

INFORME AL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA FRANCESA

ENERGÍA, UNA EUROPA EN RED

DOCE PROPUESTAS PARA UNA POLÍTICA COMÚN
EN MATERIA DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS

MICHEL DERDEVET

La **documentation** Française

« Europa no se construirá de una vez
ni mediante un plan de conjunto :
se construirá gracias a realizaciones
concretas, que creen en primer lugar una
solidaridad de hecho ».

Robert Schuman
9 mayo 1950

« En application du Code de la propriété intellectuelle du 1^{er} juillet 1992, une reproduction partielle ou totale à usage collectif de la présente publication est strictement interdite sans autorisation de l'éditeur. Il est rappelé à cet égard que l'usage abusif de la photocopie met en danger l'équilibre économique des circuits du livre. »

© Direction de l'information légale et administrative, Paris, 2016
ISBN : 978-2-11-010275-1

Paris, le 25 août 2014

Monsieur le Secrétaire général,

Depuis 2012, j'ai souhaité qu'un nouvel élan soit donné à la politique européenne de l'énergie, afin qu'elle soit à la fois plus efficace et mieux coordonnée.

Dans ce cadre, les réseaux énergétiques sont amenés à jouer un rôle crucial à la fois pour combiner la diversité des choix énergétiques nationaux, équilibrer en permanence l'offre et la demande, et assurer la sécurité des approvisionnements.

Au-delà des coopérations déjà engagées entre Etats membres, les réseaux sont en effet les vecteurs de deux évolutions majeures. Ils devront à la fois assurer les interconnexions indispensables en Europe, en particulier dans le contexte du développement des énergies renouvelables, et contribuer à l'amélioration nécessaire de l'efficacité énergétique par des réseaux intelligents.

L'Europe ne peut s'engager de manière dispersée dans cette transformation alliant l'énergie et le numérique, et devrait définir quelques programmes prioritaires, unissant les efforts de Recherche et Développement menés séparément à l'heure actuelle au sein des Etats membres.

Aussi, j'ai décidé de vous confier un rapport sur les pistes concrètes de renforcement des coopérations économique et industrielle, notamment au sein du partenariat franco-allemand, en matière de réseaux d'énergie européens.

A partir d'un bilan des coopérations déjà engagées, tant en matière électrique que gazière, entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution européens, il vous reviendra d'estimer les besoins de renforcement et de développement des infrastructures énergétiques européennes à l'horizon 2030, avec une mise en perspective selon les différents scénarii d'évolution de la production et de la consommation d'énergie dans l'Union.

J'attends de votre rapport des propositions concrètes, construites à travers l'audition d'experts et de personnalités de référence (nationales et européennes), permettant d'identifier les projets prioritaires à engager, où notre pays pourra prendre toute sa part, et susceptibles d'être soumis aux institutions européennes dont les responsables seront renouvelés dès cet automne.

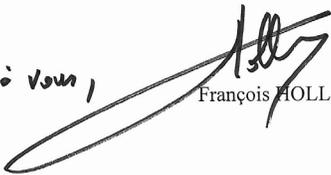
Monsieur Michel Derdevet
Secrétaire général, membre du Directoire ERDF

Vous pourrez vous appuyer sur les services compétents de l'Etat, et solliciter le concours des organismes et personnalités qui vous paraîtront utiles en la matière.

Je souhaite pouvoir disposer de votre rapport d'ici la fin de l'année 2014.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Secrétaire général, l'expression de ma parfaite considération.

Bien à vous,



François HOLLANDE

SUMÁRIO

CARTA DE MISIÓN	3	
RESUMEN	7	
INTRODUCCIÓN		
LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, UNA OPORTUNIDAD DE LIDERAZGO EUROPEO	9	
PRIMERA PARTE		
LAS REDES DEFINEN LA CONSTRUCCIÓN ENERGÉTICA EUROPEA	13	
PRINCIPIOS FUNDAMENTALES.....		15
La estructuración progresiva del marco de gestión de las redes europeas	16	
La organización actual de las redes energéticas europeas	18	
« BONUS-MALUS » DE LA CONSTRUCCIÓN ENERGÉTICA EUROPEA	21	
Las redes al servicio de la convergencia energética	21	
Repercusiones contrastadas sobre los precios al por mayor y al por menor.....	24	
Paradójica reaparición de tensiones en materia de seguridad	28	
LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SUPONE UN AGGIORNAMENTO DE LAS REDES : ESBOZO DEL PLIEGO DE CONDICIONES		31
La estructura de las redes	31	
Pliego de condiciones para las inversiones	32	
Legislación.....	34	
SEGUNDA PARTE		
2015-2030 : TRANSFORMAR LA MULTITUD DE INVERSIONES EN UN PROYECTO INDUSTRIAL EUROPEO	37	
EVOLUCIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS DE INVERSIÓN.....		39
Esfuerzos europeos insuficientes y cortoplacistas en materia de financiación de redes	39	
Establecimiento de grandes corredores eléctricos para la mejora de la seguridad y la optimización del uso de los medios de producción.....	43	
Lograr la revolución energética a través de las redes de distribución eléctricas y de gas.....	44	
DAR UNA COHERENCIA AL PROYECTO INDUSTRIAL		49
Identificar las áreas prioritarias en I + D.....	49	
Definir el modelo normativo y legislativo.....	55	

QUÉ MODELO(S) ECONÓMICO(S) DEBERÍAN UTILIZARSE PARA ORIENTAR LAS INVERSIONES EN LAS REDES ?	57
Garantizar un precio competitivo de la energía y luchar contra las distorsiones entre los Estados miembros	57
La imperativa optimización del coste de la inversión	58
Asegurar el equilibrio entre los costes y los beneficios colectivos	61

TERCERA PARTE

DOCE PROPUESTAS PARA INTEGRAR LAS ENERGÍAS EUROPEAS A LAS REDES

RENOVAR EL MARCO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO Y LA COOPERACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES GESTORES DE REDES.....	69
Propuesta nº 1 : reforzar la coordinación en materia de seguridad de abastecimiento	69
Propuesta nº 2 : prolongar e intensificar las cooperaciones entre los diferentes gestores de redes de transporte : por los GRT europeos	71
Propuesta nº 3 : promover las cooperaciones transfronterizas entre los diferentes gestores de distribución de redes	73
Propuesta nº 4 : reunir los precursores de la gobernanza local de la energía. Crear un Fórum Europeo de los Territorios	75

FAVORECER LAS CONVERGENCIAS REGULATORIAS Y LAS INNOVACIONES FINANCIERAS.....

Propuesta nº 5 : promover la coordinación de las regulaciones ofreciendo visibilidad e incentivos.....	77
Propuesta nº 6 : crear un fondo de inversión para los territorios por los que atraviesan infraestructuras estratégicas.....	79
Propuesta nº 7 : reintroducir una perspectiva a largo plazo en la financiación	81

SITUAR A EUROPA A LA VANGUARDIA DE LA INNOVACIÓN ENERGÉTICA

Propuesta nº 8 : compartir los esfuerzos europeos en I + D en materia de redes inteligentes.....	83
Propuesta nº 9 : intensificar los esfuerzos en la normalización europea	85
Propuesta nº 10 : crear una plataforma europea de datos energéticos.....	87
Propuesta nº 11 : establecer corredores europeos de movilidad innovadores	89
Propuesta nº 12 : fundar un Colegio Europeo de la Energía	92

AGRADECIMIENTOS

ANEXOS.....

Anexo 1 Lista de personalidades consultadas	99
Anexo 2 Léxico	103
Anexo 3 Mapas y gráficos	105
Anexo 4 Lista de miembros de ENTSO-E y ENTSO-G	123
Anexo 5 Referencias : obras recientes del mismo autor	127
Anexo 6 Referencias : lista de las principales obras y documentos consultados	129
Anexo 7 Lista de acrónimos	135

Resumen

A falta de algunos meses para la COP 21 en París, Europa tiene una responsabilidad clave para convertirse en una fuente de propuestas y hacer de esta conferencia un éxito mundial.

Los europeos fueron en efecto, los primeros en hacer de la lucha contra el cambio climático una gran política estructural en este último medio siglo.

Siendo pioneros, nos encontramos, **en primera línea frente a los desafíos tecnológicos** (despliegue de nuevos medios de producción, renovación masiva del parque inmobiliario, elaboración de nuevos modelos energéticos a nivel local), **sociales** (aceptación de la evolución en los modos de vida) y **económicos** (activación de los canales de financiación y movilización del ahorro) que estructuran la transición energética.

La forma de afrontar estos desafíos dependerá de las elecciones hechas por cada Estado Miembro (e incluso, cada vez más, por cada región o comunidad). Las soluciones encontradas tendrán en común el hecho de tener que integrarse en sistemas energéticos cuyas redes ya ofrecen una arquitectura definida sobre millones de kilómetros. Continuar a "hacer sistema", gracias a las redes, para entregar una energía (gas o electricidad) en las **mejores condiciones de eficiencia y de coste, se convierte de esta manera en un imperativo absoluto para la seguridad del suministro de la población europea, su bienestar, la competitividad de sus empresas y por lo tanto su nivel de empleo**. Europa es la zona del mundo que ofrece los servicios energéticos de mejor calidad y esta ventaja tiene que continuar garantizándose.

Por ello, **las redes energéticas europeas están sujetas a un pliego de condiciones profundamente renovado** dentro de este contexto de transición energética, ya que su organización debe permitir a partir de ahora :

- **Acompañar la descentralización** : los medios de producción renovables se encuentran dispersos en una multitud de lugares dentro del conjunto de territorios. Ello implica un replanteamiento profundo de las redes, sobre todo las de distribución, que fueron inicialmente concebidas para la función de recogida de energías renovables.
- **Gestionar la complejidad** de un nuevo orden debido a la variabilidad de ciertas energías renovables (eólica, fotovoltaica), y debido también a la aparición de nuevos usos, tales como los vehículos eléctricos.
- **Asegurar la solidaridad entre los Estados y sus regiones**, en un contexto en el que las incertidumbres tecnológicas de los nuevos sectores vienen a añadirse a las que ya existían a nivel geopolítico.

- **Continuar a garantizar el acceso igualitario a los servicios energéticos**, sin que la transición se convierta en un factor de discriminación para los ciudadanos más débiles desde un punto de vista económico.

Hacer uso de la inteligencia colectiva para adaptar las redes constituye una necesidad si los europeos quieren que la transición energética sea un éxito. El artículo 194 del tratado de Lisboa define un camino para lograr una intervención mayor de la Unión en este campo. Pero los europeos tienen que ir más allá y desarrollar lo más rápido posible nuevos elementos de cooperación, de innovación y de inversiones conjuntas.

Se trata de un gran reto, ya que **cientos de miles de millones de inversión deberán realizarse de aquí a 2030**. No es necesario añadir que, en una Europa convaleciente, cada euro deberá ser invertido con la mayor preocupación de eficiencia para nuestras comunidades.

Por último, esta «Europa energética en red», a la que todos aspiramos, no será solamente un reto físico, técnico, o económico sino que deberá encarnar también estas **«singularidades compartidas»** que caracterizan hoy en día el espacio energético europeo : a la verticalidad de las jerarquías nacionales, sucederá la horizontalidad de la comunicación entre los territorios; a la autoridad de los gobiernos en el poder, la legitimidad del ciudadano; a la uniformidad industrial, la diversidad en los modelos de organización; y a un universo de Estados, un espacio de intercambio europeo.

Las **doce propuestas** presentadas al final de este informe tienen como objetivo dar lugar a la aparición de un enfoque europeo coherente y pragmático en el ámbito de las redes para poder así resolver las dificultades actuales y poder responder a los desafíos futuros.

Dentro de esta perspectiva, estas propuestas están articuladas alrededor de **tres ejes mayores** :

- **Renovar la seguridad del suministro y la cooperación** no sólo entre las empresas de red, sino también entre las autoridades locales que fomentan la transición energética.

- **Fortalecer la coordinación de las regulaciones y las palancas de financiación** para optimizar los costes de infraestructuras, invirtiendo en los territorios por los que atraviesan estas infraestructuras estratégicas.

- **Promover el liderazgo de Europa en la innovación energética**, dando un nuevo impulso y una nueva dimensión a su I + D, sobre todo a través de la normalización, la creación de una plataforma de datos energéticos, la puesta en marcha de rutas de movilidad innovadoras e incluso la fundación de un Colegio Europeo de la Energía.

Introducción

La transición energética, una oportunidad de liderazgo europeo

La Europa de la energía deja entrever grandes esperanzas para una Unión pionera de la transición de «bajo carbono», pero también grandes preocupaciones debidas a las **señales de alarma continuas** (la creciente dependencia en las importaciones de energías fósiles, un planteamiento económico desestructurado para el apoyo a las energías renovables...), **incluso de crisis** debido a las amenazas crecientes en el suministro eléctrico invernal, sobre todo en Bélgica y en Francia.

Esta situación paradójica procede de una **realidad antigua**, amplificada con la catástrofe de Fukushima y agravada por la crisis económica y financiera. La Unión europea ha elaborado un **corpus de objetivos comunes muy denso** (liberalización progresiva de los mercados eléctricos y gasistas, los paquetes energía-clima 2020 y 2030...), dejando a los Estados miembros su capacidad de decisión en materia de elección energética fundamental en términos de producción.

Esta **ausencia de «dirección» europea** de *modus operandi* produce una des-optimización industrial, debilita a los líderes energéticos continentales, provoca «burbujas» en el desarrollo de ciertos sectores de energía renovables, y todo ello produce señales de precios disonantes para los inversores. Los europeos descubren así, de una manera bastante lógica, que la transición energética europea no podrá ser el resultado de 28 políticas poco coordinadas.

Este hecho invita a la reflexión. De nada sirve seguir conceptualizando una visión teleológica de la política unitaria en materia de energía en Europa¹; el paso hacia una política energética común europea, totalmente integrada, es hoy en día poco viable debido a la heterogeneidad que predomina en los Estados miembros, tanto en los dispositivos técnicos como en los enfoques institucionales existentes.

Por otro lado, **el doble desafío económico y ecológico**, que afronta Europa debe ser contemplado conjuntamente. En esta perspectiva, la coordinación de las políticas nacionales de transición energética debe ser planteada como un **objetivo de política industrial y de competitividad para reconstruir las bases de un liderazgo europeo**.

1 Cf. «L'Europe en panne d'énergie», Michel Derdevet, Ediciones Descartes & Cie, mayo de 2009.

Este mismo hecho invita a **identificar rápidamente las posibles áreas de cooperación que presenten un fuerte efecto palanca**. Las redes energéticas, eléctricas y gasistas, constituyen, en su esencia, un espacio de interés común hacia el cual deben centrarse todos los esfuerzos :

- Las redes de transporte de larga distancia aseguran las interconexiones. Permiten optimizar la gestión de la seguridad colectiva y reducir costes, garantizando de esta manera el funcionamiento de un verdadero mercado interior de la energía, más allá de las fronteras nacionales.
- Las redes de distribución constituyen el eje de desarrollo de las energías renovables, que se conectan en su gran mayoría. Constituyen también las redes de comunicación de donde surgirán las ciudades « inteligentes » del mañana, en las que se reinventarán los nuevos modos de vida en común de los ciudadanos europeos.

Al final de las diferentes oleadas de directivas energéticas iniciadas a mediados de los años 90, las funciones de los gestores de red europeos han sido **precisadas y significativamente mejoradas**. Estos últimos, ya sean en el ámbito de la electricidad o del gas, **fortalecen la idea de una Europa energética (al igual que los reguladores)**. Los **gestores de red de transporte** (GRT) son de esta manera, los responsables de garantizar la capacidad a largo plazo de las infraestructuras y la seguridad del suministro. Por su parte, los **gestores de red de distribución** (GRD) deben garantizar el entramado local para ofrecer un servicio de calidad accesible tanto a las empresas como a los hogares.

Pero la transición energética desafía a las empresas de redes al **complicar su pliego de condiciones**. Los sistemas no se limitan ya tanto a las grandes unidades de producción (centrales eléctricas) o de importación (terminales metaneras), sino que integran igualmente una multitud de unidades de pequeña talla (eólica, fotovoltaica, biogás, etc.) repartidas por todo el conjunto de territorios, y que alteran la cartografía anterior. Estas energías renovables están normalmente conectadas a las redes de distribución (y no a la red de transporte como las grandes unidades), que no han sido diseñadas ni dimensionadas para esta función de recogida. Las redes de distribución encuentran **su papel** aumentado al mismo tiempo, ya que **nuevos usos** se desarrollan, como los vehículos eléctricos.

En este contexto de crecimiento plano y de competencia internacional, que coloca a las economías europeas bajo presión, las infraestructuras energéticas representan una **verdadera palanca de crecimiento endógeno y de competitividad**. El **artículo 194 del Tratado de Lisboa** perfila una vía para una intervención más fuerte de la Unión en este campo. Pero los europeos tienen que ir más allá y desarrollar lo más rápido posible nuevos espacios de cooperación, de innovación y de inversiones conjuntas.

El reto es importante ya que cientos de miles de millones de inversiones deberán ser previstos de aquí a 2030, y no es necesario añadir que, en

una Europa convaleciente, cada euro deberá ser invertido con la mayor preocupación de eficiencia para nuestras comunidades.

El objetivo del presente informe es de identificar las **propuestas que con un carácter pragmático y realista**, orienten a la transformación de esta «multitud» de inversiones hacia un **proyecto industrial**, fuente de **empleo y de valor añadido** para los europeos.

Procederemos por tres etapas :

- La primera parte estará destinada a situar las redes en la dinámica energética europea con el fin de analizar lo que conduciría a un necesario *aggiornamento*.
- En la segunda parte serán detallados los desafíos en materia de inversión para las redes energéticas europeas previstos para el año 2030.
- En la tercera parte, serán expuestas las doce propuestas para poner la energía de los europeos en red.

El conjunto tiene por objetivo la puesta en marcha de una dinámica destinada a la optimización de los costes de inversión, a garantizar un alto nivel de seguridad de suministro, y a asegurar la integración de los mercados reafirmando la posición de Europa como líder de la innovación energética.

Si la Conferencia Clima de París 2015 comienza con un compromiso común sobre la transición energética, será importante también que Europa confirme, en esta ocasión, la coherencia y la eficacia de su propio enfoque global, para aprovechar los beneficios de su espíritu pionero.

Esta COP 21 ofrece de esta manera la oportunidad para demostrar que la Europa de la energía existe, que cuenta con una visión estratégica de conjunto, sobre todo en las redes energéticas, tanto de transporte como de distribución, inscribiéndose en el hilo conductor de su historia, de su experiencia reconocida² y de su voluntad actual de crear una Unión entorno a estos retos.

² De esta manera, en 1921, veía el día en París el CIGRE (Consejo Internacional de las Grandes Redes Eléctricas); esta asociación se ha convertido desde entonces en una organización de referencia, reuniendo de forma bienal en París más de ocho mil dirigentes, expertos y especialistas del sector internacional de la electricidad, procedentes de 30 países, con el objetivo de favorecer los intercambios sobre los nuevos sistemas e innovaciones en materia de transporte eléctrico.

Primera parte

**LAS REDES DEFINEN
LA CONSTRUCCIÓN
ENERGÉTICA EUROPEA**

Principios fundamentales

La construcción del sistema energético europeo se remonta a finales del siglo XIX para la electricidad y a después de la Segunda Guerra mundial para el gas.

Limitado en un principio a algunos barrios e instalaciones industriales, el acceso a la electricidad se extendió progresivamente a todo el conjunto de territorios. Las tecnologías disponibles en un principio (centrales de carbón o hidráulicas, y después nucleares y centrales de gas) **determinaron la configuración de las redes eléctricas**. El entramado fue elaborado según una **estructura arborescente**, canalizando la energía de estos centros de producción hacia los consumidores¹. **Dos redes** coexisten : una llamada de « transporte » para conducir los flujos importantes a larga distancia, y una segunda llamada de « distribución » destinada a garantizar el suministro final al consumidor doméstico.

En cuanto al gas natural, la lógica ha sido similar : la red de transporte ha sido implantada en los yacimientos nacionales (sobre todo en Lacq en el Suroeste²), después intra y extra-europeos³ hasta las redes de distribución. Sin olvidar, en estas últimas, la existencia de gas manufacturado urbano desde hace más de cien años.

Estos principios generales de organización se diseñaron para **garantizar la estabilidad del sistema y su seguridad** en función de las características de la energía suministrada.

Como la electricidad no puede almacenarse, los gestores de red son los responsables de **velar por un equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real**. Si este equilibrio no se respeta, se corre el riesgo de sufrir una variación de la frecuencia y como consecuencia deteriorar las instalaciones eléctricas. Lo que puede necesitar deslastres (cortes eléctricos temporales) para evitar un apagón eléctrico de gran escala⁴.

Para mantener el equilibrio, los gestores de red coordinan los medios de suministro eléctrico de las empresas productoras. También deben tener en cuenta los posibles puntos de congestión en las capacidades de suministro

¹ Algunos grandes consumidores industriales están directamente conectados a la red de transporte.

² El yacimiento de Lacq no está en funcionamiento desde finales del año 2013.

³ Especialmente rusos, argelinos, holandeses, noruegos y británicos.

⁴ Europa ha conocido pocos incidentes graves. Sin embargo, para medir la amplitud de los posibles efectos, podemos recordar que el 4 de noviembre del año 2006, 15 millones de europeos fueron privados de electricidad. Las consecuencias del incidente ocurrido inicialmente en Alemania, llegaron hasta el Magreb, unido a Europa mediante la Península Ibérica y el estrecho de Gibraltar. Y dejó sin suministro de energía a 5 millones de consumidores en Francia.

regionales⁵. Los gestores de red de gas se encuentran también frente a la limitación del tipo de fuentes de suministro⁶.

Las conexiones entre las diferentes redes nacionales, llamadas **interconexiones**, desempeñan también un papel esencial en materia de seguridad de suministro, seguridad del sistema (al constituir una mutua de seguros contra los imprevistos y los errores de previsión) y de reducción de costes. Desde 1920, tras la aparición de la hidroeléctrica pirenaica, aparecen los primeros proyectos de conexiones eléctricas transfronterizas de 150 kV entre Francia y España⁷. Este papel de interconexiones es más importante todavía en el sector del gas, en la medida en la que las importaciones representan cerca del 90 % del suministro en numerosos países europeos (contra cerca del 10 % para la electricidad).

Las redes sirven para transportar la energía a través de largas distancias y para distribuirla a nivel local.

Los gestores de red son responsables de la seguridad del sistema y de la calidad de la energía suministrada.

Las interconexiones fortalecen la seguridad del sistema y reducen los costes de la energía.

La estructuración progresiva del marco de gestión de las redes europeas

El proceso de liberalización del mercado europeo de la energía sigue su curso desde los años 1990. **Tres oleadas de directivas** han precisado y ampliado las competencias de los gestores de red y desvinculado las actividades de transporte y de distribución de las actividades de producción y de suministro. Se trataba de garantizar la independencia y la neutralidad de las redes, es decir de asegurar que las empresas integradas verticalmente no impidieran el incremento de la competencia mediante prácticas discriminatorias. Y de esta manera, preservar el interés del consumidor final.

Las primeras directivas europeas de 1996 para la electricidad⁸ y de 1998⁹ para el gas fijaron de esta manera tres objetivos a los países miembros :
– el acceso neutral, equitativo y no discriminatorio a terceros en las redes ;

⁵ Las regiones de Bretaña y Provenza-Alpes-Costa Azul, sufren de un déficit de interconexión con el resto del Hexágono.

⁶ La estabilidad de las redes conlleva estar atento a otros parámetros : como por ejemplo para la electricidad, supervisar los armónicos o la potencia reactiva generada por las instalaciones de producción ; para el gas, analizar de forma continua la composición de la mezcla transportada para que permanezca dentro de los límites del regulador de quemadores.

⁷ Cf. « Las redes eléctricas en el centro de la civilización industrial » Christophe Bouneau, Michel Derdevet, Jacques Percebois, Prefacio del Comisario europeo Andris Piebalgs, Timée 2007.

⁸ Directiva 96/92/CE del Parlamento europeo y del Consejo 19 de diciembre de 1996.

⁹ Directiva 98/30/CE del Parlamento europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998.

- la separación contable y administrativa de las actividades de producción y de transporte ;
- la creación de gestores de red de transporte independientes, encargados de asegurar el buen funcionamiento de los sistemas eléctricos y de gas.

Las siguientes directivas de 2003¹⁰ intensificaron las exigencias de independencia de los gestores al imponer una **separación jurídica y funcional entre las actividades de transporte y de producción**.

Al mismo tiempo, las empresas integradas verticalmente han tenido que realizar una **contabilidad separada** para sus actividades de distribución, siempre con miras a evitar las distorsiones de la competencia.

Por otro lado, estas directivas de 2003 impusieron la existencia de una **autoridad de regulación independiente en cada Estado miembro**. En Francia, es la Comisión de la Regulación de la Energía (CRE). Esta autoridad se encarga en particular de :

- regular las redes velando por las condiciones de acceso a las infraestructuras (que deben ser idénticas y no discriminatorias) ;
- velar por el buen funcionamiento y el desarrollo de las redes ;
- evaluar la pertinencia de las inversiones ;
- apoyar las nuevas tecnologías y mejorar la eficiencia de las infraestructuras.

En último lugar, la Unión europea manifestó su deseo de conseguir en 2009 una **separación patrimonial** entre las actividades de suministro y producción y explotación de las redes. Esta evolución ha sido la seguida por la mayoría de los Estados miembros, pero Francia y otros países han conservado las redes dentro de las empresas integradas, a través de un refuerzo de las garantías de independencia. El tercer Paquete tenía de esta manera por objetivo :

- reforzar la independencia de los reguladores nacionales y armonizar sus competencias ;
- reforzar mediante nuevas reglas en materia de transparencia, el acceso de terceros a las actividades e instalaciones de almacenamiento de gas natural y de gas licuado ;
- fomentar la solidaridad regional exigiendo la cooperación de los Estados miembros en caso de graves rupturas de suministro, gracias a la coordinación de medidas de urgencia y al desarrollo de las interconexiones.

El establecimiento de estas diferentes directivas dio lugar a una **cooperación entre las instituciones nacionales** :

- los reguladores nacionales están reagrupados dentro de la Agencia europea de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), encargada entre otras cosas de garantizar la puesta en marcha de los planes de desarrollo de las redes a diez años ;

¹⁰ Directivas 2003/54/CEE y 2003/55/CEE del Parlamento europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003.

– los gestores de redes de transporte están igualmente reagrupados según el mismo modelo : *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) y el *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSO-G). Ambos definen, en relación con el ACER, las reglas pomenorizadas de acceso a la red y a los códigos técnicos, asegurando al mismo tiempo la coordinación de la explotación a través de intercambios de información y la elaboración de normas y procedimientos de urgencia y seguridad.

Las directivas de liberalización energética en Europa han dado la prioridad al acceso no discriminatorio a las redes y a la independencia de sus administradores.

Los gestores de red europeos son los responsables de la coordinación de los flujos energéticos entre los Estados miembros y de la organización de las solidaridades.

Están reagrupados en grandes asociaciones de cooperación y coordinan sus acciones con los reguladores nacionales.

La organización actual de las redes energéticas europeas

Cerca de 20 años después de la adopción de las primeras directivas energéticas, las particularidades nacionales en materia de transporte, distribución y regulación siguen siendo **muy marcadas**, debido principalmente a las **características institucionales de los Estados miembros** (sobre todo al reparto de competencias entre el Estado central y las regiones) y a la naturaleza de su mix energético.

En cuanto al transporte, la mayoría de los Estados europeos (Bélgica, España, Francia, Italia...) cuentan con un gestor único de red de transporte eléctrico, mientras que en Austria operan dos¹¹ y cuatro en Alemania¹² y en el Reino Unido¹³. Además, el perímetro de sus misiones varía mucho de un país a otro.

La estructura de su capital varía también según los países y las energías :

- en Francia, el transporte de gas es compartido entre GRTgas, filial de GDF SUEZ, y TIGF¹⁴, mientras que RTE (Red de Transporte Eléctrico) se realiza al 100 % por EDF ;
- el capital del transportista belga ELIA está controlado cerca de un 50 % por PUBLI-T y PUBLIPART¹⁵, y por más de 50 % con capital flotante ;

¹¹ Austrian Power Grid AG, Voralberger Übertragungsnetz GmbH.

¹² TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH.

¹³ National Grid Electricity Transmission plc, System Operator for Northern Ireland Ltd, Scottish Hydro Electric Transmission plc, Scottish Power Transmission plc.

¹⁴ Filial de Total hasta 2013, en la actualidad es propiedad del operador italiano SNAM (40,5%), de los fondos soberanos de Singapur GIC (31,5%), de EDF (18%) y de Predica (10%), Crédit Agricole Assurances.

¹⁵ PUBLI-T y PUBLIPART son filiales de SOCOFE que federa los intereses regionales valones.

- el neerlandés TENNET es propiedad del Estado holandés; y adquirió en 2010 la red de transporte alemana E. ON;
- el alemán ENBW está controlado por un consorcio de municipalidades (OEW) y por el Lander de Bade-Wurtemberg con un 45% (después de que EDF vendiera sus acciones a este último).

Cuando hablamos de los gestores de red de distribución, la heterogeneidad es todavía incluso más marcada :

- en Francia, las infraestructuras son propiedad de las colectividades locales, que conceden la gestión. ERDF (Electricidad Red Distribución de Francia) propiedad al 100% de EDF, es concesionaria sobre el 95% del territorio, los 5% restantes están repartidos desde 1946 entre 150 empresas locales de distribución. La lógica es la del establecimiento de un sistema de igualdad de precios establecimiento de un sistema de igualdad de precios nacional, que asegura un acceso a la electricidad con un precio uniforme para los consumidores. Por su parte, GRDF opera en 9 500 poblaciones y cubre el 96% de los consumidores, el resto esta operado por 22 ELD¹⁶;
- en Italia, la repartición es comparable con la de Francia con un operador histórico (Enel Distribuzione) prestando servicio a un 85% del mercado italiano y algunas centenares de concesiones locales repartidas entre 150 distribuidores, y propietarios de obras;
- en Alemania, operan 880 distribuidores, de los cuales un centenar tiene más de 100 000 clientes. Las tarifas son aprobadas por la agencia federal de redes BNetzA para cada distribuidor y sin un sistema de igualdad de precios a nivel federal. Por otra parte, las poblaciones son gestoras de redes para la empresa Stadtwerke¹⁷;
- en Bélgica, la distribución está organizada entre las zonas intercomunales mixtas¹⁸, cubierta en parte por Electrabel, y las intercomunales puras. En 2009, las intercomunales mixtas valonas se reunieron para formar el operador de red de gas y electricidad.

Estas desigualdades deben sopesar los objetivos comunitarios de seguridad de suministro, de transición energética y de competitividad en los precios.

La apertura de los mercados europeos ha reconocido la particularidad de las redes, ha confirmado su estatuto de monopolio natural y ha enmarcado de una forma muy precisa el papel de sus gestores. Pero Europa dejando la subsidiaridad en la ejecución, ha hecho que las decisiones nacionales «no armonizadas» dejen muy **poco lugar a un enfoque industrial común**, fuente de desarrollo y de sinergias económicas entre los Estados.

Los contrastes que continúan existiendo en las tareas confiadas a los diferentes GRT y GRD y la diversidad de los actores y de sus formas de organización son problemáticos. Esto puede dar lugar a una inercia, a una

¹⁶ Empresas locales de distribución.

¹⁷ Empresas públicas locales comunales o intercomunales.

¹⁸ Empresas públicas creadas por los municipios con el fin de cumplir una misión de servicio de interés público.

difícil identificación y a una menor optimización en las inversiones necesarias para garantizar el suministro y la transición energética europea, y todo ello con un impacto en el precio que no podrá considerarse como insignificante.

Cuadro 1 : **La Europa de las redes en cifras**¹⁹

Transporte	GRT	País	Km de línea	Consumidores (en millones)	Consumo (en 2013)	Intercambios	Necesidades en inversión para el año 2020
ENTSO-E	41	34	307 000	532	3 307 TWh	390 TWh	150 Md€
ENTSO-G	46	26	247 000	117	461 000 de m ³		70 Md€

En cuanto a la distribución, un examen detallado resulta complejo debido a la multitud de GRD (Eurelectric identifica 2 400 en electricidad sobre 25 países de Europa y Noruega, mientras que Géode enumera 1 200 para el gas en 15 países) y a los diferentes modos de gobernanza. No obstante se deduce que las inversiones podrían ser de cuatro a cinco veces superiores a las que se necesitan para el transporte. Eurelectric sugiere de esta manera un importe de casi 400 mil millones de euros hasta el año 2020. Lo que se explica debido a la longitud de las redes consideradas (10 millones de km de líneas de electricidad) y al impacto del despliegue de las energías renovables (ENR).

En Alemania, las necesidades en inversión están estimadas entre 25 y 50 mil millones de euros para 2032.

En Francia, las inversiones de ERDF para los 10 próximos años están estimadas en 45 mil millones de euros incluyendo los trabajos de renovación, la mejora de la calidad, el despliegue de Linky y la adaptación de la red a ENR.

En Italia, las inversiones serán de 9 a 15 mil millones de euros para las redes inteligentes entre 2013 y 2020, y de cerca de 2 mil millones por año para el mantenimiento.

Estas necesidades de inversión se inscriben en el volumen de ventas realizados por los GRD: 13 mil millones de euros de inversiones para ERDF, 11 mil millones para la filial de distribución de E.ON, 8 mil millones de euros para ENEL Distribución, etc.

19 ENTSOE, ENTSOE at a glance, 2014; TYNDP : Ten-Year Network Development Plan; «Prioridades en materia de infraestructuras energéticas para 2020 y años posteriores – plan rector para una red energética europea integrada», Comisión europea, 2011; “Electricity distribution investments : what regulatory framework do we need?”, EURELECTRIC, 2014; «Moderne Verteilernetze für Deutschland», BMWI, 2014; «La puesta en marcha de francesa del Paquete energía-clima», Tribunal de cuentas, 2014; Comisión europea, Connecting Europe Facility, 2014. Para la lista de los GRT, dirigirse al anexo 6.4.

« Bonus-malus » de la construcción energética europea

Las redes al servicio de la convergencia energética

La liberalización ha permitido reforzar la **integración europea de los mercados de la energía**, en el que las redes han desempeñado un papel clave. Estudios recientes han puesto de manifiesto los ahorros resultantes de la optimización de las capacidades entre los diferentes países. Según el informe de Booz & Co para la Comisión europea, las ganancias se estiman así entre 12,5 y 40 mil millones de euros por año hasta 2030²⁰. La Fundación Europea para el Clima evalúa por su parte los ahorros potenciales en 426 mil millones de euros entre 2020 y 2030²¹.

Las interconexiones entre las redes europeas contribuyen a la **optimización de la producción** recurriendo a las unidades más ventajosas (en la medida de las capacidades de transporte transfronterizas). Además de esta lógica de mercado, las interconexiones contribuyen a la seguridad del suministro, en caso de incumplimiento, junto a la posibilidad de utilizar las capacidades de producción de países vecinos. La coordinación reforzada de los gestores de redes europeas de transporte ha creado, de esta manera, una **solidaridad dentro de la Unión europea** y ha reducido el aislamiento energético de los países miembros.

Estos flujos pueden transitar por las redes de transporte al término de transacciones operadas dentro de las **bolsas de la energía**²². Lugares de encuentro y de negociación entre la oferta y la demanda, las bolsas favorecen la fijación de un precio de mercado mayorista transparente y permiten garantizar un seguimiento de las transacciones²³. Estas últimas dan lugar ya sea a entregas intradiarias (o más largas en el tiempo), o a entregas con carácter opcional.

Con el fin de aumentar la fluidez de la competitividad del sector de la electricidad y de integrar mejor los parámetros específicos de este mercado

²⁰ "Benefits of an integrated European energy market", Booz&Co, 20 de julio de 2013.

²¹ « From Roadmaps to reality », European Climate Foundation, 2014.

²² Francia exporta de esta manera casi el 10% de su producción. Sin embargo, una parte importante de los flujos transfronterizos no puede hacer frente a las transacciones operadas mediante estos mercados, sino a través de otras formas de contrato (a muy largo plazo en el caso del gas). Para el gas, dos bolsas, NBP (Reino Unido) y TTF (Países Bajos), concentran por sí solas en Europa el 80% de los intercambios de dichos mercados.

²³ La Comisión europea ha querido garantizar la integralidad y la transparencia del mercado de la energía y reforzar su seguridad. Los conceptos jurídicos aplicados a los mercados financieros (manipulación del mercado, información privilegiada...) han sido adaptados a los sectores de la electricidad y del gas para prevenir las desviaciones. Con el objetivo de mejorar la vigilancia de los mercados mayoristas eléctricos y de gas, este reglamento precisa las modalidades de cooperación entre los reguladores financieros, autoridades responsables de la competencia y reguladores de la energía. Reglamento (CE) N°1227/2011 de 8 de diciembre de 2011.

(dificultades en el almacenamiento y la gestión de la intermitencia), las bolsas alcanzaron un acuerdo sobre los **procesos, los medios y un algoritmo común**.

Desde 2014, 17 países europeos²⁴ forman parte de un **mercado unificado de la electricidad**, que va desde el Algarve hasta el Cabo Norte, gracias a un acoplamiento entre regiones²⁵. Este mercado, nacido de la iniciativa de siete bolsas europeas de la energía (*APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE et OTE*), es único en Europa y ha contribuido al desarrollo de un algoritmo de precios, llamado EUPHEMIA (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*). Las bolsas europeas de la electricidad pueden de esta manera comprar y vender electricidad de un día para otro, en todos los países europeos asociados, dentro de los límites de sus capacidades de interconexión eléctrica.

De este modo, el 4 de febrero de 2014, el mercado eléctrico de la zona centro-oeste europea (COE) se ha unido con los de Gran Bretaña y los países nórdicos (Dinamarca, Estonia, Finlandia, Noruega, Polonia y Suecia), estando éstos ya conectados desde 1993. Desde el 13 de mayo de 2014, han sido el conjunto de los mercados eléctricos de las regiones suroeste (SOE), centro-oeste (COE) y noroeste europeas (NOE) los que han sido conectados. Italia y Eslovenia deberán últimamente unirse al grupo, lo cual representará un 75% del consumo eléctrico en Europa.

Al mismo tiempo, los volúmenes intercambiados en las bolsas continúan creciendo rápidamente. En 2014, 382 TWh han sido intercambiados en los mercados de EPEX SPOT contra los 346 TWh de 2013, 339 TWh en 2012, 314 TWh en 2011 et 279 TWh en 2010²⁶.

Los **beneficios económicos del acoplamiento** de los mercados son fácilmente cuantificables y constituyen un fuerte **argumento en favor de una Europa de la energía** :

- En 2013, los precios presentaban una tasa de convergencia comprendida entre el 50 y el 75 % para los países beneficiarios de un acoplamiento y del 15 % para el resto. Como ejemplo, los precios entre Francia y Alemania fueron los mismos en un 53 % de las horas en 2014.
- El sobre coste del suministro francés debido a la ausencia de un acoplamiento ha sido estimado en unos 128 millones de euros en 2013. En 2009, esta misma evaluación se acercaba a los 300 millones de euros.
- Desde el inicio del acoplamiento Francia-Inglaterra en 2014, toda la capacidad ha sido utilizada el 100% del tiempo, desde la zona con los precios más bajos hacia la zona con los precios más altos. El acoplamiento de los mercados europeos ha sido de esta manera calificada, precisamente

²⁴ Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Estonia, Finlandia, Francia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, Suecia.

²⁵ Proyecto PCR: Price Coupling of Regions.

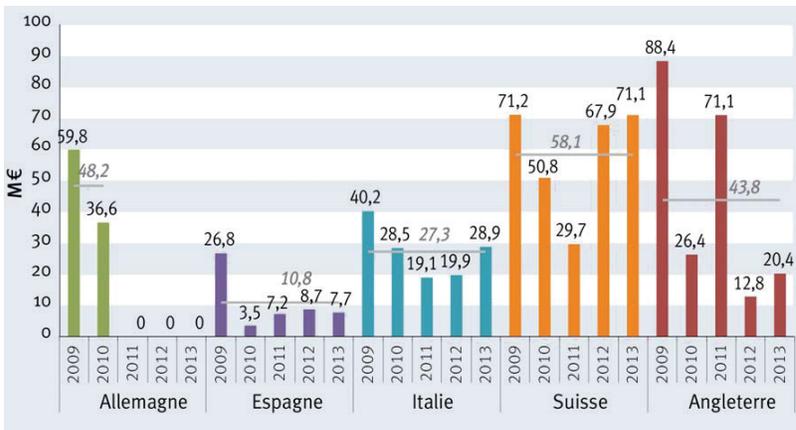
²⁶ EPEX Spot, Comunicado de prensa de 15 de enero de 2014.

de « pilar de la transición energética » por la oficina franco-alemana de las energías renovables²⁷.

El ex-ministro alemán de la energía, actualmente ministro federal, Director de la Cancillería Federal, Peter Altmaier señalaba en este sentido que la bolsa europea de la electricidad EPEX SPOT es « uno de los ejemplos de cooperación franco-alemana con éxito en el sector de la energía »²⁸. Nacida en 2008 de la fusión entre iguales del francés Powernext y del alemán European Energy Exchange, opera al contado en los mercados eléctricos alemán, austriaco, francés y suizo.

Gráfico 1

Estimación en las fronteras francesas del sobrecoste de suministro ligado a la falta de acoplamiento de mercados entre 2009 y 2013²⁹



Fuente : Comisión de regulación de la energía (CRE) 2014.

Gracias a la fluidez de los intercambios, las interconexiones entre las redes europeas han contribuido a la optimización de la producción al utilizar las unidades más « eficaces ».

El acoplamiento de los Estados miembros, mediante las bolsas de intercambio y las interconexiones, produce beneficios económicos consecuentes y cuantificables.

²⁷ « Venta directa de energías renovables en la Bolsa europea de la electricidad », OFAER – EPEX SPOT, enero de 2015.

²⁸ Durante una visita de EPEX SPOT el 2 de julio de 2013.

²⁹ En ausencia de acoplamiento, las ofertas menos costosas no son las que se utilizan sistemáticamente.

Repercusiones contrastadas sobre los precios al por mayor y al por menor

La perspectiva de una disminución de los precios formaba parte de los beneficios expuestos en el momento de la liberalización de los mercados energéticos, el acercamiento entre los diferentes países europeos y el envío de una señal-precio que conduciría a una asignación óptima de los medios de producción. Evidentemente, veinte años más tarde, este objetivo no ha obtenido unos resultados cuando menos «contrastados».

Para analizar esta situación, en primer lugar es necesario recordar que en el mercado de la electricidad, los medios de producción se activan por orden creciente de su coste marginal de producción según una **lógica llamada «de orden de mérito»**. Es decir, las líneas cuya activación es la menos costosa tienen prioridad en la producción.

En función del nivel de la demanda, el precio de mercado se encuentra fijado para **cubrir el coste de producción de la última unidad movilizada**. En cuanto a las energías renovables, como la fotovoltaica y la eólica, este coste de producción marginal es casi nulo (el sol y el viento están disponibles gratuitamente). Su aumento dentro del mix energético conduce a una bajada de los precios al por mayor.

El acoplamiento de los mercados de los países del norte de Europa que cuentan con una alta capacidad en materia de energías renovables, con los mercados del sur de Europa tiende a empujar a la baja los precios de la electricidad en el mercado mayorista. Esta tendencia se ha visto reforzada aún más desde el despliegue acelerado de las energías renovables en Alemania con la adopción del Energiewende en 2011 y con la estabilización de la demanda a consecuencia de la crisis económica. De esta manera, entre 2011 y 2014, el precio de la electricidad ha disminuido cerca de un 40% en Europa.

Por otra parte, los hogares no perciben esta disminución, ya que las políticas nacionales fiscales y de ayuda a las energías renovables varían considerablemente. La **disparidad de los precios pagados por los consumidores finales** es de esta manera importante mientras que los precios al por mayor no difieren en la mayoría de los casos más que en algunos euros por MWh. Estas diferencias de precios entre países (el precio pagado por un consumidor alemán representa casi el doble del precio pagado por su equivalente a un consumidor francés) resultan de la tarificación, que varía en función del coste del suministro (productor), del transporte eléctrico (gestor de redes) y de la imposición fiscal sobre la energía. Al final, en la factura del consumidor, el efecto de la disminución de los precios de mercado se compensa a menudo con el aumento de otras contribuciones destinadas a financiar el desarrollo de las energías renovables.

Gráfico 2
Evolución de los precios mayoristas de la electricidad en Francia



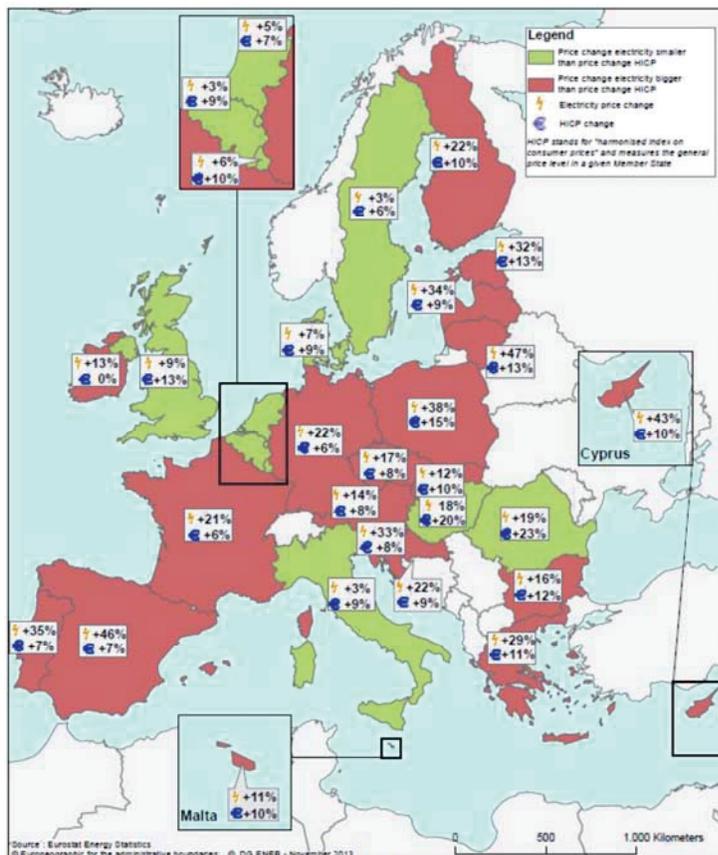
Fuente : Intercambio europeo de la energía

En Francia, cuatro tasas afectan al sector eléctrico : la Contribución Arancelaria de Transporte (CTA), la Contribución al Servicio Público de la Electricidad (CSPE), los impuestos sobre el Consumo Final de la Electricidad (TCFE) y el impuesto sobre el valor añadido (TVA).

→ La ausencia de mecanismos de regulación europeos sobre estos diferentes componentes no permite por lo tanto, conseguir una verdadera convergencia en los precios de electricidad para los hogares europeos.

Gráfico 3

Evolución de los precios minoristas de la electricidad comparados con la inflación (2008-2012)



Fuente : Comisión Europea, informe sobre los precios y costes de la energía, 2014.

Por lo que al gas se refiere, el mecanismo de formación de los precios varía sensiblemente atendiendo a los contratos de suministro a largo plazo indexados sobre las cotizaciones del petróleo. Por otra parte, las bolsas han conducido a una disminución de los precios en los mercados a corto plazo, lo que ha permitido a numerosas compañías gasistas renegociar algunos de sus contratos a largo plazo.

Ya que los otros componentes de los precios (transporte e impuestos) no han evolucionado (principalmente por el menor impacto de los ENR sobre las tarifas del gas), se constata una bajada más visible de los precios

pagados por los consumidores finales debido al desarrollo del mercado europeo del gas.

Sin embargo, esta situación no impide la existencia de tensiones crecientes en la seguridad del suministro de gas.

Cuadro 2 : Apoyo a las energías renovables : EEG alemana vs. CSPE francesa

« En el caso de Alemania y de Francia, el parque ha pasado a registrar un exceso de capacidad de producción tal y como indican el gran número de centrales térmicas provisionalmente cerradas y la bajada del factor de carga medio de las otras. Podemos considerar que el precio del mercado (a la baja) representa, con una buena aproximación, el precio fuera de la producción renovable. En ambos países, la diferencia entre los precios de mercado y las tarifas garantizadas a los productores de energías renovables está aislada bajo la forma de una carga bien identificada. En Alemania, es cuantificada con la "sobrecarga sobre las energías renovables" (EEG Umlage) y en Francia dentro de la Contribución al Servicio Público de la Electricidad (CSPE), que incluye una rúbrica específica para las ayudas a las fuentes renovables. [...] Cabe señalar que en los dos países, una parte considerable de los consumidores se escapa parcialmente a este sobrecoste gracias a un régimen de exenciones. El sobrecoste total a repartir entre los consumidores se elevaría a 3.7 mil millones de euros en Francia en 2014 (3,1 en 2013) y a 19,4 mil millones de euros en Alemania (16,2 en 2013). La carga que recae en los consumidores sujetos al tipo completo se evaluó para 2014 en Francia en 9,9 € por MWh consumido (8 en 2013) y en 62,4 € por MWh consumido en Alemania (52,8 en 2013), en donde se integra la liquidación de años anteriores, lo que no es siempre el caso a este lado del Rin. Conviene comparar estos importes con el componente « suministro » de una factura, que se eleva a 57,7 €/MWh en Francia y a 85 €/MWh en Alemania para un cliente doméstico (precio en enero de 2014). La carga « renovables » aumenta así esta parte « suministro » de un 74 % en Alemania y de un 17 % en Francia. » Fuente : M. Cruciani, El coste de las energías renovables, IFRI, 2014.

El acoplamiento de los mercados no sabrá resolver las contradicciones en el proceso de construcción energético europeo, que otorga una gran autonomía a los Estados miembros en la determinación de su mix de producción.

La convergencia de los precios de la electricidad en el mercado mayorista no ha conducido a un movimiento comparable sobre el mercado minorista que sigue siendo muy heterogéneo. Los consumidores sufren las consecuencias.

Paradójica reaparición de tensiones en materia de seguridad

Estos últimos años, la política energética europea ha puesto de manifiesto una **contradicción entre, por un lado, la promoción de una lógica de mercado a nivel de la Unión y por otro reflejos centrípetos**, la preservación reivindicada por todos de una soberanía nacional en cuanto a la elección energética.

Esta contradicción hace surgir **preocupaciones sobre la seguridad en el suministro de los servicios energéticos**. Estas tensiones revelan temores en materia de suministro de gas, como durante las diferentes crisis entre Rusia y Ucrania. Recientemente, Vladimir Poutine anunciaba el abandono del proyecto South Stream en el Sur de Europa, mientras que el presidente de Gazprom, Alexeï Miller, advertía a los Europeos «que deberían construir lo más rápidamente posible y a su coste, gasoductos si querían continuar comprándole gas, ya que (Rusia) no tiene intención de seguir abasteciéndoles vía Ucrania»³⁰.

Esta medida no hay que tomarla a la ligera, aun cuando la geografía de gas en Europa está muy «dividida» y depende del mix de los contratos de suministro. Para Francia, el gas ruso no representa más del 16 % de sus suministros, contra un 40 % en Alemania, un 77 % en Polonia y entre el 90 al 100 % en Finlandia, los Países Bálticos, Eslovenia, Hungría, Rumania o en Bulgaria.

El sector eléctrico no está exento de temores en cuanto a la seguridad de su suministro. Una de las mayores limitaciones se encuentra en la **difícil toma de conciencia de largo plazo** para los mercados energéticos construidos dentro del marco europeo. Esta tendencia se ha observado en el momento del cierre de las centrales de gas de ciclo combinado : éstas centrales son un complemento perfecto para las energías renovables intermitentes y ofrecen la flexibilidad necesaria para lograr el equilibrio de los sistemas³¹.

- Estas centrales han sido de esta manera víctimas de una conjunción de factores :
 - el desarrollo del gas de esquisto en los Estados Unidos ha conducido a la caída del precio del carbón americano y a su exportación masiva hacia Europa;

³⁰ AFP, 14 de enero de 2015.

³¹ Las grandes empresas del grupo “Magritte” (que reúne una decena de productores energéticos europeos) consideran haber cerrado 70 GW de capacidad de producción de gas, lo que equivale a la capacidad de 70 centrales nucleares.

– el gas ha perdido de este modo su competitividad, al mismo tiempo que el precio de la tonelada de carbón en el mercado europeo (EU ETS³²) se derrumbaba, a pesar de ser una variable de la competitividad del gas frente al carbón³³.

A través de este cierre de centrales y más ampliamente, en razón del bajo precio de los mercados mayoristas, se plantea la **cuestión de la seguridad del suministro a largo plazo**, es decir de la capacidad de los mercados a fomentar las inversiones suficientes en términos de capacidad de producción. De hecho, más allá del caso de las centrales de gas, el despliegue de las energías renovables tiene un impacto en la financiación de otras capacidades de producción. Estando financiadas a través de obligaciones de compra, conllevan una disminución en los precios de mercado. Los incentivos para invertir son por lo tanto reducidos. A la hora actual, las alertas se multiplican en Europa, y sobre todo en Bélgica y en Francia³⁴, en lo relativo a las condiciones de paso de los inviernos 2015 y 2016.

Diferentes mecanismos han sido contemplados para paliar esta falta de incentivos a largo plazo :

– **el mercado del carbono** en primer lugar, aunque no haya producido a día de hoy el precio previsto para el CO₂. Basado en la asignación de cuotas, ha sido víctima de la crisis económica de estos últimos años; el derrumbe de la producción industrial europea ha llevado consigo la disminución del precio del carbono;

– los « **mecanismos de reservas** » seguidamente. Su finalidad es la de garantizar que las capacidades de producción estén siempre disponibles en cantidad suficiente para poder responder a la demanda. Sin embargo, los países han elegido frecuentemente sistemas diferentes (Francia privilegia un enfoque de mercado, Alemania se orienta más bien hacia las reservas estratégicas) sin que una buena complementariedad pueda ser anticipada. Sin embargo, « la armonización de los métodos de definición y de evaluación del nivel adecuado de seguridad del suministro, la planificación de un calendario de los procesos y de la gestión de las interconexiones en coherencia con los mecanismos puestos en marcha deben ser llevados a cabo al mismo tiempo en ambos lados del Rin »³⁵.

Esta situación plantea interrogantes sobre el **mantenimiento de un nivel de alta calidad en los servicios energéticos prestados**. Para el consumidor, la calidad en el punto de entrega es percibida a través de dos criterios : la continuidad del suministro y la estabilidad de la tensión (para la electricidad) o de la presión (para el gas).

En las redes eléctricas antiguas, la inestabilidad de la inyección proveniente de las fuentes intermitentes (solar y eólica) aumenta el riesgo de cortes

³² EU Emissions Trading System.

³³ El carbón es claramente más emisor de CO₂ que el gas en el marco de la producción de electricidad.

³⁴ Previsiones RTE.

³⁵ Memoria del Master Energía Finanzas y Carbono, Christian Oeser, Paris Dauphine, 2014

breves (de una duración inferior a tres minutos). Estos cortes son perjudiciales para el buen funcionamiento de los equipos industriales y de los aparatos electrónicos. Serán necesarias inversiones específicas para reducir el número de estos incidentes³⁶.

En lo que respecta a la tensión de corriente y a la presión del gas, su valor en el punto de entrega depende del ajuste de los equipos previos (centro de transformación eléctrica y puesto de descarga de gas) y del dimensionamiento de las obras hasta el cliente. Una inyección eventual de corriente o de biometano entre el cliente y el puesto anterior puede requerir que se modifique el ajuste o el dimensionamiento de las obras con dispositivos capaces de seguir el volumen inyectado cuando es aleatorio.

El acoplamiento de los mercados no basta para garantizar la seguridad energética a largo plazo.

El inicio de la década 2010 pone de relieve la coherencia insuficiente de las señales de precios para orientar las inversiones.

Los europeos se encuentran bajo la amenaza de una degradación de la calidad de los servicios energéticos que les son prestados.

³⁶ El indicador común de calidad (SAIDI), mide la duración anual media de las cortes de corriente, éste no refleja las deficiencias de la situación ya que no toma en cuenta los microcortes. Francia se situaba en el noveno puesto europeo, con un tiempo medio de corte de 80 minutos por año. Alemania, aparece en tercer lugar, después que un 16% de los empresarios declarasen haber sufrido al menos un corte breve durante los últimos 12 meses (de una duración inferior a tres minutos), habiendo perturbado gravemente la actividad en la mitad de los casos.

La transición energética supone un *aggiornamento* de las redes : esbozo del pliego de condiciones

La estructura de las redes

La capacidad de las redes para reducir estas tensiones se plantea, ya que **la nueva repartición de las fuentes de producción desestabiliza su arquitectura inicial.**

Tanto para la electricidad como para el gas, las redes han sido concebidas para abastecer energía de manera vertical, desde las grandes centrales eléctricas, las terminales metaneras (que almacenan gas licuado) o de un puesto fronterizo de importación hasta el cliente final. No obstante esta estructura se revela **inadaptada a la configuración emergente**, caracterizada por la llegada cada vez más importante de energías descentralizadas, repartidas en el espacio, procedentes de fuentes renovables (eólica, fotovoltaica, biometano). Las necesidades de adaptación de las redes afectan tanto a los **equipos de base** (líneas, canalizaciones, puestos de transformación, estaciones de compresión, de inyección) como a los **equipos de gestión** (los dispositivos basados en las tecnologías de la comunicación y del tratamiento de la información).

Esta problemática de la dimensión ónde las redes es también válida en el caso del gas : las reglas comunitarias han conducido al desarrollo de los mercados a corto plazo, que explotan la flexibilidad de las entregas de gas natural licuado, permitiendo ajustar una parte de los suministros a circunstancias puntuales, picos o altibajos de demanda. Los textos europeos permiten considerar igualmente un acceso sin discriminación al almacenamiento en Europa y a una adopción de reglas comunes. Sin embargo, el caudal insuficiente de los gaseoductos que conectan el norte y el sur de Francia impide, por ejemplo, a la zona meridional beneficiarse plenamente de precios más competitivos registrados en el norte de Europa.

Un país como Polonia, que importa el 77 % del gas que consume, es consciente también de los desafíos ligados al desarrollo de las interconexiones gasistas. Para evitar las reducciones intempestivas de las entregas de gas provenientes del este de Europa (tales como las producidas entre el 8 y el 10 de septiembre de 2014³⁷) y la volatilidad de los precios inducidos, la construcción de la terminal de GNL en Swinoujscie y la aceleración de las obras de interconexión con Alemania, Dinamarca, Lituania, República Checa

37 Relacionados con el 20 al 45 % del suministro procedente de Gazprom.

y Eslovaquia son prioritarias. La reversibilidad de los flujos³⁸ y la capacidad para abastecerse de gas procedente de otros países europeos, en particular de Alemania, contribuirán así a su mayor independencia energética³⁹.

Pliego de condiciones para las inversiones

En todos los países de Europa, **las grandes inversiones son indispensables**, a la vez para garantizar una mejora en la seguridad del suministro, y para optimizar el uso de las fuentes de energía disponibles.

- **dentro del plan cuantitativo** : en ausencia de una limitación normativa, que impondría una localización precisa, las nuevas instalaciones eólicas, solares, hidráulicas, de biomasa o de biogás no serán construidas en las cercanías de redes densas, sino allí donde la fuente esté disponible al menor coste. Serán así necesarias extensiones existentes para permitir a la energía producida su correcta integración en las redes ;
- **dentro del plan cualitativo** : la mejora de las redes no se limita sólo a añadir o a sustituir los materiales destinados al flujo de la corriente (líneas, transformadores, etc.) o del gas (canalizaciones, válvulas, puestos de descompresión, etc.). Gracias al uso de las tecnologías de la información y de la comunicación, se incorporan también equipos que permiten una gestión más activa. Estas “redes inteligentes” permitirán seguir prácticamente en tiempo real el efecto de las miles de inyecciones y extracciones.

Más allá de las necesidades relacionadas con la llegada de las fuentes renovables y de la implantación de nuevos usos, las inversiones en las redes son necesarias también por otros objetivos⁴⁰ :

- la rehabilitación de los sistemas permite su modernización. Ciertas líneas y ciertas canalizaciones, ya obsoletas, necesitan la sustitución de sus componentes y añadir dispositivos de control más modernos, incluso en ausencia de energías renovables ;
- en el caso de la electricidad especialmente, tanto en el transporte como en la distribución, es necesario acelerar y mejorar la resistencia frente a los futuros riesgos climáticos, con la multiplicación y empeoramiento de los fenómenos meteorológicos extremos ;
- en el caso del gas como de la electricidad, la construcción de nuevas arterias reduce el riesgo de parálisis en el caso de fallo de un sistema mayor, mientras que la puesta en servicio de nuevas interconexiones con los países vecinos amplía la gama de recursos accesibles en el caso de una situación

38 En las antiguas vías de gas, las estaciones de compresión no permitían « dirigir » el gas en un solo sentido (por ejemplo desde Rusia hacia el Oeste). Al convertirlas en reversibles, se les confiere la capacidad de poder invertir el sentido de su circulación en caso necesario (por ejemplo de Alemania hacia Polonia). El desarrollo de las capacidades de flujos inversos hacia Europa Central y oriental permitirá mejorar la integración de estos países en el mercado líquido de Europa occidental. Sobre todo cuando estos países muestran muy poca resistencia a las pruebas de tensión en caso de ruptura de suministro con Rusia, a diferencia de Europa oriental.

39 Polonia consume cerca de 16 mil millones de m³ de gas/año, de los cuales un 77 % son importados de Rusia.

40 «Electricity distribution investment: what regulatory framework do we need? », EURELECTRIC, 2014.

difícil. Nos referimos, por supuesto a la inestabilidad geopolítica en las fronteras de Europa, susceptible de amenazar el suministro de gas. Hay que añadir también como situación difícil, los efectos del cambio climático, tales como las olas de frío, calor o las tormentas, que debilitan la red.

Cuadro 3 : Las consecuencias de la profusión de los medios de producción diseminados sobre el territorio francés

La producción de origen renovable es la constituida en la mayoría de los casos por unidades de pequeña potencia repartidas por el territorio francés. En Francia, el 95 % de la electricidad que producen es recogida por la red de distribución de ERDF de baja o media tensión. La potencia conectada a la red de distribución ha registrado un incremento muy alto en estos últimos años, doblándola en seis años, hasta alcanzar los 17 258 MW a finales del 2014. Lo que equivale a once reactores nucleares del tipo EPR, diseminados en 325 000 instalaciones repartidas por todo el territorio.

La mayoría de las unidades están situadas en zonas rurales donde, a pesar de su tamaño modesto, la producción supera el consumo local. El excedente es de esta manera «enviado» a la red de transporte. Esto exige **adaptaciones tanto a nivel técnico** (para garantizar la seguridad de las líneas o gaseoductos funcionando con una configuración no prevista en el momento de su construcción) **como funcional** (la red de distribución se convierte así, para el gestor de la red de transporte, en un cliente y en un proveedor).

Una de las principales dificultades de estos últimos años se basa en el hecho de que **el impacto de la transición energética en las redes se ha subestimado**. La problemática alemana del transporte de la electricidad desde el norte, lugar de gran producción eólica, hacia el sur, consumidor, es un buen ejemplo. Cabe decir lo mismo de Italia, pero en sentido contrario : las grandes ciudades consumidoras del norte requieren de la energía producida masivamente en el sur.

En realidad, una dificultad específica de la electricidad corresponde al mantenimiento de los parámetros de corriente a un nivel lo más aproximado posible a los valores de regulación, en frecuencia y en tensión. Con un parque de producción convencional (hidráulico, térmico, nuclear), el tamaño de los equipos rotativos asegura una estabilidad en el punto de partida. Cuando la producción se basa en un gran número de pequeñas unidades, esta ventaja desaparece. Por otra parte, las centrales convencionales son fácilmente controlables en distancia, lo que no es siempre el caso en las fuentes renovables.

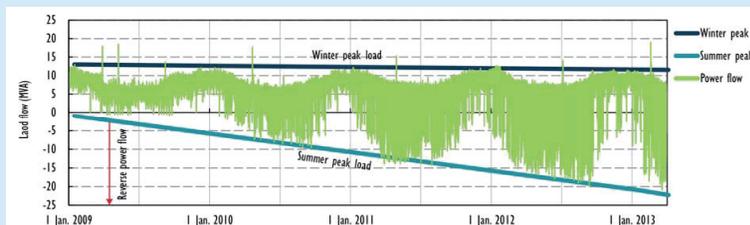
- El arbitraje entre las grandes infraestructuras y las fuentes descentralizadas dependerá de los avances tecnológicos y de la evolución económica, de las filiales que estando en competición permanente serán cada vez más complementarias. Hay que pensar, por lo tanto en las redes del mañana a través de los futuros productos «híbridos» (Power-to-gas, pila de combustible, gas e hidrogeno, ...).

→ El futuro estará también influenciado por las **políticas públicas**. Estas siguen siendo *in fine* responsables de las convocatorias que regulan los proyectos, de las primas de mercado y de las tarifas de compra garantizada estimulando la iniciativa privada y los incentivos tanto a nivel local como nacional, relacionados con la mejora del territorio. Lo cual supone que la renovación de las políticas públicas es una condición esencial para el **aggiornamento de las redes**.

Cuadro 4 : el impacto de las energías intermitentes en las redes de distribución

Debido a su intermitencia, la energía fotovoltaica y la eólica no están precisamente en correlación con los consumos eléctricos locales. Es la tradicional comparación entre el pico de producción fotovoltaica que se sitúa sobre las 14h y el pico de consumo medio que está en torno a las 19h. Esta situación necesita poder remontar los excedentes de potencia producidos localmente hacia la red de transporte, que les conduce seguidamente hacia otras zonas de consumo.

El grafico siguiente muestra este fenómeno a nivel de un centro de transformación alemán. Con la conexión de las centrales fotovoltaicas, el factor que determina el dimensionamiento no es ya el pico de consumo invernal, sino el pico de producción fotovoltaico estival para los flujos de potencia muy superiores. No se trata sólo de transportar la corriente hacia los consumidores locales (el flujo positivo en el gráfico), sino de devolverle (el flujo negativo) hacia los niveles de tensión superiores para repartirlo en el conjunto de los territorios.



Fuente : IEA, The power of transformation – Wind, Sun and the Economics of flexible power systems, 2014

Legislación

En la mayoría de los países europeos, la legislación relativa a las actividades de red ha sido **elaborada en el momento de la liberalización de los sectores de gas y de electricidad**. El objetivo consistía en favorecer el desarrollo de la competencia (producción de la electricidad e importaciones de gas) incitando a los consumidores a cambiar de proveedor fácilmente.

En este sentido, las autoridades de regulación han privilegiado las tarifas presentando dos características :

- se basan esencialmente en el consumo de energía y no contienen más que una parte menor de remuneración que afecta a la potencia contratada (« suscripción »). En ciertos países, los precios de distribución no incluyen ni siquiera ninguna parte fija;
- aplican el principio de franqueo, independiente de la distancia al interior de una zona. En el caso del transporte, esta zona alcanza la escala de una región o de un país entero, con por ejemplo, dos regiones para el gas en Francia (norte y sur) y una sola zona para la electricidad. En el caso de la distribución, el perímetro se limita generalmente al tamaño de la colectividad local, contando Francia con la singularidad de un sistema de igualdad tarifaria nacional.

Estas dos características no encajan bien con las **perspectivas futuras**, marcadas por un **consumo más aleatorio** (bajo el efecto combinado de los esfuerzos en eficiencia energética y de una producción local) y por los **costes muy diferentes** según la energía producida sea consumida en el lugar de origen o transportada a través de larga distancia ⁴¹.

Se puede medir la amplitud de los cambios venideros al recordar que la ley francesa de transición energética, actualmente a debate en el Parlamento francés, pretende crear 200 « territorios de la transición energética ». Estos territorios deberán alcanzar en su día el 100% de energía renovable, y esto implicará, dados los problemas de las intermitencias, adaptaciones importantes de la red a nivel de sus territorios para gestionar el equilibrio, asegurar los complementarios y poder exportar los excedentes. Otro ejemplo de las posibles evoluciones se refiere al almacenamiento eléctrico descentralizado. Los avances esperados conducen a considerar la multiplicación de situaciones en las que la red desempeñará todavía más la función de « garantía ».

→ **Estas perspectivas invitan a reconsiderar la gestión y la remuneración de las redes existentes, a la vez para permitir el desarrollo de la experimentación y para evitar también un reparto injusto de las cargas. También será necesario reflexionar sobre las consecuencias financieras que comportaría un ritmo constante de las inversiones. Se trata de paliar las evoluciones tarifarias, que repercuten los costes sobre sus clientes, evitando un aumento de éstos por la diferencia muy marcada existente entre los gastos y los ingresos.**

⁴¹ «Electricity distribution investment: what regulatory framework do we need? », EURELECTRIC, 2014.

Las señales de una crisis energética europea se acumulan desde el inicio de esta década.

La inversión acelerada en las redes energéticas es una de las vías para una salida de la crisis «por lo alto».

Se necesita un esfuerzo específico para acompañar la transición energética, manteniendo al mismo tiempo los altos niveles de seguridad en los servicios energéticos prestados a las empresas y a los hogares europeos.

Este «aggiornamento» de las redes deberá acompañarse de una renovación de las políticas públicas correspondientes, con una revisión de los principios de regulación y de tarificación.

Segunda parte

**2015-2030 :
TRANSFORMAR
LA MULTITUD
DE INVERSIONES
EN UN PROYECTO
INDUSTRIAL EUROPEO**

Evolución y orientación de los esfuerzos de inversión

Esfuerzos europeos insuficientes y cortoplacistas en materia de financiación de redes

Las decisiones tomadas a nivel europeo han puesto de relieve las **problemáticas en cuanto a la seguridad colectiva** :

- más allá de las cuestiones medioambientales, los paquetes Energía-Clima (paquete « 3 x 20 » de 2008¹ y el paquete Clima-Energía 2030 de octubre de 2014) han establecido la seguridad del suministro energético de la Unión como una prioridad ;
- la comunicación de la Comisión europea « Seguridad del suministro energético de la UE y cooperación internacional » del 7 septiembre de 2011 ha dado lugar a la adopción de un « mecanismo de intercambio de información sobre los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el ámbito de la energía » (MIE) el 25 octubre 2012 ;
- el artículo 194 del Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) manifiesta finalmente la voluntad de los Estados miembros de asegurar el buen funcionamiento del mercado energético y de garantizar la seguridad del suministro europeo gracias al desarrollo de las interconexiones de redes energéticas estratégicas.

De esta manera y para los próximos años se ha asignado un **plan europeo de inversión** dentro del marco de los proyectos de interés común² previstos en los artículos 171 y 172 del TFUE. Se trata de proyectos de infraestructuras esenciales, los cuales ayudarán a los Estados miembros a poder integrar físicamente sus mercados energéticos, a diversificar sus fuentes de energía y para algunos también, a salir de su aislamiento energético.

Sin embargo existe una **disonancia** entre la toma de conciencia de la gravedad del problema, su definición como una prioridad y el compromiso de la UE en su calidad de entidad (más allá de los esfuerzos realizados por sus estados miembros) :

- por una parte, las necesidades de inversión en las infraestructuras energéticas son del orden de 1,1 billones de euros para los diez próximos años, de los cuales 500 mil millones de euros son para la producción,

¹ Aprobado en el Consejo europeo del 12 diciembre 2008, el paquete Clima-Energía establece un 20% de reducción para las emisiones de gas a efecto invernadero, 20% adicional para la eficiencia energética y un aumento del 20% para la cuota de las energías renovables dentro del consumo total energético para el 2020.

² Reglamento nº 347/2013 del Parlamento europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013. Para visualizar estos proyectos, dirigirse al anexo 6.3 sección a.

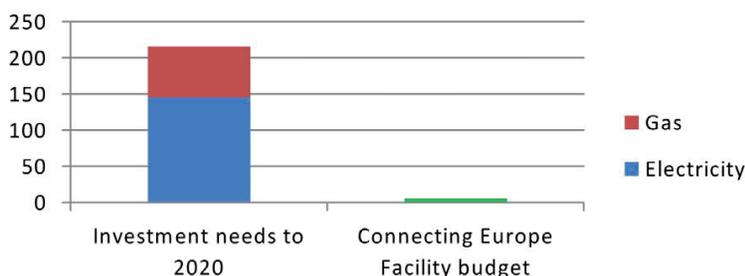
400 mil millones para la distribución y 200 mil millones para el transporte³. Según el reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo del 17 de abril de 2013 sobre las orientaciones para las infraestructuras energéticas transeuropeas, los proyectos conjuntos deben abordar de manera prioritaria, la puesta en marcha de corredores energéticos. Según el estudio de impacto preliminar, se prevé un número aproximado de 100 para el sector eléctrico y de 50 en el sector gasista;

– por otra parte, dentro del marco del MIE, sólo una dotación de 6 mil millones de euros ha sido prevista para las infraestructuras energéticas transeuropeas durante el período 2014-2020. Esta dotación se inscribe dentro del mecanismo Connecting Europe Facility (33 mil millones de euros, de los cuales 26 son para el transporte, 1 para las redes de telecomunicación y 6 para la energía).

→ La «prioridad» política mostrada en la consolidación de las infraestructuras energéticas en Europa no se encuentra reflejada, sin embargo, en el presupuesto del Connecting Europe Facility, cuya dotación pasó de 9,1 mil millones a 5,85 mil millones de euros durante las negociaciones para el marco financiero plurianual (2014-2020). El diferencial entre la necesidad de inversión estimada y la dotación de la financiación europea propuesta⁴ resulta especialmente chocante.

Gráfico 4

El importe de las inversiones necesarias a nivel europeo de aquí al año 2020 en relación con el importe de Connecting Europe Facility (en mil millones de euros)



Source : European Commission, *Connecting Europe Facility*, 2012.

³ Comisión europea, Una energía durable, segura y abordable para los europeos, 2014; Presentación de J. M. Barroso en el Consejo Europeo, el 22 de mayo de 2013.

⁴ Reglamento nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 abril de 2013.

Por otro lado, la Comisión Europea ha anunciado el 29 octubre de 2014 la concesión de 647 millones de euros para «los **grandes proyectos de infraestructuras prioritarias**» con cargo al MIE.

Con la crisis ruso-ucraniana, el **sector gasista** está particularmente interesado en estas inversiones que podrían permitir reducir la dependencia europea respecto al gas ruso (proyectos de terminales de almacenamiento de gas natural licuado en las regiones del Báltico y centro y sudeste de Europa). Con tal motivo, 34 subvenciones⁵ han sido concedidas :

- dieciséis afectan al sector del gas natural (con 392 millones de euros) y dieciocho al eléctrico (con 255 millones de euros);
- seis se refieren a los trabajos de construcción (con 556 millones de euros);
- veintiocho son asignadas a los estudios, tales como las evaluaciones de impacto medioambiental (con 91 millones de euros).

Sin embargo, el reglamento nº 1316/2013 de 11 diciembre de 2013, establecido por el programa MIE, precisa que la dotación financiera prevista deberá ser **atribuida en gran medida a los proyectos de infraestructuras eléctricas**, «habida cuenta la prioridad prevista de la electricidad en el sistema energético europeo en las próximas dos décadas».

A modo de ejemplo, aunque los dirigentes europeos llegaron a un acuerdo sobre la «prioridad urgente» de la interconexión eléctrica franco-española, la primera serie de la financiación del MIE tiene previsto asignar 0,5% de sus fondos a este proyecto. Los estudios de viabilidad del proyecto serán financiados con un máximo de 3 millones de euros, por el contrario, el gasoducto lituano polaco (no prioritario) se beneficia de un máximo de 295 millones de euros.

La prioridad dada, por el momento, a las redes gasistas forma parte del **tratamiento de la urgencia económica y política**.

La atención se centra en el desarrollo de los corredores del Este y Sudeste, haciendo especial hincapié en las capacidades de los flujos inversos desde el Oeste para mejorar el incremento de la integración y la seguridad energética de estos países. Sin embargo, siguen existiendo grandes incertidumbres respecto al futuro papel del gas dentro del mix energético europeo. Según las previsiones de la Comisión Europea, su consumo podría disminuir en un 25 % de cara al 2030. En un contexto donde las consecuencias de un choque energético procedente de África serían más importantes que las

⁵ Para ser elegible a una subvención, la acción propuesta debe estar vinculada a uno de los proyectos de la lista «proyectos de interés común» (publicada en octubre de 2013). Esta lista cuenta con 248 proyectos de infraestructuras energéticas que, una vez acabados, beneficiarán significativamente al menos a dos estados miembros, mejorarán la seguridad de suministro, contribuirán a la integración del mercado y al reforzamiento de la competencia y permitirán reducir las emisiones de CO2. En virtud de la primera convocatoria del MIE-Energía, 64 propuestas elegibles fueron recibidas para una demanda de ayuda financiera que ascendía a los 1,4 mil millones de euros. Una próxima convocatoria está prevista para 2015.

de un posible choque procedente de Rusia, existe un **riesgo importante : que los gaseoductos financiados por el MIE terminen abandonados**⁶.

- La fluidez del transporte de gas en Europa, unido con la escasez de congestiones, aboga de esta manera por un planteamiento más estudiado en materia de nuevas inversiones. La próxima convocatoria de financiación en 2015, dentro del marco del MIE, debería tener en cuenta dichos datos.
- La posición del gas dentro del futuro del mix energético europeo merece que esté mejor definida, las inversiones sobre el sector gasista deberían mientras tanto concentrarse en una optimización de la utilización de las infraestructuras⁷ existentes y en el desarrollo del I + D, con el fin de que surjan nuevas vías innovadoras para el gas⁸.
- De una manera más general, Europa debería orientarse hacia una mejor gestión y valorización local de los recursos gasistas y de los almacenamientos existentes. Un mejor reparto de los puntos de suministro sobre el conjunto de los territorios (terminales de GNL de proximidad, capacidades de almacenamiento locales, producción doméstica incluyendo gases renovables) sería totalmente coherente con los objetivos de la transición energética.

Pese a que las cuestiones de seguridad energética han pasado a ser una prioridad, el apoyo de la UE a las inversiones energéticas aparece particularmente moderado.

Además, la orientación de las inversiones tiende a privilegiar las infraestructuras gasistas, en respuesta a las tensiones geopolíticas actuales, más que a esfuerzos determinados en función de las evoluciones del mix europeo a largo plazo. Estos últimos deberían llevar a reforzar el apoyo al desarrollo de las infraestructuras eléctricas.

6 id. El grupo de reflexión británico E3G (Third Generation Environmentalism) subraya el riesgo de despilfarro de dinero público con el apoyo de proyectos para los cuales el interés a largo plazo es lejos de ser garantizado. Propone que la financiación de las infraestructuras sea guiada por los programas de eficiencia energética europeos, que el MIE se comprometa a favor de la electricidad y que una parte de la financiación asignada a los transportes (26,25 mil millones de euros) sea transferida al sector energético.

7 Las 22 terminales europeas de regasificación GNL no están actualmente siendo utilizadas más que a un 25 % de su capacidad.

8 « Biométhane de gazéification – évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050 », GrDF, 2013 ; « Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz », Ernst & Young, ADEME/GrDF, 2010.

Establecimiento de grandes corredores eléctricos para la mejora de la seguridad y la optimización del uso de los medios de producción

La reunión del Consejo Europeo del 23 de octubre de 2014 fijó en un **10% el objetivo mínimo de las interconexiones eléctricas para el 2020**⁹. Un objetivo de 15% de interconexiones se perfila para el 2030 y debe conseguirse gracias a la realización de proyectos de interés común¹⁰. En este contexto, el importe de las inversiones necesarias se estima en 100 mil millones de euros para el 2020 por la Comisión y en 150 mil millones para el 2030 por ENTSO-E.

La asociación ENTSO-E pide que la tasa media del 15% sea diferente según los Estados miembros, en función de la situación actual y de la evolución del parque de producción nacional y de los lugares de consumo. En total, las capacidades de interconexión deben duplicarse según ENTSO-E¹¹.

Una organización como Greenpeace considera por su parte que, para el 2030 serán necesarias 26 275 km de líneas de alta y muy alta tensión (con una tasa de penetración de energías renovables de un 77%), frente a 50 110 km para ENTSO-E (con una tasa de penetración de las energías renovables de un 37%).

Las interconexiones entre las redes eléctricas europeas deben ser reforzadas para **eliminar los puntos de congestión** (especialmente a nivel de la península ibérica) y el aislamiento de ciertos Estados miembros (insularidad, barreras naturales). Esta política de inversión masiva debe permitir **la mejora en la seguridad del suministro** de los países europeos y desarrollar una **solidaridad energética europea**.

Los corredores considerados como prioritarios en el reglamento del Parlamento de abril de 2013 son los siguientes¹² :

- red de los mares septentrionales (Alemania, Bélgica, Dinamarca, Francia, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos, Reino Unido, Suecia);
- interconexiones eléctricas Norte-Sur en Europa occidental (Alemania, Austria, Bélgica, España, Francia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Portugal, Reino Unido);

⁹ Se trata de la relación entre las capacidades de interconexión de un país y sus capacidades de producción. Esta cifra se encuentra por debajo del 15% reclamado por España y Portugal, aislados por su situación peninsular, que no encuentran salidas a su superproducción de energías renovables.

¹⁰ «La Comisión europea, con el apoyo de los Estados miembros, tomará medidas con carácter urgente con el fin de conseguir el objetivo mínimo de 10% de interconexión eléctrica, a más tardar en 2020, al menos para los Estados miembros que no han alcanzado todavía un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía, como por ejemplo los Estados Bálticos, Portugal y España, y para los Estados miembros que constituyen su principal punto de acceso al mercado interior de la energía.»

¹¹ ENTSOE, *Ten Year Network Development Plan*, 2014.

¹² Lista detallada de proyectos de interés común por país : http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/doc/2013_pci_projects_country.pdf

- interconexiones eléctricas Norte-Sur en Europa central y Sudeste (Alemania, Austria, Bulgaria, Chipre, Croacia, Grecia, Hungría, Italia, Polonia, República checa, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia);
- plan de interconexión de los mercados energéticos de la región del mar Báltico para la electricidad (Alemania, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Letonia, Lituania, Polonia, Suecia).

→ **Una cosa es cierta : un mercado energético unificado y mejor interconectado es decisivo para integrar las capacidades de producción renovables dentro del sistema eléctrico europeo y, en el caso del gas, para asegurar un mejor acceso a los sistemas de almacenamiento disponibles y a las terminales de gas natural licuado (GNL).**

El entramado de Europa por autopistas eléctricas constituye un imperativo de seguridad colectiva.

Es también la condición para una eficiencia económica estática (mejor utilización de los medios de producción) y dinámica (mejor integración de los nuevos medios de producción).

Lograr la revolución energética a través de las redes de distribución eléctricas y de gas

El «*aggiornamento*» de las redes no debe limitarse a la interconexión de las grandes redes de transporte.

Las redes de distribución constituyen el eje de la transición energética, ya que el 95 % de las energías renovables se conectan a ellas. Estas redes tienden a convertirse en importantes **redes de recogida**, es la razón por la que en principio no han sido dimensionadas. A parte de las conexiones y de las extensiones necesarias, las inversiones en las redes de distribución van a caracterizarse por los **cambios significativos de paradigma**.

En 2011, la Comisión Europea determinaba que, para conseguir los objetivos fijados para 2020, deberían ser invertidos cerca de **400 mil millones de euros en las redes de distribución** de gas y de electricidad, contra 200 mil millones de euros para las infraestructuras de transporte¹³.

- El regulador británico, Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), afirmó en noviembre de 2014 que los seis distribuidores de energía del

¹³ «Response to ACER public consultation on Energy regulation: a bridge to 2025», EDSO, 2014. Otros estudios han precisado las cantidades intermedias para la distribución de electricidad a 170 mil millones de euros para el 2020, y de 215 mil millones de euros para el 2025 : «Integration of renewable energy in Europe», Comisión europea, 2014.

Reino Unido iban a invertir 24 mil millones de libras (30,7 mil millones de euros) de aquí al 2030, para reforzar la fiabilidad de sus redes y adaptarlas a las energías renovables.

- El caso alemán, muy avanzado en estas problemáticas, es también un caso útil para examinar. Las necesidades de inversión relativas a la transición energética han sido recientemente calculadas por el Ministro federal de Economía y la Energía (BMW¹⁴) basándose en tres escenarios que examinan la parte de energías renovables de cara al 2032 de 128 GW (escenario «Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014» o «EEG 2014») a 207 GW (escenario «estados federales Landers»).
- Según el escenario «EEG 2014», de los 132 000 km de líneas necesarias, cerca de 120 000 km serán de la red de distribución, de las cuales 50 000 km de baja tensión y 70 000 km de media. Esto corresponde a unos incrementos respectivos del 5% y del 14% de la red actual. Sería conveniente, asimismo, añadir cerca de 15 GW de capacidad de transformación para la baja tensión y 43 GW para la media, para poder permitir los desplazamientos hacia los niveles de tensión superiores. Al mismo tiempo, la adición de cables de baja tensión servirá principalmente para corregir los saltos de tensión, derivados de la integración de las capacidades de producción en una red de distribución no dimensionada por esta función de recogida¹⁵. Se trata del escenario menos costoso.
- El escenario «Plan de desarrollo de redes» (NEP) reproduce la estimación de los operadores de redes de transporte. La hipótesis es la de una capacidad instalada de generación bruta de energías renovables de 139 GW en 2032 (65 GW para la eólica, 65 GW fotovoltaica, 9 GW para otras fuentes). Esta última frase no está en el documento original.
- El escenario «Länder» evalúa por su parte las necesidades alrededor de 280 000 km de líneas y en 130 GW de capacidad de transformación. Se constata que las necesidades de extensión crecen más rápidamente que el desarrollo de las energías renovables debido a los efectos umbral. Por ejemplo, la saturación de las capacidades de acogida de la red : a un cierto estado de despliegue, la integralidad de las capacidades existentes es consumida y será necesario por consiguiente, constituir nuevas.
- De cara al 2032, las necesidades de inversiones en las redes de distribución para integrar las renovables en Alemania varían de 23 mil millones (escenario «EEG 2014») a 49 mil millones de euros (escenario «estados federales Länder»)¹⁶.

En comparación, los costes de servicios pasados y futuros para alcanzar los objetivos en energías renovables (19 GW de eólica y 8 GW de fotovoltaica)

¹⁴ «Moderne Verteilernetze für Deutschland» – Forschungsprojekt Nr. 44/12, BMWi, 2014.

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ *Ibid.*

para 2020 en Francia están estimados en 4,3 mil millones de euros para la red de distribución y 1,2 mil millones de euros para la red de transporte¹⁷.

Cabe señalar que estas cantidades no representan más que una parte de la inversión de los gestores de redes de distribución. En efecto, la mayor parte de las inversiones son asignadas a :

- las conexiones de los nuevos consumidores;
- las modificaciones y renovación de las obras;
- la mejora de la calidad de la red.

La inversión anual en las redes de distribución francesas es de esta manera de casi **4 mil millones de euros**, el equivalente del **total del compromiso para adaptar la red a los objetivos de 2020**. A medida que avance el despliegue de las energías renovables y la saturación de las capacidades de acogida, las inversiones necesarias para adaptar la red de distribución francesa a la transición energética estarán **llamadas a representar cantidades más importantes**.

Por su parte, los gastos relativos a las redes de gas no han sido estimados. No obstante, las instalaciones que pueden inyectar biometano en las redes francesas de transporte o de distribución están experimentando un desarrollo dinámico, que con el tiempo, debería traducirse en volúmenes significativos, alcanzando un 17% del gas transportado en 2020¹⁸. Al mismo tiempo, las perspectivas ofrecidas por el GNL y el Gas Natural Comprimido (GNC) en materia de movilidad o incluso el posible desarrollo del *Power-to-gas*¹⁹ podrían contribuir al aumento de las inversiones en las redes de distribución de gas a medio plazo.

- De esta manera, las inversiones previstas en las redes de distribución son de aproximadamente varias decenas de miles de millones de euros por año en Europa.
- Por otra parte, puede observarse la extrema sensibilidad de las proyecciones en los diferentes escenarios previstos, aun cuando algunos avances se toman poco en cuenta o son tratados por separado. Es el caso en particular del desarrollo de los vehículos eléctricos o de los contadores inteligentes.
- En el caso francés, el objetivo fijado por el proyecto de ley sobre la transición energética para el crecimiento ecológico de implantar 7 millones de estaciones de recarga para vehículos eléctricos con vistas al 2030 ha sido valorado en 5 mil millones de euros por ERDF.

¹⁷ « La aplicación francesa del Paquete Energía-Clima », Tribunal de Cuentas, 2013.

¹⁸ Debate nacional sobre la transición energética, audiencia de GrDF por el subgrupo nº 5 el 17 de abril de 2013.

¹⁹ La expresión « Power to Gas » designa la producción de metano de síntesis con la ayuda de la corriente eléctrica procedente de las fuentes renovables fuera de los periodos de consumo.

- Cabe añadir 5 mil millones de euros de cara al 2021 para la instalación de 35 millones de contadores inteligentes Linky²⁰. A nivel europeo, las inversiones necesarias para sólo los contadores inteligentes han sido estimadas en 50 mil millones de euros²¹. Estas cantidades pueden disminuir en el caso del gas natural, ya que el despliegue de 11 millones de contadores Gazpar se ha estimado en mil millones de euros en Francia.
- Si las redes de distribución deben acoger nuevas fuentes de producción, se convierten de esta manera, en el centro de evoluciones significativas desde el punto de vista del consumo, ya sea por la aparición de nuevos usos como por ejemplo, los vehículos eléctricos o las perspectivas de control reforzado de la demanda con la aparición de los *smart grids*. Estas obras del mañana traspasan las fronteras nacionales y las organizaciones dispares que las regulan.

Las redes de distribución están en el centro de los desafíos estratégicos financieros e industriales y deben ser abordados a escala europea.

Se convertirán, de hecho en el lugar físico de la transición energética tanto por la integración de las energías renovables (eléctricas y gasistas) como por el traslado de los usos desde las fuentes fósiles hacia la electricidad.

Movilizarán la mayor parte de los capitales disponibles hacia las redes con cantidades considerables.

Surgirán de ellas las innovaciones que respondan mejor a los desafíos del sistema eléctrico. Estas innovaciones abrirán los mercados internacionales generadores de crecimiento y de empleo en Europa.

²⁰ Audiencia de Philippe Monloubou, Presidente de ERDF, por la Comisión de investigación de las tarifas eléctricas el 29 de octubre de 2014.

²¹ «Staff working document SEC (2010) 1396», en «Prioridades en materia de infraestructuras energéticas para 2020 y años posteriores – Plan rector para una red energética europea, Sección 1.1.1. – Energy trends and infrastructure needs», Comisión Europea, 2010.

Dar una coherencia al proyecto industrial

Identificar las áreas prioritarias en I + D

Hasta ahora, Europa ha concentrado sus gastos en el **despliegue de las tecnologías** en vez de fomentar el I + D. En 2012, 30 mil millones de euros fueron destinados al apoyo de las energías renovables y según la tendencia actual, se podrían alcanzar los 60 mil millones de euros en 2035²². En cambio, el gasto público destinado a I + D en Europa (para todos los sectores confundidos) tiene un nivel similar al de 1980 en términos reales, que contrasta con el mayor gasto de los países como Estados Unidos o Japón. La Comisión Europea puso en marcha en 2007 un programa estratégico para tecnologías energéticas (SET Plan), pero el Consejo Europeo del 2008, quien aprobó el principio, no movilizó la financiación necesaria para su puesta en marcha. Esto perjudicó la iniciativa cuyo objetivo era de permitir la coordinación entre actores del sector de la innovación de los Estados miembros y hacer emerger soluciones económicamente viables²³.

Desde entonces, la situación ha evolucionado y hace falta relanzar la cooperación europea en el campo de I & D energético para hacer frente a las numerosas tensiones que pesan sobre el sistema energético europeo, tanto para integrar las energías renovables como para asegurar la seguridad de suministro.

Cuatro «temas» principales de I + D destacan para responder a las problemáticas de las redes energéticas del mañana :

- la corriente continua de alta tensión (HVDC) ;
- los *smart grids* (o redes inteligentes) ;
- la movilidad (estos tres últimos retos están fuertemente interrelacionados) ;
- el almacenamiento.

La utilización de la **corriente continua de alta tensión** se remonta a los orígenes de la electrificación. Presenta el interés de poder transportar la corriente a grandes distancias y con pocas pérdidas. Sin embargo, las infraestructuras de corriente continua de alta tensión son especialmente costosas y por tanto, utilizadas solo para algunos enlaces subterráneos o submarinos.

²² «European Policy Dialogue 2012», Public Launch supporting Policy Memo, ISH CER, 2012.

²³ Aviso sobre la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité económico y social europeo y al Comité de las regiones « Technologies et innovation énergétiques » – COM(2013) 253 final, TEN/528 Technologies et innovation énergétiques, Comité económico y social europeo, 2013.

Hoy en día, fuertes resistencias locales existen en relación a la instalación de líneas aéreas clásicas (principalmente por razones visuales). Por eso se privilegia el enterramiento mediante la tecnología de la corriente continua, pero a un coste siete u ocho veces más elevado²⁴. Mientras que decenas de miles de kilómetros de líneas en Europa deberán realizarse en los 20 próximos años, **el reto de reducir dichos costes** se mantiene con el fin de :

- mejorar la competitividad del enterramiento, incluso sustituir algunas líneas aéreas de corriente alterna por corriente continua apta para el transporte de potencias mayores,
- de estructurar un «supergrid» para pasarlo a tensiones de GigaVolt y usarlo como autopistas de la electricidad en Europa²⁵.

El desarrollo de los smart grids constituye el segundo eje, y más extensamente en lo relativo a las perspectivas de **control de la demanda** y la **introducción digital** a nivel de la red pública de distribución, así como del consumidor.

El control de la demanda consiste en rechazar el paradigma según el cual el equilibrio necesario en cada momento entre la producción y el consumo depende de la producción. A partir de ahora, el desarrollo de las tecnologías de la información y de la comunicación ofrece la perspectiva de un **ajuste por el consumo**, difiriendo los momentos de uso de los aparatos eléctricos (calefacción, recargas de vehículos eléctricos, etc.). Este control de la demanda juega un papel más crucial²⁶ que el de las energías renovables ya que son generalmente intermitentes y no inciden en el equilibrio entre la oferta y la demanda. Constatamos así un aumento rápido de los volúmenes negociados en los mercados intradiarios, revelando crecientes necesidades de flexibilidad²⁷.

Un control más óptimo de la demanda podría generar ahorros de entre 60 mil y 100 mil millones de euros de cara al año **2030**, permitiendo limitar las inversiones en capacidades de producción, en infraestructuras de transporte y en distribución así como reducir los costes de funcionamiento²⁸.

A pesar de que las modalidades de acción son variadas, los *business models* todavía inciertos y los demostradores en Europa son numerosos y a la vez dispares, los *smart grids* ya son una realidad en numerosas instalaciones de distribución²⁹. Desde 2002, centenares de actores europeos de 47 países

²⁴ Cf. desvío constatado acerca de la futura conexión THT Baixas – Santa Llogaia entre Francia y España.

²⁵ «Integration of renewable energy in Europe», Comisión Europea, 2014. Dichas «autopistas de la electricidad» aparecen útiles para evacuar y repartir la electricidad desde grandes parques eólicos marítimos en el Mar del Norte. Podrían incluso mejorar la rentabilidad de las grandes instalaciones convencionales para que permanezcan indispensables durante los próximos 10 años, y particularmente las centrales nucleares para los países que conserven el uso de dicha energía

²⁶ DNV GL, *Integration of renewable energy in Europe – Final report*, Comisión Europea, 12 de junio de 2014.

²⁷ OFAER – EPEX SPOT, «Venta directa de las energías renovables en la Bolsa europea de la electricidad», enero de 2015.

²⁸ Ibid.

²⁹ «Smart grids on the distribution Level – Hype or Vision? CIRED's point of view – final report, CIRED, 2013.

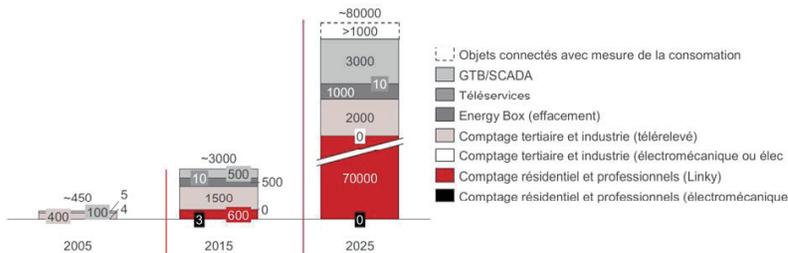
se han implicado en casi 459 proyectos con una inversión total de 31,5 mil millones de euros. De los 578 diferentes lugares considerados, 532 están en el territorio de la Unión Europea. La mitad de los proyectos están todavía en marcha gracias a una dotación financiera total de más de 2 mil millones de euros. Además, se está observando un aumento de la envergadura de los proyectos a lo largo del tiempo³⁰.

La puesta en marcha de los *smart grids* se acelerará con **el despliegue de los contadores comunicantes**; casi el 72 % de los consumidores europeos³¹ estará equipado en 2020. Estos contadores permitirán multiplicar por 10000 el volumen de datos de recuento de la parte residencial a los cuales se sumaran el desarrollo de los objetos comunicantes. La modificación de la cadena de valor energético generada por **esta introducción de Big Data** dará un **giro decisivo** a para toda la industria energética europea, y a los 500 millones de consumidores y los ciudadanos europeos³².

Gráfico 5

Emergencia de una lógica Big Data³³

Producción anual de datos de recuento de la electricidad (giga-bytes/año – datos redondeados)



Source : *Énergie et digitalisation – Analyse des enjeux stratégiques*, E-Cube Strategy Consultants, juillet 2014.

La puesta en marcha de un ecosistema capaz de valorizar estos datos, con el fin de que surjan «consumidores» participando en el buen uso del sistema energético, representa un reto importante para Europa. Se trata a la vez de :

- garantizar la seguridad de los datos,
- fomentar los futuros *business models* del control de la demanda ;
- desarrollar una regulación favorable a dichas dinámicas ;
- asegurarse del desarrollo de las industrias europeas competitivas a escala internacional.

³⁰ «Smart grid projects outlook 2014», Comisión Europea, 2014.

³¹ *Ibid.* ; «Análisis comparativo del despliegue de contadores en la UE-27 con enfoque más particular hacia el mercado de la electricidad», Comisión Europea, 2014.

³² *Ibid.*

³³ Source : E-Cube Strategy Consultants, *Energie et digitalisation – analyse des enjeux stratégiques*, juillet 2014.

Efectivamente, según el gabinete Navigant, el mercado mundial de los *smart grids* podría duplicarse de aquí a 2020 y podría alcanzar los 55,8 mil millones de euros anuales³⁴.

No obstante, de los 40 mil millones de euros de inversiones que necesitan los *smart grids* para 2020, casi 20 mil millones de euros podrían faltar según la Comisión Europea³⁵. Por tanto, es urgente que Europa **ponga en marcha una estrategia que aúne el aumento de la inversión con una adaptación de la regulación y con una mejor coordinación de I + D.**

Por otra parte, la movilidad eléctrica y el almacenamiento constituyen dos proyectos capaces de provocar un efecto palanca con el fin de acelerar el despliegue de los *smart grids*.

La movilidad desempeña un papel fundamental en la transición energética, permitiendo reducir las facturas de importación de petróleo así como las emisiones de CO₂ europeas.

El desarrollo de vehículos funcionando con electricidad, gas natural o hidrógeno aparece como una de las vías privilegiadas en los últimos años. Cada una de estas diferentes soluciones tiene un **impacto fuerte en las redes energéticas**, y es preciso tenerlas en cuenta de forma combinadas, porque junto con la hibridación de las redes y el *power to gas*, Francia podría aportar la respuesta territorial mixta, combinando de forma inteligente su competencia en las redes de distribución de electricidad y de gas.

Referente a los vehículos eléctricos, su coste puede revelarse muy alto para la red. Dos millones de vehículos eléctricos representarían en Francia tan solo el 1 o 2 % del consumo total de la electricidad, pero podría implicar **órdenes de potencia relevantes** si las cargas vendrían a concentrarse en el mismo momento. Además, al estar todas las infraestructuras de recarga conectadas a la red eléctrica de distribución, el impacto sobre su gestión y su capacidad ha de ser previamente considerado. La rapidez de la recarga determinará efectivamente la potencia necesaria y por tanto la capacidad de la red.

Gráfico 6

Tiempo y orden de potencia para la recarga de los vehículos eléctricos

La recarga completa de un solo vehículo eléctrico para 150 km...	...necesita una potencia igual a
en 8 horas (3 kW)	un calentador
en 1 hora (22 kW)	un edificio
en 3 minutos (600 kW)	un barrio

Fuente : ERDF.

³⁴ Navigant, *Smart grid technologies*, noviembre de 2014.

³⁵ «Connecting Europe Facility – Investing in Europe's growth», Comisión Europea, 2012.

Es necesario un despliegue óptimo de los puntos de recarga para limitar los costes de conexión y de refuerzo, así como una regulación de la recarga (con el fin de prevenir la congestión en horas punta). Una recarga durante horas punta tendría una fuerte huella de carbono, de tal manera que un vehículo eléctrico « emitiría » más CO₂ que un vehículo térmico³⁶. Es decir, se trata de gestionar la recarga del mismo modo que el agua caliente sanitaria.

→ **Sería necesario establecer la articulación de los vehículos eléctricos con los smart grids y los potenciales usos que podrían ofrecer los millones de baterías conectadas a la red para absorber la intermitencia de las energías renovables (Vehículos-to-Grid). Se observa este tipo de proyectos en Alemania y en Austria³⁷. Sin embargo, las perspectivas sobre el tema siguen dependiendo mucho de la mejora del coste y del rendimiento de las baterías.**

Por eso el **almacenamiento de la electricidad** genera fuertes expectativas, en particular, por la **flexibilidad** que ofrecería al sistema eléctrico. El almacenamiento permitiría paliar la intermitencia de las turbinas eólicas y de los paneles fotovoltaicos, asegurar un relevo de producción durante las horas punta y fomentar el autoconsumo.

Es cierto que diferentes soluciones ya existen, como el agua caliente sanitaria o los STEP³⁸, sin embargo las posibilidades de equipamientos adicionales son limitadas³⁹. Existen todavía importantes palancas para el auge de nuevas tecnologías más flexibles como las baterías Lithium-Ion o el Power-to-gas. El principal inconveniente radica en la **competitividad económica** de estas soluciones que permanece todavía muy alejada de las condiciones de mercado, pero también en el tamaño aun grande de las baterías. En su visión prospectiva, Ademe considera el **auge industrial de los sistemas de almacenamiento fijos a partir del horizonte 2030**⁴⁰. Por su lado McKinsey estima que el precio del almacenamiento debe disminuir en los próximos años, pero deja el debate abierto sobre la amplitud y la velocidad de dicha disminución. Según dicha consultoría, el coste de la batería Lithium-Ion podría disminuir de 600 \$/kWh a 200 \$/kWh en 2020 y a 160 \$/kWh en 2025⁴¹.

³⁶ «Elaboración según los principios de los ACV de los balances energéticos, de las emisiones de gas de efecto invernadero y de otros impactos medioambientales inducidos por el conjunto de las fuentes de vehículos eléctricos y vehículos térmicos VP de segmento B (citadina polivalente) y VUL hacia el 2012 y 2020», ADEME, 2013.

³⁷ «Smart grids projects outlook 2014», Comisión Europea, 2014.

³⁸ Se llama STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) una instalación hidroeléctrica cuyas turbinas son reversibles. En horas punta, el agua entra en la turbina del lago superior hacia el lago inferior para producir la electricidad necesaria. Cuando el consumo es bajo, el agua va de abajo hacia arriba y la turbina va funcionando como una bomba.

³⁹ «Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France», Ministerio Francés de Economía, Finanzas e Industria, 2006.

⁴⁰ «Les systèmes de stockage d'énergie – feuille de route stratégique», Ademe, 2011.

⁴¹ «Battery technology charges ahead», McKinsey, 2012.

- El almacenamiento constituye un **componente esencial en los principales proyectos de smart grids** lanzados en 2012 y 2013⁴² y es clave para el desarrollo de la movilidad eléctrica. Es preciso seguir coordinando y fortaleciendo, a escala europea, los esfuerzos para mejorar rendimientos y costes.
- La cuestión de la movilidad eléctrica está directamente ligada con la de las infraestructuras de recarga. Por tanto, la coordinación y aceleración, a escala europea, del despliegue de las infraestructuras de recarga es la clave para realizar un “**choque de oferta**” de envergadura que permita abrir perspectivas industriales. Al mismo tiempo, los gestores del plan podrían tener ya un programa de implantación coordinado de las infraestructuras que les permitiría tener en cuenta las capacidades de acogida y evitar así volver a invertir de nuevo por falta de visibilidad inicial.
- La mayoría de los proyectos de I + D en Europa y en el mundo se centran en retos y oportunidades similares⁴³. Es conveniente que Europa refuerce rápidamente su coordinación y sus inversiones, teniendo en cuenta el papel fundamental del I + D para permitir la integración de las energías renovables, reducir los costes de la transición energética, garantizar la seguridad del sistema energético y fomentar el desarrollo de actividades innovadoras competitivas a nivel internacional.

En Europa, los esfuerzos financieros han sido concentrados hasta la fecha en el despliegue de tecnologías para conseguir rápidamente su madurez.

Si comparamos países, la intensidad de los esfuerzos en I + D se ha estancado, a diferencia de otras zonas del mundo (China, Estados Unidos, Japón) donde se ha acelerado la inversión.

Cuatro «áreas» principales de I + D deben de ser prioritarias en Europa, con el fin de anticipar las rupturas tecnológicas del mañana : la corriente continua de alta tensión (HVDC), las redes inteligentes (*smart grids*), el almacenamiento y la movilidad.

⁴² «Smart grids projects outlook 2014», Comisión Europea, 2014.

⁴³ «Smart grids on the distribution Level – Hype or Vision? CIREN’s point of view – final report», CIREN, 2013.

Definir el modelo normativo y legislativo

Ante los desafíos europeos de seguridad de suministro, de reducción de los costes de integración de las energías renovables y del desarrollo del I + D, **la regulación y la normalización desempeñan un papel fundamental.**

Las diferentes legislaciones en Europa generan **incentivos distintos según los países.** Las misiones confiadas a los gestores de redes van variando y, con ellas, las tarifas aplicadas.

- Por ejemplo, en Francia, los gastos en I + D del RTE están incluidos en la TURPE (Tarifa de Uso de las Redes Públicas de la Electricidad), aunque no es el caso para el conjunto de transportistas de los demás países.
- De la misma manera, la estructura tarifaria en Alemania y en Francia conduce a subvencionar a los auto consumidores exonerándoles de las tasas (en particular en lo relativo al apoyo a las energías renovables) y transfiriendo sus costes a otros usuarios⁴⁴.

Acercar las misiones asignadas a los gestores de red podría favorecer a largo plazo **la convergencia de las tarifas de transporte** (que pueden representar casi una tercera parte de la factura de los clientes). Sobre todo, es recomendable que este acercamiento de las diferentes legislaciones se articule con una mayor **visibilidad tarifaria.**

Uno de los medios de **reducir el coste de la inversión** consiste en disminuir la prima de riesgo. Ofreciendo **visibilidad y garantía de precios** a los inversores, el coste del capital sería menor. **El aumento de la parte de la potencia en las tarifas** constituiría una primera palanca aunque la industria de redes sea una industria de costes fijos.

Además, la **coherencia en los mecanismos de capacidad** sería decisiva para la puesta en marcha de un **mercado de capacidad europeo.**

En esta situación, los europeos avanzan de manera desincronizada, aún siendo la puesta en marcha de reservas estratégicas una opción esencial. Francia y Reino Unido son los únicos países que optaron por un mercado de capacidad.

De hecho, la puesta en marcha de un mercado de capacidad a escala europea sigue siendo una opción compleja por las diferentes problemáticas existentes en los diversos países. En Alemania, el desafío radica en la gestión de la intermitencia de las energías renovables. En Francia, se trata de pasar el pico del consumo invernal.

Estas dos situaciones requieren modelos diferentes de mercado. Sin embargo, conviene señalar que el **mercado de capacidad francés tiene la ventaja de valorizar la ausencia del consumo**⁴⁵, el cual depende del control de la demanda y cuyo papel está destinado a crecer.

La diversidad de regulaciones y de marcos legales, así como las incertidumbres que las acompañan son un freno, por ejemplo para la **extensión y la reproducción de los resultados de los demostradores smart grids**⁴⁶.

⁴⁴ «Autoconsommation en Allemagne – retour d'expérience», OFAER, 2013.

⁴⁵ «Mécanisme de capacité – Rapport d'accompagnement de la proposition de règles» RTE, 2014.

⁴⁶ «Smart grid projects outlook 2014», Comisión Europea, 2014.

Es preciso reforzar la cooperación europea a nivel legislativo para que las futuras evoluciones permitan reforzar el mercado europeo de la energía manteniendo los objetivos estratégicos, en particular en el campo de la innovación.

Armonizar legislaciones serviría para generar un **marco propicio para conseguir un refuerzo de las normas y estándares europeos**. Frente a la pluralidad de proyectos, de tecnologías y de actores, un enfoque europeo convergente permitiría las interoperabilidades requeridas, **impulsando Europa como principal actor mundial**⁴⁷. Dicha necesidad resulta fundamental para los datos cuyo volumen crecerá drásticamente.

Detrás de dichas evoluciones legislativas se perfilan algunos **interrogantes sobre los modelos energéticos**, ligados a la descentralización creciente de la producción y a la emergencia de los «*consom'acteurs*» (consumidores-actores).

A pesar de que la transición energética depende, en parte, de una aspiración social, la extensión de los proyectos de los demostradores es a menudo limitada debido a una **resistencia al cambio por parte de los usuarios**⁴⁸. La puesta en marcha de una **regulación que favorezca la apropiación** del uso energético por los consumidores es crucial, en particular si se desarrolla un marco propicio para la innovación en ofertas y otras herramientas.

Al mismo tiempo, la legislación debe tener en cuenta el **auge del «hecho local»** propicio a valorar los potenciales energéticos locales, sin dejar de velar por la **pertinencia de una optimización nacional y europea de los sistemas energéticos**.

Ha sido ya identificado el hecho de que **un enfoque descentralizado y descoordinado genera fuertes sobrecostes**, tal como lo subraya en Alemania el Ministerio Federal de Economía y Energía. El escenario «*Länder*» exige un coste de la inversión más de dos veces superior (49 mil millones de euros) al escenario de referencia (23 mil millones de euros)⁴⁹.

➔ **Los retos de legislación y de normalización son esenciales para asegurar un desarrollo óptimo y obtener un coste menor de las redes, pero también para hacer frente a los retos de la innovación y posicionar a Europa en términos de referencia. Se trata además de reforzar la visibilidad del marco regulatorio y su coordinación a escala europea.**

La heterogeneidad de legislaciones y de esfuerzos de normalización, que segmentan los espacios de inversión, encarece el coste de transición y frena la emergencia de liderazgo europeo.

47 «*Smart grids on the distribution Level – Hype or Vision? CIREC's point of view – final report*», CIREC, 2013.

48 «*Smart grid projects outlook 2014*», Comisión Europea, 2014.

49 *«Moderne Verteilernetze für Deutschland, Forschungsprojekt Nr. 44/12, BMWi, 2014.*

Qué modelo(s) económico(s) deberían utilizarse para orientar las inversiones en las redes ?

Garantizar un precio competitivo de la energía y luchar contra las distorsiones entre los Estados miembros

Con el propósito de mejorar la seguridad del suministro y favorecer la transición energética, ya hemos señalado anteriormente que **el ritmo de la inversión anual de la Unión europea sobre las redes** de transportes y distribución de gas y de electricidad debería **duplicarse de aquí hasta 2020**.

En Francia, los gestores de red prevén un aumento notable de sus compromisos anuales (casi un 20 % para ERDF, sin tener en cuenta los contadores Linky⁵⁰). Dicho aumento será repercutido en los balances de las empresas, los costes de capital representan entre un 30 % (ERDF, RTE) y un 50 % (GRTgas) de sus gastos, y por tanto en la factura del consumidor final (en el apartado « Transporte »).

Para un consumidor doméstico francés, esta parte “Transporte” representa una media de un 36 % de la factura sin IVA para el gas y un 46 % para la electricidad. Sin ninguna medida correctora, un aumento de un 20 % de las inversiones anuales sobre las redes se traduciría por una subida de aproximadamente un 3 % en el precio de la electricidad y de un 5 % en el precio del gas. Este resultado concuerda con las estimaciones realizadas para el conjunto de los países de la Unión Europea⁵¹.

El aumento de la tarifa debido a las inversiones sobre las redes resulta modesto, pero se le podrían añadir otros factores⁵² de incremento en la factura y se contribuiría así a un movimiento general para 2020, según la Comisión Europea, que llevaría a un precio medio en casi un **30% superior a su nivel actual para la electricidad y a un 50% para el gas, disminuyendo** así el poder adquisitivo de los hogares y amenazando el empleo⁵³.

Para los particulares, tal aumento de precio acentuaría el **fenómeno de la pobreza energética**, que afecta ya en el 2014 a más de uno de cada siete ciudadanos europeos y entre 3 y 6 millones de hogares, o sea hasta

⁵⁰ Deliberación de la Comisión de regulación de la energía del 12 de diciembre de 2013 sobre la decisión relativa a las tarifas de uso de una red pública de electricidad en el campo de la tensión HTA o BT.

⁵¹ Leer por ejemplo: “Getting the European Electricity Transmission Infrastructure Financed”, Florence School of Regulation, 2013.

⁵² Dichos factores incluyen el aumento potencial del precio de los combustibles importados, la renovación de una parte del parque de las centrales convencionales, las nuevas normas de los reactores nucleares o el apoyo a las energías renovables.

⁵³ «Energy prices and costs report», SWD, 2014.

un 15% de la población en Francia. Cifras, que se encuentran en constante aumento desde hace varios años⁵⁴.

El **sector productivo** se vería afectado de dos maneras :

- si el encarecimiento fuera común a todos los países europeos, todas las exportaciones fuera de Europa se verían afectadas negativamente. La industria europea cuenta con numerosos sectores intensivos en consumo energético (siderúrgico, químico, papel). Estos ya sufren una situación de desventaja competitiva debido a las elecciones de política común realizadas (promoción de las energías renovables, introducción de cuotas de CO₂). Un aumento de los precios del gas y de la electricidad fruto de la inversiones sobre las redes acentuaría esta desventaja ;
- si el precio de la energía aumentara menos en algunos países de la Unión Europea que en otros, las empresas francesas se verían penalizadas en el mercado comunitario. En electricidad, la industria francesa goza de costes de redes inferiores a varios de sus principales competidores europeos, (mayores sin embargo a los de España e Italia). La pérdida general de esta ventaja perjudicaría cuanto más a Francia ya que una parte importante de sus exportaciones es de gama media, un mercado muy sensible a los precios.

Habiendo establecido la necesidad de invertir en las redes, conviene optimizar el coste de dichas inversiones y compensar su impacto en las tarifas por ganancias sobre otras rúbricas de la factura.

Dicha necesidad ofrece un carácter imperativo para los hogares en situación de pobreza energética y para las empresas intensivas en consumo energético, expuestas a la competencia internacional.

La imperativa optimización del coste de la inversión

El modo de actuación de los gestores de red es tal que les permite raramente acumular suficientes **reservas de tesorería** para autofinanciar íntegramente sus inversiones. Se financian de este modo por **aportaciones de capital, por préstamos o por una combinación de ambas opciones**. Excluimos de antemano las subvenciones que emanan de los presupuestos del Estado o de las administraciones públicas, sometidas a fuertes presiones en toda Europa.

Para recibir financiación externa, suele ser tentador incrementar a menudo el retorno de la inversión aumentando las tarifas de peaje de las redes, con el fin de ofrecer dividendos o tipos de interés mayores. Esta respuesta es contraria al objetivo perseguido, que consiste en evitar aumentos de

⁵⁴ Cf. «La précarité énergétique, un chantier européen prioritaire», M. Derdevet, *Géoéconomie* n° 66, agosto-septiembre-octubre 2013 ; «Accès à l'énergie en Europe», F. Bafail, F. Fodor, D. Le Roux (dir), 2014.

precios para los usuarios de las redes. Solo se utilizaría para algunas de las obras que cuenten con riesgos comerciales específicos, tales como interconexiones necesarias para reforzar la seguridad de suministro muy poco usadas en el régimen normal.

Para atraer inversiones a un ritmo creciente limitando al mismo tiempo las subidas de tarifa, conviene **reducir los riesgos para los inversores de fondos**, apoyándose en varias alternativas :

- **aclarar y estabilizar la legislación aplicable a los gestores de la red**, cuando esta no aporta toda la transparencia requerida por los proveedores externos de capital. Por ejemplo, los textos que definen las prerrogativas de las autoridades de regulación se redactaron en una época en que el objetivo primordial se centraba en el desarrollo de la competencia, en un contexto con poca necesidad de inversión. Sería recomendable releer estos textos porque la prioridad actual ha cambiado ;

- **otorgar una garantía pública sobre una parte de los fondos aportados por los prestamistas**. Aunque se descarte un impago por parte de los gestores de red debido al carácter monopolístico de su actividad, las fuertes incertidumbres que existen sobre el sector de la energía, en general, son suficientes para disparar inquietudes en los inversores privados. Al reducir el riesgo actual, la prima de riesgo disminuiría también.

Aunque estas dos medidas sean complementarias son igualmente **independientes de otras disposiciones** que canalizan los recursos financieros disponibles en los mercados de capitales hacia inversiones en infraestructuras de red, **como obligaciones** emitidas por agrupaciones de operadores, estructuras bancarias (BEI, CDC, KfW, etc.), e incluso Estados y que pueden **conceder a los gestores, préstamos con tipos de interés preferencial**. Sería recomendable lanzar este tipo de iniciativa dentro de un marco cooperativo, a nivel europeo o por lo menos en los países que se ofrezcan voluntarios. A pesar de que la Comisión Europea ha dejado la puerta abierta a mecanismos parecidos a las ayudas estatales, tales como garantías de préstamo, una iniciativa conjunta de varios estados simplificaría su puesta en marcha⁵⁵.

Una garantía de préstamo tendría un coste para el presupuesto público, solo en caso de impago. Por lo tanto, aparece más interesante para los países europeos que el principio de "Master Limited Partnership" instaurado en EEUU para fomentar el transporte del gas y de productos petrolíferos. Este último consiste en una exoneración del impuesto de sociedades para las empresas que reinviertan sus beneficios íntegramente en su actividad. Así se permite inversiones importantes a coste muy bajo.

⁵⁵ Las líneas generales de las ayudas del Estado para la protección del medio ambiente y de la energía en el periodo 2014-2020 del 28 de junio de 2014 (C 200/1) indican, en el alinea 207, que las ayudas a las infraestructuras de red serán sometidas a un examen, caso por caso.

Al reducir el coste del capital, la repercusión sobre la tarifa soportada por el consumidor final sería contenida. Con el propósito de **reducir el gasto total**, tres medidas podrían ser tomadas en cuenta :

- los **plazos de ejecución** : en toda Europa, los proyectos de modernización y de desarrollo de las infraestructuras energéticas, se enfrentan a obstáculos locales, a fuertes oposiciones, tanto de los habitantes como de las asociaciones constituidas a tal efecto. Si la red eléctrica de alta tensión de los Pirineos (que ha duplicado las capacidades de tránsito entre Francia y España⁵⁶) ha tardado más de 20 años, no es un caso aislado :

- . en Polonia, la sustitución y modernización de las redes de distribución del gas puede llegar a alargarse 7 años ;

- . en Alemania, 94 km de líneas de alta tensión se construyeron en 2013 de las 1 877 previstas ;

- . en Italia, la opinión pública así como las administraciones locales discuten a la vez el proyecto de un oleoducto que conecta la Basilicate al puerto de Tarente y la llegada en las Pouilles del proyecto del gasoducto TAP que une Grecia con Italia ;

- en todos los países, las quejas provocan el alargamiento de plazos, seguidas de acciones judiciales, y finalmente paralizaciones de las obras, tres factores que incrementan el coste total de los proyectos. Por lo tanto, hace falta seguir explorando todas las pistas capaces de fomentar la obtención de un consenso local para la ejecución de las obras teniendo en cuenta las experiencias positivas vividas en países vecinos : no solamente relativas a las soluciones tecnológicas (aumento de la potencia de las redes ya existentes), sino también a las mejores indemnizaciones posibles contra las molestias ocasionadas por las obras y a nuevas soluciones democráticas ;

- **la pertinencia de las inversiones** : las necesidades se estiman en función de los objetivos definidos para el 2030 : sin embargo se prevén para entonces cambios de carácter tecnológico u organizativo (mejoras en el almacenamiento descentralizado, en la gestión de redes o en la demanda). Por consiguiente, es aconsejable analizar los programas a intervalos periódicos, en función de las nuevas opciones abiertas por las innovaciones o evoluciones más recientes. Un ejemplo sirve de referencia : la experiencia alemana muestra que una evolución legislativa que autoriza a los gestores del sistema eléctrico a limitar algunos días del año, la potencia inyectada por fuentes renovables, permite reducir considerablemente las necesidades de refuerzo de las redes de distribución. Las cifras hablan por sí solas : una reducción de un 5 % por año en la energía inyectada permite reducir en casi un 50 % las necesidades de extensión y de refuerzo⁵⁷ ;

- **la imputación correcta de los gastos** : dicha expresión hace referencia a la afectación de los costes a sus responsables. Hablamos aquí más precisamente de las extensiones y refuerzos de las redes inducidos por

⁵⁶ Desde 1400 Mw hasta 2800 Mw, sabiendo que el objetivo más allá es el de alcanzar 8000 Mw para 2030.

⁵⁷ BMWI, *Moderne Verteilernetze für Deutschland*, Forschungsprojekt N. 44/12, 12 de septiembre de 2014.

inyección de electricidad o gas de origen renovable. Según los países, los productores pagan el total de los gastos correspondientes (" deep cost", incluyendo la conexión hasta la red más cercana y el refuerzo de las obras más más allá) o solo una parte (" shallow cost", el resto quedando a cargo de los gestores de red). El primer caso es conforme con la doctrina económica que recomienda que los gastos sean soportados por el sujeto que los utiliza. Equivale a una señal de buena localización, y los desarrolladores de proyectos deben localizarse en zonas donde la red sea densa. En el segundo caso, se opta por lugares que garantizan el beneficio máximo de la producción y el conjunto de consumidores soportara los costes de redes, a veces, mayores.

La **puesta en común de los estudios y de las experiencias vividas** entre países voluntarios resulta ser una herramienta muy valiosa para evitar errores y minimizar costes. El trabajo realizado con este espíritu por la Oficina Franco-Alemana de Energía Renovable constituye una referencia excelente, con programas de intercambio de información definidos a la vez por los poderes públicos de los dos países y por los principales actores industriales. La cooperación positiva iniciada entre la DENA (Deutsche Energie Agentur) y ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie), que podría desencadenar rápidamente en acciones comunes, merece ser conocida y también reconocida.

Para atraer inversiones a un ritmo creciente, limitando los aumentos de tarifa, es conveniente reducir los riesgos para los inversores de fondos. Una legislación clara y estable dirigida a los gestores de red es necesaria. Una garantía pública concedida sobre una parte de los fondos podría responder a tal objetivo.

Reduciendo el coste del capital, la incidencia sobre la tarifa soportada por el consumidor sería contenida. Tres consideraciones merecen nuestra atención para limitar el gasto total : la reducción de los plazos de ejecución, la reevaluación periódica de la pertinencia de las inversiones (en función principalmente de las evoluciones tecnológicas), y la correcta imputación de los gastos (afectación de los costes a sus responsables).

Asegurar el equilibrio entre los costes y los beneficios colectivos

El principal objetivo del refuerzo de las redes energéticas consiste en **garantizar y mejorar el suministro**. Concretamente, se trata de **evitar los desastres o averías importantes** (*black-outs*).

Como en toda política de prevención, resulta difícil evaluar el coste de una incidencia al carecer de tal política. Sin embargo, la Comisión Europea ha publicado algunos datos que aparecen en extractos de estudios disponibles,

a fecha de hoy, sobre el tema⁵⁸. La Comisión ha estimado en **unos miles de millones de euros** un pequeño corte de electricidad en Alemania y recuerda que la suspensión del suministro de gas a los países de Europa oriental en el 2009 costó 1,65 miles de millones de euros. En ambos casos, los costes de los perjuicios individuales (viviendas sin calefacción, personas atrapadas en trenes o en ascensores) no han sido tomados en cuenta. La Comisión insiste sobre la **asimetría de los costes** : un exceso de inversión en las redes incrementa en muy poco la factura del consumidor final. Sin embargo una falta de inversiones suficientes puede generar un coste considerable en caso de avería, aunque la probabilidad sea baja.

El segundo objetivo hace referencia al **suministro al mejor precio, haciendo asequible en cada instante la fuente más barata**. Algunos países no tienen más remedio que poner en funcionamiento sus centrales eléctricas cuyo coste de producción es elevado, mientras que otros se mantienen parados con un coste inferior, debido a una capacidad insuficiente de líneas eléctricas para conectarles a las zonas de consumo. De los 12 países estudiados en 2008, la pérdida social correspondiente rondaba los 3 mil millones de euros.

En el caso del gas, se estima que los consumidores británicos pagaron un sobrecoste de unos 2 mil millones de libras esterlinas durante el invierno 2005-2006, por falta de acceso a las reservas disponibles en el continente, más baratas que la producción local. A otra escala, el precio del gas, en la parte meridional de Francia (PEG Sur), resulta ser bastante más caro que en la zona septentrional de Francia (PEG Norte), por falta de gaseoductos con una capacidad suficiente para las dos zonas, que se alimentan de importaciones con precios diferentes.

Respecto a los equipos comunicantes, el objetivo consiste en **asociar el consumidor con la gestión del sistema**, permitiéndole reducir su consumo cuando las condiciones de producción son costosas o difiriéndole hacia periodos más favorables.

Con una parte cada vez mayor de electricidad procedente de fuentes no programables, como el viento o el sol, se reconoce el interés de **conectar el tiempo real del consumo con el de la producción**. Sin embargo, se entiende que el **beneficio realizado depende de la precisión de la señal recibida por el consumidor**.

El despliegue de los contadores inteligentes, capaces de transmitir esta señal con precisión, **culminará en Europa hacia 2020**, cuando la fuente del 17 % de la electricidad producida será eólica o fotovoltaica (12 % en Francia)⁵⁹. Los consumidores europeos podrán disfrutar así de una herramienta útil para reducir su factura en los 10 próximos años. Las simulaciones

58 «Staff Working Document SEC (2010) 1395 final», Comisión Europea, 2010. Leer el capítulo 5, «Analysis of Impacts» en particular las páginas 35 y siguientes.

59 «Renewable Energy Projections», National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, 2011. Leer las páginas 97 (Francia) y 115 (Unión Europea).

realizadas en Europa y los experimentos llevados a cabo en Estados Unidos calculan un beneficio entre un **5 y un 15 % sobre una factura media**. En la mejor hipótesis, se obtendrían menos pérdidas en las redes, inferiores a un 9 % para el año 2020, o sea un ahorro de más de 7,5 mil millones de euros a la escala europea.

Sin esperar a este futuro, las experiencias ya realizadas revelan que, para el consumidor, el simple hecho de conocer en tiempo real su consumo y el coste correspondiente, es suficiente para inducirle a reducir su demanda. Un test efectuado en Ámsterdam conjuntamente por las empresas NUON e IBM sobre 500 clientes estimó en 200 € por hogar y por año el beneficio de dicha transparencia⁶⁰.

- **El ahorro potencial realizado gracias a la mejora en la seguridad de suministro y en el acceso a las fuentes más baratas es indiscutible. Sin embargo es conveniente contemplar con precaución el beneficio estimado teniendo en cuenta las reducciones del consumo. Efectivamente, los ingresos de los gestores de red se calculan principalmente en función de la energía suministrada. Si el suministro disminuyera, aunque grandes inversiones hayan sido emprendidas, será entonces necesario adoptar un modo de remuneración que privilegie la potencia suscrita (parte fija de la factura). Parece que dicha perspectiva no se ha tenido en mente en las consideraciones anteriores.**
- **Una inversión sostenida en las redes conduce a esperar contrapartidas industriales. Varias economías emergentes deberán hacer frente a la necesidad de desarrollar de sus redes. Las innovaciones tecnológicas y el "know-how" adquiridas por las empresas implicadas en un programa de extensiones y de refuerzo a gran escala en Europa les ayudarán a responder a sus necesidades. Es cierto que los contratiempos surgidos en el sector fotovoltaico europeo llaman a la prudencia. Si el propósito de los países emergentes consiste principalmente en la adquisición muy rápida de las nuevas tecnologías, las probabilidades de las empresas europeas serían aún menores, si el nivel de sus inversiones permaneciera bajo en su territorio. Las oportunidades comerciales incluirán por una parte los equipos (en particular para las líneas de alta tensión y corriente continua que necesitan todavía estudios de investigación**

⁶⁰ El informe completo del test de Amsterdam ya no está accesible en línea en la página de internet de NUON, pero el resultado es mencionado en un comunicado de IBM «Smarter meters: Better tools for tomorrow's energy». También se puede consultar el informe «Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency» de la Comisión Europea, 2008.

para la puesta en marcha de algunos de sus componentes) y por otra parte la ingeniería que esté ligada a las redes inteligentes, especialmente la dedicada a la optimización de los tránsitos y a la gestión de la demanda.

El cálculo económico relativo a las inversiones en las redes toma poco en cuenta o erróneamente algunos de los beneficios económicos que conllevan su realización.

Para acelerar el despliegue de las inversiones en las redes, sobre la base de un análisis coste-beneficio más exhaustivo, sería mejor tener en cuenta el efecto de los desastres y black-out evitados, las reducciones en la factura de las empresas y los hogares ligados a la no-saturación de las interconexiones, y los efectos industriales inducidos por el desarrollo de las nuevas "actividades" (*smart grids*, movilidad baja en carbono, *smart cities*).

Tercera parte

**DOCE PROPUESTAS
PARA INTEGRAR LAS
ENERGÍAS EUROPEAS
A LAS REDES**

En los próximos quince años, la Europa de la energía se enfrentará a desafíos claves en términos de seguridad de abastecimiento, de adaptación a la transición de una economía baja en carbono y de competitividad de los precios de la energía tanto para las empresas como para los hogares. Las redes energéticas deben figurar en el centro de cualquier planteamiento global y coherente con estos retos.

El objetivo es de contribuir a **una industria europea competitiva a escala mundial**, generando crecimiento y empleo, tanto hoy (inversiones en las infraestructuras) como mañana (inversiones en I + D), reduciendo a la vez los costes de la transición energética gracias a las interconexiones, a la financiación comunitaria con bajos tipos de interés y a una regulación más visible, más flexible y europea.

Desde esta perspectiva, **tres ejes mayores** deben ser explorados :

- la **renovación del marco** de la seguridad del abastecimiento y de la cooperación entre gestores de redes;
- las **convergencias regulatorias** y las innovaciones financieras para optimizar los costes de inversión;
- el **posicionamiento de Europa como líder** de la innovación energética, gracias a la puesta en marcha de cooperaciones reforzadas en I + D, de normas, de datos o incluso de movilidad.

Estas diferentes iniciativas deben inspirarse en las **cooperaciones ya existentes** y privilegiar los enfoques hacia los intercambios entre Estados miembros, regiones o autoridades locales.

Las doce propuestas formuladas aquí se articulan entre ellas debido a la **interdependencia de los diferentes retos** :

- el acercamiento de las regulaciones europeas está muy ligado a un refuerzo de la cooperación entre GRT;
- el desarrollo de las interconexiones y las inversiones sobre la red de distribución va ligado a la visibilidad del marco de tarifas, dependiendo este último de la regulación.

→ **El conjunto tiene como objetivo la puesta en marcha de una dinámica que contribuya a optimizar los costes de inversión, garantizar un alto nivel de seguridad de suministro, asegurar la integración de los mercados, con el propósito de consolidar la posición de Europa como líder de la innovación energética.**

Renovar el marco de la seguridad del abastecimiento y la cooperación entre los diferentes gestores de redes

Propuesta nº 1 : **reforzar la coordinación en materia de seguridad de abastecimiento**

Objetivos y principios

Las preocupaciones acerca del suministro energético europeo en los últimos años, vuelven a un primer plano, particularmente desde la crisis de gas ruso-ucraniana de 2009. Las mismas también se refieren (de manera sorprendente) a la electricidad. Efectivamente, el desarrollo de las energías renovables y el cierre de las centrales térmicas clásicas **han redefinido el mapa de las capacidades de producción europea y de las redes** ligadas a dichas capacidades, todo ello teniendo en cuenta el carácter intermitente de las energías renovables.

El desafío se vuelve mayor al observar que el consumo de electricidad podría crecer¹, debido al desarrollo de las tecnologías de la información y la comunicación así como a las transferencias de uso desde otras energías, como por ejemplo los vehículos eléctricos.

Por consiguiente, **Europa debe de reconsiderar el desafío de la seguridad del abastecimiento**, uno de los pilares del «**trilema**» energético (seguridad del suministro, precio aceptable, energía decarbonizada) y fomentar una armonización así como un tratamiento compartido de dicha problemática.

Sin una implicación de Europa en el tema, que se sitúa en un lugar óptimo para un tratamiento eficaz, el **riesgo** sería **de ver aparecer visiones dispares, no coordinadas, que amenacen el mercado europeo y provoquen sobrecostes** para los consumidores debido al hecho de sobrecapacidades evitables.

Por tanto, es imprescindible conseguir una coordinación reforzada de las políticas de seguridad del suministro.

¹ Aunque el balance eléctrico 2014 de RTE establezca una baja del consumo bruto en la mayoría de los países europeos durante el año en curso, tanto por razones meteorológicas o vinculadas a la crisis, como por medidas de eficiencia energética.

Se trata, en particular, de basarse en los trabajos ya realizados en el marco del Fórum éPentalatéral², de ENTSO y ACER. La idea es evitar la creación de una nueva estructura cara, enfocándose en **diferentes iniciativas** y hacer jugar las **sinergias entre las estructuras** existentes, infrautilizadas hasta la fecha.

El enfoque de dicha coordinación reforzada radicaría en :

- favorecer la puesta en común de una metodología para la evaluación de los riesgos ligados al equilibrio oferta-demanda y la adopción rápida de reglas de juego con el fin de evitar un «black-out»³;
- organizar intercambios sobre los balances provisionales energéticos de los Estados miembros, más allá de los planes decenales de desarrollo de las redes. ¿Cómo pensar que Europa puede establecer objetivos estratégicos a cinco, diez o quince años sin preocuparse por las trayectorias nacionales correspondientes o por los impactos ligados a las decisiones tomadas por los Estados miembros, que afectan a la seguridad común ?;
- definir objetivos compartidos y convergentes en cuanto a la seguridad del abastecimiento, teniendo en cuenta las orientaciones energéticas de los Estados miembros (perspectiva de intercambios con los países vecinos) y los instrumentos utilizados (como los mecanismos de capacidad);
- facilitar recomendaciones con vista a buscar soluciones conjuntas respetando siempre las soberanías nacionales en materia de mix energético;
- determinar los proyectos de infraestructuras prioritarios en materia de la seguridad del suministro y su elegibilidad para una financiación europea.

Efectos previstos

- Una mejor garantía de la seguridad del abastecimiento y una disminución de la prima de riesgo.
- El refuerzo de integración de los mercados.
- La ayuda a la convergencia hacia un optimum técnico-económico.

² El Fórum Pentalatéral reagrupa Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos y Suiza.

³ Mención al hecho de que sobre los diez códigos de redes esperados para la electricidad en el marco del Tercer Paquete Energía, ninguno ha sido formalmente adoptado a finales de 2014.

Propuesta nº 2 : **prolongar e intensificar las cooperaciones entre los diferentes gestores de redes de transporte : por los GRT europeos**

Objetivos y principios

Las redes de transporte constituyen un punto central de la seguridad del abastecimiento y de la integración del mercado europeo gracias a las interconexiones. Ocupan una **función esencial para la optimización del parque de producción**, contribuyendo a la **disminución de la factura energética**.

Si las actividades de los gestores de las redes de transporte están reguladas, estas últimas participan también, ampliamente, en la **elaboración de la regulación** debido a sus responsabilidades en materia de seguridad del suministro. Su cooperación en el marco de los dos ENTSO se ha revelado artífice de progresos considerables.

Sin embargo, algunas divergencias importantes existen entre los países. Las misiones confiadas a los gestores cambian a menudo, y por consiguiente, sus tarifas.

Desde hace algunos años, **movimientos de consolidación** se están operando en las actividades de transporte, especialmente en la electricidad⁴. Este contexto abre oportunidades para la **formación de los GRT europeos**, en particular gracias a participaciones cruzadas. Esto evitaría una dilución de su capital, hasta su control por actores extra-europeos, pudiendo afectar a estas infraestructuras claves⁵ de las que depende la soberanía energética europea.

ÉRéseau de transport éd'électricite (RTE), presente en un 40 % de las interconexiones europeas y que ha participado activamente desde hace 15 años en los avances europeos⁶, puede ser el eje de esta nueva dinámica.

Algunos **ajustes del marco reglamentario** son necesarios. Estos tendrán que favorecer cooperaciones más maduras, sobre bases pragmáticas y regionales, facilitando particularmente :

- mejorar la planificación y el despliegue de las interconexiones;
- contribuir a la compatibilidad de herramientas dedicadas a la seguridad de suministro (tales como los mecanismos de capacidad), con el fin de que las capacidades extra-nacionales puedan ser tenidas en cuenta, bajo el control de la Agencia europea para la seguridad energética;
- mutualizar los esfuerzos en I + D;
- acelerar la puesta en marcha de los códigos de las redes;

⁴ Adquisición de Transpower por Tennet en 2009, de 50Hertz par Elia en 2010.

⁵ State Grid Corporation of China (SGCC) compró el 25 % de la Sociedad de transporte portuguesa REN en 2014, y el 10 % de Terna, el GRT italiano, en 2014.

⁶ Creación de un holding de gestores de red de transporte de la electricidad (HGRT, de la Capacity Allocating Service Company (CASC), de CORESO.

- suavizar las reglas ITO (Independent Transport Operator) del 3^e paquete comunitario para el mercado interior⁷, penalizadoras en algunos aspectos para los países que las han adoptado;
- favorecer las participaciones cruzadas entre GRT.

Efectos previstos

- La puesta en marcha de una base industrial propicia a una regulación y a una estandarización europea más reforzada.
- La aceleración del despliegue de las interconexiones, estimulando la inversión a medio plazo.
- La disminución del precio de la energía por una mejor adjudicación de los parques de producción.
- Una soberanía europea reforzada sobre las infraestructuras de transporte.
- La amplificación de los esfuerzos en innovación.

7 El Tercer Paquete Energía ha abierto la posibilidad a los Estados miembros que no quieran poner en marcha la separación de propiedad de las redes de transporte de gas y de electricidad a conservarlas en el seno de las empresas integradas, bajo reserva de convertirlos en operadores de transmisión independientes (ITO: Independent Transport Operator). Los ITO deben respetar reglas muy estrictas de separación: certificación del ITO por el regulador, puesta en marcha de una compliance officer, aprobación sistemática de contratos « sensibles » entre el ITO y la Empresas Verticalmente Integradas (EVI) por el regulador, incompatibilidades profesionales antes y después del ejercicio de las funciones de dirección del ITO.

Propuesta nº 3 : **promover las cooperaciones transfronterizas entre los diferentes gestores de distribución de redes**

Objetivos y principios

La importancia de las redes de distribución está todavía **infravalorada a nivel europeo**. Sin embargo, los desafíos futuros estarán dentro de su perímetro : conexión con la producción descentralizada de energía (eólica, fotovoltaica, biogas), gestión de nuevos modos de producción y de consumo (vehículos eléctricos, autoconsumo), revolución digital (gestión de los datos producidos por los contadores inteligentes), coordinación con los actores del mercado cuyas actividades tienen un impacto en las redes (agregadores).

A partir de ahora hace falta **enfocar las prioridades de la Unión sobre el despliegue de las redes energéticas inteligentes** es decir sobre redes de media y baja tensión en electricidad y sobre redes de gas de media a baja presión.

Ninguna herramienta europea lo permite hoy en día. El « mecanismo para la interconexión en Europa », iniciado en 2013 con el propósito de identificar los proyectos de interés común, había valido 248 proyectos de infraestructuras, de estos solamente dos eran proyectos de *smart grids*. Solo uno de ellos acaba de conseguir *in fine* el apoyo financiero de la Unión.

Podría contemplarse la posibilidad de que la Comisión europea, dentro de un enfoque renovado del tema, acompañara los proyectos de cooperación regional en materia de distribución, y que los fomentara de manera específica.

En este sentido, **iniciativas transfronterizas entre GRD** son deseables. Permitirían, por ejemplo, sacar todos los beneficios de una cooperación posible entre la Sarre y la fábrica de Metz⁸, o alrededor de la zona de ReiaRenania, de Fribourg a Karlsruhe, con un socio francés de referencia como Électricité de Strasbourg.

Podemos citar también el proyecto de demostrador CROME (*Cross Border Mobility for Electric Vehicles*), cuyo propósito consiste en fomentar en la zona franco-alemana del Rin superior (Alsacia y Mosela del lado francés, de Karlsruhe a Baden-Baden, Fribourg y Stuttgart del lado alemán) el uso de vehículos eléctricos gracias a infraestructuras de carga interoperables y a un sistema de itinerancia transfronteriza.

⁸ La administración alemana de STEAG prevé una primera interconexión franco-alemana a nivel de redes de distribución, vía la puesta en marcha de un puesto de interconexión 100 MVA/65kV situado en la frontera entre la Sarre y la Lorraine, que participaría positivamente en un nuevo enfoque en términos de mercado de capacidad transfronterizo.

Bajo la gestión del Institut de Technologie de Karlsruhe (KIT) y de diferentes socios industriales⁹, este proyecto constituye un primer paso hacia un sistema de enchufes estándar, que contribuirá a una intensificación de las inversiones privadas en materia de las infraestructuras de carga y a un aumento del tamaño del mercado. La asociación estrecha entre los gestores de redes de distribución de electricidad con este tipo de iniciativas es una condición esencial para el éxito. Permite efectivamente desarrollar comportamientos de carga compatibles con el buen funcionamiento del sistema eléctrico, facilitando así la integración de vehículos eléctricos en la red y su participación en la transición energética¹⁰.

En el sector del gas, los intercambios son numerosos alrededor de las prácticas profesionales, de los principios relativos a la seguridad del gas y a las innovaciones. El power-to-gas en Francia y en Alemania así como su enlace con la movilidad son un claro ejemplo. La necesaria transición del gas B hacia el gas H en el Norte de Francia, Bélgica, Alemania y Holanda, que intervendrá al final de la explotación del campo de Groningue, representa también una oportunidad de trabajo en común¹¹.

Efectos previstos

- Aceleración en el acercamiento de las normas y regulaciones de los Estados miembros.
- Aumento en los esfuerzos en I + D y desarrollo de sinergias.
- Refuerzo del mercado europeo de la energía.
- Desarrollo de nuevas actividades y *partnerships* europeos.

⁹ Bosch, Daimler, EDF, EnBW, Porsche, PSA, Renault, Schneider Electric, Siemens especialmente.

¹⁰ Cf. experiencia desarrollada en Berlín sobre la capacidad de almacenamiento de vehículos eléctricos en estacionamiento, con fines de aplanar «aplanar» las producciones renovables intermitentes.

¹¹ Los diferentes tipos de gas se refieren a composiciones diferentes y a poderes caloríficos distintos (más bajo en el caso del gas B)

Propuesta nº 4 : **reunir los precursores de la gobernanza local de la energía. Crear un Fórum Europeo de los Territorios**

Objetivos y principios

Los **actores de los territorios** juegan un papel importante en la transición energética iniciada en Europa. Las estrategias europeas y nacionales que dirigen el cambio permitirán **ampliar su campo de actuación**, dentro del marco del despliegue de las energías renovables, de la mejora en la eficiencia energética y del fomento de modos de transporte con bajos niveles de emisiones de CO₂. Además, el desarrollo de las energías renovables que supondrá importantes inversiones en los territorios rurales, actuará como una fantástica palanca para repensar y fortalecer la unión entre estos territorios y los urbanos. Diferentes iniciativas, tales como Energy Cities o la red 100 % RES Communities reúne ya y de forma útil la dinámica de los territorios con energía positiva a escala europea. En 2008, 350 miembros del poder judicial firmaron la Convención de los Alcaldes y se comprometieron a poner en marcha prioritariamente el Paquete Energía-Clima dentro de sus territorios.

En Francia, 212 proyectos de territorios con energía positiva (o territorios de la transición energética) dirigidos por administraciones locales han sido seleccionados por el Ministerio de la Ecología, del Desarrollo Sostenible y de la Energía. Todos ellos participan en un enfoque ejemplar al servicio del nuevo modelo energético y ecológico francés.

En los últimos meses, los intercambios entre las administraciones locales y regiones de Europa se han intensificado, generando una escucha mutua y un intercambio de buenas prácticas.

Con el fin de sacar el mejor partido a este gran número de iniciativas, de dar a conocer y de poner en perspectiva los resultados conseguidos, «hermanamientos» entre territorios y regiones europeas serían de gran utilidad. Fomentarían los intercambios entre proyectos energéticos ya iniciados y las mejores prácticas utilizadas para involucrar a los ciudadanos.

Podría considerarse igualmente la puesta en marcha de un **Fórum Europeo de los Territorios**, una estructura permanente de intercambios a escala europea.

- Este Fórum permitiría sistematizar los retornos de experiencia y hacer emerger las buenas prácticas iniciadas localmente.
- Facilitaría la reflexión sobre las regulaciones locales y su articulación con los optimums nacionales y europeos. Para conseguirlo, las iniciativas energéticas locales de los territorios deberían ser en coherentes con las políticas europeas y nacionales.

- Permitiría trabajar sobre los desafíos de aceptabilidad ligados a los diferentes proyectos energéticos (medios de producción, desarrollo de redes).
- Trabajaría finalmente sobre las solidaridades necesarias a fortalecer entre territorios urbanos y rurales vinculados a la transición energética.

Este Fórum podría depender de una institución europea (Comité de las Regiones Europeo o el Comité Económico y Social Europeo).

Efectos previstos

- Acelerar el retorno de experiencia y la difusión de las innovaciones locales, en particular los debates públicos y las iniciativas participativas.
- Favorecer el despliegue de las inversiones de interés general que tengan un impacto local.
- Orientar la asignación de las financiaciones hacia modelos locales eficaces.

Favorecer las convergencias regulatorias y las innovaciones financieras

Propuesta nº 5 : **promover la coordinación de las regulaciones ofreciendo visibilidad e incentivos**

Objetivos y principios

Varios cientos de miles de millones euros de inversiones serán necesarios a lo largo de los 15 próximos años en las redes de distribución y de transporte, tanto en gas como en electricidad. **La capacidad de los gestores de redes para realizar estas inversiones**, y esto al menor coste posible, **depende directamente de la regulación**, que establece el marco tarifario de estas actividades no sujetas a competencia.

Una **adaptación** del marco reglamentario es necesario con el fin de reducir los costes de la transición energética, así como una estabilidad, para dar una visibilidad a largo plazo a los inversores permitiendo movilizar eficazmente los capitales privados. El refuerzo de las interconexiones no depende solo de la movilización de fondos, privados o públicos. Supone también una **mejora en la coordinación entre los diferentes reguladores nacionales**¹², y la **clarificación-simplificación de los plazos de las autorizaciones administrativas**.

Por ejemplo, la gestión de las redes es **una industria de costes fijos**, las tarifas se dividen a menudo entre una parte variable preponderante, según la energía transportada, y una **parte fija más baja**, relativa a la potencia contratada. Un **reequilibrio de estas dos partes** sería una señal para los inversores, en particular en el contexto de auge del autoconsumo, en el cual la red podría jugar un papel de emergencia más que de suministro. Además, el marco reglamentario podría adaptarse a los **esfuerzos en I + D** así como al nacimiento de **soluciones innovadoras**.

Una **convergencia de las regulaciones alrededor de unos ejes a determinar por los actores** permitiría la puesta en marcha de un **marco de tarifas resistente a los cambios**, garantizando una base de rendimiento a los gestores de redes, facilitando la integración de las innovaciones en curso y aproximando las tarifas de uso de las redes entre los distintos países.

¹² Hoy en día, la multiplicidad de reguladores provoca problemas de arbitraje (cómo repartir los gastos entre los usuarios de ambos lados de la frontera), y de incertidumbre (si, tras la construcción de una interconexión, el regulador de un país modificaría unilateralmente las condiciones de redistribución de las capacidades).

Tales orientaciones contribuirán a aumentar la «**bancabilidad**», es decir la amplitud de financiaciones puestas a disposición por los bancos y la duración de los préstamos.

Cabría considerar las evoluciones siguientes como pistas de estudio :

- más competencias y medios para la Agencia de cooperación de los reguladores de la energía (ACER) ;
- cooperaciones reforzadas entre reguladores nacionales ;
- garantía pública sobre una parte de los fondos aportados por los prestamistas ;
- incitación a la buena localización de los medios de producción sobre la red para limitar las necesidades de refuerzos ;
- autorización a los gestores de redes para limitar puntualmente la potencia inyectada por las energías renovables con el fin de aumentar las capacidades de acogida de estos recursos sobre la red ;
- aumento de la parte de la potencia contratada en la tarifa ;
- toma en cuenta de las inversiones en I + D en los gastos de las empresas gestoras de redes.

Efectos previstos

- Aumento de las inversiones en las redes.
- Limitación de costes para los usuarios.
- Agilización del despliegue de las energías renovables por el aumento de las capacidades de acogida.
- Limitación de los beneficios inesperados.

Propuesta nº 6 : **crear un fondo de inversión para los territorios por los que atraviesan infraestructuras estratégicas**

Objetivos y principios

Desde hace varios años, los proyectos de infraestructuras energéticas, especialmente de transporte de electricidad, se encuentran con **dificultades de aceptación por parte de las poblaciones afectadas** por dichas obras. Estas infraestructuras de interés general aportan beneficios difusos al conjunto de un país o de Europa, pero concentran los inconvenientes en zonas delimitadas, que no perciben ni el interés ni la justificación de las mismas.

Por consiguiente, la realización de un proyecto implica casi sistemáticamente **varios años de concertación y de recursos**, lo que contribuye a extender los plazos de ejecución y aumentar el coste. Estos obstáculos conducen a menudo al **enterramiento de las líneas** con unos costes cerca de siete u ocho veces más altos que los existentes para las líneas aéreas. La ilegítima aspiración de las poblaciones locales de preservar el paisaje conlleva un sobrecoste importante para la colectividad. Y si el retraso producido es difícil de traducirse en términos económicos, la adaptación de la red de transporte a las nuevas exigencias de seguridad de suministro y del desarrollo de las energías renovables es una cuestión clave.

La puesta en marcha de un **Fondo de inversión europeo** permitiría disminuir estos sobrecostes, acelerar el tiempo de ejecución de los proyectos y dinamizar la actividad de los territorios afectados a través de las inversiones del fondo.

Tal fondo debería :

- invertir en proyectos llevados a cabo por los territorios afectados, con el objetivo de dinamizar sus actividades económicas o densificar sus equipos públicos ;
- condicionar la inversión a una reducción de los plazos de concertación y a la ausencia de recursos de las colectividades afectadas ;
- condicionar la inversión a la aprobación del conjunto de las colectividades atravesadas por el proyecto y por un referéndum local ;
- adaptarse a las evoluciones de la gobernanza local mencionada *supra* (cf. Propuesta 4) ;
- unirse al plan Juncker de financiación de las infraestructuras de las cuales el fondo es la contrapartida financiera ;
- afectar también a las líneas que no son transfronterizas siempre y cuando presenten beneficios europeos (tales como las líneas de muy alta tensión entre el norte y el sur de Alemania).

Efectos previstos

- La reducción del plazo de realización de las líneas de transporte.
- La disminución del coste de las infraestructuras de transporte.
- La dinamización económica de los territorios atravesados por las líneas de transporte.
- El fortalecimiento de la seguridad de suministro.
- El fortalecimiento de la integración de los mercados europeos de la energía.

Propuesta nº 7 : **reintroducir una perspectiva a largo plazo en la financiación**

Objetivos y principios

Si la mejora del marco reglamentario puede contribuir a facilitar las inversiones en las redes y a limitar los costes, **palancas adicionales son imprescindibles**, dado el alto nivel de los importes. Por lo tanto, el **plan Jucker**, que prevé entre otros la financiación de infraestructuras energéticas estratégicas, constituye un avance importante, aunque insuficiente. Particularmente en la medida en que éste no se suma al *Connecting Europe Facility*, ni al programa Horizon 2020, pero por el contrario utiliza sus dotaciones como garantía.

Mientras los tipos de interés estén bajos, especialmente en comparación con la tasa de remuneración de las infraestructuras energéticas, **una ampliación de la inversión pública** representa tanto una oportunidad financiera para los Estados como un reto industrial y estratégico. Unido a la mejora mencionada de la visibilidad tarifaria, **una perspectiva de remuneración a largo plazo y de relanzamiento de la actividad económica** emerge. Y esto mientras que, según el FMI, el contexto macroeconómico actualmente átono induce multiplicadores presupuestarios elevados.

Una sinergia surge aquí entre :

- los tipos de interés bajos ;
- las perspectivas de remuneración estables a largo plazo ;
- los efectos multiplicadores de las inversiones sobre las infraestructuras;
- y los interés estratégicos de los Estados miembros y de Europa.

Tal programa debería tener como objetivo la **realización a corto plazo de las infraestructuras críticas** tal y como definidas a través de las coordinaciones reforzadas en materia de seguridad de suministro (cf. propuesta nº1). Tendría también como vocación unirse al plan Juncker con el fin de fortalecer la dinámica.

Las medidas contempladas podrían incluir :

- la amortización, en el cálculo del déficit público, de las inversiones realizadas en las infraestructuras energéticas ;
- la creación de una libreta de ahorro europea dirigida hacia las infraestructuras energéticas ;
- la creación de un Fondo franco-alemán de financiación de las infraestructuras y de los proyectos de interés (I + D) conjuntos, dirigido por la Caja de Depósitos y el *Kreditanstalt für Wiederaufbau* ;
- la evolución del contenido de Solvencia II (adaptación de la reglamentación financiera) con el fin de no afectar más la misma carga en capital a las infraestructuras, a *private equity* y a los *hedge funds*.

Efectos previstos

- Una aceleración en el despliegue de las infraestructuras estratégicas.
- La disminución del coste de las infraestructuras.
- Un apoyo a la actividad económica.
- Una remuneración a largo plazo de los Estados.
- La integración del mercado energético europeo.

Situar a Europa a la vanguardia de la innovación energética

Propuesta nº 8 : **compartir los esfuerzos europeos en I + D en materia de redes inteligentes**

Objetivos y principios

Frente a los desafíos energéticos europeos, los retos en I + D aparecen cruciales tanto para asegurar la integración de las energías renovables, y en particular su intermitencia, como para ofrecer nuevos servicios a los usuarios y reducir los costes de la transición energética. Estos retos europeos se inscriben en un contexto de fuerte competencia internacional, ya que numerosos países (China, EE. UU, Japón) invierten masivamente para estimular la innovación energética, en particular en las redes.

Ahora bien, **los presupuestos europeos en materia de I + D energético permanecen bajos**, al mismo nivel en coste real que los de los años 1980. Además, existen numerosos proyectos dispares y de pequeña dimensión. Finalmente, Europa ya ha puesto en marcha estructuras para coordinar y acompañar sus iniciativas de I + D con el SET Plan y el EEGI¹³, pero sin conferirles ni los medios ni la envergadura adaptada a los retos.

Para que Europa esté al nivel de sus ambiciones en materia energética, un reforzamiento de su inversión en I + D es necesario, así como la racionalización de sus iniciativas en la materia.

No hay necesidad de ningún cambio a gran escala, sino solamente **de apoyarse sobre las estructuras existentes dándoles la dimensión y los medios adecuados**. De hecho, las evoluciones futuras deben ser abordadas a nivel internacional.

Para impulsar una nueva dinámica en I + D en las redes, se trataría en particular de :

- realizar el retorno de experiencia de los numerosos demostradores *Smart grids* para identificar los proyectos y tecnologías que pudieran potencialmente ser desplegadas rápidamente en **experiencias de mayor amplitud** ;
- recentrar el esfuerzo europeo en I + D alrededor de **cuatro prioridades** : la corriente continua de alta tensión (HVDC), los *Smart grids*, el almacenamiento y la movilidad propia ;

¹³ Plan estratégico europeo para las tecnologías energéticas (SET) y *European Electricity Grid Initiative* (EEGI).

- reforzar en consecuencia los presupuestos del SET Plan y del EEGI para lograr los volúmenes de I + D en las redes equivalentes a los de nuestros competidores internacionales ;
- activar un programa específico de gran amplitud (del tipo Apolo) dedicado al almacenamiento de la energía, para reducir los costes y hacer emerger los *use case* ;
- integrar los gastos de I + D en las tarifas de distribución y de transporte fijadas por los reguladores nacionales ;
- poner en marcha una red de laboratorios y de institutos europeos de la energía, inspirándose en el ejemplo conseguido del centro franco-alemán *European Institute for Energy Research* (EIFER) ;
- reforzar la presencia europea dentro de la ISGAN (*Energy Agency [IEA] Implementing Agreement for a Co-operative Programme on Smart Grids*).

Efectos previstos

- Posicionar Europa como líder de la innovación.
- Reducir los costes de inversión en las redes relativas a la transición energética, a la seguridad de abastecimiento, etc.
- Lograr nuevos mercados internacionales.
- Reforzar los vínculos entre industrias, universidades e institutos de investigación.

Propuesta nº 9 : **intensificar los esfuerzos en la normalización europea**

Objetivos y principios

Los retos de la normalización afectan tanto a la seguridad de abastecimiento, a la integración de los mercados europeos de la energía como a la competitividad de las empresas europeas dentro del entorno mundial.

Por ejemplo, en lo que se refiere al gas natural, las diferencias de normas en materia de olorización limpiden los tránsitos inversos (flujos reversibles o *reverse flows*) entre Francia y Alemania, afectando así a la integración de los mercados gasistas y, potencialmente, a la seguridad de abastecimiento.

Así el enfoque comunitario permanece por el momento poco invasivo, especialmente en lo que se refiere a las redes de distribución. En materia de equipos, **la diversidad de las normas entre los Estados europeos limita notablemente las perspectivas de despliegue de nuevas tecnologías, y frena a las empresas europeas en sus estrategias internacionales.**

Por lo tanto, la normalización constituye un **potente factor de aceleración de la transición energética y de las economías de escala**, y contribuye al mismo tiempo a la mejora de los intercambios comerciales entre los Estados europeos. Además, el papel creciente de las tecnologías de la información y de las telecomunicaciones en el sector energético incentiva las cooperaciones en materia de normalización con el *European Telecommunications Standards Institute* (ETSI). Fuerte en su estructura internacional, ETSI es efectivamente capaz de imponer normas al sector energético, aunque el enfoque en materia de normalización ha tendido a permanecer a nivel nacional, incluso *infra*-nacional.

El reto de la normalización precisa de un **fuerte impulso político en favor de un reforzamiento de las colaboraciones** entre industrias e institutos de investigación, en particular sobre las temáticas emergentes de los *Smart grids*. Europa ya no puede contentarse únicamente en pensar, de manera subsidiaria, *bottom up* e interoperabilidad entre sus miembros. A imagen de los grandes actores mundiales, Europa debe fijarse como horizonte estratégico el definir y el generalizar normas comunes, convirtiéndose en el líder de las redes inteligentes.

Frente a la falta actual de estructuración europea, **el enfoque debe ser pragmático, a través de colaboraciones bilaterales**, en particular franco-alemanas, susceptibles de desarrollarse más ampliamente.

Para ello, sería posible contemplar :

- institucionalizar una red de laboratorios europeos, encabezada por el *Joint Research Center* (JRC) ;
- posicionar los trabajos de normalización en un marco europeo claro y unificado, con una sola dirección general de la comisión de control, de la

Dirección General de Energía, y con un mandato único. Todas las instancias existentes de normalización europeas recurrirían a una estrategia común y compartida llevada por la Unión ;

- privilegiar los trabajos de normalización vinculados con los protocolos de comunicación y con la ciberseguridad, estratégicas a la vez en términos de protección de las libertades individuales y de *leadership* mundial ;
- promover colaboraciones entre especialistas de los equipos, en particular los franco-alemanes¹⁴, con el fin de reforzar la cohesión en términos de normalización y el desarrollo de proyectos comunes transfronterizos relacionados con los *Smart grid* ;
- poner en marcha un I + D europeo de pre-normalización ;
- articular los retos de normalización previamente al lanzamiento de los futuros *Strategic Energy Technology* (SET) Plan y de la *European Electricity Grids Initiative* (EEGI) ;
- reforzar las cooperaciones con el ETSI, en particular con una dimensión transatlántica (TTIP).

Efectos previstos

- El aumento de la interoperabilidad de los equipos.
- La disminución de los costes de los equipos.
- La aceleración de la innovación energética.
- La mejora del posicionamiento de Europa dentro de la competencia mundial.
- El reforzamiento de la seguridad de abastecimiento.
- La aceleración de la transición energética.

¹⁴ Cf. Memorandum of Understanding, Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie (ZVEI) y agrupamiento de las industrias del equipo eléctrico, del control-remoto y de los servicios asociados (Gimelec), 2012.

Propuesta nº 10 : **crear una plataforma europea de datos energéticos**

Objetivos y principios

Con el despliegue de los contadores inteligentes y la llegada de los objetos conectados, **los datos disponibles crecerán de manera exponencial**. Las tecnologías operativas de dichos datos (*Big Data*), en continuo progreso, abren **nuevas perspectivas para el sistema energético**.

El **desarrollo del software** intervendrá a diferentes niveles, ya se trate de los *Smart grids*, de la optimización de las inversiones, de la gestión por el Estado y sus colectividades de sus políticas energéticas o de la lucha contra la pobreza energética. Es imperativo que Europa se ocupe de este expediente de forma voluntaria, porque depende tanto de la **ciberseguridad** como de la **competitividad** de nuestra industria y de su capacidad de establecer las normas y los sectores futuros. Como lo subraya justamente el comisario europeo Pierre Moscovici, *"el sector digital constituye una palanca esencial para asegurar el crecimiento futuro; es uno de los sectores más innovadores en Europa"*¹⁵.

Un impulso franco-alemán podría darse con la puesta en marcha de una **plataforma de datos energéticos**. Diferentes tipos de organización y de procesos de puesta en marcha son posibles, siendo sin embargo la lógica la de **conferir a los gestores de redes de distribución, operadores de servicio público, un papel central**, debido a su función de recogida y de tratamiento de los datos, y del carácter sensible de éstos. Además, los GRD interactúan de manera independiente con el conjunto de los actores del sistema, de las administraciones locales hasta las industrias (tanto de la energía como de las tecnologías de la información) pasando por el cliente particular.

Tales iniciativas implicarían también el control de los reguladores, tanto por el aspecto de protección de datos, como por la definición de herramientas favorables a la aparición de business models. Esta plataforma podría cumplir diferentes misiones en una malla regional como preludio a una extensión europea :

- protección de los datos de los usuarios europeos, tanto a nivel de los ciber-ataques como en relación a las garantías de confidencialidad a la hora de su valoración.
- refuerzo de una estandarización europea de los datos y de su tratamiento, a instancia del CIM¹⁶ o de la iniciativa *Green Button* en América del Norte¹⁷;

¹⁵ Para una Europa de inversión, informe al Primer Ministro, p.37, 2014.

¹⁶ Desarrollado por ENTSO-E, el *Common Information Model* tiene como objetivo garantizar los formatos de los intercambios de los datos compatibles y acordados.

¹⁷ La iniciativa industrial *Green Button* satisface una aspiración de la Casa Blanca que consiste en proporcionar a los consumidores un acceso simple y seguro a sus datos energéticos.

- puesta en marcha de una plataforma de mercado de datos basado en el modelo Amadeus¹⁸, por ejemplo con la perspectiva del desarrollo del desprendimiento y, de manera más amplia, de los *Smart grids*;
- puesta en marcha de un portal *Open Data* para los datos energéticos de base;
- puesta en marcha de incubadoras que favorezcan la aparición de *start-ups* y de *business models* vinculados;
- puesta en marcha de un centro común de investigación dirigida hacia el Big Data, la ciberseguridad y la protección de los datos privados.

Efectos previstos

- El desarrollo de un sector europeo del *Big Data*.
- La protección de los datos.
- La aceleración en la aparición de soluciones innovadoras y de sus correspondientes *business models*.
- El refuerzo del mercado europeo de la energía.
- La optimización de la gestión de las inversiones y de la gestión de los activos.
- Una mejor gestión de la producción y del consumo.

¹⁸ Amadeus es una empresa de tratamiento de reservas para la industria de viajes y turismo, creada en 1987 por Air France, Iberia, Lufthansa y SAS. Se ha convertido sin lugar a dudas en líder mundial.

Propuesta nº 11 : **establecer corredores europeos de movilidad innovadores**

Objetivos y principios

El **desarrollo de vehículos limpios**, que no emitan CO₂, constituye un factor clave para conseguir los objetivos energéticos y climáticos europeos, y participar en la reducción de la parte de los productos petrolíferos dentro del consumo final (un 35 % actualmente).

Hoy en día, el contexto es favorable : **la autonomía de los vehículos eléctricos debería estar entorno a los 300 km en 2020, y a los 500 km en 2030**, elevando así a 30 millones el número de vehículos eléctricos que circularían en Europa. Una directiva reciente asegura además la interoperabilidad de los sistemas de recarga ¹⁹.

Este desarrollo ejercerá un **impacto significativo sobre las redes de distribución eléctricas**, que deberán ser reforzadas en proporción a estas transferencias de uso.

En cuanto a los vehículos que usan gas natural comprimido (GNC), hoy en día Francia cuenta con 350 estaciones de recarga (para 14 000 vehículos), Italia 1 000 (para 850 000 vehículos), y Alemania prevé disponer de 1 300 de aquí a 2020 (para un parque previsto de 1,4 millones de vehículos). Sin embargo, con la aparición del bio GNV, una concretización de la economía circular puede emerger con el desarrollo de vehículos pesados o ligeros usando esta tecnología.

Uno de los obstáculos actuales para estas nuevas moviidades proceden del **número limitado de puntos de recarga** con el temor, para los futuros compradores, de perder significativamente autonomía. Por el contrario, se entiende que los puntos de recarga que no hayan tenido vocación a desarrollarse a la vez que el parque automovilístico seguirán limitados. Dicha indeterminación entre la gallina y el huevo se vuelve problemática en Europa, y amplía la brecha entre la ambición política, las expectativas de los ciudadanos y los retrasos producidos en su materialización.

En cuanto a los vehículos eléctricos de manera específica, la apuesta por trayectos de larga distancia refleja el desarrollo de las estaciones de recarga rápida, capaces de recargar un vehículo en tan solo unos minutos. Dichas estaciones conllevan **fuertes impactos en términos de dimensionamiento de la red**.

Una **visibilidad sobre el despliegue de las estaciones de recarga** o, en el futuro, de los puntos de alimentación en GNC, hasta en hidrogeno, constituye así un imperativo para una optimización del control de las inversiones. Estos

¹⁹ Directiva AFI (Alternative Fuels Infrastructure), Boletín oficial de la Unión Europea, 28 de octubre de 2014.

corredores podrían así disfrutar de la red gasista de los países europeos para ir hacia soluciones mixtas en términos de movilidad propia.

Dentro de esta perspectiva, **la creación de corredores europeos de movilidads innovadoras mandaría una señal fuerte** dirigida a los usuarios y a la industria automovilística y energética.

Se trataría de conectar 70 000 km de autovías europeas con estaciones de recarga cada 80 km, en ambos sentidos, o sea un total de 1 750 estaciones²⁰.

El coste estimado, sólo para la parte eléctrica, de un gran proyecto europeo de este tipo, que afectaría a todos los ciudadanos europeos, rondaría los 450 millones de euros²¹.

Estas autovías verdes permitirían conectar para vehículos de bajo consumo en carbono, sin discontinuidad, Polonia con Portugal, el Reino Unido con Grecia.

Ofrecerían además un marco de planificación para las inversiones de los GRD en la red y dinamizarían el I + D sobre el papel potencial de las baterías de los vehículos eléctricos para el funcionamiento de la red.

Estos corredores podrían finalmente abrir nuevas perspectivas en materia de fletes con, por ejemplo, camiones eléctricos que pudiesen recargar en movimiento sus baterías, *via* catenarias, como lo que se experimentó en Alemania.

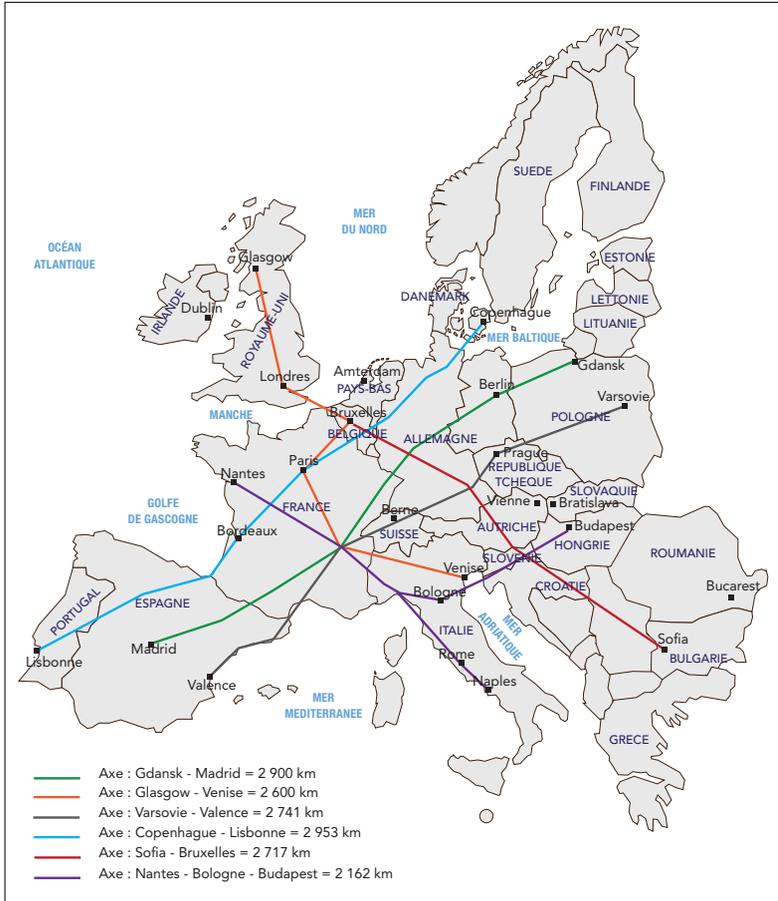
Efectos previstos

- La dinamización de las movilidads innovadoras, con la percepción por los usuarios que, de aquí en adelante, los trayectos de larga distancia son posibles.
- El refuerzo de la inversión en la movilidad al gas natural o al hidrogeno.
- La aceleración de las transferencias de uso.
- La optimización de las inversiones en las redes de distribución.
- El desarrollo de los sectores europeos de las estaciones de recarga.
- La estandarización europea de las estaciones de recarga.
- La disminución de la factura petrolífera.
- La disminución de la contaminación en partículas finas.

²⁰ Que hay que comparar con las 60 000 estaciones de gasolina actualmente en servicio.

²¹ En estos corredores, se puede estimar que el 60% de los desplazamientos afectaría a camiones de larga distancia, ya que el 40% de los usuarios se satisfacen con una recarga local de resguardo; cada estación contaría entonces con cuatro estaciones de recarga rápida y dos de recarga acelerada, lo que supondría un coste unitario de 260 000 euros.

Gráfico 7
Propuesta de corredores europeos de movilidad innovadores²²



© DILA.

²² Revisar el anexo 6.3 para visualizar los detalles de los corredores europeos que proponemos.

Propuesta nº 12 : **fundar un Colegio Europeo de la Energía**

Objetivos y principios

Recrear el panorama energético europeo no se reduce a una cuestión de inversiones en las redes, de regulación o de organización. Supone también, y antes de todo, una necesidad importante de educación, de formación y de intercambio intelectual.

Hacer emerger la excelencia europea en materia de innovación implica un aumento de competencias en miles de asalariados, o futuros asalariados, del sector energético y de los sectores asociados para acompañar de la mejor forma posible a los cientos de miles de millones de euros de inversiones que exige la transición energética.

Además, el sistema energético precisa de **enfoques transversales** mezclando retos técnicos, económicos, jurídicos e incluso sociológicos y tomando en cuenta la diversidad de situaciones en los Estados miembros y el contexto internacional.

En 1949, el día después del congreso de la Haya, confrontadas a una problemática similar de intercambio y de innovación, figuras de la construcción europea, tales como Salvador de Madariaga, Winston Churchill, Paul-Henri Spaak o Alcide De Gasperi, imaginaron fundar un colegio donde jóvenes diplomados universitarios procedentes de diferentes países de Europa pudieran acudir para finalizar su formación, con un espíritu de apertura y de intercambio. Fue la creación del Colegio Europeo de Brujas, que forma desde entonces a más de 400 jóvenes en tercer ciclo (*postgraduates*) todos los años y que se ha constituido como un establecimiento de referencia en materia de formaciones vinculadas con los asuntos europeos²³.

La creación en 2015 de un **Colegio Europeo de la Energía** podría constituir una palanca importante de este ascenso de gama para los profesionales europeos de la energía, proponiendo :

- cursos multidisciplinares, en formación inicial y continua²⁴ ;
- acuerdos con las industrias y los laboratorios de investigación de la energía ;
- un centro de investigación dedicado, si posible a todo aquello relacionado con la plataforma europea de datos.

Debe destacarse que la creación de dicho Colegio no sería exclusiva para otros tipos de intercambios, que convendría fomentar y apoyar.

Así, el Centro de investigaciones franco-alemán EIFER, basado en Karlsruhe, lleva a cabo desde hace 10 años una cooperación fuerte entre los dos países

²³ Tomaremos nota que, tras el colapso comunista y los cambios ocurridos en Europa central y oriental, el Colegio Europeo se ha dotado, en 1993, de un segundo campus en Natolin (Varsovia), en Polonia, con el apoyo de la Comisión europea y del gobierno polaco.

²⁴ Similarmente a lo que hace IFPEN en los sectores petroleros y gasistas.

en materia de investigación y de innovación, especialmente sobre las pilas de combustible o sobre la ciudad sostenible. Podría ser el inicio de un hermanamiento entre la Academia de las ciencias alemana y la Academia de las tecnologías francesa alrededor de los sistemas energéticos del futuro.

Los trabajos llevados a cabo en el marco de la Euro-Case²⁵ o de la KIC InnoEnergy²⁶ deberían también ser fomentados.

Efectos previstos

- Afirmar la excelencia operacional de los profesionales europeos de la energía.
- Promocionar los vínculos entre países y entre profesionales de la energía.
- Mejor percepción por los actores de la energía de los retos de los otros países europeos.
- Refuerzo de la identidad europea.

25 Euro-Case agrupa las academias nacionales de ingeniería, de las ciencias aplicadas y tecnológicas de 21 países europeos.

26 KIC InnoEnergy es la comunidad europea que se dedica a la promoción de la innovación, de la creación de nuevas empresas y de la educación en el sector de las energías renovables, acercando académicos, empresarios e institutos de investigación.

Agradecimientos

Me gustaría expresar mi más sincero agradecimiento a Laurent Fabius, ministro de Asuntos Exteriores y Desarrollo Internacional ; a Ségolène Royal, ministra de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía ; a Emmanuel Macron, ministro de Economía, Industria y Sector Digital, y a Harlem Désir, secretario de Estado encargado de Asuntos Europeos, quienes han facilitado la realización de ese informe y la organización de numerosas reuniones sin las cuales estas conclusiones no habrían sido posibles.

He podido comprobar la competencia y la disponibilidad en todo momento de sus equipos, a los cuales agradezco profundamente su colaboración. Quisiera destacar en particular el apoyo de los servicios exteriores del Estado, tanto diplomáticos como económicos, para la organización de los encuentros europeos en seis Estados miembros que me permitieron entrevistar a más de setenta interlocutores (políticos, industriales, asociaciones) de primer orden. Mi agradecimiento especial es para Emmanuel Puisais-Jauvin, subdirector de Políticas Internas y de Asuntos Institucionales dentro de la Dirección de la Unión Europea del Ministerio de Asuntos Exteriores y Desarrollo Internacional, y para sus equipos, así como para Caroll Gardet (Roma), Laure Joya (Berlín), Patrick Auffret (Varsovia), Antonin Ferri (Bruselas), Robert Mauri (Madrid) y Benoît Ronez (Londres) de la Dirección General del Tesoro.

Quiero agradecer asimismo, y sobre todo, a Patrice Geoffron, catedrático de Ciencias Económicas en la Universidad Paris Dauphine, director del Centro de Geopolítica de la Energía y de las Materias Primas (CGEMP) y director del Laboratorio de Economía de la Universidad Paris Dauphine (LEDA), a Michel Cruciani, director de proyecto en el CGEMP, a Stéphane Cossé, catedrático en el Instituto de Estudios Políticos de Paris, y a Christopher Fabre, director de proyectos en ERDF, cuya contribución y asesoramiento me han sido de gran ayuda a lo largo de la redacción de este informe.

- Me gustaría expresar mi más sincero agradecimiento a Myriam Maestroni, Presidente de la Fundación E5t, presidente de Economie d'énergie, de ON5 Company y autora de diversas publicaciones entre ellas "Comprendre le nouveau monde de la energie 2.0" en la que hemos podido colaborar estrechamente, por su decisión de compartir y difundir el informe en el mundo de habla española.
- Deseo expresamente agradecer a Rosa Uriona, directora general de ON5 Company en España, y a todo su equipo : Raquel Herrero, Zoe Chotard y Claudia Loustaunau por la coordinación y su participación en el proyecto de traducción de mi informe.

Quisiera agradecer a Robert Mauri, Consejero de Desarrollo sostenible e Industria de la Embajada francesa en España, por su colaboración en

la coordinación del proceso de relectura de cortesía y a Alvaro Espino, Coordinador de la División de la energía, automóvil e interconexiones franco-españolas de la embajada francesa en Madrid por la precisión en sus aportaciones que han enriquecido significativamente el texto.

Muchas gracias a todos y a cada uno de ellos por hacer posible la publicación de este informe en lengua española.

ANEXOS

Anexo 1

Lista de personalidades consultadas

- Sr. Tim Abraham, responsable de Políticas Europeas del Ministerio de Energía y del Cambio Climático (*Department of Energy and Climate Change*) acompañado por el Sr. Reuben Aitken, Dirección de las redes de transporte eléctricas europeas, por la Sra. Sue Harrison, responsable de los mercados europeos de la energía, y por la Sra. Eleanor Warburton, responsable de la seguridad de aprovisionamiento de gas en el Reino Unido
- Sra. Ana Aguado, secretaria general, y el Sr. Christian Buchel, vicepresidente, EDSO
- Sr. Olivier Appert, presidente de IFPEN
- Sra. Marie-Hélène Aubert, asesora para las negociaciones internacionales sobre el clima y el medio ambiente del Sr. Presidente de la República francesa
- Sr. Jean Bensaïd, miembro del comité ejecutivo de ICADE
- Sr. Ulrich Benterbusch, director de la Agencia alemana de la Energía (DENA), con las señoras Annegret-Cl. Agrícola, jefa de la división de los Sistemas y Servicios Energéticos y Franca Diechtl, directora de proyectos en comunicación
- Sr. Marc-Olivier Bettzüge, profesor de la Universidad de Colonia (Alemania)
- Sr. Jean-Paul Bouttes, director de Estrategia, EDF
- Sr. Pierre Buhler, Embajador de Francia en Polonia
- Sra. Marie-Claire Cailletaud, secretaria federal de CGT (FNME), miembro del CESE
- Sr. Jan Chadam, CEO Gaz System SA, Polonia
- Sr. Vincent Champain, presidente del OLT
- Sr. Jean-François Conil-Lacoste, CEO, EPEX-SPOT SE
- Sr. Pierre-Jean Coulon, asesor, Comité Económico y Social Europeo
- Sr. Philippe David, Asociado, PWC
- Sr. Antoine de Fleurieu, delegado general de Gimelec, y Sr. Hugues Vérité, adjunto del delegado general
- Sr. Matteo Del Fante, Consejero delegado de Terna, Italia, así como los señores Gianni Vittorio Armani, director general de Terna Red y Stefano Conti, director de Terna Red
- Sr. Claude Desama, ex diputado europeo y presidente de la Comisión de la Energía, de la Investigación y de la Tecnología del Parlamento Europeo,

presidente de las Intercomunales mixtas de gas y de electricidad de Valonia (Intermixt), presidente de ORES (operador de redes de gas y de electricidad)

– Sr. Gilberto Dialuce, director general de seguridad de suministro y de infraestructuras energéticas del Ministerio italiano del Desarrollo Económico, asistido por los señores Sebastiano Maria del Monte, director de las Relaciones Internacionales, Wolfgang D'Innocenzo y Marcello Capra

– Sr. Fabrice Dubreuil, asesor sobre cuestiones europeas para las cuestiones europeas en el gabinete del Sr. Ministro de Asuntos Exteriores y Desarrollo Internacional

– Robert Durdilly, presidente de la Unión francesa de Electricidad (UFE), con la Sra. Audrey Zermati, delegada general adjunta, y la Sra. Anna Chenu, directora de Comunicación y Asuntos Europeos

– Sr. Philippe Esposito, PDG, Dharma Energy

– Sr. Phillipe Etienne, Embajador de Francia en Alemania

– Sr. José María Folgado, presidente de Red Eléctrica de España (REE), gestor de la red eléctrica española, con el Sr. Rafael Duvison, director de Operaciones de REE y el Sr. Carlos Collantes, director general de Transportes de REE

– Sr. Pierre Fontaine, subdirector de Sistemas Eléctricos y Energías Renovables, DGEC

– Sr. Patrick Graichen, director del *think tank* Agora Energiewende, y el Sr. Dimitri Peschia, asociado senior de la cooperación energética europea

– Sr. Pierre-Antoine Grislain, presidente del Instituto de Transición Energética

– Sr. Pawel Hawranel, abogado

– Sr. Jochen Homann, presidente de la Agencia federal de Redes (*Bundesnetzagentur*), y el Sr. Achim Zerres

– Sr. Winfried Horstmann, asesor ministerial en la Cancillería federal de Alemania, con la Sra. Anne Rosenthal y la doctora Susanne Parlasca

– Sr. Luc Hujoël, administrador de Fluxys, director general de la intercomunal Sibelga y de Brussels Network Operations

– Sra. Isabelle Kocher, directora general delegada, encargada de las operaciones del grupo GDF Suez

– Sra. Malgorzata Kozak, asesora del presidente, directora de Asuntos Internacionales, con el señor Maciej Syroka, jefe del Departamento de mercados para combustibles líquidos y gaseosos, Oficina de Regulación de la Energía, Polonia

– Sra. Sandra Lagumina, directora general de GrDF

– Sr. Philippe Léglise-Costa, secretario general de Asuntos Europeos

– Sr. Antonio LLarden, presidente de ENAGAS (gestor de la red de gas española)

- Sr. Jean-Bernard Levy, presidente y director general de EDF
- Sr. Mieczyslam Lewandowski, director financiero, el Sr. Adam Jaskowski, director del departamento Estrategia y Desarrollo, y el Sr. Przemyslaw Gil, director del departamento de Gestión de Flujos en la Red, Polska Spolka Gazownictwa
- Sr. Nick Mabey, director general del *think tank* europeo E3G, y el Sr. Jonathan Gaventa, director asociado de E3G encargado de las infraestructuras energéticas europeas
- Sra. Myriam Maestroni, presidente de Economie d’Energie SAS
- Sr. Dominique Maillard, presidente del directorio de RTE
- Sr. Julien Marchal, asesor para la energía, el medioambiente y las industrias extractivas en el gabinete del Ministerio de Economía, Industria y Sector Digital
- Sr. Didier Mathus, presidente del Consejo de vigilancia de RTE
- Sr. Michel Menny, director general de Seifel
- Sr. Eduardo Montes, presidente de UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica) y la Sra. Marién Ladron de Guevara-Valcarcel, Directora de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Social Corporativa
- Sr. Alberto Nadal, secretario de Estado español de Energía, la Sra. Teresa Baquedano, directora general de Política Energética y Minas, y la Sra. Lorena Prado, subdirectora general de Relaciones Energéticas Internacionales de la Secretaría de Estado de Energía
- Sr. Dermot Nolan, director general, OFGEM, acompañado por la Sra. Maxine Frerk, responsable de gobernanza y *Smart grids* para las redes de distribución
- Sra. Teresa Panariello, presidente del Consejo de Ministros, Departamento de Políticas Europeas, Oficina de Coordinación de Políticas de la UE
- Sr. Alfonso Pascual, director de Estrategia, Regulación y Relaciones Internacionales de GDF Suez Energía España.
- Sr. Antoine Pellion, asesor técnico en energía, gabinete de la Sra. ministra de Ecología, Desarrollo Sostenible, y Energía.
- Sr. Jacques Percebois, profesor de la Universidad de Montpellier I (CREDEN), Francia
- Sra. Mélanie Persen, directora de la Oficina franco-alemana para las Energías Renovables, y el Sr. Sven Rösner, director adjunto
- Sr. Xavier Piechaczyk, asesor en energía, en medioambiente, transportes y vivienda, Presidencia de la República de Francia
- Sr. Xavier Pintat, senador de la Gironde, Francia, presidente de la FNCCR
- Sr. Emmanuel Puisais-Jauvin, subdirector de Políticas Internas y de Asuntos Institucionales, Dirección de la Unión Europea, Ministerio de Asuntos Exteriores y Desarrollo Internacional

- Sr. Roberto Poti, vicepresidente ejecutivo, Edison Spa
- Sr. Luc Remont, presidente de Schneider Electric Francia
- Sr. Urban Rid, director de Energía, Ministerio alemán de Economía y Energía, y el Sr. Philipp Jornitz
- Sr. Fabien Roques, profesor asociado de la Universidad de Paris Dauphine, vicepresidente senior, Compass Lexecon
- Sr. Xavier Rouland, director de EDF FENICE Ibérica
- Sr. Dominique Ristori, director general para la Energía, Comisión Europea
- Sr. Bernard Salha, director de EDF I + D
- Sr. Johann Saathoff, diputado en el Bundestag, y la doctora Gabriele Werner, coordinadora de energía del grupo SPD.
- Sr. Edouard Sauvage, director de Estrategia, GDF Suez.
- Sra. Virginie Schwarz, directora de Energía en la Dirección general de Energía y del Clima (DGEC) del Ministerio francés de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía.
- Sr. Pierre Sellal, representante permanente de Francia en la Unión Europea.
- Sr. Tadeusz Skoczkowski, responsable de la Cátedra del uso racional de energía, Universidad tecnológica de Varsovia.
- Sr. Laurence Slade, director general Energy UK, y la Sra. Barbara Vest, directora de la producción de energía Energy UK.
- Sr. Pascal Sokoloff, director general de servicios de la FNCCR.
- Sr. Cezary Szwed, miembro del Consejo de PSE SA, y el Sr. Wlodzimierz Mucha, director.
- Sr. Thierry Trouvé, director general de GRTgaz.
- Los señores Javier Villalba Sánchez, director del negocio de redes del Grupo Iberdrola, Francisco Martínez Corcoles, director general de los negocios del Grupo, y Miguel Ángel Sánchez Fornié, director de Sistemas de Control y Telecomunicaciones en Iberdrola.
- El profesor Michaël Weinhold, director de tecnología en Siemens Energy Sector, con el Sr. Udo Niehage, Vicepresidente Senior, Jefe de Relaciones Gubernamentales Berlin.
- Sr. Nick Winser, director general de National Grid, presidente de ENTSO-E.
- Sr. Ryszard Wnuk, KAPE, Polish National Energy Conservation Agency.
- Sr. Tim Yeo, ex ministro, diputado por South Suffolk, presidente del Comité de auditoría sobre energía y cambio climático de la Cámara de los comunes, y la Sra. Sarah Williams, Asesora especial.
- Sr. Alexandre Ziegler, director del gabinete del Sr. Ministro de Asuntos Exteriores y Desarrollo Internacional.

Anexo 2

Léxico

Asignación : asignación de la capacidad de interconexión en el mercado tras subastas explícitas o implícitas.

Autoconsumo : parte de la producción de energía que es consumida en el propio punto de producción (la producción de energía en el propio punto de consumo mediante cualquier fuente de energía renovable).

Biogas : gas combustible de alto contenido en metano (CH₄) producido por descomposición de la materia orgánica.

Biometano : gas combustible que resulta de la depuración del biogas, producido por descomposición de la materia orgánica, que ofrece una fuente de energía renovable y que respeta al 100 % las propiedades del gas natural.

Black-out : importante interrupción del suministro eléctrico por la falta de adaptación entre la oferta y la demanda. Puede producirse por variaciones en el consumo, cambios meteorológicos, fallos o amenazas exteriores que ocasionen sobrecargas sucesivas, caídas de frecuencia, caídas de tensión o ruptura del sincronismo.

Congestión : para una interconexión, situación de saturación de la capacidad comercial disponible para la interconexión cuando la demanda de capacidad es superior a la oferta. Una congestión se traduce por un precio de la subasta explícita distinto de cero, o por un diferencial de precios distinto de cero en el caso de un acoplamiento de mercado. En los dos casos, la escasez de la capacidad permite la formación de una renta de congestión, ingreso que se reparte a partes iguales entre los gestores de las redes. Este ingreso tiene que, en aplicación del artículo 16.6 del reglamento 714/2009, ser utilizado para desarrollar la disponibilidad de las interconexiones y de las capacidades de intercambio, en particular por nuevas inversiones.

Acoplamiento de los mercados de electricidad : método de optimización cuyo objetivo es lograr un mejor uso de las capacidades transfronterizas disponibles, así como una mayor armonización de los precios entre las regiones a través del uso de una sola plataforma para las transacciones diarias de electricidad. El acoplamiento permite a los actores adquirir contrapartidas sin limitaciones de capacidad de intercambio en las interconexiones.

Deslastre : suspensión momentánea del suministro eléctrico de una parte de la red por un desequilibrio entre la producción y el consumo de electricidad.

El deslastre permite evitar una pérdida más importante, o total, del suministro eléctrico.

Reducción de consumo : reducción temporal y voluntaria de su consumo por un usuario. El usuario, que percibe una retribución por ello, contribuye así al equilibrio entre la oferta y la demanda de la electricidad, especialmente durante los picos de consumo.

Interconexión : línea de transporte de energía eléctrica, de muy alta tensión, que conecta dos redes nacionales.

Linky : contador inteligente desplegado de aquí a 2021 por ERDF en los hogares de 35 millones de consumidores franceses, capaz de recibir y enviar datos e instrucciones sin la intervención física de un técnico.

Mercado de capacidad : mercado en el cual los proveedores adquieren, de los productores, certificados de capacidad de producción, o de los operadores de reducción de consumo, certificados de capacidad de reducción de consumo. Se trata de asegurar la seguridad de abastecimiento de la red, especialmente en Francia durante los picos invernales, a través de una remuneración de las centrales o de los operadores de reducción de consumo funcionando durante estos picos.

Power-to-gas : tecnología que permite convertir electricidad en gas (hidrógeno o metano de síntesis) por electrolisis. Esta tecnología presenta la ventaja de permitir el almacenamiento del exceso de energía eléctrica que resulta de las energías renovables aprovechando las capacidades de almacenamiento del gas natural.

Red eléctrica inteligente (o Smart grids) : mejora de la flexibilidad y de la optimización de las redes así como de las fuentes de producción y de consumo, especialmente por la integración de tecnologías de información y comunicación.

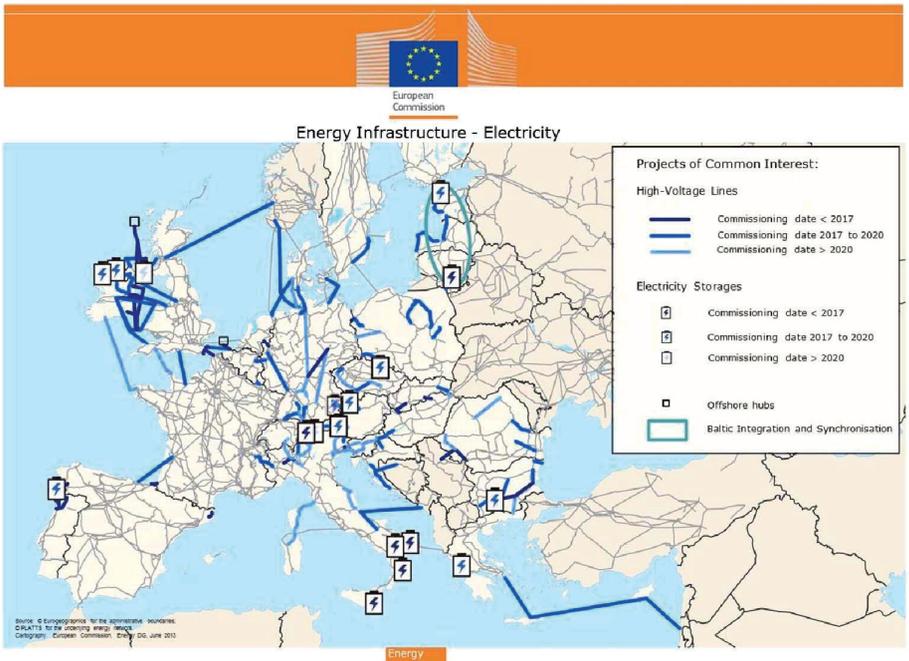
Supergrid : red de transporte de corriente continua y de alta tensión (CCHT) que permite transportar energía a grandes distancias.

Territorio de la transición energética : territorio que se compromete en un proceso cuyo objetivo es producir, por lo menos, una cantidad de energía equivalente a la de su propio consumo.

Anexo 3

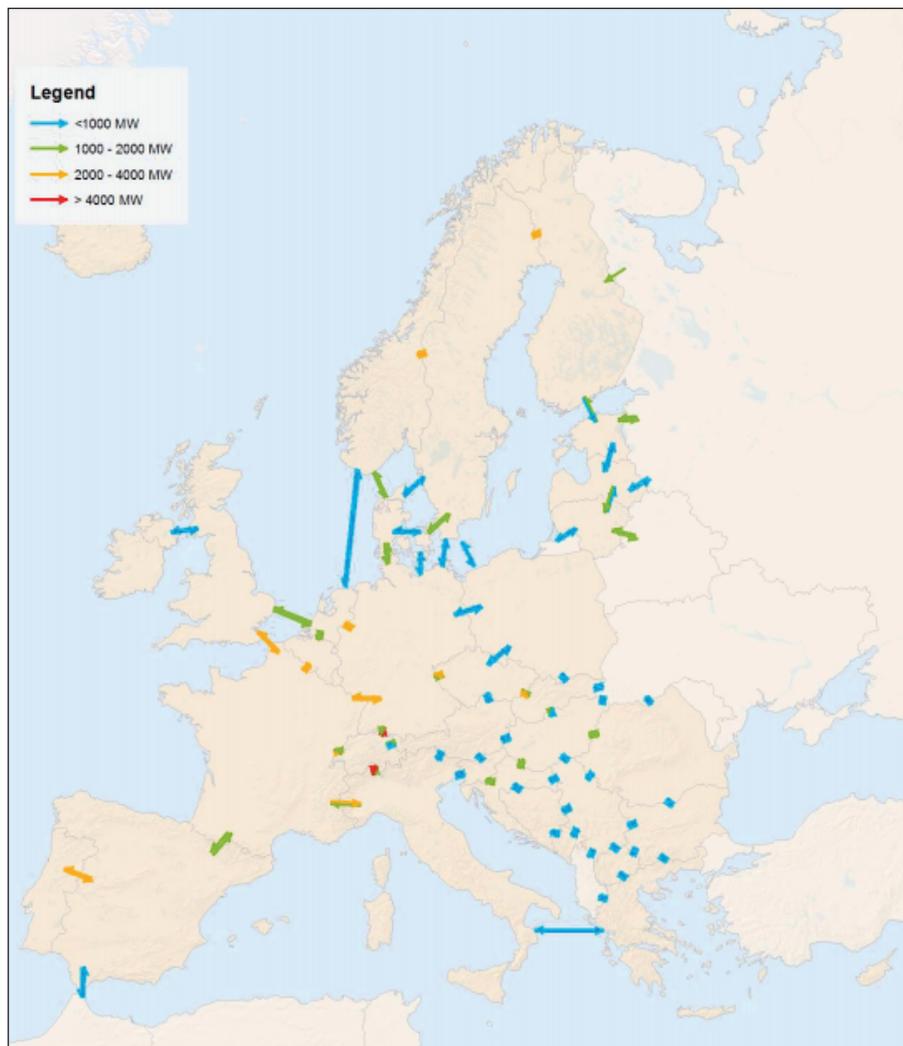
Mapas y gráficos

Mapa de los proyectos de interés común & TYNDP 2014

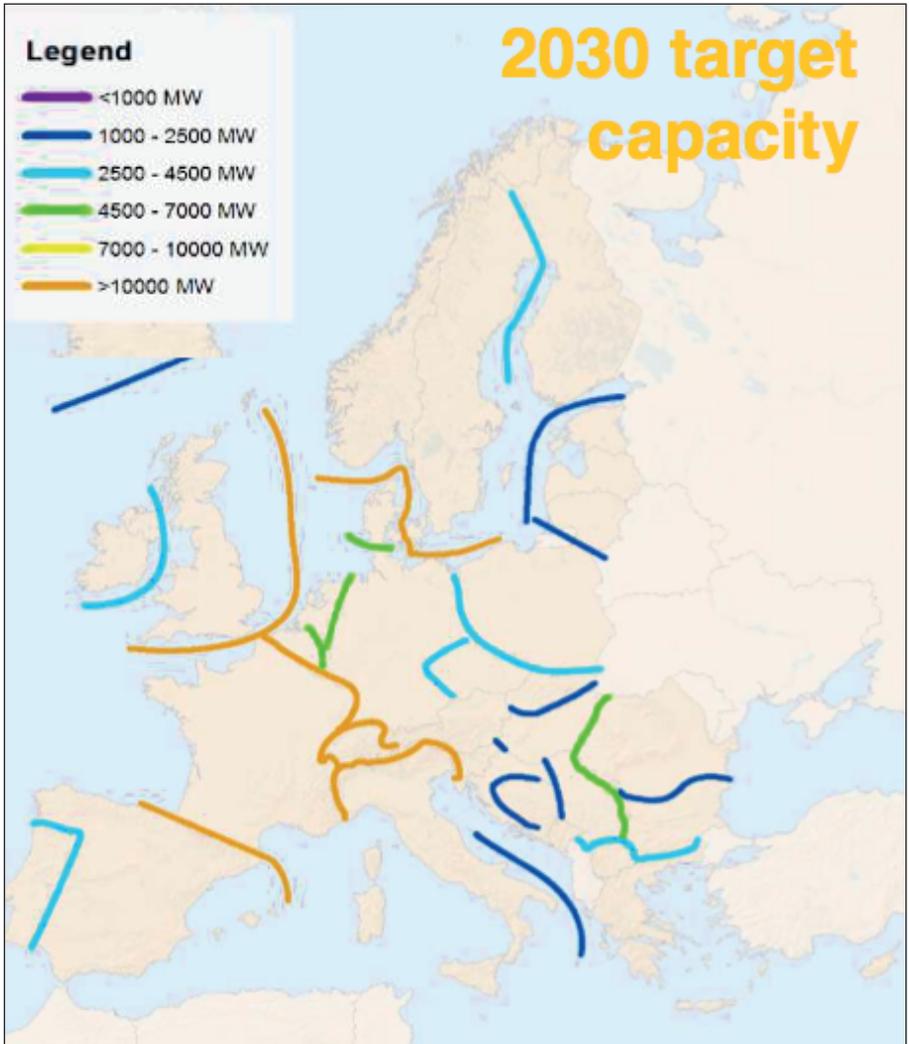


All potential routes should be considered and assessed both from an energy security point of view and from the point of view of their relative economic costs and benefits.

Mapas de las capacidades de las interconexiones actuales y objetivos fijados para el 2030 (según el TYNDP)

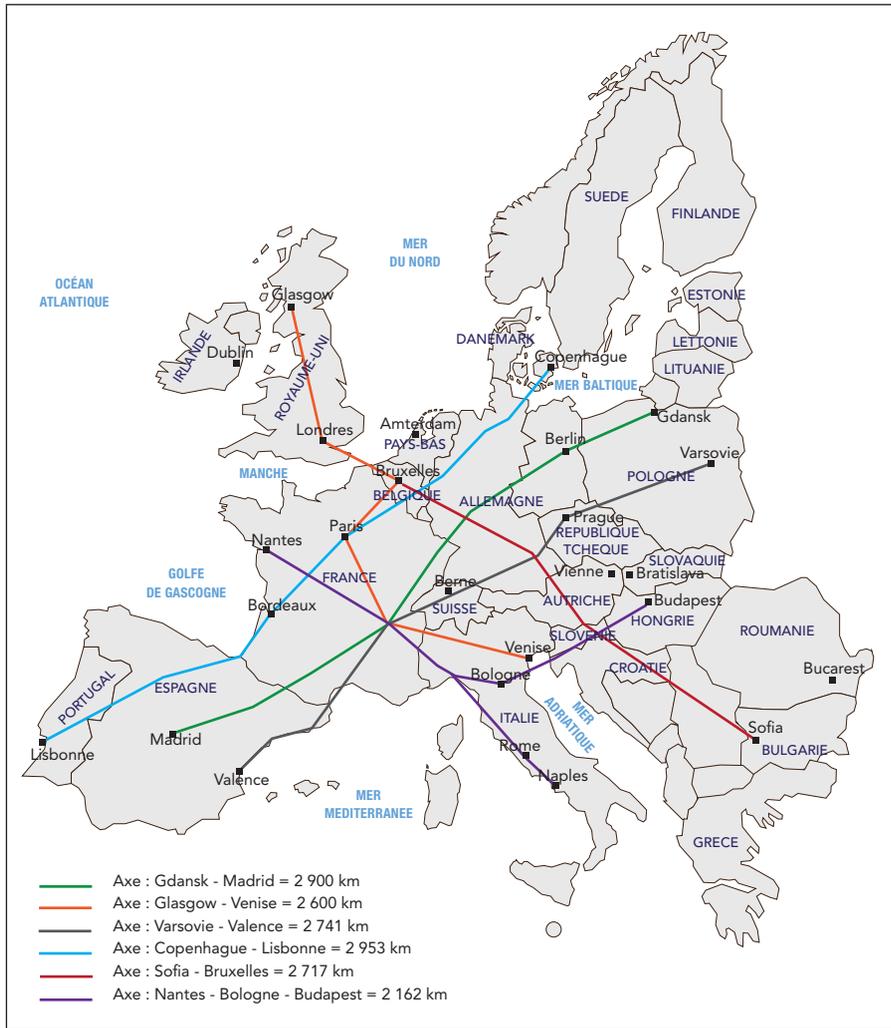


Source : ENTSO-E.



Source : ENTSO-E.

Mapas de los corredores europeos propuestos para favorecer la ecomovilidad



© DILA.

Eje : Gdansk – Madrid = 2900 km



© DILA.

Eje : Copenhague – Lisbonne = 2953 km



© DILA.

Eje : Sofía – Bruxelles = 2717 km



© DILA.

Eje : Nantes – Bologne – Budapest = 2 162 km



© DILA.

Eje : Varsovia – Valencia = 2741 km



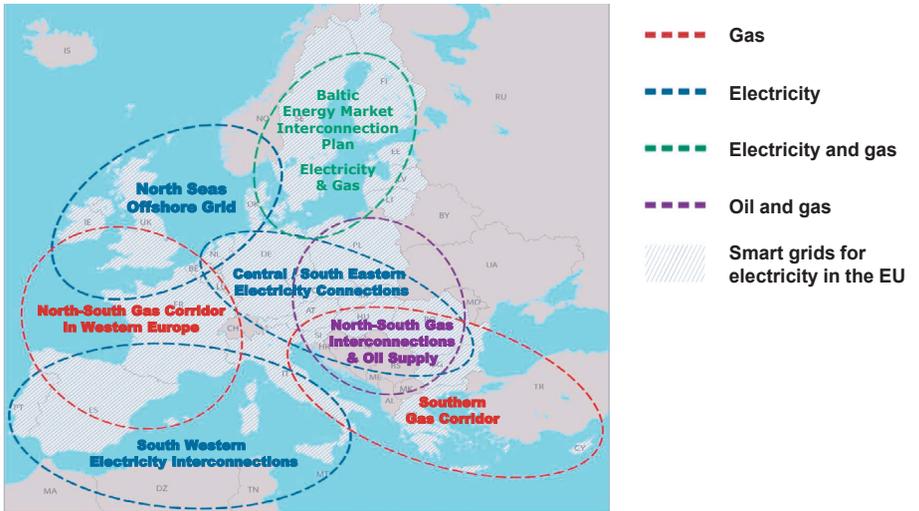
© DILA.

Eje : Glasgow – Venecia = 2 600 km



© DILA.

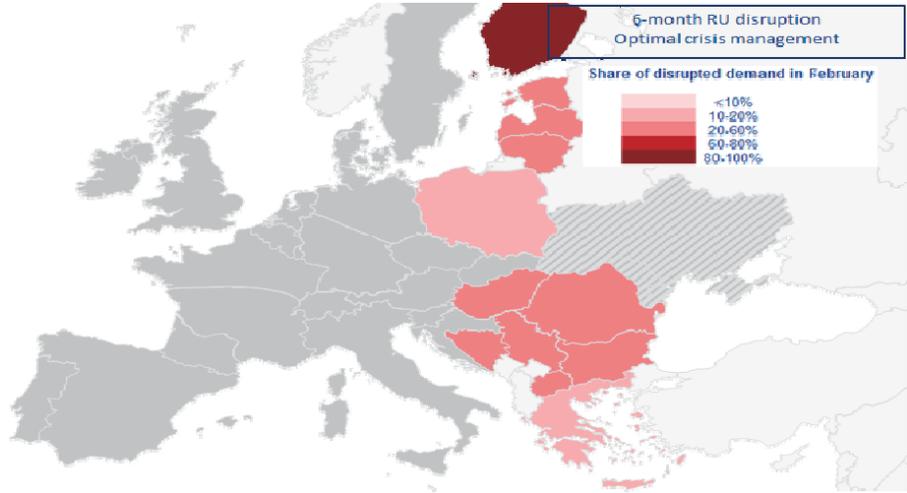
Grandes zonas europeas en proyecto



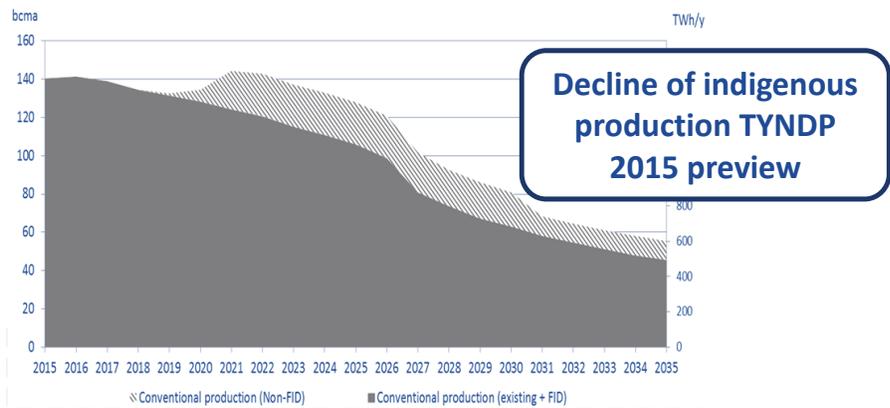
Presentation of J.M. Barroso to the European Council, 22 May 2013

Source: European Commission

La seguridad de aprovisionamiento de gas : la exposición de los países del Este a una ruptura de suministros rusos



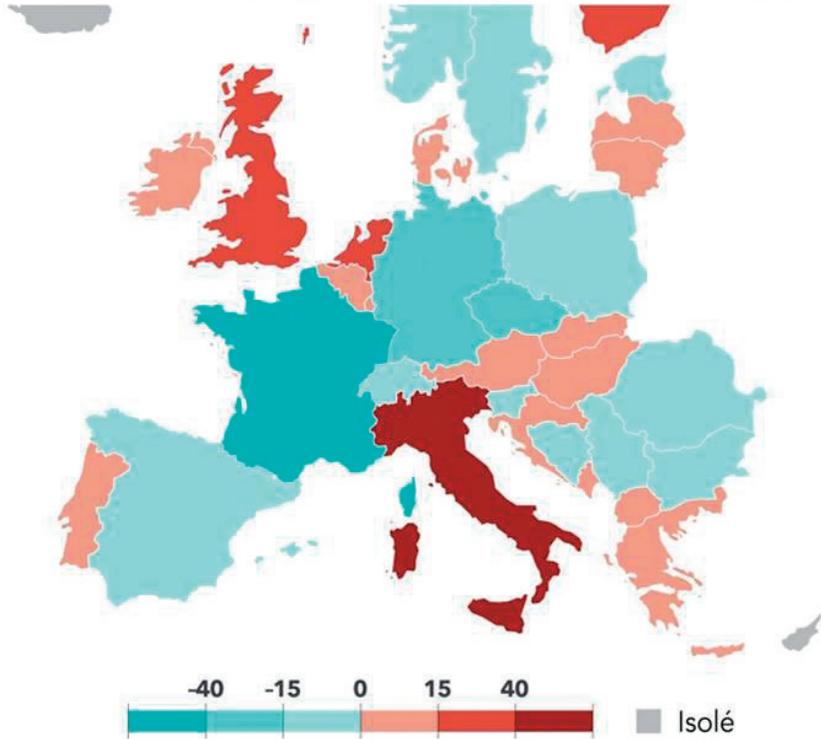
La disminución de la producción doméstica europea de gas



Source: *European cooperation in energy networks*, Olivier Lebois. Presentación al Comité económico y social europeo el 26 enero de 2015.

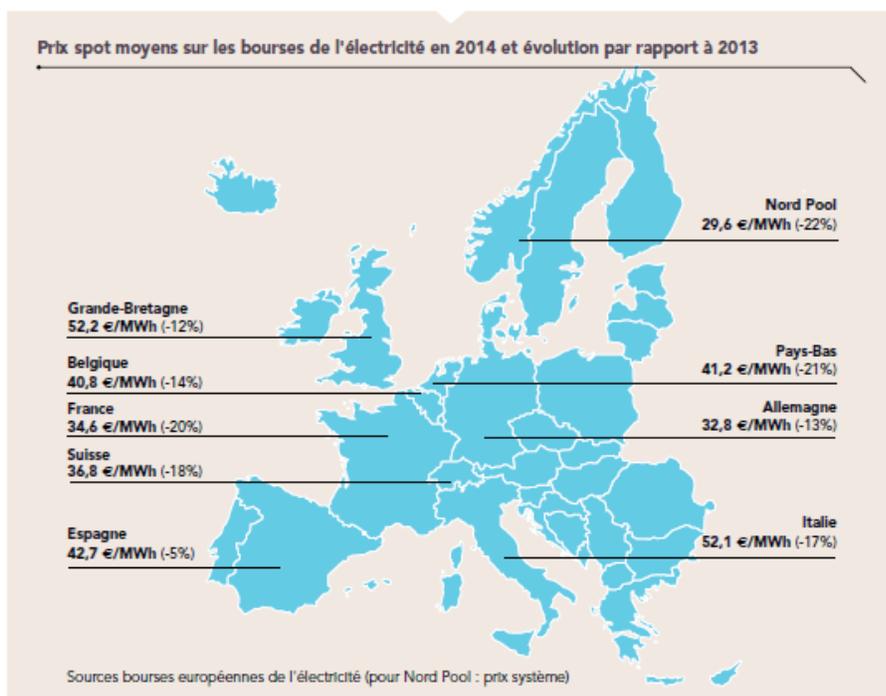
Balanza de intercambios físicos de electricidad en Europa (TWh)

Calculé sur 12 mois glissants, entre juillet 2013 et juin 2014

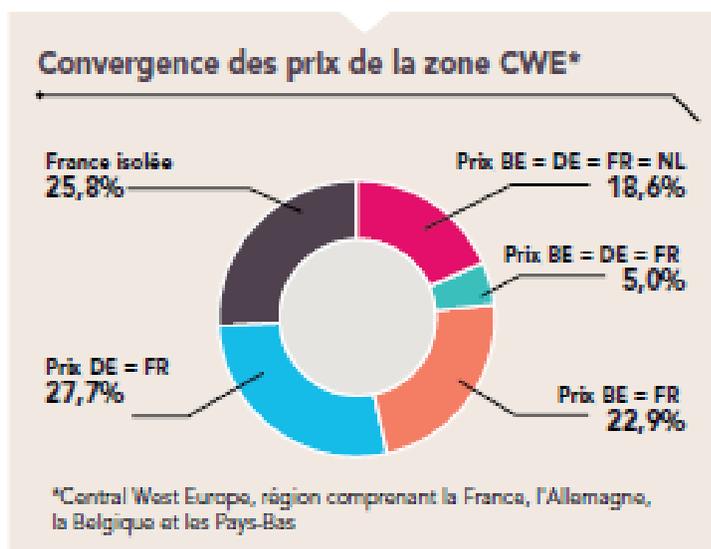


Source : Balance électrique annuel- 2014, RTE.

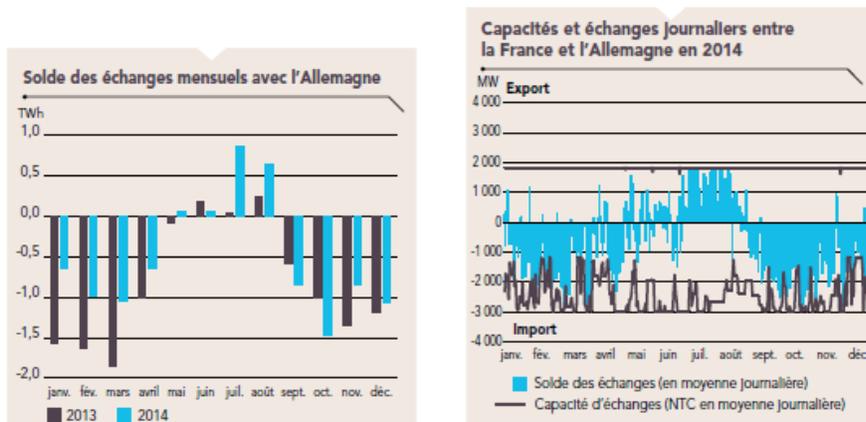
Precio medio spot en las bolsas eléctricas en 2014 y su evolución en relación a 2013



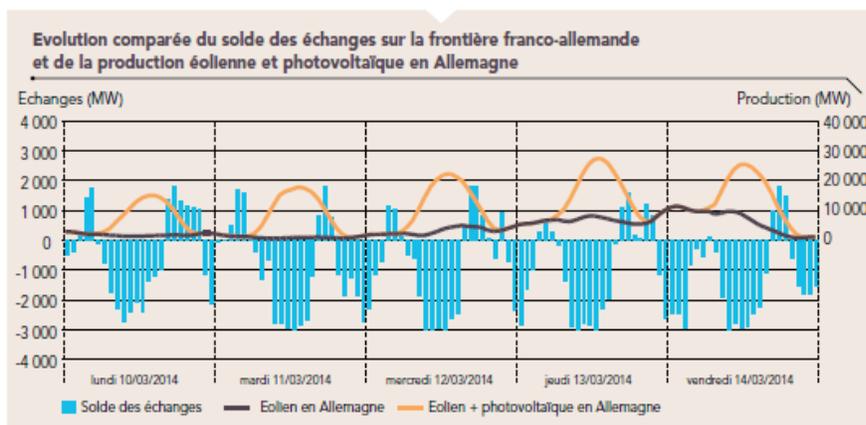
Convergencia de precios dentro de la zona CWE



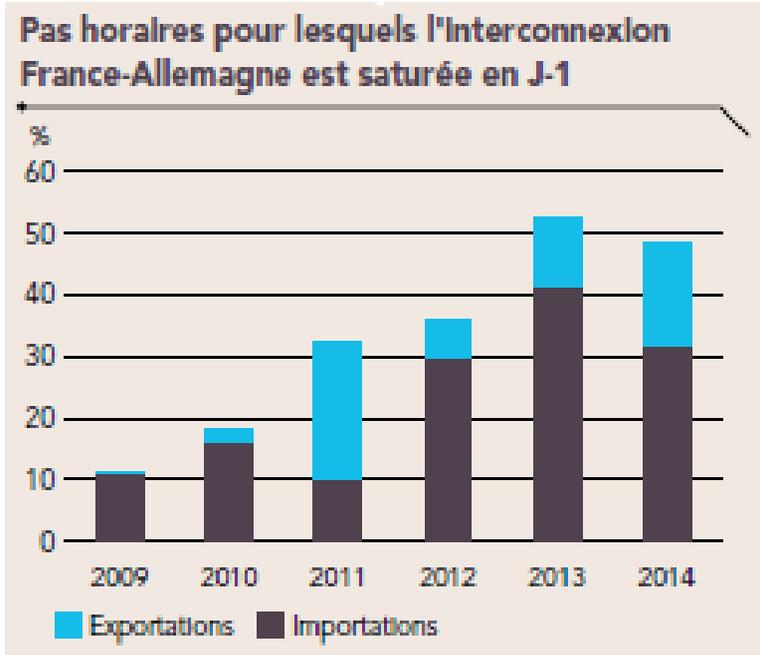
Alemania : Balanza de intercambios mensuales con Alemania y capacidades e intercambios diarios entre Francia y Alemania en 2014



Evolución comparada de la balanza de intercambios en la frontera franco-alemana y de producción eólica y fotovoltaica en Alemania



Franjas horarias para las que la interconexión Francia-Alemania está saturada en día -1



Anexo 4

Lista de miembros de ENTSO-E y ENTSO-G

ENTSO-E

Países	Compañías
AT Austria	Austrian Power Grid AG Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
BA Bosnia y Herzegovina	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini
BE Bélgica	Ela System Operator SA
BG Bulgaria	Electroenergien Sistemen Operator EAD
CH Suiza	Swissgrid AG
CY Chipre	Cyprus Transmission System Operator
CZ Republica Checa	ČEPS a.s.
DE Alemania	TransnetBW GmbH TenneT TSO GmbH Amprion GmbH 50Hertz Transmission GmbH
DK Dinamarca	Energinet.dk
EE Estonia	Elering AS
ES España	Red Eléctrica de España S.A.
FI Finlandia	Fingrid Oyj
FR Francia	Réseau de Transport d'Electricité
GB Reino Unido	National Grid Electricity Transmission plc
GR Grecia	Independent Power Transmission Operator SA
HR Croacia	HOPS d. o. o.
HU Hungría	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság
IE Irlanda	EirGrid plc
IS Islandia	Landsnet hf

Países	Compañías
IT Italia	Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA
LT Lituania	Litgrid AB
LU Luxemburgo	Creos Luxembourg S. A.
LV Letonia	AS Augstsprieguma tīkls
ME Montenegro	Crnogorski elektroenergetski sistem AD
MK Républica de Macedonia	Macedonian Transmission System Operator AD
NL Países Bajos	TenneT TSO B.V.
NO Noruega	Statnett SF
PL Polonia	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PT Portugal	Rede Eléctrica Nacional, S. A.
RO Rumanía	C.N. Transelectrica S.A.
RS Serbia	JP Elektromreža Srbije
SE Suecia	Svenska Kraftnät
SI Eslovenia	ELES, d. o. o.
SK Eslovaquia	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a. s.

ENTSOG

Países	Compañías
Austria	Baumgarten-Oberkappel Gas leitungsgesellschaft Gas Connect Austria Trans Austria Gasleitungsgesellschaft
Bélgica	Fluxys Belgium
Bulgaria	Bulgartransgaz
Croacia	Plinacro
Republica Checa	NET4GAS
Dinamarca	Energinet. dk
Finlandia	Gasum Oy
Francia	GRTgaz TIGF
Alemania	Bayernets Fluxys TENP GASCADE Gastransport Gastransport Nord Gasunie Deutschland Transport Services Gasunie Ostseeanbindungsleitung GRTgaz Deutschland Transport Services Jordgas Transport NEL Gastransport Nowega Ontras Gastransport Open Grid Europe terranel bw Thyssengas
Grecia	DESFA
Hungría	FGSZ Natural Gas Transmission
Irlanda	Gaslink Independent System Operator
Italia	Infrastrutture Trasporto Gas Snam Rete Gas
Luxemburgo	Creos Luxembourg
Países Bajos	Gasunie Transport Services
Polonia	Gas Transmission Operator GAZ-SYSTEM
Portugal	REN-Gasodutos
Rumania	Transgaz
Eslovaquia	eustream
Eslovenia	PLINOVODI
España	Enagás
Suecia	Swedegas
Reino Unido ASSOCIATED PARTNERS (3) Estonia – EG Võrguteenus Letonia – Latvijas Gāze Lituania – Amber Grid OBSERVERS (4) F. Y. R. O. M. – GA-MA AD Skopje Noruega – Gassco Suiza – Swissgas Ucrania – UKRTRANSGAZ	BGE UK Interconnector (UK) National Grid Gas Premier Transmission

Anexo 5

Referencias : obras recientes del mismo autor

Comprendre le nouveau monde de l'énergie – Économie d'énergie et efficacité énergétique : le monde de l'énergie 2.0 (**Comprender el nuevo mundo de la energía – Ahorros energéticos y eficiencia energética : el mundo de la energía 2.0**), escrito por Myriam Maestroni con la colaboración de Jean-Marie Chevalier, editorial Maxima, 2013.

Les nouvelles régulations électriques (**Las Nuevas regulaciones eléctricas**), 2 volúmenes, Lavoisier, septiembre de 2012.

Le traité de Lisbonne. De nouvelles compétences pour l'Union européenne ? (**El tratado de Lisboa. ¿Nuevas competencias para la Unión Europea ?**), bajo la dirección de Aurélien Raccah ; colección « Droit, Société et Risque » (Derecho, Sociedad y Riesgo), L'Harmattan, 20 de abril de 2012.

L'Avenir énergétique : cartes sur table (**El porvenir energético : las cartas sobre la mesa**), obra escrita en colaboración con Jean-Marie Chevalier y Patrice Geoffron, editorial Gallimard, 23 de febrero de 2012, premio 2012 al mejor libro de economía por la asociación de economistas de la energía.

L'Europe en panne d'énergie (**Europa en avería energética**), editorial Descartes & Cie, mayo de 2009.

Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle (**Las Redes eléctricas en el centro de la civilización industrial**), obra escrita en colaboración con Christophe Bouneau y Jacques Percebois, Editorial Timée, mayo de 2007.

Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (**¿Qué política energética para la Unión Europea ?**), informe escrito en colaboración con Jean-Paul Tran Thiet y Vincent Jaunet, Institut Montaigne, marzo de 2007.

Anexo 6

Referencias : lista de las principales obras y documentos consultados

- ACER, *Energy regulation : a bridge to 2025*, 19 de septiembre de 2014.
- ADEME, *Les systèmes de stockage d'énergie – Feuille de route stratégique*, abril de 2011.
- ADEME, *Systèmes électriques intelligents – Feuille de route stratégique*, diciembre de 2013.
- ALBERICI et Alii., *Subsidies and costs of EU energy – Final report*, Comisión Europea, 2013.
- ANDERSEN, Allan Dahl, «*No transition without transmission : HVDC electricity infrastructure as an enabler for renewable energy ?*», in Elsevier, 15 de septiembre de 2014.
- BMW, *Moderne Verteilernetze für Deutschland*, Forschungsprojekt n° 44/12, 12 de septiembre de 2014.
- BMW, *Zweiter Monitoring-Bericht «Energie der Zukunft»*, marzo de 2014.
- BOOZ & CO, *Benefits of an integrated European energy Market*, 20 de julio de 2013.
- BUREAU, D., FONTAGNE, L., MARTIN, P., «*Énergie et compétitivité*», in *Les notes du conseil d'analyse économique*, n° 6, mayo de 2013.
- CDC CLIMAT, *Panorama des financements climatiques en France en 2011*, octubre de 2014.
- CGSP, *La crise du système électrique européen*, (D. Auverlot et alií), enero de 2014.
- CIREN, *Smart grids on the distribution level – Hype or Vision ? CIREN's point of view*, 23 de mayo de 2013.
- COLE, S. MARTINOT, P., RAPOPORT, S., PAPAETHYMIU, G., GORI, V., *Study of the benefits of a meshed offshore grid in northern seas region*, Comisión Europea, julio de 2014.
- COMITE ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPEEN, *Avis sur la communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions « Technologies et innovation énergétiques » – COM (2013) 253 final*, TEN/528 Technologies et innovation énergétiques, Bruselas, 16 de octubre de 2013.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, *Décryptages – la lettre de la commission de régulation de l'énergie*, n° 40, marzo/abril de 2014.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, *Délibération de la CRE portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension*, 24 de junio de 2014.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, *Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky*, Junio de 2011.

COMMISSION EUROPÉENNE, *Analyse comparative du déploiement de compteurs intelligents dans l'UE-27 visant plus particulièrement le marché de l'électricité*, Bruselas, 17 de junio de 2014.

COMMISSION EUROPÉENNE, *Connecting Europe facility 2014-2020*, septiembre de 2012.

COMMISSION EUROPÉENNE, *European energy security strategy*, COM (2014) 330 final, 28 de mayo de 2014.

COMMISSION EUROPÉENNE, *Smart grid projects outlook 2014*, JRC Science and policy reports, 2014.

CONSEIL FRANCAIS DE L'ÉNERGIE, *Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne*, septembre de 2014.

CRUCIANI, Michel, *Le coût des énergies renouvelables*, IFRI, septiembre de 2014.

DESAMA, Claude, *Le secteur de l'énergie à la croisée des chemins*, Cercle de Wallonie, 15 de febrero de 2012.

DNV GL, *Integration of renewable energy in Europe – Final report*, Comisión Europea, 12 de junio de 2014.

E-CUBE, *Énergie et digitalization – Analyse des enjeux stratégiques*, julio de 2014.

ECF, *From roadmaps to reality – A Framework for power sector decarbonisation in Europe*, 2014.

ENERGY REGULATORY OFFICE OF POLAND, *National report of the President*, julio de 2014.

ENTSOE, *Annual report 2013 – TSO cooperation and the internal energy marketing*, 2014.

ENTSOE, *ENTSOE Overview of transmission tariffs in Europe : Synthesis 2014*, junio de 2014.

ENTSOE, *Research & Development roadmap – 2013-2022*, diciembre de 2012.

ENTSOG, *Ten-Tear Network Development Plan 2013-2022 – Main Report*, 2013.

ESNAULT, Benoît, « Gouvernance énergétique européenne, les enseignements du troisième paquet législatif », in *Économies et Sociétés, série Économie de l'Énergie*, EN n° 12, marzo de 2013.

ESNAULT, Benoît, « Transition énergétique, les enjeux économiques et institutionnels de l'intégration dans les réseaux », publié dans les actes du colloque « Les transitions énergétiques dans l'Union européenne », septembre de 2014.

EURELECTRIC, *Electricity distribution investments : what regulatory framework do we need ?*, mayo de 2014.

EURELECTRIC, *La distribution d'électricité en Europe*, 2013.

EVOLVDSO, *Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks*, 10 de julio de 2014.

FINON, Dominique, *The transition of the electricity system towards decarbonization : the need for change in the market regime*, Climate Policy, Vol. 13, n°S01.

GAVENTA, Jonathan, *Energy security and the connecting Europe facility*, E3G, septiembre de 2014.

GIMELEC, *Livre blanc – Réseaux électriques intelligents*, noviembre de 2010.

GLOBAL CHANCE, « L'énergie en Allemagne et en France – une comparaison instructive », in *les cahiers de Global Chance*, n° 30, septiembre de 2011.

HARNSER GROUP, *The financial aspects of the security of assets and infrastructure in the energy sector*, 2012.

IEA, *Energy supply security – emergency response of IEA countries*, IEA/OECD, 2014.

IEA, *Renewable energy – Medium-term market report*, 2014.

IEA, *The power of transformation – Wind, sun and the economics of flexible power systems*, OCED/IEA, 2014.

IEA-RETD, *Residential prosumers – Drivers and policy options*, septiembre de 2014.

ISGAN, *Smart grid drivers and technologies by country, economies, and continent*, 29 de septiembre de 2014.

JANIN, Lionel, DOUILLARD, Pierre, « Trois secteurs cibles pour une stratégie européenne d'investissement », in *La note d'analyse*, n° 18, France Stratégie, Noviembre de 2014.

JOHANNESSON LINDEN, A., KALANTZIS, F., MAINCENT, E., PIENKOWSKI, J., *Electricity tariff deficit : temporary or permanent problem in the EU ?*, Economic papers 534, Comisión Europea, octubre de 2014.

KEPPLER, J.-H., PHAN, S., LE PEN, Y., BOUREAU, C., *The impact of intermittent renewable production and market coupling on the convergence of French and german electricity prices*, Chaire European electricity markets, julio de 2014.

MAISONNEUVE, Cécile, *L'Europe de l'énergie : un contrat à refonder d'urgence*, IFRI, abril de 2014.

MOSCOVOCI, Pierre, *Pour une Europe de l'investissement – Rapport au Premier ministre*, 29 de octubre de 2014.

OBSERVATOIRE DU LONG TERME, *Pour une coopération énergétique franco-allemande*, 2014.

OFAER, *Énergie citoyenne – Les différents modèles participatifs en Allemagne*, octubre de 2014.

OFAER, *Étude sur la rentabilité des installations solaires en autoconsommation pour le commerce et l'industrie en Allemagne*, marzo de 2014.

OFAER – EPEX SPOT, *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse européenne de l'électricité*, enero de 2015.

OFFENBERG, Philippe, « *Taking stock of German energy policy in a european contexte* », in *Policy paper*, n° 116, Jacques Delors Institut, 29 de agosto de 2014.

PERCEBOIS, Jacques, « *Le gaz naturel : des perspectives contrastées selon les zones géographiques* », in *La revue de l'Énergie* n° 616, noviembre-diciembre de 2013.

PEREZ-ARRIAGA, I., et alii, *From distribution networks to smart distribution systems : rethinking the regulation of european electricity DSOs*, European university institute, junio de 2013.

ROLAND BERGER, *Study regarding grid infrastructure development : European strategy for raising public acceptance*, ENER/B1/2013/371, 23 de junio de 2014.

RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande en France*, 2014.

SENCAR, Marko, POZEB, Viljem, KROPE, Tina, « *Development of EU energy market agenda and security of supply* », in Elsevier, 11 de mayo de 2014.

SIDO, Bruno & LE DEAUT, Jean-Yves, *Rapport sur la transition énergétique à l'aune de l'innovation et de la décentralisation*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 11 de septiembre de 2013.

SMARTGRID GB, *Smart Grid : a race worth winning ?*, abril de 2012.

TERRA NOVA, *Nouveaux enjeux pour les marchés de gros de l'électricité*, note 1/18, 9 de octubre de 2014.

TERRA NOVA, *Une relance européenne par l'investissement : investir dans la transition énergétique*, 20 de octubre de 2014.

THINK, *Some thinking on european energy policy*, mayo de 2013.

Anexo 7

Lista de acrónimos

ACER : Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía europea.

Ademe : Agencia de Medioambiente y del control de la energía francesa.

BMW : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ministerio federal de Economía y Energía alemán.

BNetzA : Bundesnetzagentur, Agencia federal de redes alemana.

CRE : Comisión de regulación de la energía

CSPE : Contribución al servicio público eléctrico

CTA/CTT : Contribución tarifaria de transporte

DENA : Deutsche Energie Agentur, Agencia de energía alemana

EEGI : European Electricity Grid Initiative

EIFER : European Institute for Energy Research

ER : Energías Renovables

ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity

ENTSO-G : European Network of Transmission System Operators for Gas

GNL : Gas natural licuado

GNC : Gas natural comprimido

GRD/ARD : Gestor de red de distribución

GRT/ART : Gestor de la red de transporte

ITO : Independent Transport Operator

MIE : Mecanismo para la interconexión en Europa

Plan SET : Plan estratégico europeo para las tecnologías energéticas

SCICE/SCEQE : Sistema comunitario de intercambio de cuotas de emisión

TCFE : Tasas sobre el consumo final de electricidad

TFUE : Tratado sobre el funcionamiento de la Unión Europea.

