso o peajes, que han de pagar consumidores y generadores por el uso de la red.

La retribución de la actividad debe ser suficiente para promover el desarrollo y el refuerzo de las infraestructuras de redes, así como para llevar a cabo las actividades de operación y mantenimiento. Para ello, el regulador puede elegir una de las tres opciones siguientes: retribuir directamente los costes del servicio, aplicar esquemas de regulación por incentivos, o bien optar por un mecanismo mixto. En este último esquema, se deben reconocer los costes eficientemente incurridos y, adicionalmente, promover incentivos o penalizaciones, con objeto de garantizar niveles de calidad adecuados y reducción de las pérdidas técnicas de la red gestionada.

En definitiva, una regulación eficiente, debe incentivar que las distribuidoras incurran en los mínimos gastos posibles y que, a la vez, maximicen la calidad con la que realizan el suministro. Asimismo, debe pensar qué forma de retribución, genérica o específica, es la más adecuada para incentivar el desarrollo de las redes eléctricas de distribución del futuro.

¹²³ Esta red es la que conecta la distribución con las subestaciones de transporte. En ella se encuentran las subestaciones de distribución alta/media tensión, que son los puntos de la red de reparto desde donde se toma la energía para alimentar una zona extensa de consumo o zonas urbanas de elevado consumo.

¹²⁴ Está constituida por alimentadores principales y derivaciones. En ella se encuentran los CT de media y baja tensión, que se conectan a lo largo de la red de media tensión, para alimentar un conjunto de consumos finales próximos unos de otros, por ejemplo, dentro de un núcleo de población, o para alimentar un cliente final.

¹²⁵ Está constituida por las líneas radiales que salen del CT y llegan a los clientes finales.

¹²⁶ El distribuidor es el responsable de efectuar la medida de la energía vertida por instalaciones de hasta 450kW mientras que para instalaciones generadoras de mayor potencia, la responsabilidad recae sobre Red Eléctrica de España.

Cabe distinguir entre dos conceptos por los que se le retribuye al distribuidor. Por una parte, la actividad de la distribución tiene reconocida una retribución por su condición de gestor de red y propietario de los activos, así como por las labores de gestión comercial que realiza, es decir, por atender a las solicitudes de los clientes, de los comercializadores y facturar las tarifas de acceso. Dicha retribución se fija anualmente mediante Orden Ministerial, conforme a dos esquemas retributivos diferentes según el tamaño de la empresa¹²⁷. Dado que esta retribución se calcula aplicando las fórmulas que, para ello, establece la normativa, en ocasiones, se conoce como retribución directa, aunque la normativa no emplee dicho término, sino costes regulados liquidables.

Por otra parte, las distribuidoras perciben una retribución por la aplicación de los derechos de acometida, que deben pagar ciertas solicitudes de suministro, que se ubiquen en suelo urbano, la supervisión de instalaciones ejecutadas por terceros, la conexión y el alquiler de los equipos de medida así como las verificaciones de la medida. Esta retribución se estima a partir de valores regulados que se establecen por normativa¹²⁸, y que se denomina costes regulados no liquidables

Dado que la regulación económica que se aplica a la distribución ha cambiado, desde la liberalización del sector, los siguientes apartados describen los modelos retributivos que se han empleado, así como la evolución de la retribución. Para ello se pasa revista al Real Decreto 2819/1998¹²⁹, al Real Decreto 222/2008¹³⁰ y, a continuación, se examinan los cambios de los Decretos Leyes 13/2012¹³¹ y 9/2013¹³². Finalmente, se analiza la evolución de la retribución de la distribución.

6.1.2. El modelo del Real Decreto 2819/1998 y del Real Decreto 222/2008

El Real Decreto 2819/1998 tiene por objeto definir los elementos que integran las redes de transporte y distribución, y desarrollar el régimen retributivo aplicable a las mismas.

Define lo que es la actividad de distribución, los distribuidores y las instalaciones de distribución, por exclusión de las de transporte. Asimismo, establece los elementos que hay que tener en consideración para la retribución, que son: los costes de inversión, los de operación y mantenimiento, la energía circulada, los

¹²⁷ La retribución de referencia para las cinco empresas de más de 100.000 clientes, por un lado, y la retribución para las empresas de menos de 100.000 clientes por otro.

¹²⁸ Dado que la actividad de distribución se lleva a cabo a distintos niveles de tensión, y que cada uno de ellos consta de una cantidad de activos, resulta difícil desglosar los precios unitarios de todos ellos.

¹²⁹ Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

¹³⁰ Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

¹³¹ Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas, y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

¹³² Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

incentivos para la calidad de suministro y reducción de pérdidas, los costes de gestión comercial y otros costes.

Este Real Decreto deja, para un desarrollo posterior, la retribución a percibir por cada uno de estos elementos y establece la siguiente fórmula para la actualización de su retribución global:

$$R_t = R_{t-1} * (1 + IPC - X) * (1 + \Delta D * FE)$$

Donde:

- R_t es la retribución global de la actividad de distribución,
- R_{t-1} es el coste de distribución y de comercialización a tarifa, reconocido en el año anterior,
- IPC es el índice de Precios de Consumo,
- X es la productividad,
- ΔD es el incremento de la demanda previsto,
- FE es el factor de eficiencia¹³³ para replicar en la retribución las posibles ganancias por economías que se pueden dar en esta actividad.

Como se puede observar en la fórmula, se trata de un modelo de retribución basado en la demanda, que no considera las inversiones llevadas a cabo, ni presenta incentivo alguno para mejorar la calidad de suministro o reducir las pérdidas. Supone una “bolsa única” de retribución global, que se reparte entre las empresas distribuidoras, en función de unos porcentajes establecidos administrativamente, al inicio del periodo regulatorio¹³⁴.

Este modelo adolece de una deficiencia relevante, derivada del hecho de que la demanda se establece de manera única a nivel nacional, sin tener en cuenta los distintos crecimientos, que se producen en cada zona geográfica.

Ello dio lugar a que las distribuidoras, que operaban en las zonas en las que más creció la demanda, no vieran reconocido el esfuerzo inversor que habían llevado a cabo durante el periodo de vigencia de este Real Decreto.

Adicionalmente, es importante destacar que el IPC considerado en la fórmula era el previsto para el año siguiente. Al situarse las previsiones oficiales de crecimiento del IPC por debajo del dato real a final del año, y no corregirse este efecto, se creó una bajada adicional e injustificada de la retribución.

¹³³ El factor de eficiencia fue de 0,4 en 1998 tras lo cual se redujo a 0,3. No obstante, las empresas de distribución consideraban que 0,7 - 0,8 es un valor más real, para cuantificar el factor de eficiencia.

¹³⁴ Nótese que a pesar de que el artículo 15 del Real Decreto 2819/1998 establece que los costes de inversión, operación y mantenimiento son uno de los elementos por los que se retribuirá la actividad de distribución, la fórmula del artículo 20, de ese mismo Real Decreto, no dispone de ningún parámetro específico que incluya la inversión, operación y mantenimiento. Más bien supone que la inversión se reconoce vía demanda eléctrica. Esto no es del todo correcto pues teniendo en cuenta que el diseño de red se realiza en base al pico de potencia, y no en función de la demanda, se concluye que el hecho de reconocer la demanda no garantiza que se esté reconociendo la inversión realizada.

Con objeto de mejorar el esquema retributivo anterior y vincular la retribución a las inversiones, que se debían realizar, entró en vigor el Real Decreto 222/2008. Este Real Decreto establece una nueva metodología retributiva que se apoya en una información regulatoria de costes y en un Modelo de Red de Referencia.

Con ello, se pasó de un modelo basado fundamentalmente en el incremento de demanda a otro que primaba la inversión, y establecía además incentivos a la mejora de la calidad y a la reducción de pérdidas técnicas.

El citado Real Decreto 222/2008 establece una retribución base, que se actualiza anualmente durante los cuatro años del primer período regulatorio¹³⁵ (2008-2012), incrementando la retribución base en función de los costes de las inversiones correspondientes a cada año, y considerando, además, los incentivos o penalizaciones por la calidad de suministro y las pérdidas.

Los costes asociados a las inversiones incrementales se supervisan por la CNE mediante un Modelo de Red de Referencia¹³⁶, que simula la distribución óptima para enlazar las entradas en la red de distribución con los clientes finales; en función de su ubicación geográfica, tensión de alimentación y potencia demandada.

La formación de la retribución anual reconocida al distribuidor i , para el período 2008-2012, se determina mediante las siguientes fórmulas:

$${}^{2008} R_0^i = R_{2008}^i = R_{base}^i$$

$${}^{2009} R_1^i = R_0^i (1 + IA_1) + Y_0^i + Q_0^i + P_0^i$$

$${}^{2010} R_2^i = (R_1^i - Q_0^i - P_0^i) (1 + IA_2) + Y_1^i + Q_1^i + P_1^i$$

$${}^{2011} R_3^i = (R_2^i - Q_1^i - P_1^i) (1 + IA_3) + Y_2^i + Q_2^i + P_2^i$$

$${}^{2012} R_4^i = (R_3^i - Q_2^i - P_2^i) (1 + IA_4) + Y_3^i + Q_3^i + P_3^i$$

Donde

- R_{base}^i , es el nivel de retribución de referencia para la empresa i , que será establecido por Órdenes Ministeriales¹³⁷,

¹³⁵ El segundo periodo regulatorio no recalculó la retribución de referencia sino que se mantuvo la misma, hasta la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013 del 12 de julio de 2013.

¹³⁶ La CNE dispone de un modelo construido con datos reales de los puntos de suministro (27,6 millones en 2009), la generación distribuida (51.000 instalaciones, también en 2009) y las fronteras con la red de transporte y, en su caso, distribución. Asimismo, la CNE dispone de un inventario geo-referenciado de las instalaciones de distribución por encima de 1 kV de todas las empresas distribuidoras.

¹³⁷ A partir de esta retribución base se obtendrían las retribuciones, de cada uno de los cuatro años del periodo regulatorio, mediante la actualización de la misma, y por la adición de costes asociados a las inversiones incrementales anuales, fundamentalmente, a partir del Modelo de Referencia, que se emplearía como herramienta de contraste técnico. Sin embargo, se trata de un concepto que a pesar de estar recogido en la normativa, en la práctica, su valor nunca se definió. Como después entró en vigor otro modelo retributivo (Real Decreto Ley 13/2012 y Real Decreto Ley 9/2013) se puede decir que se trata de un concepto que nunca se definió pero que, en la práctica, se tomó como tal la retribución correspondiente a 2008.

- R^i_0 , es el nivel de retribución de referencia para la empresa i actualizado al año en que se realizan los cálculos,
- R^i_n , es la retribución reconocida por la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el año n del periodo regulatorio,
- Y^i_{n-1} , es la variación de la retribución reconocida a la empresa distribuidora i asociada al aumento de la actividad de distribución de dicho distribuidor durante el año $n-1$. Dicha variación incluirá el aumento de los costes de inversión, operación y mantenimiento y otros costes, que se definen en el artículo 7 del Real Decreto 222/2008; imputable al aumento de la demanda en abonado final, una vez corregido el efecto de la laboralidad y temperatura, de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora i , calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año $n-1$,
- Q^i_{n-1} , es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado al grado de cumplimiento, durante el año $n-1$, de los objetivos establecidos para los índices de calidad de servicio.
- P^i_{n-1} , es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas, repercutido a la empresa distribuidora i el año n , asociado al grado de cumplimiento de los objetivos establecidos para el año $n-1$,
- IA_n , es índice de actualización del año n , que se calculará según la siguiente fórmula:

$$IA_n = 0,2 (IPC_{n-1} - x) + 0,8 (IPRI_{n-1} - y)$$

Donde:

- IPC_{n-1} , es la variación del índice de precios de consumo, calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año $n-1$.
- $IPRI_{n-1}$, es la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo calculado, en cómputo interanual en el mes de octubre del año $n-1$.
- x e y son factores de eficiencia¹³⁸ que tomarán los valores de $x = 80$ puntos básicos e $y = 40$ puntos básicos para el periodo regulatorio 2009-2012.

A partir de la entrada en vigor de este Real Decreto, la retribución de la distribución empezó a ser individualizada, por empresa¹³⁹, en base a las circunstancias de su territorio. Es decir, desvinculaba los incrementos retributivos de cada una de las empresas del crecimiento medio de la demanda. Además, creó incentivos¹⁴⁰ para la mejora de la calidad de servicio y la reducción de pérdidas.

¹³⁸ Estos factores se podrán modificar por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

¹³⁹ Desde el inicio de la liberalización y hasta la entrar en vigor del RD 228/2008, periodo en el que además de REE; Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, HidroCantabrico y Viesgo eran también transportistas; sólo el transporte disponía de retribución individualizada, dado que las instalaciones son más estándares y homogéneas.

¹⁴⁰ A través del desarrollo de sendas instrucciones técnicas complementarias Orden ITC/3801/2008 y Orden ITC /2524/2009, respectivamente.

El incentivo a la mejora de la calidad de servicio (Q) se determina en función del TIEPI y del NIEPI. Se trata de un incentivo que pondera la calidad de suministro, comparando la evolución de los índices TIEPI Y NIEPI zonales de cada empresa, con la media móvil de todas ellas. De esta manera, la empresa que tiene mejores índices obtiene incentivos, mientras que las que peores índices tienen, deberán mejorarlo para evitar pagar más penalizaciones.

En cualquier caso, el valor del incentivo o penalización de la calidad puede oscilar en $\pm 3\%$ de la remuneración total, correspondiente a la empresa distribuidora¹⁴¹.

El incentivo o penalización de pérdidas (P) se estima a partir de la diferencia horaria entre las pérdidas reales y las pérdidas objetivo, valoradas éstas a precio de mercado y afectadas por un coeficiente α , que se fija en un valor de 0,2. Por consiguiente, la empresa distribuidora retiene sólo el 20% del ahorro que ha obtenido, lo cual en muchos casos no compensa la inversión realizada para mejorar la red.

El incentivo o penalización por pérdidas técnicas con límite de $\pm 2\%$ de la remuneración, se define de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P = \alpha * \sum_h P^h * (E_{obj_j^h} - E_{real_j^h})$$

Donde

- P^h es el precio de energía de pérdidas, en €/kWh para la hora h. Este precio tomará el valor del precio horario del mercado diario.
- α es el coeficiente que pondera del beneficio que obtiene el sistema por la reducción de pérdidas cuanto recae sobre las empresas distribuidoras.
- $E_{real_j^h}$ es la energía real de pérdidas por el distribuidor j en la hora h, medida en kWh.
- $E_{obj_j^h}$ es la energía que se establece como objetivo de pérdidas a la empresa distribuidora j en la hora h, medida en kWh.

La TABLA 17 presenta la evolución de los incentivos/penalizaciones de la calidad y de pérdidas que se acaban de describir.

¹⁴¹ Dada la complejidad de la fórmula que estima el valor del incentivo de calidad, se sugiere que, en caso de algún interés particular, el lector consulte el anexo I del RD 222/2008.

TABLA 17. Evolución de los incentivos/penalizaciones de calidad (Q) y pérdidas (P) en millones de euros¹⁴²

	OM ITC/3353/2010		OM IET/3586/2011		OM IET/3586/2011	
	Retribución 2009		Retribución 2010		Retribución 2011	
	Q	P	Q	P	Q	P
TOTAL	68,900	0	65,900	0	74,204	0,580

Fuente: Elaboración propia a partir de Órdenes Ministeriales

La dificultad para aportar toda la información detallada que se solicitaba a las empresas y las carencias iniciales del modelo de red de referencia generaron, en el periodo 2009-2012, una gran incertidumbre.

Adicionalmente, la aplicación del modelo de red de referencia originó un reconocimiento *ex-post* de las inversiones, que no fueron reconocidas en su totalidad. Ésta no es la única laguna de este Real Decreto. La falta de una metodología para establecer la retribución base¹⁴³, y la garantía de que la misma no sería nuevamente revisada con criterios retroactivos, son aspectos que se considera que también se debían mejorar.

6.1.3. Cambios introducidos por el Real Decreto Ley 13/2012, Real Decreto Ley 2/2013 y Real Decreto Ley 9/2013

En medio de esta incertidumbre regulatoria y ante la necesidad acuciante de garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, en el último año y medio han entrado en vigor, entre otros, tres nuevos Decretos Leyes que han disminuido sensiblemente la retribución de la actividad de distribución.

El primero de ellos entró en vigor en marzo de 2012, con el objetivo de corregir las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos del sector eléctrico. Se trata del Real Decreto Ley 13/2012, cuya entrada en vigor supuso la primera reducción de la retribución de la distribución, tras un periodo de paulatino crecimiento.

Esta reducción se debe a las tres medidas. En primer lugar, únicamente se retribuyen las inversiones en activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos. En segundo lugar, se cambia el criterio de reconocimiento respecto al momento en que las nuevas inversiones comienzan a retribuirse. Así, el devengo de las instalaciones que

¹⁴² La retribución que registra para cada año corresponde a los valores de calidad (Q) y pérdida (P) correspondientes al año anterior. Tras la publicación del RD Ley 9/2013, la retribución de cada año incluirá los incentivos de Calidad y Pérdidas correspondientes a dos años anteriores.

¹⁴³ El RD 228/2008 no precisa, de manera clara, a partir de qué conceptos y de qué forma habría de calcularse el nivel de retribución base, al inicio de cada período regulatorio. La regulación indicaba que la CNE debía calcularlo, pero finalmente no lo hizo y se tomó como base de referencia aquella correspondiente a 2008.

entran en servicio en el año n se iniciará en el año $n+2$, en lugar de en $n+1$ ¹⁴⁴, como venía haciéndose. Por último, también se reducen los ingresos por gestión comercial de los distribuidores, lo que se justifica argumentando que parte de esta gestión corresponde ahora a la actividad que desempeñan los comercializadores.

Cabe señalar que este real decreto ley indicaba la retribución a percibir en 2012 por la actividad de distribución, pero carecía de una descripción detallada de la metodología empleada que la justificara.

Como resultado de lo anterior, la retribución por la distribución y gestión comercial del conjunto de empresas distribuidoras se redujo en un 12%, donde aproximadamente 71% corresponde a la disminución de la retribución de empresas distribuidoras con más de cien mil clientes; en torno al 25 % a la disminución de la recaudación por gestión comercial de éstas mismas y, el resto, a la reducción de la retribución de empresas distribuidoras de menos de cien mil clientes (ver TABLA 18).

TABLA 18. Retribución de la actividad de distribución en 2012

Concepto	Orden IET/3586/2011	RD Ley 13/2012, Orden IET/843/2012
	Millones de €	Millones de €
Transporte	1.722	1.477
Distribución y Gestión Comercial	5.693	5.003
Distribución	5.093	4.606
Distribución empresas D.T 11 ^a	373	341
Gestión Comercial	227	57

Fuente: (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013)

Si se compara la retribución establecida para las empresas distribuidoras de más de cien mil clientes, en 2012, con respecto a la que percibieron en 2011, se observa que se redujo en torno a un 5%, es decir, en unos 263 M€.

Posteriormente, a principios de 2013, entró en vigor el Real Decreto Ley 2/2013, que en línea con el anterior, también persigue reducir los costes asociados a retribuciones del sector eléctrico. Para ello establece que todas las retribuciones asociadas a actividades del sistema eléctrico vinculadas al IPC, entre ellas la distribución, pasan a estar vinculadas al Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC-IC), el cual se suele situar un par de puntos por debajo del IPC.

Por último, la entrada en vigor del Real Decreto Ley 9/2013, en julio de 2013, conlleva la segunda reducción significativa de la actividad de distribución. En su

¹⁴⁴ El RDL 13/2013 también cambió el método de retribución a futuro, relativo a las inversiones. Concretamente, establece que a partir del 1 de enero de 2012 sólo se retribuirán en concepto de inversión aquellos activos no amortizados y, además, lo harán en base al activo neto.

artículo 3 se describen los criterios mediante los cuales se determinará el valor a retribuir, pero no presenta las cifras a las que ello ha dado lugar.

Éste nuevo Real Decreto Ley limita la rentabilidad de las inversiones en transporte y distribución a una tasa antes de impuestos fijada basándose en la Obligaciones del Estado a 10 años más 200 puntos básicos (equivalente al 6,5% antes de impuestos), lo que supone una rentabilidad de un proyecto de inversión del orden del 4,55% después de impuestos. Además, define una metodología retributiva transitoria hasta la aprobación de la nueva, actualmente en tramitación.

El borrador de esta nueva metodología de retribución limita el volumen máximo de inversión, asumido por el sistema eléctrico, como coste anual. Adicionalmente, contiene algunos parámetros de valor desconocido, que agravan la incertidumbre regulatoria a la que se ha aludido anteriormente. Concretamente, el cálculo de la retribución base se sustenta en parámetros y criterios que no se desvelan en su totalidad en el documento, lo cual no facilita la labor de las empresas en la estimación de lo que ello les supone.

La normativa en trámite reformula los incentivos y establece a cada una de las empresas un incentivo, para mejorar los objetivos marcados por ellas mismas los años anteriores, en lo relativo a la calidad de servicio y reducción de pérdidas en su red. Además, dado que se estima que los últimos años han aumentado el fraude y los robos, se ha introducido un nuevo incentivo para que las distribuidoras disminuyan el fraude, al ser los titulares de las redes y las encargadas de efectuar las lecturas.

6.2. Evolución de la retribución de la distribución e inversiones

Dado que más del 95% de la retribución global corresponde a las empresas distribuidoras de más de cien mil clientes, en este apartado sólo se presenta la evolución correspondiente a éstas, ya son suficientemente representativas para analizar la evolución del conjunto¹⁴⁵.

Las dos tablas siguientes, la TABLA 19 y la TABLA 20, muestran la evolución de la retribución de estas empresas distribuidoras en los periodos 2000-2007 y 2008-2013, respectivamente.

¹⁴⁵ La retribución de empresas distribuidoras de menos de cien mil clientes no se rige por el mismo modelo retributivo que las anteriores y el análisis de su evolución presenta la dificultad añadida de que no disponían de una retribución reconocida con anterioridad a 2008.

TABLA 19. Evolución de la retribución de la distribución 2000-2007 (M€)

	RD 2066/1999	RD 3490/2000	RD 1483/2001	RD 1436/2002	RD 1802/2003	RD 2392/2004	RD 1556/2005	RD 1634/2006
Empresa	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
TOTAL Peninsular	2.579	2.648	2.701	2.756	2.823	2.943	3.017	3.571
TOTAL NACIONAL	2.772	2.845	2.902	2.993	3.066	3.196	3.276	3.854
% Variación		2,7%	2,0%	3,1%	2,5%	4,2%	2,5%	17,7%
Gestión Comercial	260,931	267,849	273,206	278,755	285,627	292,465	299,796	306,019
TOTAL CON G.C.	3.032,501	3.112,942	3.175,198	3.271,287	3.351,619	3.488,190	3.575,893	4.160,494
% Variación		2,7%	2,0%	3,0%	2,5%	4,1%	2,5%	16,3%

Nota1: Se representa exclusivamente la retribución de la distribución de las distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Fuente: Elaboración propia a partir de Órdenes Ministeriales.

Se observa que prácticamente hasta 2007, periodo en el que estuvo en vigor el Real Decreto 2819/1998, la retribución de la distribución experimento un crecimiento anual modesto e inferior al IPC. Cabe destacar el aumento que experimentó la retribución en 2007, año en el que las empresas percibieron aproximadamente 584 millones más que el ejercicio anterior. Esto cual supuso un incremento del 16% de la retribución; que reconocía el esfuerzo inversor realizado por las empresas durante la década anterior sin que, entonces, hubiera sido retribuido adecuadamente.

A este período, le siguió otro con crecimientos ligeramente mayores, ligados a fuertes crecimientos de la demanda y necesidad de inversiones en distribución, que soportaban estos crecimientos, como muestra la TABLA 20. En ella se muestra la retribución de la distribución a empresas con más de 100.000 clientes, durante en el periodo en el que se mantuvo vigente el Real Decreto 222/2008.

TABLA 20. Evolución de la retribución de la distribución 2008-2013 (M€)

	Resolución 17/mayo/2010	OM 3353/2010	OM 3586/2011	OM 3586/2011	RDL 13/2012	RDL 9/2013 + OM 2Sem
Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013
TOTAL Peninsular	3.761	4.129	4.375	4.552	4.309	0
TOTAL NACIONAL	4.061	4.438	4.684	4.870	4.607	4.579
% Variación	5,37%	9,28%	5,54 %	3,97%	-5,40%	-0,61%
Gestión Comercial	312,640	312,640	226,591	226,591	56,648	56,701
TOTAL CON G.C.	4.373,943	4.750,270	4.910,539	5.096,584	4.663,142	4.635,800
% Variación	5,1%	8,6%	3,4%	3,8%	-8,5%	-0,59%

Nota1: Se representa exclusivamente la retribución de la distribución de las distribuidoras con más de 100.000 clientes.

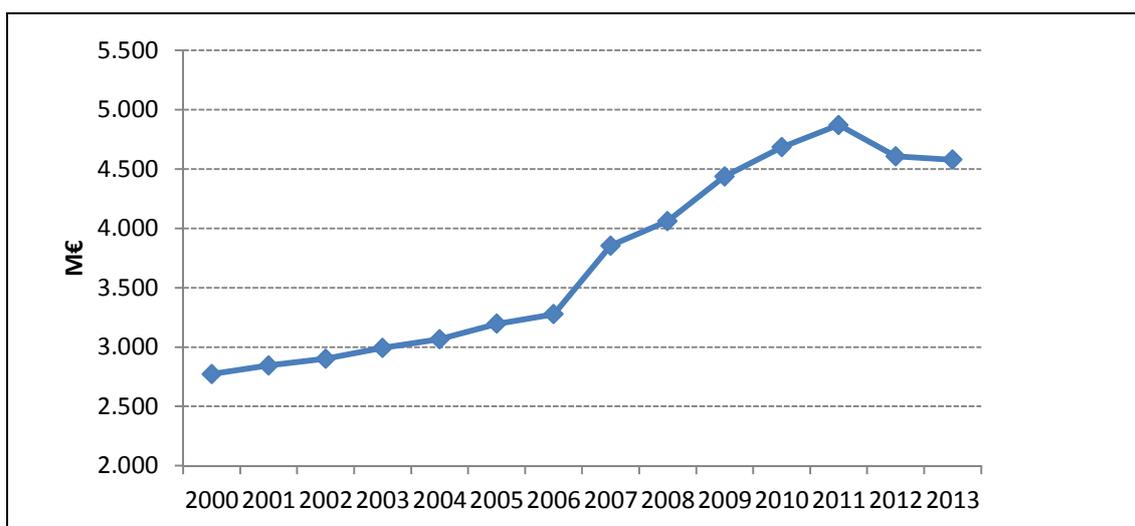
Nota 2: En 2012 FEVASA y SOLANAR fueron consolidadas en la retribución de HC, que era el propietario, por lo que la IET 3586 /2011 y la IET 221/2013 no desglosan el concepto para FEVASA Y SOLANAR.

Fuente: Elaboración propia a partir de Órdenes Ministeriales

Este segundo período se caracteriza por una fase inicial en la que la retribución de la distribución creció anualmente a una tasa media de en torno al 5%, tras lo cual, las sucesivas disminuciones de la retribución, introducidas por el Real Decreto Ley 13/2012 y el Real Decreto Ley 9/2013, vuelven a situar la retribución de 2013 en niveles de 2009¹⁴⁶, invirtiendo de golpe la ligera tendencia alcista que, hasta entonces, venía experimentado.

El GRÁFICO 9 presenta la evolución de la retribución de la distribución, sin considerar los gastos de gestión comercial, entre 2000 y 2013.

GRÁFICO 9. Evolución de la retribución de la distribución 2000-2013



Fuente: Elaboración propia a partir de Órdenes Ministeriales

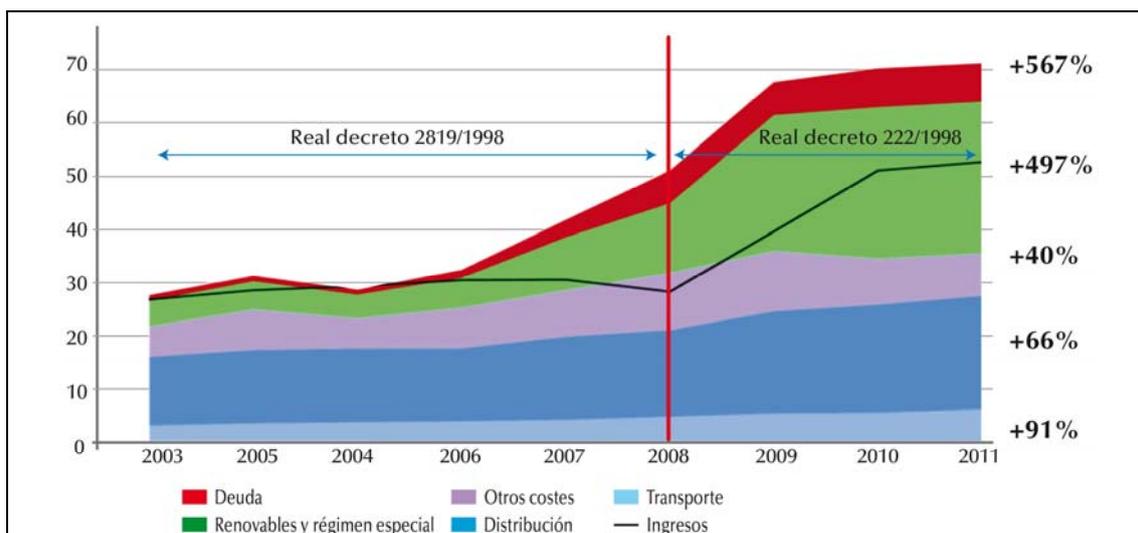
En lo que respecta a los incentivos de calidad y pérdidas que se introdujeron con el Real Decreto 222/2008 cabe destacar dos datos. El incentivo de calidad en 2009, 2010 y 2011 supuso aproximadamente un 1,5 % respecto a la retribución de la distribución (sin contar gestión comercial), mientras que el incentivo por pérdidas tan sólo representó un 0,01% de la retribución en 2011¹⁴⁷.

El GRÁFICO 10 compara la evolución, en el período 2003-2011, del conjunto de costes regulados incluidos en las tarifas de acceso. Tal y como se puede apreciar, la actividad de distribución es la que menos ha crecido, y ello sin tener en cuenta los recortes sufridos tras dicho periodo.

¹⁴⁶ Esta medida que, en principio, puede parecer razonable ya que la demanda eléctrica, en 2013, es similar a la de 2009, da lugar a debate. Además, las empresas distribuidoras invierten paulatinamente, puesto que hacerlo de golpe sería inviable, tanto técnica como económicamente.

¹⁴⁷ Resulta un valor insignificante porque ese año las empresas de distribución recibieron tanto incentivos como penalizaciones por pérdidas (ver TABLA 17).

GRÁFICO 10. Evolución de ingresos y costes del sistema eléctrico (€/MWh)

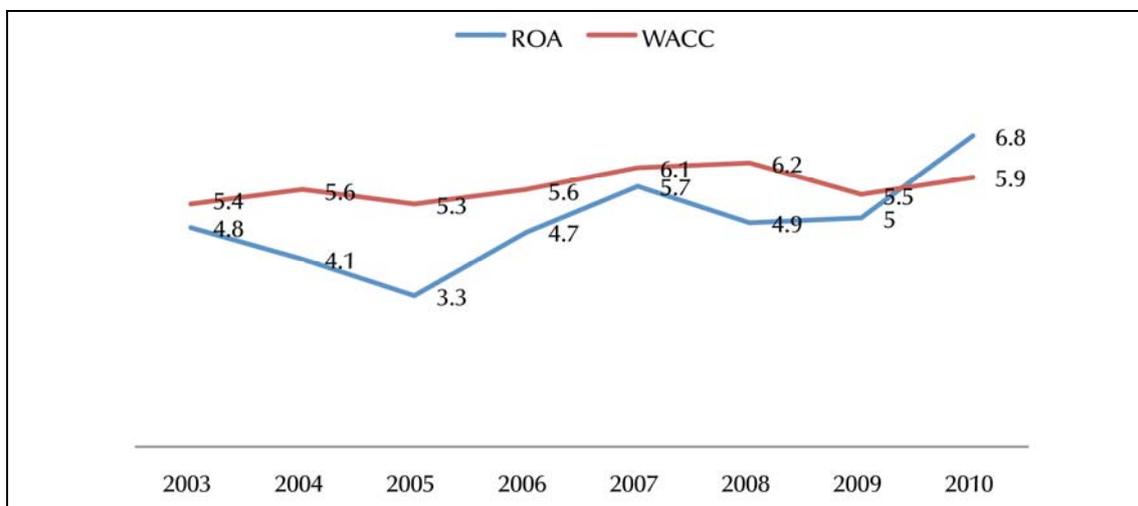


Nota: El eje de ordenadas a la derecha representa el incremento producido entre 2003 y 2011.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013)

Por otra parte, cabe señalar que, como muestra el GRÁFICO 11, a excepción de 2010, la rentabilidad sobre activos (ROA) de la actividad de distribución ha estado por debajo del coste medio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC), durante prácticamente toda la última década.

GRÁFICO 11. Evolución ROA vs. WACC de la actividad de distribución (%)



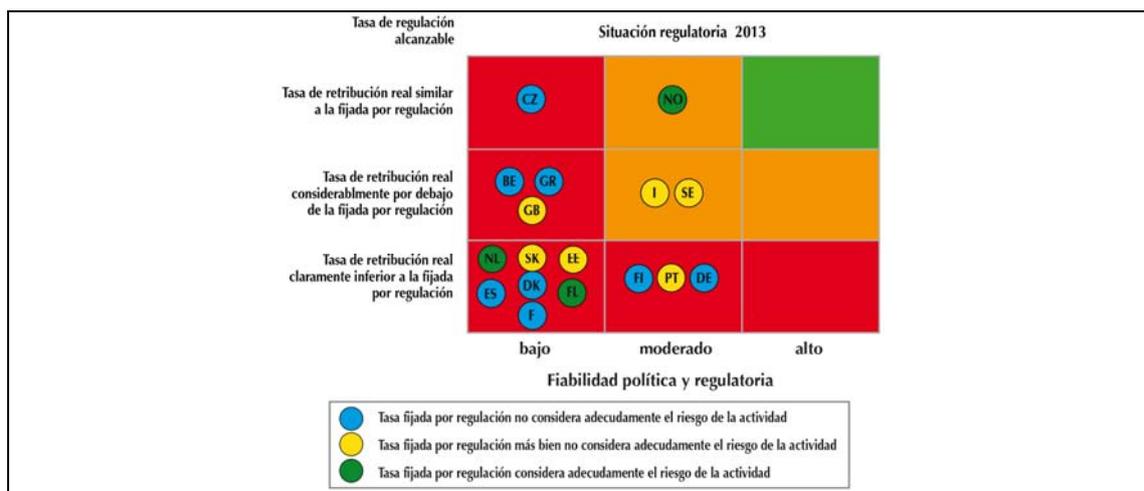
Fuente: Elaboración propia a partir de (UNESA, 2012)

En línea con lo anterior, el reciente RDL 9/2013 indexa la retribución de la distribución a Obligaciones de Estado a 10 años, practica poco habitual en el resto de países europeos. Con ello, modifica uno de los criterios retributivos del Real Decreto 222/2008, que introdujo la racionalidad del WACC, basándose en que era la metodología con aceptación internacional, que estaba siendo aplicada por los reguladores del entorno.

Al no considerar el WACC, tampoco se tiene en cuenta el coste real de los capitales invertidos, el nivel de apalancamiento a la hora de financiar las inversiones y el riesgo de la actividad.

Resulta interesante comparar el marco regulatorio español y el europeo, especialmente en lo que a retribución de la distribución se refiere. A tal efecto, la FIGURA 15 presenta los distintos países europeos en función de su estabilidad regulatoria y política, y la diferencia entre la tasa de retribución real y la tasa de retribución que establece la regulación.

FIGURA 15. Situación de la regulación en 2013

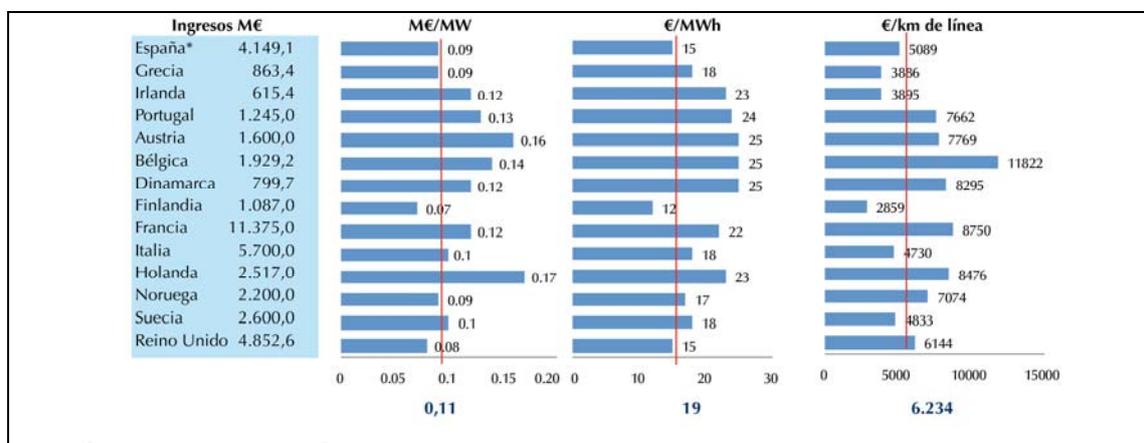


Fuente: Elaboración propia a partir de (Eurelectric, 2013)

En el caso de España, se observa que la estabilidad regulatoria y política es baja. Además, la tasa de retribución real es claramente inferior a la fijada por la regulación y ésta última no considera adecuadamente el riesgo.

Tal y como muestra el GRÁFICO 12, la retribución de la distribución en España es un 20% inferior que la media de los principales países europeos.

GRÁFICO 12. Evolución de la retribución de los países europeos



Nota: La retribución reconocida de España corresponde a la provisional de 2010 para ser homogénea con los otros países (Orden ITC 3519/2009).

Fuente: (KPMG, 2012)

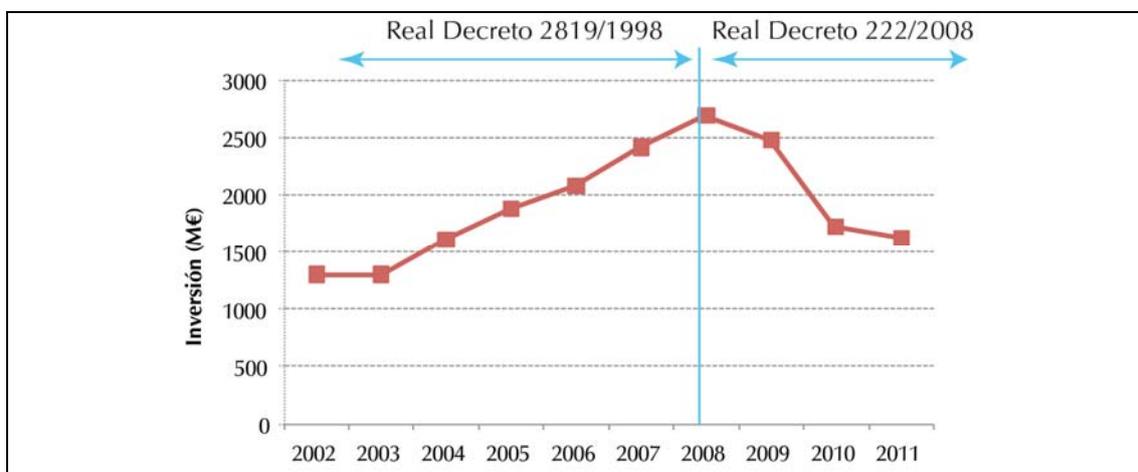
El GRÁFICO 12 presenta una comparación de algunos ratios retributivos (M€/MW, €/MWh y €/Km de línea) correspondientes a 2010, en algunos países de Europa. Estos ratios representan, entre otros, la retribución por unidad demandada que, en el caso de España, es del orden de un 20% menor que la media europea.

La inversión en la actividad de distribución sigue siendo necesaria porque los principales inductores de inversión son el número de clientes a los que se abastece, la calidad de suministro exigible y la potencia que estos contratan o demandan y que el distribuidor debe garantizar.

A medio-corto se ha de invertir en redes, porque se requiere una mejor calidad de suministro y porque las redes se diseñan en base a la punta de potencia y, por consiguiente, la disminución de la demanda no exime de continuar potenciando las redes¹⁴⁸. En cuanto al medio-largo plazo, esta inversión es necesaria para que las redes eléctricas evolucionen hacia el paradigma de las *smart grids*, convirtiéndose así en el eje vertebrador del cambio de modelo energético.

El GRÁFICO 13 muestra las inversiones llevadas a cabo en distribución entre 2002 y 2011. Se observa que la inversión en distribución ha crecido con una tasa de, aproximadamente, el 15% hasta el comienzo de la crisis en 2008.

GRÁFICO 13. Evolución de las inversiones efectuadas en distribución (millones de euros)



Fuente: Elaboración propia a partir de MINETUR¹⁴⁹

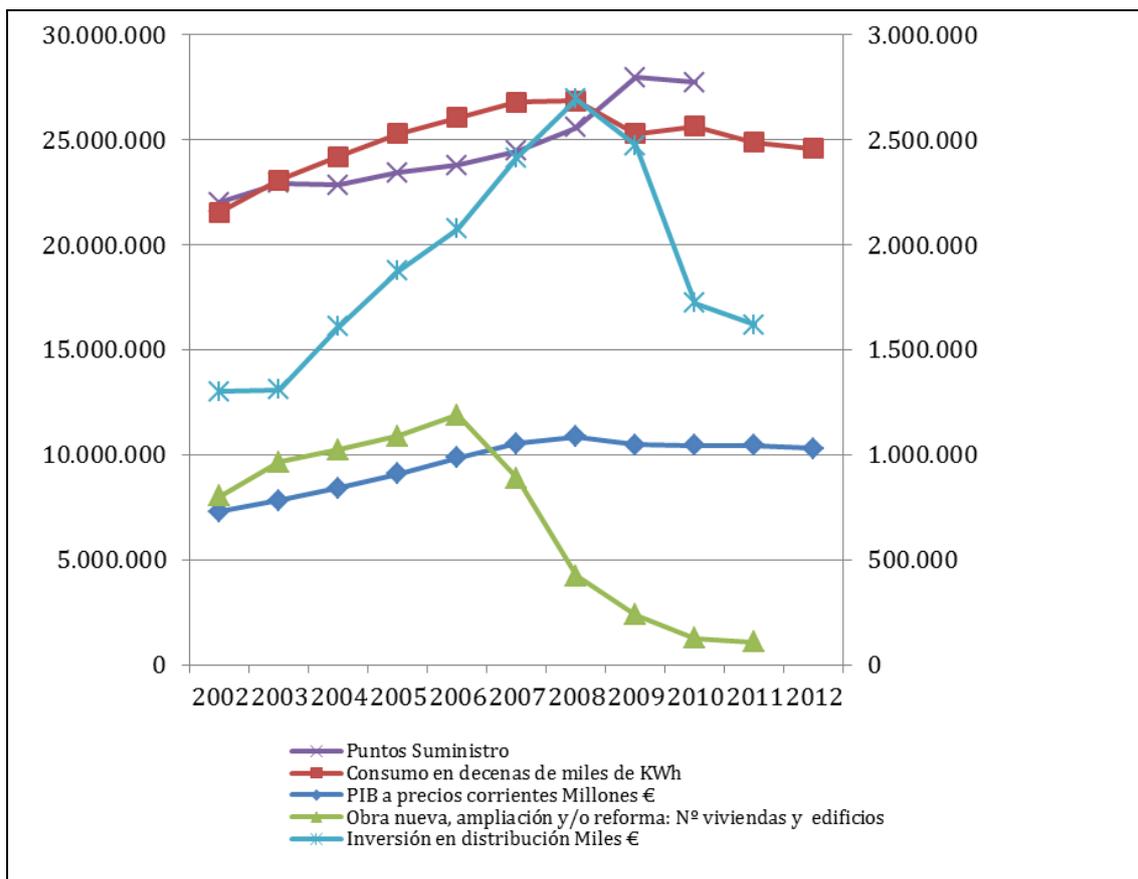
Estos datos y el GRÁFICO 11 evidencian que a pesar de que la inversión en distribución realizada no resulte atractiva, desde el punto de vista del inversor, el distribuidor debe invertir porque tiene la obligación de suministro.

¹⁴⁸ A pesar de la bajada de demanda coyuntural que se ha producido en estos últimos años debida a la crisis económica, no hay que olvidar que la red de distribución no se planifica ni se construye en función de la energía que cada año circula por la misma, sino para garantizar que se dispone de la capacidad necesaria para satisfacer la demanda en todo momento y poder dar suministro a todos y cada uno de los consumidores (y productores) conectados a la misma. El tiempo de reacción de la demanda puede ser más rápido que el necesario para disponer de las infraestructuras necesarias.

¹⁴⁹ El GRÁFICO 13 se ha elaborado con información disponible en la web del MINETUR en octubre de 2013. Con objeto de corroborar lo anterior, se ha efectuado una consulta al MINETUR, que en noviembre de 2013 aún sigue pendiente de respuesta.

En este sentido, se ha de considerar que en el decenio 2000-2010, el número de productores casi se ha multiplicado por 4 y el número de puntos de suministro ha crecido un 40%, lo ha originado unas necesidades de red muy relevantes. El GRÁFICO 14 muestra cómo, por lo general, la caída de la inversión en redes de distribución coincide, con un desfase razonable, con la del Producto Interior Bruto (PIB) y el consumo neto, así como con la desaceleración de la construcción de vivienda y la demanda de nuevos puntos de suministro eléctrico.

GRÁFICO 14. Evolución de los puntos de suministro, consumo (10⁴kWh), PIB (M€), obra nueva/ampliación/reforma e inversión en distribución (10³ euros)



Nota: Los valores de la evolución del PIB, la inversión y la construcción, ampliación y reforma de viviendas se han de leer sobre el eje de la derecha

Fuente: Elaboración propia

La disminución de obra nueva, en vivienda y edificios, no significa que no haya que atender el suministro de nuevas viviendas, sino que la cantidad anual de las mismas es menor. Por otra parte, no toda la inversión corresponde a acometidas para dar servicio a los consumidores domésticos. A este respecto conviene recordar el despliegue de la generación distribuida en plantas fotovoltaicas y parques eólicos, como se ha comentado en el apartado 2.3.1.

El GRÁFICO 14 tan sólo trata de mostrar algunas variables explicativas, que reflejen el fuerte aumento de la inversión, debido en parte al incremento de la actividad económica, del consumo neto de electricidad y de los nuevos puntos de

suministro. Las fuertes tasas de crecimiento se quiebran en 2008 y aunque se continúa invirtiendo, se hace en menor cuantía.

Adviértase que el fuerte incremento de la inversión en retribución también obedece, casi con total seguridad, a las renovaciones y mejoras en la red, en particular, si se tiene en cuenta la vida útil de las instalaciones.

En cualquier caso se ha de considerar que el apartado c del artículo 41 de la Ley 54/1997 establece la obligación de *“Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas eléctricas”*. A lo cual añade *“Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de ampliación para atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometerla, la Administración competente determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla atendiendo a sus condiciones”*.

Asimismo, los productores tienen derecho a acceder a las redes de transporte y distribución, como se establece en el Art 26 de la Ley 54/1997.

El GRÁFICO 14 y las consideraciones anteriores no pretenden ser un análisis exhaustivo incluyendo todas las relaciones explicativas entre las variables que se representan en este gráfico.

En definitiva, si se quiere modernizar las redes y desarrollar inversiones en beneficio de los consumidores y de la sociedad, es fundamental y necesario, que la normativa retributiva permita al distribuidor que las inversiones que realice tengan, al menos, una rentabilidad similar a su WACC. Si se desea desarrollar las *smart grids*, deben crearse mecanismos que permitan obtener, para dichos proyectos, una rentabilidad específica suplementaria.

7. A MODO DE RESUMEN

El presente estudio ha tratado de examinar las redes eléctricas del futuro y para ello ha identificado tres factores que van a acondicionar y orientar su evolución; los contadores inteligentes, los recursos de generación distribuida junto con la participación activa de la demanda y la calidad del servicio de suministro.

Tras pasar revista a estos factores que influirán sobre el desarrollo de las redes eléctricas del futuro se ofrece una visión de las mismas, concluyendo que las redes eléctricas serán distintas y ofreciendo una conceptualización del término *smart grid*.

En este sentido, el documento examina la visión de futuro y trata de caracterizar los principales parámetros que configuran la definición de las redes inteligentes. Del análisis de esta visión y del examen de los factores de cambio, se llega a la conclusión del interés de analizar cómo evolucionarán las redes actuales hacia ese escenario de las *smart grids*.

A continuación, se identifica que el desarrollo de las nuevas redes requerirá cuantiosas inversiones y, teniendo en cuenta que se trata de una actividad regulada, será conveniente la realización de CBA, como elemento de apoyo, que sirva al regulador en la búsqueda de las mejores condiciones regulatorias y retributivas, que facilite la evolución hacia las *smart grids*.

Los incentivos y la retribución de las redes son identificados en el estudio como un elemento decisivo a la hora de impulsar la modernización y la evolución hacia las redes eléctricas del futuro.

Por todo lo anterior, el estudio examina los factores de cambio, la evolución hacia las *smart grids*, la definición y un análisis de las mismas, junto con ejemplos de casos y proyectos desarrollados o en desarrollo, las inversiones necesarias y los CBA, así como los aspectos regulatorios y de retribución.

Sobre los factores de cambio

¿Qué mueve o impulsa el cambio de las redes de distribución eléctrica en la actualidad en España? El estudio ha identificado tres factores fundamentales, a saber: la implantación de contadores inteligentes, la generación distribuida junto con la participación activa de la demanda y la calidad de servicio. Estos factores, a su vez, van acompañados de la regulación, ya que la regulación de la actividad de distribución eléctrica en España es decisiva.

Estos factores no son entendibles si no se consideran las políticas comunitarias, que los enmarcan, incorporando las nuevas necesidades de los consumidores.

Los objetivos 20/20/20 de la UE para el año 2020, en eficiencia energética, renovables y reducción de emisiones afectan, directa o indirectamente, al futuro de las redes eléctricas de distribución; y promueven las *smart grids*, ya que mediante

la contribución a los objetivos comunitarios, son elementos básicos de la sostenibilidad del sistema eléctrico.

La eficiencia energética, la gestión más eficaz de la demanda o el despliegue de renovables; junto con la disminución de los costes de algunas de ellas y su conexión a las redes de distribución, suponen cambios que afectan con claridad a las redes eléctricas de distribución.

El European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) señala que las tecnologías del sector energético son cruciales para cumplir con los objetivos a 2020 y 2050. Acompañan al SET-Plan iniciativas como EERA cuyo principal objetivo es acelerar el desarrollo de las tecnologías energéticas para que puedan ser embebidas en proyectos que demanda la industria, y EEGI, que con carácter industrial, tiene por objeto acelerar la innovación y el desarrollo de las redes eléctricas del futuro en Europa.

En este contexto y desde el ámbito comunitario, la implantación de contadores inteligentes, es uno de los factores clave del cambio hacia las redes del futuro. La Directiva 2009/72/CE establece que los Estados miembros garantizarán la utilización de sistemas de contadores inteligentes, lo que contribuirá a la participación activa de los consumidores.

La instalación de contadores no es un fin en sí mismo, sino un primer paso para avanzar en algunas de las funcionalidades que caracterizan las *smart grids*. El despliegue de contadores inteligentes supone una oportunidad única para desarrollar éstas últimas, al existir evidentes sinergias en ambos desarrollos.

Si bien en Europa el grado de implantación está lejos de ser homogéneo, hasta 2020 se estiman unas inversiones potenciales de 30.000 M€ lo que supondrá entre 170 y 180 millones de contadores inteligentes, equivalente a un 70% de penetración. Estos hechos van a afectar al desarrollo y evolución de las redes inteligentes.

Por tanto, ya sólo en contadores, habrá un gran esfuerzo inversor a realizar por las compañías distribuidoras, acompañadas de la industria y los proveedores tecnológicos, lo que va a modificar el panorama de las redes con la aparición de nuevos agentes.

Por otra parte, el despliegue de contadores inteligentes afecta de forma decisiva a las redes ya que junto con la implementación de tecnologías de telecomunicaciones y el tratamiento de un ingente volumen de datos, supondrán cambios en los procesos de las compañías de distribución, en la comercialización de la energía y en la participación del consumidor.

El despliegue de las comunicaciones facilitará la monitorización de parámetros de la red, que puede agilizar la automatización de un determinado porcentaje de instalaciones mejorando la calidad de servicio y facilitando la generación distribuida.

Los recursos energéticos distribuidos y la generación distribuida es un hecho incuestionable a juzgar por los puntos de generación eléctrica en España, que se han multiplicado por diez desde el año 2004, hasta 2011, alcanzando los 60.000 puntos de suministro. En cierta medida, esta evolución no es ajena a la fuerte penetración de renovables cuyo impulso fundamental procede del ámbito comunitario, apoyado por unos fuertes incentivos económicos.

La conexión de la generación distribuida a las redes de media y baja tensión implica fuertes cambios, que afectan y afectarán aún más a la planificación de las redes de distribución y a la gestión de las mismas y que, a su vez, inducirán el avance de nuevas tecnologías energéticas o nuevas figuras comerciales, como el almacenamiento de energía o las plantas virtuales.

El desarrollo de la generación distribuida lleva a un modelo de generación descentralizado, más flexible, en el que probablemente, como en muchas situaciones de cambio, termine configurándose, junto con la generación centralizada, un sistema mixto o híbrido en el que convivirán ambos modelos.

Los recursos energéticos distribuidos y el despliegue de millones de contadores en España suponen retos y oportunidades de nuevos planteamientos comerciales y de una potencial gestión agregada de la demanda. En la actualidad no se percibe un claro deseo del consumidor de participar o de aprovechar las posibilidades que se le presentan, por lo que es necesario identificar los elementos necesarios para involucrar al consumidor (*customer engagement*).

El tercer factor de cambio que influirá sobre el futuro de las redes, y cuya identificación ser habitual, es la calidad del servicio; en la que se incluyen la calidad del producto, la continuidad del suministro y la calidad comercial.

La continuidad del suministro en España, medida por los índices de calidad, relativamente sencillos como el TIEPI y el NIEPI, que no recogen necesariamente toda la casuística de la calidad de suministro a los consumidores finales, es buena y ha mejorado con tasas cercanas a los dos dígitos en la pasada década.

No obstante, todavía presenta posibilidades de mejora, dado que es peor que países de referencia como Alemania. En una economía cada vez más digitalizada, con sectores industriales y de servicio con requisitos cada vez más exigentes, la calidad del producto tendrá una mayor importancia y, en este sentido, las *smart grids* contribuirán a la mejora de la misma.

La mejora de la calidad de servicio, que debe de ser incentivada por la regulación, disminuyendo las interrupciones y mejorando la calidad del producto, incidirá en la implantación de tecnologías y sistemas en línea con la visión de las *smart grids*, ya que éstas implican la sensorización, monitorización y automatización de las redes eléctricas.

Sobre la evolución de las redes de distribución

Convertir una red eléctrica en inteligente consiste en incorporar a los diversos elementos que la integran, las tecnologías digitales y los sistemas de comunicación más avanzados, con objeto de disponer de información precisa, detallada y en tiempo real sobre consumos, cargas de red e incidencias en la misma.

Es preciso evolucionar hacia un sistema en el que tanto el flujo de energía como el de la información sean bidireccionales, lo cual facilitará que el sistema se pueda gestionar tanto desde la generación como desde la demanda, flexibilizando la gestión del sistema eléctrico.

Las redes de distribución eléctrica están evolucionando y es previsible que, de forma gradual y progresiva, el modelo actual y el de las *smart grids* convivan durante bastante tiempo.

El futuro de las redes eléctricas inteligentes ya ha comenzado. Las compañías deben afrontar nuevos retos y se preparan para un escenario en el que se configurarán nuevos roles y aparecerán nuevos actores junto con las compañías existentes en el ámbito de la distribución, tales como las empresas de comunicaciones, la industria de bienes de equipo eléctrico, las de sistemas de información o las de servicios energéticos; convirtiéndose las redes eléctricas en un “escenario” abierto, multidisciplinar y en permanente cambio.

Todos estos cambios van a suponer modificaciones de las redes de media y baja tensión, así como un nuevo prisma en la planificación de las mismas. En este campo será necesario establecer una gestión más proactiva del distribuidor y, para ello es fundamental una nueva relación entre la planificación y la operación, dando firmeza a los diferentes niveles de conexión e incorporando flexibilidad en tiempo real, aumentando la eficiencia en el aprovechamiento de activos y permitiendo una reducción o aplazamiento de las necesidades de inversión.

Aprovechando los avances en la tecnología de la información y las capacidades de comunicación de datos, se han desarrollado los sistemas de gestión de distribución (DMS) que junto con el SCADA facilitan la operación de una red de distribución más flexible.

Si bien es habitual la existencia del SCADA y de sistemas de gestión de la distribución, los sistemas Avanzados de Gestión de la Distribución (ADMS) suponen un paso más en los sistemas de gestión, con un concepto integrador, que entre otras funciones, incluyen la monitorización, el análisis, el control y la optimización. Los nuevos elementos que incorpora una red eléctrica inteligente permiten disponer de información en tiempo real sobre consumos, cargas e incidencias, lo que facilita efectuar reconfiguraciones dinámicas de la red y, por consiguiente, optimizar funciones y objetivos de operación.

Si bien a medio y largo plazo, el coste de una gestión activa de la distribución es teóricamente más eficiente para el conjunto del sistema; esta filosofía implica un nuevo papel de distribuidor y del sistema de gestión de la misma, y nuevos requerimientos de costes e inversiones.

En términos de CAPEX y OPEX la gestión de la distribución puede disminuir los gastos operativos en comparación con un escenario *business as usual*, por ejemplo, en la contratación de los servicios del sistema provenientes de la generación distribuida, en vez de recurrir a soluciones “propias”, más costosas de control de tensión.

Todo lo anterior supondrá cambios organizativos y culturales en la medida en que las formas de pensar, hacer y trabajar están cambiando y tendrán que cambiar más en las organizaciones.

Habida cuenta de la cantidad de activos que constituyen la red de distribución (subestaciones, centros de transformación, sistemas de comunicación y sistemas de información, ligados a los procesos de supervisión y automatización) y su larga vida útil; modernizar, monitorizar, supervisar y automatizar la misma conllevará un gran esfuerzo y una notable dedicación de recursos. Por tanto, la financiación y la regulación son claves para lograr el despliegue de las *smart grids*.

Sobre la visión de las *smart grids*. Arquitectura de referencia, proyectos y casos

Según la visión de EPRI el sistema eléctrico del futuro se caracterizará por ser sistema muy flexible, reconfigurable y conectado, que optimizará los recursos energéticos. Se trata pues de una red en la que fluirá bidireccionalmente tanto la electricidad como la información.

De todas las concepciones del término *smart grid*, que se recogen en la bibliografía la definición de la Comisión Europea, que cuenta con mayor consenso en el ámbito europeo, establece que “Una *smart grid* es una red eléctrica que integra de manera económicamente eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados al mismo (*generadores, consumidores y productores-consumidores*) para garantizar un sistema energético sostenible y económicamente eficiente con pocas pérdidas y alto nivel de calidad, protección y seguridad de suministro”. Puede subrayarse que esta definición enfatiza la idea de la búsqueda de eficiencia económica.

Los últimos avances en TICs y el desarrollo de las redes, permiten que la corriente eléctrica fluya dónde y cuándo sea necesario, lo que mejora la eficiencia del sistema. Ello dará lugar a una arquitectura con diversos agentes, aplicaciones y redes que deberán interoperar; lo cual sólo será posible si quienes van a desarrollar las redes inteligentes, pueden basarse en un modelo que, en el caso de Europa, se conoce como arquitectura de referencia, que permite y aconseja tener una visión integral e integradora de las *smart grids*.

En este respecto, en cumplimiento del mandato M490/2011, ESO han definido una arquitectura de referencia de *smart grid*. Se trata de un modelo tridimensional en el que se integran los dominios (que cubren toda la cadena de conversión de energía eléctrica: generación, transporte y distribución) y las zonas (en representación de los niveles jerárquicos de la gestión del sistema eléctrico), que componen del Plano de Red Inteligente; sobre este plano se superponen las cinco capas (negocios, función, información, comunicación y componentes) entre las que se ha de garantizar la interoperabilidad.

Con esta arquitectura se facilita la identificación de posibles lagunas de estandarización y de la interacción entre los distintos agentes, aplicaciones, sistemas y componentes de la red inteligente, así como el flujo de información.

El modelo pone muy de relieve que la estandarización, la interoperabilidad y una adecuada gestión de la información son básicos para un despliegue tecnológico óptimo, así como para garantizar que la implantación se lleva a cabo al menor coste posible, respetando la privacidad del consumidor y garantizando que esté bien informado. Para ello se deberían universalizar los protocolos abiertos y las especificaciones públicas que permitan, tanto la interoperabilidad de los diversos equipos y sistemas, como el fomento de la competencia entre suministradores, minimizando así el coste global.

Por ello, debe tenerse muy en cuenta el papel de la innovación tecnológica y no se debe perder de vista la necesidad de una visión integral de los diferentes elementos que constituyen la red, incluyendo las comunicaciones, la información, las funcionalidades y las implicaciones sobre el negocio.

Los proyectos de investigación y demostración están jugando un papel importante. Actualmente, se está desarrollando 281 proyectos de *smart grid*, en treinta países europeos, lo que supone una inversión de 1.800 M€ de los cuales aproximadamente un tercio se invierte en investigación y desarrollo y el resto en proyectos demostrativos.

Sin embargo, es preciso desplegar proyectos reales de mayor escala que los actuales, que afecten a cientos de miles de clientes. En 2013, considerando el número de proyectos de redes inteligentes en Europa, la mayoría tenían un presupuesto inferior a 7,5 M€; si bien el volumen global de inversión, los proyectos de mayor tamaño suponen los porcentajes mayores. Como un indicador de la situación actual y de la escalación del despliegue en *smart grids*, en la actualidad, se consideran proyectos de muy gran escala aquellos de más de 30 M€.

Por lo tanto, incentivar la inversión es una palanca para el desarrollo de las *smart grids*, porque se trata de proyectos a largo plazo, intensivos en capital, que incorporan algunas tecnologías con riesgo de obsolescencia tecnológica.

A ese respecto son interesantes los casos de Reino Unido e Italia. El Reino Unido cuenta con mecanismos para la remuneración de las actividades de redes que

introducen un componente de la retribución ligado a la innovación. El llamado Low Carbon Network Fund, con un fondo de 500 millones de libras, promueve proyectos de *smart grids* mediante procesos competitivos.

En Italia, los proyectos específicos de *smart grids* aprobados en 2011, cuentan con una retribución adicional de 200 puntos básicos sobre el coste medio ponderado de capital, como forma de reconocer el mayor riesgo tecnológico de estas inversiones. El grado de innovación que presentaban los proyectos y su tamaño suponían un 80% de la puntuación final del proyecto.

Los proyectos de *smart grids* también se pueden impulsar mediante la colaboración público/privada. Un ejemplo de ello es el proyecto Bidelek Sareak, promovido por el Gobierno Vasco, a través del Ente Vasco de la Energía, e Iberdrola, que con un objetivo fundamentalmente industrial, cuenta con 60 M€ para el desarrollo de equipos que se utilizarán en el despliegue del proyecto demostrativo de implantación en el País Vasco, por su papel tractor del potente sector industrial asociado.

Sobre el análisis coste-beneficio

Las *smart grids* suponen beneficios para la sociedad y la competitividad del país; en especial para los consumidores y los sectores industrial y tecnológico, mediante la mejora de la calidad del suministro, por el impulso al desarrollo tecnológico y por su papel tractor. Es también positivo para los consumidores y para la integración de la generación distribuida.

Para que estos beneficios se puedan materializar, será necesario impulsar el desarrollo de las redes inteligentes alineando la política energética e industrial, fortaleciendo el apoyo institucional y potenciando los incentivos al desarrollo.

Con el fin de facilitar el despliegue de las *smart grids* y la transformación tecnológica que ello conlleva, el primer paso es asegurar que la misma es beneficiosa para los consumidores y la sociedad. Para ello, el CBA es un marco conceptual adecuado, que permite realizar una evaluación cuantitativa y sistemática de proyectos y de implantaciones o desarrollos de *smart grids*, y dictaminar si son viables desde una perspectiva social. No se trata pues de una evaluación financiera directa, ya que considera las ganancias (beneficios) y las pérdidas (gastos) de los agentes sociales.

A este respecto, cabe señalar que la Comisión Europea ha publicado guías metodológicas que recomienda considerar a la hora de realizar CBA tanto de proyectos de contadores inteligentes como de redes inteligentes, lo cual junto con el Modelo de Arquitectura de red Inteligente, que se ha expuesto anteriormente, supone una oportunidad para establecer una serie de pautas que hagan posible comparar los CBA realizados para distintos proyectos y regiones europeas.

En lo que a *smart grids* se refiere, Reino Unido y Dinamarca han llevado a cabo sendos CBA. El estudio analiza ambos casos y concluye que muestran una notable

diversidad de resultados debido a que los elementos considerados, las hipótesis y la metodología empleada, para estimar los costes y los beneficios, son diferentes, en función del país y de su aplicación.

Los CBA del Reino Unido y Dinamarca, así como el estudio, para España, de The Boston Consulting Group, realizado para la plataforma FutuRed, ponen de manifiesto que las *smart grids* son muy beneficiosas en términos globales.

Los CBA son, por tanto, una herramienta útil que también se puede emplear para valorar proyectos importantes, de tal manera que una vez evaluadas sus bondades se pueda proceder con incentivos y esquemas de retribución, que posibiliten el despliegue de las redes inteligentes.

Sobre la regulación

En España, la distribución es una actividad regulada, que se desarrolla en función del marco regulatorio y las señales que éste proporciona. Por consiguiente, el factor clave, que determinará el éxito o fracaso del desarrollo de las *smart grids*, será el marco regulatorio, ya que sólo podrán desarrollarse si existen unas reglas claras que proporcionen, con un enfoque global e inteligente, los incentivos adecuados. Por ello, se puede concluir que el desarrollo de redes inteligentes precisa de una regulación inteligente.

Los CBA que, en general, muestran resultados positivos, deberían servir al regulador para asumir que la retribución de la distribución debe ser adecuada y permita la incentivación de las redes inteligentes del futuro.

Cabe destacar que los argumentos tecnológicos existentes que implica la necesidad de evolucionar hacia las redes inteligentes, no son suficientes, por sí mismos, si la retribución de la distribución no es adecuada. Las inversiones que acometen las empresas distribuidoras dependen, en gran medida, de los ingresos que éstas perciben mediante las tarifas.

Se ha de tener en cuenta el hecho de que la distribución se considere junto con otras actividades reguladas, ha conllevado a que su retribución se haya reducido significativamente. De hecho, los Decretos Leyes más recientes devuelven la retribución a niveles de 2009, lo cual constituye el primer elemento que hay que solventar.

Para el desarrollo de redes inteligentes es fundamental que las distribuidoras dispongan de garantías de recuperación de sus inversiones, con una tasa de rentabilidad razonable, que tenga en cuenta los costes de capital de las mismas. Dicha rentabilidad deberá basarse en el WACC, como recomienda el propio regulador en España, a semejanza de un buen número de países.

En España, en cambio, el contenido de las normas en trámite de audiencia liga la rentabilidad de las inversiones en la red a Obligaciones del Estado a 10 años, siendo la misma, además inferior a la de otras actividades reguladas. Al no reflejar los costes de capital de las empresas, se destruiría valor si invierte a dicha tasa.

Considerando que las inversiones en *smart grids* presentan un alto perfil tecnológico y de *first-mover*, y que están sujetas al riesgo por obsolescencia, convendría plantearse esquemas en los que este tipo de inversiones tuvieran una rentabilidad adicional respecto a las tradicionales, hasta alcanzar la madurez de las tecnologías, así como un plazo de amortización más corto. Este esquema también se puede aplicar a proyectos demostrativos de gran alcance.

En este sentido, resultan de interés los casos del Reino Unido, donde mediante el modelo RIIO se ha introducido un componente de la retribución ligado a la innovación y el de Italia que se ha mencionado, donde la innovación es un factor clave.

La regulación inteligente debería reflexionar si los incentivos/penalizaciones sobre calidad de servicio y pérdidas, son adecuados y suficientes para promover el desarrollo de las *smart grids* y establecer unos valores de eficiencia coherentes con los costes que ello conlleva, dado que los incentivos de calidad de los últimos años suponen aproximadamente un 1,5 % con respecto a la retribución de la distribución (sin considerar la gestión comercial), mientras que el incentivo por pérdidas tan sólo representó un 0,01%.

En definitiva, si se quiere modernizar las redes y desarrollar inversiones en beneficio de los consumidores y de la sociedad, es fundamental y necesario que la normativa retributiva permita al distribuidor, que las inversiones que realice tengan, al menos, una rentabilidad similar a su WACC. Si se desea desarrollar las *smart grids*, deben crearse mecanismos que permitan obtener, para dichos proyectos, una rentabilidad específica suplementaria.

8. BIBLIOGRAFIA

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2013). Retrieved April, 2013, from <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/delibere-10.htm>

CEN-CENELEC-ETSI. (2011). *Functional reference architecture for communications in smart metering systems*.

CEN-CENELEC-ETSI. (2012). *Smart grid reference architecture*.

Club Español de la Energía (Ed.). (2012). *Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible*.

COM (2010) 2020 final; una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador, COM (2010) 2020 final, (2010a).

MEMO/10/532; una política industrial para la era de la globalización»: Elementos de la estrategia de la comisión, MEMO/10/532, (2010b).

COM(2010) 639 final; energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy, COM(2010) 639 final, (2010c).

COM(2011) 21; A resource-efficient Europe – flagship initiative under the Europe 2020 strategy, COM(2011) 21, (2011a).

COM(2011) 885 final: Hoja de ruta de la energía para 2050 , Comunicado U.S.C. COM(2011) 885 final (2011b).

Comisión Europea. (2013). European industrial initiative on electricity grids. Retrieved from <http://setis.ec.europa.eu/implementation/technology-roadmap/european-industrial-initiative-on-the-electricity-grid>

Committee on Climate Change. (2013). Fourth carbon budget review – part 1 – assessment of climate risk and the international response. Retrieved from <http://www.theccc.org.uk/publication/fourth-carbon-budget-review-part-1/>

Council of European Energy Regulators. (2011a). *CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids*.

Council of European Energy Regulators. (2013). *Status review of regulatory aspects of smart metering. Including an assessment of roll-out as of 1 January 2013*

Danskenergi, e. d. *Smart grids in Denmark*.

Department of Energy and Climate Change. (2009). *Smarter grids: The opportunity*. (2050 Roadmap: Discussion Paper).

Electric Power Research Institute. (2006). *Power delivery system of the future. A preliminary estimate of costs and benefits*. (Technical report No. 1011001). Electric Power Research Institute.

Electric Power Research Institute. (2011). *Estimating the costs and benefits of the smart grids. A preliminary estimate of the investment requirements and the resultant*

benefits of a fully functioning smart grid. (Technical report No. 1022519). Electric Power Research Institute.

Electric Power Research Institute. (2013). Seminario internacional sobre "redes de distribución eléctrica del futuro". *Modeling Challenges for the Smart Grid*, Bilbao.

Ernst & Young. (2013). Cost-benefit analysis for the comprehensive use of smart metering.

EU Commission Task Force for Smart Grids. (2010). *Functionalities of smart grids and smart meters.*

Eurelectric. (2011). *10 steps to smart grids; EURELECTRIC DSOs' ten-year roadmap for smart grid deployment in the EU.*

Eurelectric. (2013). *Active distribution system management. A key tool for the smooth integration of distributed generation.*

European Regulators Group for Electricity and Gas. (2010). *Position paper on smart grids.*

European Regulators Group for Electricity and Gas. (2011). Final guidelines of good practice on regulatory aspects of smart metering for electricity and gas.

Global Environment Fund. (2005). *The emerging smart grid investment and entrepreneurial potential in the electric power grid of the future*

González, C. (2013). *Impact of Regulation on Distribution Network Investments. Qualitative Analysis.* Seminario Redes de distribución eléctrica del futuro: Desarrollo Tecnológico, Implantación e Internacionalización. Bilbao, 7-8 noviembre.

Ignacio Pérez-Arriaga. (2013). *Think project; from distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of european electricity DSOs.*

Instituto de Investigaciones Tecnológicas. (2011). *Las redes eléctricas inteligentes.*

International Energy Agency. (2011). *Technology roadmap: Smart grids.*

International Energy Agency. (2012). *Energy technology perspectives 2012. pathways to a clean energy system.*

International Energy Agency /OECD. (2002). *Distributed generation in liberalised electricity markets.*

National renewable energy action plan, (2010).

JRC. (2011). *Smart grid projects in europe: Lessons learned and current developments.*

JRC. (2013). *Smart grid projects in europe: Lessons learned and current developments. 2012 update.*

JRC IET. (2012a). *Guidelines for cost benefit analysis of smart metering deployment.*

- JRC IET. (2012b). Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid project.
- KPMG. (2012). *Estudio sobre el modelo retributivo de la actividad regulada de distribución de energía eléctrica en Europa*.
- Massachusetts Institute of Technology. (2011). *The future of the electric grid. an interdisciplinary MIT study*.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013). Reforma del sistema eléctrico:Una reforma necesaria.
- National Institute of Standards and Technolgy. (2009). *Framework and roadmap for Smart grid interoperability Standards, Release 1.0*.
- LCN fund, (2011).
- Ofgem. (2012). *A framework for the evaluation of smart grids*.
- Pedro Linares. (2012). How do the benefits from active demand vary? A comparison of four EU countries”.
- Schneider. (2013). Seminario internacional sobre "redes de distribución eléctrica del futuro". *Making the Smart Grid Happen*, Bilbao.
- Smart Grids European Technology Platform. (2010). *Strategic deployment document for europe’s electricity networks of the future*.
- T&D Europe. (2012). EERA –Smart grid R&D workshop. *Smart Grid Implementation Requires Action Plans and Cooperation*.
- The Boston Consulting Group. (2012a). *Desarrollo de las redes eléctricas inteligentes (smart grids) en España*.
- The Boston Consulting Group. (2012b). *Desarrollo de las redes inteligentes (smart grids) en España*.
- UNESA. (2012). *La situación económico financiera de la actividad eléctrica en España, 1998-2010*.
- Energy independence and security act of 2007, 110–140, (2007).
- World Energy Council. (2012). *Smart grids: Best practice fundamentals for a modern energy system*. World Energy Council Regency House 1-4 Warwick Street London W1B 5LT United Kingdom.

9. ANEXO: Tecnologías del Plano de Red Inteligente

La TABLA 21, la TABLA 22, la TABLA 23 y la TABLA 24 recogen los componentes tecnológicos de los tres dominios que, son parte de la arquitectura de referencia que se define en este documento (CEN-CENELEC-ETSI, 2012). Se trata de la distribución, los recursos energéticos distribuidos y los consumidores finales. Para ello se clasifican las tecnologías correspondientes a cada uno de estos dominios en función de la zona y el subsistema al que pertenecen.

TABLA 21. Componentes del Plano de Red Inteligente correspondientes al dominio de la distribución

DISTRIBUTION DOMAIN					
ZONE	Subsystem	Components	Comentarios		
Market					
Entreprise	Entreprise subsystem*	Customer Information System (CIS)			
		Customer portal			
Operation	Electric system operation subsystem*	Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)	Actualmente existen pero cabe esperar que evolucionen		
		Outage management system (OMS)			
		Distribution Management System (DMS)**			
		Demand response management system (DRMS)***	Nuevas tecnologías		
		Advanced metering infrastructure (AMI) head end**			
Station	Distribution automation device subsystem ¹⁵⁰	Network Interface Controller (NIC) ¹⁵¹	Salvo el contador, que cambia de tecnología, el resto existen actualmente pero se espera que se instalen más unidades.		
Field		Remote Terminal Unit (RTU)			
		Feeder control			
		Entreprise Resource Planning (ERP)			
		Protection relay			
		Digital sensor			
		Grid meter			
		Voltage Regulator			
		Cap bank Controller			
Process		Fault detection			
		Capacitor			
		Switch/Breaker			
		Reactor			
				Transformer	

*Se extiende a través de generación, transporte y distribución.

**A corto se vislumbra que las tecnologías a instalar son el DMS (como complemento al SCADA) y el AMI Head End.

¹⁵⁰ Área de especial interés por la implicación que tiene el control de la tensión, como consecuencia de la conexión de renovables. Los sensores, la comunicación y la electrónica son los tres campos de actuación básicos, para avanzar hacia un nivel tecnológico más avanzado de los CT.

¹⁵¹ El *network interface controller* (también conocido como *network interface card*, *network adapter*, *LAN adapter* y términos similares) es un componente *hardware* que sirve para conectar una computadora a una red de computadoras.

***Tecnología a instalen vista al largo plazo.

Fuente: elaboración propia a partir de (CEN-CENELEC-ETSI, 2012)

De entre los dos subsistemas que se representan en esta tabla, cabe esperar que los cambios más significativos se den en el subsistema de operación; porque se prevé que a pesar de que se tiende a dotar de más nivel de automatización a la red, es previsible que el cambio en la forma de operar la misma genere mayor impacto.

TABLA 22. Componentes del Plano de Red Inteligente correspondientes al dominio de los recursos energéticos distribuidos (DER)

DER Domain			
ZONE	Subsystem	Components	Comentarios
Market			Se trata de componentes diferenciales que se están implementando en proyectos de I+D
Enterprise	Retail Energy Market subsystem*	Balance Scheduling	
Operation			
Station	Distributed energy subsystem	Network Interface Controller (NIC)	
		Station controller	
		Remote Terminal Unit (RTU)	
Field		Distributed energy resource (DER)Control	
		Revenue meter	
		Energy storage	
Process		Distributed energy resource (DER)	

* Se extiende a través de DER y consumo

Fuente: elaboración propia a partir de (CEN-CENELEC-ETSI (SGCG) 2012)

TABLA 23. Componentes del Plano de Red Inteligente correspondientes al dominio del consumo (I)

CONSUMPTION DOMAIN		
ZONE*	Components	Comentarios
Retail energy market subsystem		
Market	Energy Trading Application	Existen actualmente pero cabe esperar que evolucionen
	Billing	
Enterprise	Balance Scheduling	Equipos diferenciales
	Customer Information System (CIS)	
	Meter data management system (MDMS)	
Operation	Demand Response Management System (DRMS)	Equipos diferenciales
	Advanced Metering Infrastructure (AMI) Head end	
Industrial subsystem		
Operation	Building Management System	
	Customer energy management	
Station	Process automation system	
Field	Distributed energy resources (DER) Control	Equipos diferenciales
	Load control	
	Charging station	Equipos diferenciales a implementar a futuro
	Revenue meter	
	Operation meter	
Process	Plug in electric vehicles (PEV)	Equipos diferenciales a implementar a futuro
	Distributed energy resource (DER)**	Equipos diferenciales
	Local storage**	Equipos diferenciales a implementar a futuro
	Load	

*Se representan exclusivamente las zonas en la que un determinado subsistema contiene componentes

**El grado de penetración de estos equipos no sólo depende de la obligación que pueda imponer una hipotética Directiva sino de la cantidad de dispositivos que se instalen, es decir, del mercado.

Fuente: elaboración propia a partir de (CEN-CENELEC-ETSI (SGCG) 2012)

TABLA 24. Componentes del Plano de Red Inteligente correspondientes al dominio del consumo (II)

CONSUMPTION DOMAIN		
ZONE*	Components	Comentarios
E-mobility charging infrastructure subsystem		
Station	Network Interface Controller (NIC)	
Field	Charging station	Equipos diferenciales a implementar a futuro
	Revenue Meter	
Process	Plug in electric vehicles (PEV)	
AMI subsystem		
Station	Meter data concentrator	Tecnologías con entrada previsible a medio plazo
Field	Network Interface Controller (NIC)	
	Revenue meter	
Commercial/Home automation subsystem		
Operation	Building Management System	Tecnologías con entrada previsible a medio-largo plazo, después de las de AMI subsystem
Station	Customer energy management	
Field	Distributed energy resources (DER) Control	
	Home Advanced network Gateway	
	Charging Control	
	Operation meter	
Process	Plug in electric vehicles (PEV)	
	Distributed energy resource (DER)	
	Local storage	
	Load	
	Smart plug	
	Appliances	

*se representan exclusivamente las zonas en la que un determinado subsistema contiene componentes

Fuente: elaboración propia a partir de (CEN-CENELEC-ETSI (SGCG) 2012)

AUTORES

Eloy Álvarez Pelegry

Doctor Ingeniero de Minas por la ETSI Minas de Madrid, licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la UCM y diplomado en Business Studies por London School of Economics. Es director de la Cátedra de Energía de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, Fundación Deusto, donde ha participado en varias publicaciones como Energía y tributación ambiental, El desarrollo de los hubs gasistas europeos y Hacia una economía baja en carbono, entre otros. Desde 2012 es Académico de la Real Academia de Ingeniería. De 1989 a 2009 trabajó en el Grupo Unión Fenosa, donde fue director Medioambiente e I+D y de Planificación y Control; así como secretario general de Unión Fenosa Gas. Con anterioridad trabajó en Electra de Viesgo, Enagás y Carbones de Importación. Ha sido profesor asociado en la ETSI Minas de Madrid y en la UCM, y director académico del Club Español de la Energía. También es autor del libro Economía Industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación, y co-autor de El Gas Natural del Yacimiento al Consumidor.

Unai Castro Legarza

Ingeniero Industrial en la especialidad Técnicas Energéticas y Máster en Ingeniería Energética Sostenible por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Bilbao, Universidad del País Vasco. Actualmente trabaja en la Cátedra de Energía de Orkestra, centrando su labor en estudios relativos al desarrollo de las redes eléctricas y la aplicación de la metodología de la tablas *input-output* sobre el sector eléctrico. Previamente ha trabajado como investigador en la Unidad de Energía del centro tecnológico Ikerlan -IK4 (Grupo Mondragón) y en la Facultad de Ciencia y Tecnología de la Universidad del País Vasco y, más recientemente, como coordinador de proyectos de energías renovables en la cooperativa Alecop (Grupo Mondragón) dentro del tercer convenio entre el SENA (Colombia), Gobierno Vasco y Alecop Coop.

Los autores quieren agradecer a Macarena Larrea Basterra su contribución a la revisión y edición de este estudio. Agradecen también los comentarios realizados por Txetxu Arzuaga Canals, Ignacio Castrillón, Manuel Delgado Fernández, Ángel Díaz Gallo, Mariano Gaudó Navarro, Txaber Lezamiz Conde, Pedro Martínez Cid, Santiago Rementeria, Álvaro Ryan Murua, Gonzalo Saénz de Miera, David Treballe y Magín Yañez.



C/ Hermanos Aguirre nº 2
Edificio La Comercial, 2ª planta
48014 Bilbao
España
Tel: 944139003 ext. 3150
Fax: 944139339