

## BALANCE ENERGÉTICO 2014 Y PERSPECTIVAS 2015

Señoras y señores,

Es para mí un placer participar en este tradicional acto organizado por la Sociedad Nuclear Española, que nos permite presentar los hechos más destacados del balance eléctrico que han tenido lugar durante el año 2014, que se completa con una visión de la situación económico-financiera de las empresas asociadas en Unesa, así como con las principales medidas de carácter regulatorio que han sido aprobadas y aplicadas a lo largo de este año pasado. Para finalizar se comentarán brevemente las perspectivas que tenemos para el año en curso 2015.

El ejercicio 2014, se ha caracterizado por ser el primer año en el que se ha aplicado la nueva Ley 24/2013, cuyo objetivo fundamental es garantizar un marco regulatorio estable que permita la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, al mínimo coste posible y dentro de los principios de protección medioambiental. Desde 2002 se habían venido acumulando importantes desajustes en el sistema que han dado lugar a un elevado déficit, la diferencia entre los ingresos y costes del sistema, que era importante corregir al poner en riesgo la viabilidad económica y financiera del sector.

Después de una batería regulatoria de leyes, reales decretos leyes, reales decretos y órdenes ministeriales, sobre todo de los últimos tres años, tendentes a corregir este desajuste, estamos ante el primer año que se espera, casi con certeza, que el déficit sea nulo.

Los recortes de ingresos de las distintas actividades eléctricas han supuesto la consabida reducción de ingresos de nuestras empresas y la caída de los beneficios de las empresas. Ahora que la reforma está dando sus frutos, es preciso plantearse que las empresas deben tener margen suficiente para acometer las necesarias inversiones que garanticen que se siga prestando un suministro de calidad.

Aunque, en primer lugar, como todos los años, se detalla el conjunto de datos técnicos y económicos que resumen el comportamiento del Sector Eléctrico español durante el año

2014, sobre la base de los datos agregados por Unesa, que se corresponde con los presentados en el Avance Estadístico.

## **BALANCE ELÉCTRICO**

La producción bruta de energía eléctrica en España en 2014 registró un total de 279.768 GWh, un descenso del 2,6% respecto al año anterior. De la producción bruta total, el 61,5% lo generaron las instalaciones de producción convencionales y el 38,5% restante se corresponde con las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico que incluyen, las energías renovables, como la minihidráulica, eólica, solar fotovoltaica o biomasa, la cogeneración y el tratamiento de residuos.

### **Producción de centrales sin derecho a régimen retributivo específico**

Respecto a la estructura de producción de las centrales convencionales por tipo de combustible, las tecnologías que más caída han registrado respecto al año anterior son el ciclo combinado de gas natural y el fuelóleo. El descenso más acusado con un 10% corresponde a la generación de los ciclos combinados de gas natural, con una participación del 9,2% del total, acumulando descensos en los últimos tres años. Por su parte, el fuel descendió un 4,8%, representando el 2,4% de la producción total.

Para acabar con los combustibles fósiles se destaca la mayor aportación de las centrales de carbón, con un incremento del 9,6%, representando el 16,6% del total, en parte debido a la aplicación del Real Decreto 134/2010 en el que se da preferencia el funcionamiento de las instalaciones de producción que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas.

Este año la generación nuclear prácticamente no ha variado respecto al año 2013 y ha sido la tecnología que más ha producido con el 20,5% sobre el total producido durante el año. Por su parte, las centrales hidráulicas han aumentado su producción en un 5,5% respecto al año anterior, el producible hidráulico se situó en un 18% superior al valor medio histórico y prácticamente igual al de 2013.

Todas estas cifras suponen que la generación de las instalaciones convencionales se cuantifique en 172.089 GWh y se registre una variación positiva del orden del 1,9%, respecto al ejercicio anterior.

### **Producción de instalaciones con régimen retributivo específico**

En relación con la producción estimada del régimen retributivo específico, a finales de 2014 se cuantificó en 107.679 GWh, registrándose una disminución del 9,0% respecto del año anterior. De esa cantidad el 72,8% corresponde a las energías renovables y los residuos y el 27,2% restante corresponde a la cogeneración y al tratamiento de residuos, en el que estos últimos están perdiendo peso relativo por su menor producción, registrándose una disminución del orden del 19,1% respecto al año 2013. Del total producido con energías renovables y residuos, 78.386 GWh, destaca un año más, la aportación de la producción eólica con 52.061 GWh que representa el 48,3% del total de producción de este régimen retributivo específico, muy superior al que tiene la cogeneración, a pesar de registrar un descenso del 6,7%, ya que la eolicidad ha sido menor que el año anterior. Durante el año ha disminuido también la producción con biomasa del orden del 6,8%, y la producción solar fotovoltaica un 1,7%. De este régimen la única tecnología que ha incrementado su producción ha sido la solar térmica incrementándose un 11,6%.

### **Emisiones de CO<sub>2</sub>**

En relación con las cuestiones medioambientales, según las estimaciones de Unesa para 2014, las emisiones de CO<sub>2</sub> del Sector Eléctrico se han situado en 69,3 millones de toneladas suponiendo una disminución de un 4% respecto al año 2013.

### **Intercambios de electricidad**

En cuanto a los intercambios de electricidad realizados con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, se mantiene el saldo neto exportador de 3.406 GWh, significativamente inferior en un 49% respecto al año 2013. Este descenso se ha debido, sobre todo, a que las exportaciones han disminuido con Portugal un 76% y que han aumentado las importaciones con Francia un 81%. Con Marruecos y Andorra se mantienen los saldos exportadores, con variación negativa con Andorra en un 19% y una pequeña variación positiva con Marruecos

de un 4%. Por otro lado, si se considera como referencia la energía eléctrica disponible para el mercado, situado en 259.564 GWh en 2014 el saldo neto de intercambios representó el 1,3% de esta energía.

### **Consumo neto de electricidad**

En relación con el consumo neto de electricidad en el total de España, según las estimaciones de Unesa para fin de año, se ha registrado una disminución del 1,6% alcanzando 232.480 GWh y, por tanto, se encuentra en un nivel algo superior al registrado en 2003. Esta cifra no es acorde con la situación de menor actividad económica, que en 2014 ya ha mostrado signos positivos de crecimiento, y contrasta con los incrementos de demanda registrados en el periodo 1996-2008 cuya media se situó en el 4,6%.

Por otra parte, atendiendo a la evolución del mercado de electricidad en el periodo enero 2014 - diciembre 2014 en el sistema eléctrico español, de acuerdo a los datos facilitados por OMIE, el Operador del Mercado Ibérico - Polo Español S.A., para el conjunto del mercado de producción, la contratación de energía ha descendido a 239.882 GWh, lo que ha supuesto una disminución del 0,3% en energía. En cuanto a su volumen económico se ha producido una disminución del 5,2 % con respecto al periodo enero 2013 - diciembre 2013.

Respecto al precio medio horario final ponderado del período enero 2014-diciembre 2014 se situó en 55,00 €/MWh, lo que ha supuesto una disminución del 4,8% respecto al mismo período de 2013. En la formación de este precio final participan, además del precio del mercado diario, el coste de las restricciones técnicas, el mercado intradiario, los desvíos y los pagos por capacidad.

### **Potencia instalada**

La potencia instalada en España en 2014 se situó en 108.142 MW, con una variación muy pequeña de un 0,6% menos respecto al año 2013. La potencia de las instalaciones convencionales representa el 62,7% del total, mostrando un descenso de un 1,1% debido fundamentalmente a los cierres de centrales de carbón y de fuel que suponen una disminución del orden de un 5% de la capacidad de estas tecnologías. La potencia correspondiente del régimen retributivo específico representa el 37,3% restante, no presenta

apenas variación significativa respecto al año anterior. Cabe señalar que solamente la biomasa y los residuos han incrementado su potencia en un 3,7%, siendo las tecnologías que con un 0,9% tienen el menor peso sobre el total. Los ciclos combinados con el 25,2% y la energía eólica con el 21,3% son las que presentan mayor participación sobre el total de la potencia instalada en España.

En cuanto al número de horas de funcionamiento de las centrales por tecnologías, durante 2014, destacan las centrales nucleares con 7.285 horas, seguidas por las de carbón y biomasa y residuos. Las centrales de gas natural han funcionado sólo 948 horas, manteniéndose como centrales de respaldo, dado el carácter intermitente y no gestionable de las centrales de energías renovables.

Las ampliaciones netas de potencia puestas en servicio en 2014 por las empresas de Unesa ascienden a 34,3 MW. Mientras que las centrales que fueron dadas de baja en el año por estas empresas, alcanzaron los 733 MW de potencia, fueron mayoritariamente de carbón entre las que se encuentran la de Puertollano y la de Escucha.

### **Red de transporte**

En relación con la red de transporte peninsular, de acuerdo con la información suministrada por Red Eléctrica de España y por las empresas asociadas en Unesa, se han puesto en servicio 689 km de circuitos, por lo que se estima que la longitud total de la red de transporte y distribución a más de 110 kV fue de 66.256 km al finalizar 2014, lo que supone un 0,4% más que el año anterior.

### **EL PANORAMA NUCLEAR EN 2014**

La producción bruta se ha incrementado ligeramente respecto de 2013, alcanzando los 57.304,23 GWh aunque con un factor de carga algo superior, llegando al 88,41% del parque en funcionamiento. Cabe destacar los factores de carga de Cofrentes y Vandellós, con valores excelentes de 98,98% y 96,54%, respectivamente, lo que significa que han producido de manera prácticamente ininterrumpida durante todo el año. Las centrales de Almaraz (I y II), Ascó (I y II) y Trillo, han parado este año para recargar combustible.

Atendiendo al calendario previsto, se sigue desplegando el paquete de medidas de incremento de márgenes de seguridad post-Fukushima. De acuerdo con él, la mayor parte de mejoras de "dimensión media" han sido implementadas.

En el mes de noviembre, Trillo obtuvo la renovación de su Autorización de explotación por 10 años. La central de Garoña ha permanecido en situación de cese durante todo el año, habiendo solicitado en el mes de mayo una renovación de la Autorización de explotación hasta marzo de 2031, fecha en la que se cumplirán 60 años desde el inicio de la operación comercial. En agosto, el CSN emitió una Instrucción Técnica Complementaria (ITC) en la que detallaba los requisitos adicionales asociados a la mencionada solicitud. De acuerdo con un programa presentado por el titular en septiembre de 2014, la central está implementando lo dispuesto en la citada ITC.

La producción del parque nuclear ha supuesto un 20,5% de la producción total con tan solo el 7,3% de la capacidad total instalada. Sin embargo, la economía de la explotación sigue viéndose lastrada por una carga tributaria desmesurada de origen estatal y autonómico. Como se anunciaba el pasado año, mediante la Ley 12/2014, de 10 de octubre, la Generalidad catalana impuso un tributo de nueva planta que afecta las CC.NN. radicadas en Cataluña por valor de 800.000 euros por tonelada de combustible nuclear utilizado en el periodo impositivo, lo que supone varias decenas de millones de euros al año para las centrales de Ascó y Vandellós.

En su conjunto, el parque nuclear español soporta una carga tributaria que supera los 1.000 M€/año, lo que equivale a más del 40% de los ingresos de mercado a precios del pool aplicables a las CC.NN. (del orden de 19 €/MWh).

Por último, cabe mencionar dos disposiciones legales de especial relevancia en 2014:

- De un lado, el Real Decreto-ley 13/2014, por el que las Autorizaciones de explotación de las centrales de Almaraz y Trillo han sido transferidas a la Agrupación de interés económico "Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E." (CNAT) y las Autorizaciones de explotación de las centrales de Ascó y Vandellós han sido transferidas a la Agrupación de interés económico "Asociación Nuclear Ascó-Vandellós, A.I.E." (ANAV).

- De otro, la publicación de la Directiva 2014/87 del Consejo de la UE (aún no traspuesta), que modifica la anterior de 2009 y que establece un marco comunitario para la seguridad de las instalaciones nucleares. En esta modificación se tienen en cuenta lecciones aprendidas del accidente de Fukushima y se introduce la obligatoriedad de realizar revisiones nacionales temáticas por homólogos (europeos) al menos cada 6 años y de publicar los resultados. La primera revisión inter pares tendrá lugar en 2017.

## **ASPECTOS DESTACABLES DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS EN ESPAÑA DE LAS EMPRESAS DE UNESA DURANTE 2014**

A continuación, paso a revisar los aspectos más destacables que tienen relación con las actividades de las empresas eléctricas de Unesa en España, en particular, en lo que se refiere a la evolución de la situación económica y financiera y al impacto que ha tenido la entrada en vigor de la nueva ley eléctrica, la Ley 24/2013, que ha coincidido con la puesta en marcha de otra serie de medidas que comprenden la llamada “reforma eléctrica” y que se ha desarrollado, en un gran parte, a lo largo de este año pasado. Esto, sin duda, ha hecho del año 2014 un año que esperemos que sirva para consolidar un nuevo marco en el que la suficiencia tarifaria, la estabilidad regulatoria y la promoción y el uso de los mercados sean las claves que definan el funcionamiento del sector eléctrico.

Algunos de los mensajes que trasladábamos habitualmente en los últimos ejercicios han cambiado, en especial todo lo relativo al déficit tarifario. Aunque también es cierto que otras de nuestras demandas, que no han tenido todavía cabida en el conjunto de normas aprobadas en el último año, cobran ahora mayor relevancia, aún si cabe, como elemento indispensable para asegurar la viabilidad del sector en los términos de eficiencia y calidad que siempre ofrecen las empresas de Unesa. Por ello, comenzaré analizando la situación económico-financiera de las empresas asociadas en Unesa para pasar posteriormente a comentar la evolución del déficit tarifario y de los costes y precios de la electricidad en España.

### **SITUACIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA**

El resultado bruto de explotación (EBITDA) de las actividades eléctricas en España ha alcanzado una cifra de 8.500 millones de euros, un importe muy similar al del pasado

ejercicio. Sobre él han incidido diversos factores en sentido positivo y negativo. En sentido positivo:

- El descenso en los costes de aprovisionamientos, por la caída en los precios de las materias primas, los menores peajes y el mayor peso del componente hidráulico en el mix de producción.
- El esfuerzo realizado en la contención de los gastos fijos de explotación, compras de servicios y suministros externos y gastos de personal.
- Pero no todo el descenso de los gastos es debido al menor gasto en compras y en adquisición de servicios exteriores; parte del descenso obedece a la sentencia favorable a las empresas de Unesa del Tribunal Superior de Justicia de la Unión Europea, que determina que el importe de la detracción de ingresos que las empresas sufrieron en 2006 a cuenta de los derechos de emisión asignados gratuitamente fue excesivo.

En sentido negativo, han repercutido sobre el EBITDA:

- La reducción de algunas retribuciones reguladas, pues el Real Decreto-ley 9/2013, que solo afectó a la segunda mitad de 2013, en 2014 ha tenido efectos durante todo el año sobre la remuneración de la distribución, sobre los pagos por capacidad o sobre los ingresos regulados de las instalaciones que producen con energías renovables.
- Un entorno operativo particularmente comprometido:
  - La demanda de electricidad continuó con la tendencia de los últimos años, descendiendo por cuarto año consecutivo y llegando a niveles próximos a los del año 2003. No obstante, 2014 mostró signos de recuperación, con algunos meses variando en positivo y con menores descensos. Tales indicios parecen confirmarse con los crecimientos de las primeras semanas de 2015.
  - El precio medio del pool también continuó su ciclo bajista, descendiendo en este caso por tercer año consecutivo, hasta los 42 €/MWh en el mercado diario. Además de factores coyunturales, como la situación climatológica que dominó en la primera parte del año, favorecedora de la producción hidráulica y renovable, o la caída de los precios de las materias primas en el último tercio del año, factores más estructurales, como la falta de impulso de la demanda, ayudan a explicar la caída de precios.



- Las provisiones para la cobertura de planes de reestructuración de plantillas, contabilizadas como un mayor gasto de personal.
- La obligación de las empresas de Unesa de asumir en 2014 la mayor parte del coste del bono social, con un impacto de unos 180 millones en el resultado.

La evolución del resultado neto de explotación (EBIT), descontadas amortizaciones, provisiones y deterioros de activos, en torno a los 4.500 millones de euros, similar a la de 2013, ha sido algo más favorable que la del EBITDA debido a la caída de estos gastos que se explica por:

- Las provisiones extraordinarias de proyectos de desarrollo ligados a la producción con energías renovables que se contabilizaron en 2013.
- El alargamiento en 2014 de las vidas útiles de las centrales nucleares y los ciclos combinados, como resultado de los estudios técnicos realizados acerca del uso, desgaste y obsolescencia técnica y comercial de estos activos. Asimismo, las inversiones en ciertas centrales de carbón también han permitido la extensión de su vida útil y la reducción consiguiente de sus cuotas de amortización anual.
- La reversión de la provisión dotada para cubrir el deterioro de la cartera de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, a fin de adecuar esos activos a su valor de mercado.

El difícil entorno económico y las consecuencias negativas de las medidas regulatorias impuestas por el Gobierno han sido en parte contrarrestados por la mejora de la situación de los mercados financieros:

- Se ha producido un continuado descenso de las primas de riesgo de los países europeos en situación de mayor dificultad financiera, gracias al anuncio del presidente del Banco Central Europeo de su compromiso de actuar decididamente en defensa del euro.
- Las empresas de Unesa han podido aprovechar las mejores condiciones de los mercados recurriendo de manera frecuente a la realización de emisiones de títulos de deuda que han permitido abaratar sus condiciones de coste y alargar sus vencimientos.

La colocación entre inversores institucionales de los derechos de cobro asociados al déficit de ingresos de las actividades reguladas generado en 2013 ha permitido disminuir las necesidades de financiación de las empresas. No obstante, los retrasos en la aplicación de la

recaudación de los impuestos sobre la producción a la financiación de los desajustes de ingresos en 2014 representan todavía una carga innecesaria para la gestión financiera de las empresas de Unesa, así como de las otras empresas del sistema perceptoras de ingresos regulados.

La mejora de la situación de los mercados financieros no se refleja en el resultado financiero neto de la cuenta de resultados, debido al efecto que la evolución de los tipos de interés en los dos últimos ejercicios ha tenido sobre la actualización de las provisiones para hacer frente a las obligaciones derivadas de expedientes de regulación de empleo. En 2013 dicha actualización tuvo un efecto positivo sobre el resultado financiero, pasando a ser negativo en 2014.

El beneficio después de impuestos de las actividades eléctricas realizadas en España por las empresas de Unesa en 2014 ascendió a 3.000 millones de euros, un 28% inferior al registrado en el pasado año. No obstante, al relacionar estas dos cifras debe tenerse en cuenta que el resultado de 2013 incorpora un ingreso fiscal no habitual, derivado del crédito fiscal surgido de la revalorización de activos realizada al amparo de Ley 16/2012, de 27 de diciembre, de actualización de balances. Sin tener en cuenta el efecto fiscal de esta actualización de activos realizada en 2013, el beneficio neto después de impuestos en 2014 ha aumentado un 15% con respecto al ejercicio anterior.

Tras el impacto sobre los resultados de los últimos años de las medidas regulatorias adoptadas para eliminar el déficit tarifario, los límites introducidos en la ley para evitar la generación de nuevos déficits, junto con la expectativa de ausencia del mismo en 2014, hacen pensar en que se aproxima el final de la incertidumbre regulatoria eléctrica en España.

A pesar de las dificultades, la contribución de las empresas de Unesa al desarrollo de la sociedad española es muy relevante. Los datos definitivos de 2013 así lo confirman y, en general, no diferirán sustancialmente de los de 2014:

- En primer lugar, la tributación impuesta por la Ley 15/2012 para financiar el déficit de tarifa ha contribuido decisivamente al aumento de la aportación fiscal de las empresas de Unesa a la Administración Tributaria en España. En 2013, esta contribución fiscal

ascendió a 3.981 millones de euros, representando un 18% de los ingresos de las actividades eléctricas en España de las empresas.

- En términos de empleo, las empresas de Unesa generan en España más de 150.000 empleos directos, indirectos e inducidos, lo que significa que, por cada empleo directo creado se generan 5 empleos más en otros sectores de la economía. Además, la estabilidad de esos empleos es muy superior a la del conjunto de la economía, particularmente en un periodo de crisis e incertidumbre económica. En el año 2013, el 71,1% de las contrataciones que llevaron a cabo las empresas de Unesa fueron contrataciones indefinidas, mientras que, en ese año, el porcentaje de contratos indefinidos en España se situó en el 9,3%.
- El sector de la energía es un sector intensivo en capital, con una fuerte dinámica inversora que ha contribuido decisivamente a la generación de empleo y actividad. Desde 2000 hasta 2013, las empresas de Unesa han invertido 61.000 millones de euros en las actividades eléctricas en España. Tras el parón en las inversiones que la crisis ha producido en los últimos años, las mejoras en las condiciones de financiación y la necesidad de potenciar las redes de distribución para otorgar un papel más activo a los clientes eléctricos explican el crecimiento en las inversiones que se ha dado en 2014 por primera vez desde el año 2008.
- La apuesta de las empresas de Unesa por la innovación sirve, asimismo, para explicar los primeros indicios de reanimación de la actividad inversora. Las dificultades económicas y del negocio eléctrico han forzado a las empresas a redoblar su interés por la investigación, el desarrollo y la innovación. La necesidad de apostar por las redes inteligentes, por la movilidad sostenible, por la eficiencia energética o por un desarrollo financieramente equilibrado de las energías renovables ha determinado que las empresas invirtieran en I+D en 2013 un importe de 616 millones de euros, lo que representa un 10% del gasto presupuestado para España en esta materia en 2014 (6.104 millones de euros).
- Además de las iniciativas ligadas a fines de rentabilidad económica, las compañías de Unesa desarrollan también iniciativas relacionadas con fines de rentabilidad social, orientadas a mejorar el diálogo con las comunidades en las que desarrollan sus actividades. Se trata de acciones que tienen que ver con la educación, la cultura y el medio ambiente y que se canalizan a través del voluntariado, de los patrocinios y de la inversión directa a través de las fundaciones de las empresas. En 2013, la inversión en acción social de las compañías ascendió a 147 millones de euros.

## **COSTES REGULADOS DEL SISTEMA, TARIFAS DE ACCESO Y PRECIOS**

Pasando ahora a analizar los aspectos regulatorios más destacados, tal y como se ha referido con anterioridad una de las principales preocupaciones sectoriales de los últimos años ha sido la existencia del déficit tarifario por la incapacidad que han tenido las tarifas de acceso de ajustarse a los costes regulados reconocidos por la Administración. Y todo ello a pesar de las subidas de las tarifas de acceso que los consumidores han experimentado reiteradamente, pero que no han sido suficientes para alcanzar el nivel que evitase la aparición del déficit por el aumento significativo de algunos costes contenidos en las mismas y que, como se comentará a continuación, poco o nada tienen que ver con la actividad de suministro eléctrico.

Sin embargo, en 2014, y pese a no contar todavía con los resultados definitivos de la liquidación de los ingresos y costes regulados del sistema, se ha puesto fin a la aparición sistemática de estos déficits tarifarios que, dicho sea de paso, financiaban íntegramente las empresas de Unesa. Creemos que este será el primer año en el que la posible aparición de un déficit tarifario responderá exclusivamente a razones coyunturales y no estructurales como venía sucediendo desde 2002.

Este es, sin duda, un hecho significativo que permitirá ir reduciendo paulatinamente la deuda pendiente de amortización como consecuencia de la aparición de estos déficits anuales y que todavía se sitúa por encima de los 25.000 millones de euros. Una cifra de la que ya las empresas de Unesa no tienen pendiente cantidad alguna de cobro porque han pasado a ser financiadas íntegramente en los mercados financieros, eliminando la carga financiera que recaía en nuestras empresas sin ser las causantes de esta deuda.

Del mismo modo que desde este año 2014 tampoco somos los financiadores en exclusiva de los desajustes transitorios que se produzcan entre los ingresos y los costes regulados, sino que todos los agentes que participan en las actividades reguladas van a financiar de acuerdo a su participación en los costes regulados del sistema. Un modo de reparto mucho más ecuaníme que no genera discriminación como lo hacía el sistema anterior.

Pero no conviene olvidar que la consecución de este equilibrio tarifario ha sido posible gracias a las aportaciones provenientes, en primer lugar, de las medidas fiscales que obligan a las generadoras a pagar unos 3.000 millones de euros anuales, con un impacto especialmente alto en las instalaciones de generación nuclear e hidráulica. En segundo lugar, a las reducciones en las retribuciones tanto de actividades reguladas como liberalizadas, por un total de 4.500 millones de euros. En tercer lugar, a la aportación de los presupuestos generales del Estado para cubrir el 50% de los sobrecostes de generación no-peninsular, por algo menos de 1.000 millones de euros. Y, por último, por el incremento de las tarifas de acceso que pagan los consumidores por un importe similar al anterior, de algo menos de 1.000 millones de euros. Lo que significa que el principal esfuerzo ha recaído sobre los agentes del sector y, dentro de estos, las empresas de Unesa son las principales contribuidoras.

Así pues, una vez realizado este esfuerzo para alcanzar el equilibrio entre ingresos y costes regulados del sistema, las tarifas de acceso en 2014 que pagan los consumidores apenas han sido modificadas al alza, únicamente por el incremento del pago de las anualidades del déficit tarifario provocado en 2013. Lo que para el consumidor final supuso un incremento de aproximadamente un 1% en el precio final de la electricidad.

Sin embargo, a pesar de esta estabilidad en las tarifas de acceso, los precios de la electricidad han vuelto a ser protagonistas en 2014, sobre todo mediáticamente, por dos razones fundamentales; la primera es la aplicación de una nueva metodología de cálculo para el precio regulado de la electricidad, el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor o PVPC, que incluye en el precio que paga el consumidor el resultado del precio horario del mercado mayorista de electricidad y, en segundo lugar, por la revisión de la estructura de las tarifas de acceso en las que han variado los pesos relativos que tienen el componente fijo de la factura, el término de potencia, y el componente variable, el término de energía.

De esta forma nos encontramos con que al anterior sistema para la fijación de los precios regulados, basado en el resultado de una subasta trimestral, ha desaparecido y ahora se aplica un sistema de precios horarios en el que el precio de la electricidad cambia hora a hora, penalizando los consumos en las horas de mayor demanda y fomentando el consumo en horas de baja demanda. Además, el cambio de estructura en los pesos relativos de los

componentes de las tarifas de acceso está pensado para penalizar a las segundas viviendas y favorecer a los hogares que hacen un uso más intensivo de la electricidad.

Todo esto ha hecho que, una vez más, la factura que pagan los consumidores, especialmente los domésticos, haya acaparado una notable atención en los medios. Aunque lo cierto es que en el cómputo del año, al margen de las subidas y bajadas puntuales que introduce el nuevo sistema, el precio de la electricidad ha bajado en media un 2,2% según nuestras estimaciones, en línea con lo que ha declarado el Ministerio de Industria.

Y esta bajada en el precio se produce a pesar de que, como venimos denunciando, la factura eléctrica incluye un porcentaje muy importante de costes que son ajenos al suministro y que son el resultado de incluir en el recibo políticas energéticas, sociales o medioambientales y también por la elevada carga fiscal que hacen que la electricidad sea artificialmente cara.

Lo que explica que sigamos observando como en la comparativa con respecto a los 28 países de la Unión Europea que elabora Eurostat semestralmente sobre el precio de la electricidad que pagan los consumidores, en España, los hogares y, cada vez en mayor proporción, las empresas de servicios e industrias, se consolidan en la banda alta de los países de la Unión Europea, con una fiscalidad y unos sobrecostes incluidos en el recibo que están claramente por encima de la media europea. Las consecuencias son obvias por su implicación tanto en la renta disponible de los hogares como en la competitividad de la industria y los servicios.

En resumen, resulta paradójico comprobar una vez más cómo un servicio de interés económico general tan esencial para cualquier economía como es la electricidad introduce una serie de cargos que se corresponden con la financiación de las decisiones que se toman desde diversas perspectivas políticas, encareciendo artificialmente el precio final que se paga y sustituyendo la labor del Estado en la promoción de este tipo de actuaciones. Si tenemos un objetivo común para combatir el cambio climático y para aumentar la seguridad en el suministro con la integración de los distintos mercados europeos es objetivamente claro que la mejor forma para conseguirlo es a través de una electrificación progresiva de la economía. Por lo que bajo nuestra concepción de cómo debiera ser el sector eléctrico va a estar siempre tratando de explicar estos hechos y promoviendo un precio que se ajuste a los verdaderos costes del suministro.

## PERSPECTIVAS PARA EL AÑO 2015

Por último, intentaré hacer una valoración de las perspectivas del sector para el 2015 y, más concretamente, de los aspectos que más afectan a las empresas de Unesa y que se vienen reclamando sistemáticamente, que lógicamente comprende también la actividad de las centrales nucleares.

Una vez alcanzado el equilibrio tarifario entre los ingresos y los costes regulados del sistema la aportación de las anualidades no supone un incremento de la tarifa de acceso. Por lo que, con una expectativa razonable de recuperación de la demanda, tanto industrial, como en los servicios y en los hogares, las tarifas de acceso permanecen congeladas, con lo que acumularán por tanto casi dos años consecutivos de tarifas constantes. Es decir, el recibo de la electricidad variará, al alza o a la baja, por los cambios que se produzcan en el mercado mayorista de electricidad. Y estos cambios están fuertemente vinculados a la evolución del precio de los combustibles fósiles y, cada vez más, a la evolución climatológica del país, especialmente por las condiciones de viento y agua que se produzcan a lo largo del año.

En esta misma línea, creemos que el mercado no sólo debe fijar los precios del mercado mayorista, sino que debe ser también quien determine el precio que se cobra a los consumidores finales. Esto sólo es posible si los precios regulados vigentes en la actualidad desaparecen y todos los clientes pasan a escoger libremente a su suministrador de electricidad en función de sus necesidades y de las opciones que el mercado va estableciendo. Una verdadera liberalización permite al consumidor escoger aquella oferta que le da más por menos precio.

La progresiva instalación de contadores con teledatada y telegestión va a permitir activar toda una serie de opciones contractuales que hasta ahora no eran factibles. Sin duda, en la medida en que los consumidores valoren estas aportaciones las ofertas disponibles en el mercado así lo recogerán.

Y debemos volver a hacer hincapié en la necesidad de extraer del recibo que paga el consumidor todos aquellos costes que no están directamente relacionados con la actividad de suministro eléctrico y buscar formas de financiación para los mismos que no penalicen a la electricidad. De la misma forma que la financiación por parte de las empresas del Unesa

del bono social creemos que es una práctica que se aleja del objeto de la actividad y que se superpone con las obligaciones de las administraciones públicas.

Por otro lado, uno de los grandes retos en el medio y largo plazo es el impulso para la modernización y mejora de las redes de distribución de electricidad que permita avanzar hacia la "ciudad inteligente". Esto no sólo permitirá la creación de empleo estable y sostenible en el ámbito local, sino que puede representar una palanca de cambio para la economía en su conjunto a través del cambio tecnológico que posibilita. Pero, para ello es imprescindible que la retribución de la distribución se sitúe en unos valores razonables para poder fomentar el correcto desarrollo de las redes y que, de esta forma, faciliten la implantación de nuevos avances.

En materia de fiscalidad seguimos encontrando la existencia de figuras impositivas que son poco o nada coherentes con la propia esencia que las define. Así, por un lado encontramos una doble imposición en algunos de los tributos que pagan las empresas del sector, replicados en el ámbito local y autonómico, del mismo modo que encontramos tributos con fines meramente recaudatorios y alejados de los principios medioambientales que los sustentan. Esta política fiscal aleja a las regiones de las inversiones que generan riqueza y empleo y, a su vez, encarece el suministro en el resto del país. Por lo que una fiscalidad coherente y acorde con los hechos gravables es un elemento esencial en la sostenibilidad del sector y de las actividades que lo forman.

En cuanto a la deseada interconexión del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) con Europa para que la península Ibérica deje de ser una isla eléctrica, parece que poco a poco va siendo una realidad. A finales de febrero se inauguró la nueva interconexión entre España y Francia, que estará en operación comercial en el próximo mes de junio, permitiendo duplicar la capacidad de intercambio entre ambos países, que pasará de 1.400 a 2.800 MW o, lo que es lo mismo, del 3% actual de la punta de demanda del sistema al 6%. Con esto se pone fin a 30 años en los que no se ha desarrollado ninguna interconexión con Francia y, por extensión, con los principales mercados europeos.

Estamos convencidos y compartimos el objetivo de la nueva Comisión, presidida por Juncker, que es necesario un gran acuerdo político, que obligue a los operadores a que se hagan las interconexiones, que se agilicen los permisos y trámites con las comunidades autónomas y



los ayuntamientos. Se destaca, tal como comentó el Comisario de Energía y Clima, Miguel Arias Cañete en su intervención en la CEOE, el acuerdo alcanzado entre los operadores del transporte de los tres países, España, Portugal y Francia, promovido por la Comisión Europea, como paso importante en el desarrollo de las interconexiones de la Península Ibérica. Y, en este mismo sentido, el pasado 25 de febrero se ha publicado una comunicación de la Comisión Europea sobre interconexiones, cuyo objetivo es alcanzar en 2020 el 10% y en 2030 el 15%, que apoyamos plenamente.

Por último, en materia de generación nuclear, un año más, cabe insistir en que unas perspectivas de operación a largo plazo y una carga tributaria sostenible son dos elementos clave que posibilitan que el parque nuclear siga contribuyendo de manera eficaz a un suministro eléctrico estable y libre de CO<sub>2</sub>.

Muchas gracias por su atención.