

COMPETITIVIDAD DE LA ENERGIA NUCLEAR: PRECIOS DE MERCADO O TARIFAS REGULADAS?

Jacques Percebois

Universidad de Montpellier (UMR CNRS Art-Dev) – Cátedra de Economía Climática (Universidad de Paris-Dauphine), Facultad de Ciencias Económicas, Montpellier, Francia

Resumen: En Europa, la viabilidad de la energía nuclear para competir en los mercados eléctricos se ve afectada por dos problemas que están conectados entre sí: 1) el esquema de precios garantizados para la compra de energías renovables (eólica y solar) y; 2) el muy bajo precio de la electricidad en el mercado spot. El sistema de feed in tariff (FIT) incrementa el costo para los usuarios finales y, fundamentalmente, disminuye el precio en los mercados mayoristas. Bajos precios de la electricidad ponen en riesgo las inversiones en instalaciones convencionales, y en particular las destinadas a la energía nuclear. Como consecuencia, para equilibrar el balance entre la energía nuclear y las renovables, se requiere eliminar subsidios a las renovables y/o ayudar al sector nuclear con acuerdos como los “Contratos por Diferencias (CdF), que se utilizan en el Reino Unido (UK). Este mecanismo puede garantizar rentabilidad de las inversiones nucleares en el futuro. Este “paper” presenta en la introducción: (1) la especificidad del sector nuclear en Francia, (2) luego analiza los “efectos perversos” ocasionados por los mecanismos FIT implementados en la Unión Europea, en particular en Francia, a causa del sistema de precios regulados a los usuarios finales y finalmente (3) se presentan algunas soluciones para restablecer la competitividad del sector nuclear, que es un objetivo importante para Francia.

1 Introducción

En Europa, el sector eléctrico de Francia tiene un status particular por dos razones: a) la proporción de la electricidad producida por la energía nuclear es muy alta (76% de la producción en 2015, ver fig. 1), y b) el precio de la electricidad se mantiene ampliamente bajo control del gobierno. Al menos los precios que afectan al sector residencial (las tarifas son reguladas para una amplia fracción de los usuarios domésticos). Los precios de los usuarios industriales siguen con mayor fidelidad los precios del mercado. La imposición de las directivas europeas, abriendo el sector eléctrico a la competencia, cambió muchas cosas: la empresa existente ya no es monopólica y los consumidores (incluyendo los residenciales) pueden elegir libremente a su proveedor. Sin embargo, para lo hogares no es una opción favorable y la parte del mercado de la empresa histórica (EDF) continúa siendo muy alta; los operadores de las redes (RTE para el transporte y Enedis para la distribución) son subsidiarias de la empresa histórica que, a su vez, es mayoritariamente propiedad del Estado francés (hasta 85% de las acciones pertenecen al estado). Ello explica porque, en el requerimiento de la Comisión Europea, se han definido una cantidad de acuerdos para restablecer el balance entre la competencia abierta y la intervención gubernamental. Las inversiones de Francia en el sector nuclear permitieron beneficiar a los consumidores con un precio de la electricidad relativamente bajo, o por lo menos menor que el promedio europeo, un beneficio del cual los consumidores franceses no piensan privarse. Pero las ventajas que proporcionaba este beneficio va desapareciendo en la medida que los precios de la electricidad en los mercados spot europeos van disminuyendo.

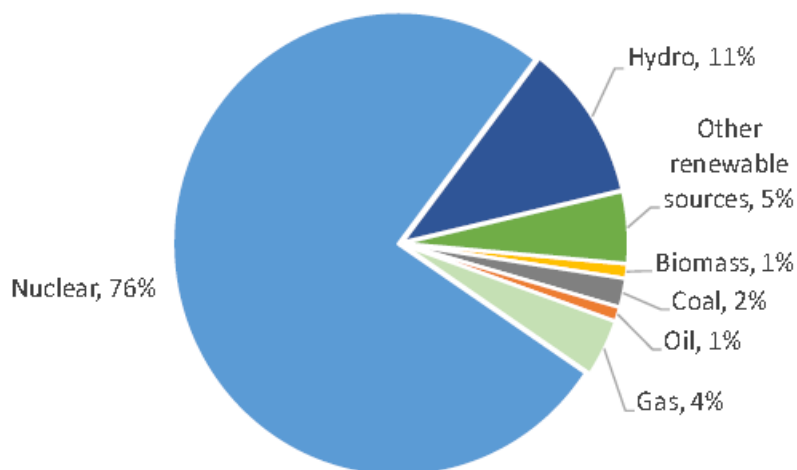


Figura 1 – Estructura de la Producción de Electricidad en Francia (2015)

Las energías renovables constituyen una pieza clave de la estratégica energética de la UE y representan actualmente aproximadamente el 25% de la producción total de electricidad. En Alemania esta proporción es cercana al 34%, pero en Francia solo llega al 16%. Debido a la interconexión entre sus redes, los precios spot en Alemania y Francia están fuertemente correlacionados. Varios esquemas de promoción de las energías renovables operan en Europa, siendo el más común la FIT. Las fuentes de energía renovable (eólica y fotovoltaica) participan en las subastas con un costo marginal igual a cero, distorsionando el balance de los mercados y enviando pobres señales a los inversores, en particular en un contexto de débil crecimiento de la demanda de electricidad. La energía nuclear, como las renovables (eólica y solar), tiene una estructura de costos particular en la cual los costos fijos son mucho más importantes que los costos variables.

Esto significa que es al menos necesario cubrir los costos variables en los periodos fuera de punta y recuperar todos los costos fijos en los periodos de punta. Para ello se presuponen dos condiciones: (1) los precios de la electricidad deben estar basados en costos marginales, que presumen que los precios de mercado siguen un orden de mérito; y (2) alta disponibilidad de las centrales eléctricas. El problema es que el orden de mérito se ve alterado, porque un considerable volumen de la electricidad se remunera fuera del mercado a precios garantizados quitando de esta forma todo sentido a los precios de mercado.

Este tema fue estudiado en profundidad en la literatura reciente, en particular en Alemania donde la proporción de energía renovable es alta, como también lo es en Italia, España y Francia. Uno de los principales hallazgos empíricos en estudios recientes sobre energías renovables (RE) es que el incremento de la generación procedente de fuentes intermitentes pone una fuerte presión a la baja a los precios de mercado, desplazando medios de producción con altos costos marginales. Las centrales de RE son intensivas en capital, con precios marginales iguales a cero y prioridad en su colocación al mercado spot. Las plantas convencionales son desplazadas, y los precios de la electricidad bajan.

Es importante destacar que varios autores han explorado estos tópicos. En Alemania, Brode y Groscurth [1] han demostrado que las energías renovables reducen los precios de la electricidad. Neubarth y al. [2], muestran que los precios promedio diarios en el mercado spot disminuyen 1 €/MWh por cada 1.000 MW de capacidad adicional eólica. Sensfuss y al [3] muestran como en 2006 las renovables redujeron el precio promedio del mercado en 7,83 €/MWh. Weigt [4] concluye que el precio promedio del mercado fue en promedio más bajo en 10 €/MWh. Nicolosi y Fursch [5] confirman que en el corto plazo, el esquema FIT para energía eólica reduce los precios, mientras que en el largo plazo, afecta la capacidad de plantas convencionales. En Dinamarca, Munksgaard y Morthors [6] concluyen que con baja capacidad (< 400 MW), o sin energía eólica los precios pueden ser mayores, mientras que con alta capacidad en el sistema (>1500 MW) los precios pueden disminuir. Jonsson y al. [7], muestran que los precios spot promedio son considerablemente menores en momentos en los que se pronosticaba una mayor producción eólica.

O'Mahoney y Denny [8] analizan el impacto de la energía eólica en el mercado eléctrico de Irlanda, que es un mercado único con una pequeña interconexión con otros mercados. Los autores estiman que los costos históricos ahorrados, que surgen de la generación eólica, usando un modelo de regresión con series horarias del 2009, son significativamente mayores que los subsidios recibidos por la electricidad proveniente de recursos eólicos en el periodo considerado; y como resultado puede deducirse que las externalidades positivas derivadas de la electricidad eólica superan los costos del subsidio.

Sáenz de Miera y al. [9] encuentran que la generación eólica en España ha producido una caída del precio mayorista de 7,08 €/MWh en 2005, 4,75 €/MWh en 2006 y 12,44 €/MWh en la primera mitad de 2007. El estudio muestra que, como consecuencia de los esquemas de apoyo a las energías renovables (FIT), las reducciones son importantes y no repercuten de igual forma en el incremento de los costos para los consumidores. Sin embargo la opinión pública está convencida que una reducción neta en los precios mayoristas reales es algo positivo desde el punto de vista del consumidor. Ello provee un argumento adicional para mantener el apoyo a las energías renovables contradiciendo la lógica, ya que el desarrollo de estos mecanismos de subsidio repercute en una carga excesiva sobre el consumidor. Este no es el caso en Francia donde los precios a los consumidores finales son ampliamente regulados.

Benhmad y Percebois [10], empleando un análisis empírico basado en información histórica de el mercado eléctrico alemán entre 2012 y 2015, sugieren que el incremento de la participación de fuentes eólicas y fotovoltaicas con sistemas de subsidios FIT, induce a una fuerte disminución de los niveles de precios en el mercado spot, y tiene un impacto negativo en los sistemas eléctricos asociados, notablemente en el precio pagado por el consumidor final. Phan y Roques [11] investigan datos empíricos sobre como la producción eólica afecta a los precios de la electricidad en Alemania y Francia entre 2012 y 2015. Los resultados muestran que la producción eólica deprime los precios e incrementa su volatilidad, no solamente en el mercado domestico sino también en los intercambios fronterizos. Rivard y Yatchew [12] analizaron la influencia de la generación eólica en los precios de la electricidad en Ontario, una provincia donde, en forma no usual, la electricidad se vende y compra en el mercado mayorista mientras que la participación de cada fuente de energía es producto de un planeamiento conducido por una agencia del

gobierno. En el caso de Ontario, la integración operativa de los recursos renovables en el mercado se concreta en forma gradual.

Como lo demuestra la literatura, el impacto neto de la inyección de electricidad subsidiada proveniente de fuentes renovables es ambiguo. El efecto sobre el orden de mérito tiende a crear un excedente para los consumidores que compran electricidad a precios bajos si estos están correlacionados con los precios spot. Pero esa ventaja desaparece porque tienen que pagar impuestos cuando estas mismas renovables son financiadas por un sistema del tipo FIT. Al mismo tiempo, los productores convencionales, entre ellos los nucleares, reciben ingresos menores y soportan costos hundidos cuando sus centrales no son despachadas.

Otro problema está relacionado con que la generación de las fuentes renovables intermitentes, como la solar o eólica, no se encuentra distribuida en forma adecuada durante los periodos de pico, que permiten recuperar los márgenes que sirven para financiar los costos fijos (por ej. las rentas infra-marginales). Ello explica porque son subsidiadas fuera del mercado, pasando el costo adicional a los consumidores a través de costosos subsidios cruzados con impuestos que son conocidos en Francia como “Cargos de Contribución al Servicio Público Eléctrico”. Este impuesto representa actualmente el 25% del precio pagado por el consumidor final. La especificidad de Francia proviene del hecho que la mayoría de los usuarios domésticos y algunos pequeños consumidores comerciales compran la electricidad a precios regulados de venta fijados en 2015 (RSP). Este precio no está correlacionado directamente con el mercado spot. A partir de 2016 las tarifas reguladas desaparecieron para los clientes comerciales mayores, y solamente aplican desde entonces para los usuarios residenciales, aunque una proporción mayor de este tipo de usuarios optan por pasar a precios de mercado spot. Esto produce un creciente bienestar de los consumidores en un contexto en que los precios spot disminuyen. Pero el excedente de energía convencional producida (nuclear o térmica producida con carbón, fuel oil o gas natural) va cayendo, al mismo tiempo que el precio de mercado, y no permite a estos productores recuperar sus costos.

Existen 15 proveedores de electricidad en el mercado de Francia, pero el operador histórico EDF, continúa, en 2015, suministrando energía al 85% de los consumidores, vendida casi totalmente a precios regulados. Una pequeña proporción (20%) de los consumidores no domésticos, que representan aproximadamente el 14% del total de consumidores en Francia, optan por comprar la energía en el mercado mayorista ofrecida al precio spot, y pueden ser abastecidos por EDF que ofrece precios regulados o libres, o por un proveedor alternativo que solo puede ofrecer energía a precios de mercado, en general indexados sobre el precio mayorista.

Las conexiones internacionales propagan la caída de precios de un país a los vecinos (en particular desde Alemania a Francia), mitigando parcialmente el efecto sobre los precios desde el momento en que los excedentes son vendidos al exterior. Por ejemplo, Francia compra a Alemania energía solar o eólica en ciertos momentos ventajosos, disminuyendo la expectativa de caída de precios, haciendo que el mercado francés juegue el papel de válvula de escape, como muestran Benhmad y Percebois [10]. Al mismo tiempo, la volatilidad de los precios en Alemania puede difundirse hacia el mercado francés. Determinadas políticas específicas pueden tener impacto en el funcionamiento de los mercados en los países vecinos como también las restricciones que imponen las redes de estos países.

De esta forma, por los efectos negativos las políticas de apoyo a las energías renovables actualmente vigentes en Europa pueden impedir nuevas inversiones en medios de producción convencional, capital intensivos, y en particular en energía nuclear. Al mismo tiempo, es entendible que las inversiones con costos fijos relativamente altos, como la energía nuclear, requieran visibilidad en el largo plazo para asegurar la rentabilidad de las inversiones en un sector que no puede adaptarse fácilmente a la volatilidad de los precios de mercado ocasionados por los costos fluctuantes de la energía térmica (carbón o centrales que usan gas natural). Pueden plantearse dos soluciones: a) permitir que el mercado funcione sin restricciones, con el riesgo de provocar efecto “corridas” (por ej. se producen inversiones cuando el mercado despega, y las plantas eléctricas son descuidadas cuando los precios caen, aunque en estos casos la lentitud del comportamiento de la oferta y demanda debe ser tenido en cuenta), y mantener el orden de mérito como único indicador para los inversores, o b) la volatilidad en los mercados mayoristas es atenuada a través de mecanismos correctivos, garantizando a los inversores la viabilidad de recuperar los costos fijos a una tasa de retorno normal sobre el capital invertido. Sin embargo, regular el precio de algunas fuentes de producción de energía, al mismo tiempo que se deja que el mercado asigne precios a las otras no resulta una estrategia viable, porque que los precios regulados influyen a los no regulados y viceversa.

Comienza a observarse en el mundo la reactivación de la producción nuclear, con excepción de los Estados Unidos donde los bajos precios del shale gas prevalecen sobre las otras fuentes alternativas (carbón, nuclear, etc.); y Europa donde la disfunción de los mercados mayoristas desalienta las inversiones. Fuera de Europa y de los Estados Unidos, la energía nuclear se beneficia con precios regulados o apoyos financieros que aseguran su rentabilidad de largo plazo. Este es el caso en Asia, y especialmente en China. En Europa, benefician a las fuentes de energía renovable, pero no a la energía nuclear.

Están en marcha reformas en los mecanismos de apoyo a las fuentes renovables de energía en Europa que reemplazarán el esquema FIT, con un esquema llamado Feed In Premium (FIP), como una medida en la dirección correcta, siempre y cuando un sistema similar sea introducido para la energía nuclear, como sucede en el Reino Unido que comenzará a aplicar un sistema similar denominado “Contrato por Diferencias” (CfD). “El juego limpio demanda que las fuentes de energía con características similares reciban idéntico tratamiento (la energía nuclear y las renovables son dos fuentes de energía con una alta proporción de costos fijos, mientras que fuentes con diferentes características (las plantas térmicas tienen una alta proporción de costos variables e intensivas emisiones de CO₂) pueden recibir tratamientos diferenciados.

A continuación se analizará como los actuales subsidios europeos sobre las fuentes de energía renovable perturban al mercado mayorista y simultáneamente debilitan las inversiones en energía nuclear. Como consecuencia, un esquema del tipo FIP para las energías renovables es perfectamente compatible con un esquema del tipo CfD para la energía nuclear, que es el modelo que va ganando terreno en UK, alimentando la reanimación de la energía nuclear en ese país y que Francia debería emular.

2 En Europa, la industria nuclear es sabotada por los precios garantizados a las energías renovables no convencionales.

2.1 El esquema FIT: un mecanismo muy costoso

La energía renovable tiene privilegios ya que recibe precios ventajosos garantizados, implementados por las autoridades públicas, y respaldados en contratos de compra de largo plazo (frecuentemente entre 15 y 20 años) con la empresa operadora existente. En general, estos precios garantizados son considerablemente mayores que el precio de la electricidad en el mercado spot, y los costos adicionales se cargan a los consumidores. Los productores eólicos y solares no tienen que preocuparse por la venta de su producción y no tienen que responder a la fluctuación de precios del mercado, porque para ellos los ingresos fueron establecidos fuera de los vaivenes del mercado. La racionalidad del orden de mérito implica que las centrales eléctricas entran en operación de acuerdo a sus costos marginales (costos variables), siendo el equilibrio de mercado establecido en base al costo marginal de la última planta que entra en servicio. Cuando una central con bajos costos variables se convierte en “marginal” fijando el precio, solo puede recuperar sus costos variables; cuando una planta es marginal con altos costos variables, las que están operando con niveles de costos variables menores pueden recuperar, total o parcialmente, sus costos fijos. Sin embargo, una planta con bajos costos variables tiene que tener un alto factor de carga para recuperar todos sus costos. Las plantas nucleares recuperan sus costos variables cuando operan como “marginales”, es decir durante los períodos fuera del pico. En los períodos de pico, los precios reflejan costos variables significativamente mayores siguiendo los costos de las plantas térmicas, lo que le permite recuperar los costos fijos. En períodos de máxima demanda, el precio de equilibrio estará determinado por una combinación de costos variables de la planta marginal y sus costos fijos. Si no fuera así, se presenta el riesgo de “pérdida de dinero” (missing money): las plantas de pico no pueden recuperar sus costos fijos.

A continuación se presenta el siguiente ejemplo:

asumimos que el parque de generación eléctrica está compuesto exclusivamente por dos tipos de plantas: nucleares para la carga base y turbinas de gas que emplean diesel para el pico; (0,H) representa las horas pico y (H,T) el periodo fuera de pico, siendo $T=8760$ horas.

Al costo fijo nuclear lo llamamos a , y b es el costo fijo térmico; el costo variable horario nuclear es f y el costo variable térmico g .

El costo nuclear se puede expresar como $y = a + fh$, y el térmico como $z = b + gh$, donde h es igual al número de horas de operación.

Se puede demostrar que $y = z$ para $h = H = (a-b)/(g-f)$ (diferencia de los costos fijos sobre los costos variables).

El periodo (0,H) corresponde al pico.

La central nuclear es la instalación marginal en el periodo fuera de pico, y la usina térmica la planta que determina el precio en el pico (0,H) porque es la instalación que margina.

El precio óptimo del sistema es aquel que recupera un ingreso igual a $f(T-H)$ por kWh fuera del pico y $b + gH$ en el pico.

Es claro en este caso que el ingreso total recuperado por 1 kW nuclear despachado durante el año (0,T) será igual a $f(T-H) + b + gH$, o si H es reemplazado por el valor indicado anteriormente, a $+ fT$, que cubre ambos costos fijo y variable de la central nuclear. Si, durante el pico, el precio fuera fijado de forma tal que los retornos solamente cubren el costo variable de la central térmica, o gH , el conjunto de sus costos fijos no sería recuperado. La venta de la energía nuclear a un precio que permita recuperar los costos representados por $b+ gH$ para el kWh nuclear no es un ingreso injustificado porque ofrece los medios para cubrir los costos fijos de la planta nuclear.

Por otro lado, si por una u otra razón, el precio del mercado conduce a ingresos mayores a $b + gH$ en el pico, se presenta una renta por escasez (cuando la capacidad disponible no es adecuada para satisfacer toda la demanda) o una renta de monopolio (si el precio es manipulado y permite a los operadores ejercer un “poder de mercado”). Para mayores detalles el lector se puede remitir a Percebois [13].

Pero la estructura de precios marginales no permite a los productores de energías renovables recuperar sus costos fijos porque no pueden operar un periodo de tiempo suficiente, y muy esporádicamente en los momentos más convenientes del pico de carga, debido a la naturaleza intermitente del recurso eólico y solar: como consecuencia la remuneración para este tipo de productores se establece fuera del mercado. Por lo tanto es necesario considerar el costo del respaldo (back-up) necesario para compensar esa intermitencia, que requiere anticipar unidades de producción de reserva que permitan cubrir las variaciones de la generación debidas a la disponibilidad de la radiación solar o de los vientos.

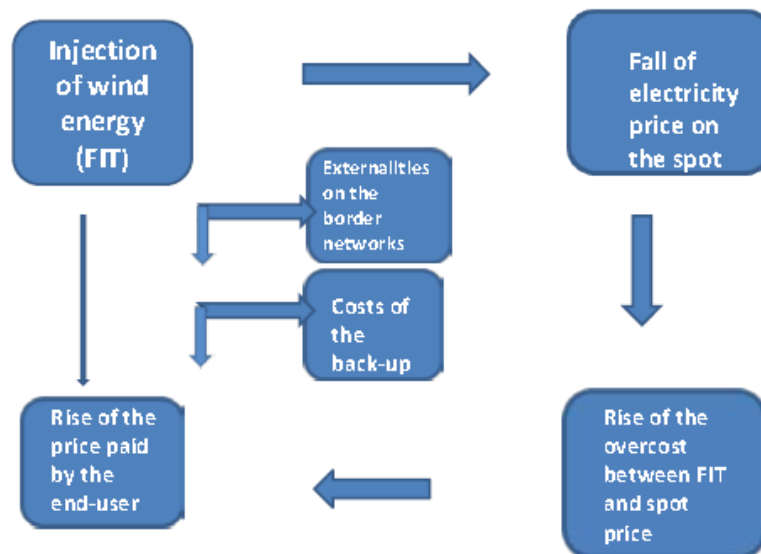


Figura 2 – Efectos perversos en el sistema FIT (fuente: J. Percebois CREDEN)

Otra consecuencia del esquema FIT es la distorsión de la curva de orden de mérito. Las fuentes de energía renovable participan en las subastas del mercado spot sin ningún tipo de cargos, porque son remuneradas fuera del mercado, pero ello tiene un efecto negativo en el precio de equilibrio, que como consecuencia se ubica por debajo de un precio “justo”. Los precios de la electricidad en el mercado spot muestran una declinación continua en Europa, y ello es especialmente cierto en Alemania, donde la parte de la energía intermitente es alta. En algunos momentos los precios se hacen negativos, lo que viene ocurriendo con frecuencia en Alemania desde 2009. También ha sido el caso en Francia, particularmente en junio 2013 y nuevamente en agosto 2015. Dado que es muy caro sacar de servicio generación térmica a gas o derivados de petróleo por pocas horas, es preferible pagarle a los operadores generando una sobreabundancia de energía eólica (con frecuencia fuera del pico). Este caso se verifica con los operadores suizos, que tienen importantes capacidades de almacenamiento en sus centrales hidroeléctricas de bombeo y reciben como consecuencia pagos para transferir los excedentes de energía.

Estos conceptos no tienen en cuenta los costos por excesos de flujo en las redes de los países vecinos a causa de las inyecciones masivas de electricidad que no puede ser utilizada en el país productor por restricciones en la infraestructura existente. Esto ocurre en Polonia, República Checa y Bélgica cuando la energía eólica producida costas afuera en el Mar Báltico no puede ser transferida a Baviera por la inadecuada capacidad de las líneas de alta tensión entre el norte y el sur de Alemania, por lo que las redes polacas, checas y belgas tienen que ser utilizadas para evacuar esta producción. Algunos países introdujeron mecanismos (transformadores para cambio de fase) para prevenir flujos de electricidad no deseados o planean hacerlo en el futuro. Debe destacarse que la mayoría de los costos sistémicos sustanciales están relacionados con los requerimientos de reserva (centrales en espera), más que aquellos vinculados con la expansión de las redes.

Los productores de energías renovables argumentan que, lejos de constituirse en un problema, la distorsión de la curva de producción por orden de mérito tiene importantes ventajas: estas fuentes de energía permiten ahorrar gastos de contaminación por consumo de combustibles que se producen en las plantas térmicas obteniendo un “valor energético alternativo”. En otras palabras, la disponibilidad de esta electricidad intermitente elimina los costos asociados al gas o carbón quemado en estas plantas. Reemplazando energía térmica por renovables se evitan además emisiones de CO₂, y este beneficio también tiene que ser tenido en cuenta en los cálculos económicos. El precio del CO₂ es actualmente muy bajo (5€ - 7€ por tonelada) pero se estima que esta situación no es sostenible en el futuro. La electricidad intermitente también permite evitar inversiones debidas al pico de carga, economizando no solamente costos variables sino también costos fijos, asociados con el funcionamiento de turbinas de gas de ciclo abierto. Adicionalmente, una disminución en el precio de mercado representa una ganancia potencial para los usuarios finales, o por lo menos para aquellos cuyos contratos están indexados sobre el precio spot. Esto es menos cierto para los usuarios con contratos a precios regulados (RSP) porque los beneficios, en estos casos, se trasladan al proveedor de energía (no necesariamente al productor). Los costos sistémicos están asociados a las inversiones en las redes para conectar las instalaciones productoras con energías renovables a los mercados, pero también para reforzarlas. Si el balance es actualmente negativo – las energías renovables cuestan más de lo que brindan – algunos observadores predicen que esta situación podría ser revertida en el futuro cercano, debido a la caída de los costos de producción de las renovables por un lado, y por el otro al

crecimiento de los costos vinculados a los combustibles fósiles y al precio del CO₂. Sin embargo, la caída de los precios del petróleo en 2014 introdujo incertidumbres adicionales en el precio del carbón y del gas natural.

Debe considerarse además, el hecho que la caída del precio spot producirá costos hundidos para las centrales térmicas en operación. Si estas centrales están demasiado tiempo fuera de servicio o no están produciendo lo suficiente deben ser retiradas, obligando a los productores a constituir provisiones a causa de potenciales pérdidas.

La declinación del precio de la electricidad en los mercados mayoristas hace peligrar la competitividad de las plantas nucleares que se encuentran actualmente en operación, y que están ampliamente amortizadas. Esta situación compromete claramente la rentabilidad de los reactores de nueva generación, que no tienen posibilidades de competir contra precios de mercado artificiales dado que el costo de producción del MWh obtenido de estos reactores es considerablemente mayor: 100 euros/MWh contra los 40 € de los anteriores, de acuerdo a la evaluación de la Corte de Cuentas de Francia [14].

La naturaleza aleatoria e intermitente de la producción eólica (como también la solar, que todavía es marginal) plantea otros problemas: el incremento de la volatilidad en los precios de los mercados eléctricos. Benhmad y Percebois [10] mediante un enfoque econométrico, demuestran que la introducción de energía eólica en Alemania tiende no solo a bajar los precios en el mercado mayorista, sino que también incrementa la volatilidad del precio en el mercado spot. Esta volatilidad genera costos desde el momento que requiere que los operadores se cubran en los mercados de futuros con productos financieros.

Es importante, sin embargo, no responsabilizar por todos estos efectos indeseables y costos adicionales solamente a las energías renovables. La principal causa está vinculada con el bajo crecimiento de la demanda electricidad en toda Europa. El sistema eléctrico europeo enfrenta una situación de sobrecapacidad, ya que nadie anticipó el estancamiento de la demanda después de la crisis económica de 2008, y por las exitosas políticas de eficiencia energética. El renovado crecimiento económico, la presión demográfica (en particular en Francia, aunque no es el caso en Alemania), los nuevos usos de la electricidad (la rápida expansión de los vehículos eléctricos) son factores que tienden a revertir la tendencia y nadie excluye la posibilidad de nuevas tensiones entre oferta y demanda eléctrica en los mercados europeos en el futuro cercano.

Los efectos de inyecciones masivas de energías renovables intermitentes, remuneradas fuera del mercado, son complejos y relativamente desfavorables para el bienestar del consumidor, aunque lo puesto sea también cierto en algunos casos. Varios factores deben ser tomados en cuenta:

- 1 El efecto en el despacho por orden de mérito: la caída del precio spot beneficia a los consumidores abastecidos a través de ofertas de mercado, ya que no pagan por la electricidad en base a precios de venta regulados (SRP). Debe tenerse en mente que, en ciertos casos, la energía renovable consumida por un cliente en Francia, puede estar financiada por un consumidor alemán, lo que lleva a transferencias de ingresos a través de las fronteras;

- 2 El efecto del costo marginal: los ahorros de combustibles (o las emisiones de CO₂ evitadas) por el reemplazo de electricidad térmica por energía verde beneficia a todos los consumidores;
- 3 El efecto del respaldo (back-up): se requieren instalaciones de respaldo para resolver el problema de la intermitencia en el abastecimiento con energías renovables, lo que representa un costo para todos los consumidores;
- 4 El efecto sobre las redes: las externalidades en los sistemas de transmisión tiende a incrementar las tarifas de acceso a las redes; lo que impacta en las facturas de todos los usuarios;
- 5 Los efectos de costos hundidos: las pérdidas económicas para los productores cuyas centrales no son costo-efectivas, son compartidos en parte por los accionistas y parcialmente recuperados con los precios de venta, y ambos efectos terminan siendo pagados por los consumidores.

La caída en los precios spot observada desde 2008, comprometió gradualmente la competitividad de las centrales térmicas operadas con gas natural, carbón o lignito, y de las plantas nucleares, ya que el precio spot cayó por debajo de los 40 €/MWh en 2015 y nuevamente a principios de 2016. A 60 €/MWh las centrales a gas ya no son competitivas, a 50 €/MWh las plantas térmicas que operan con carbón o lignito no recuperan la totalidad de sus costos, y a 40 €/MWh las plantas nucleares existentes son parcialmente amortizadas y pierden su carácter de costo-efectivas. La tercera generación de centrales nucleares, no tienen posibilidades de ser competitivas a los actuales precios de mercado.

2.2 Hacia un sistema Feed-in Premium (FIP)?

En Europa existe consenso respecto de la necesidad apremiante de avanzar en la reforma del actual sistema de apoyo para incrementar la penetración de las energías renovables intermitentes. Se consideran distintas opciones para ello:

- 1 Disminuir el nivel de las feed-in-tariffs (FIT) prohibiendo la inyección de energía renovable variable cuando el precio de la electricidad en el mercado spot se hace negativo o cae por debajo de un límite a definir. El sistema es muy caro para el consumidor final; aunque fue modificado y ciertos efectos tipo yo-yo tuvieron consecuencias no bienvenidas en la industria eólica y fotovoltaica. Los precios de compra a veces bajan bruscamente solo para volver a crecer en forma dramática rápidamente, afectando de esta forma cualquier visión estratégica de largo plazo por parte de la industria;
- 2 Optar por un esquema de “certificados verdes”: los proveedores que deben vender una cuota mínima de electricidad verde (a través del Renewable Portfolio Standard), pueden generar ellos mismos este tipo de electricidad, comprársela a otro proveedor que tenga excedentes, o comprar “certificados verdes” a productores que no están sujetos a estas obligaciones, pero que inyectan energías renovables en la red;
- 3 Promover un sistema de alimentación con prima (feed-in with Premium o FIP) en lugar del FIT: los productores de electricidad renovable venden al precio del mercado spot pero reciben una prima (fija o variable) que puede depender de la cantidad de energía inyectada (MWh) o de la capacidad instalada (MW). Esta prima se puede

- calcular ex ante o ex post. Su ventaja es que sensibiliza a los proveedores respecto al precio del mercado porque su ingreso principal proviene de las ventas de electricidad al mercado. La prima es solamente un suplemento, que puede ajustarse regularmente en función de la situación del mercado y que se puede indexar con indicadores que no estén asociados al mercado energético (por ej. inflación; tasa de crecimiento económico, etc.). En este caso, el ingreso recibido es más variable que fijo, a diferencia de los dos sistemas anteriores, al menos si la prima es fija mientras que el precio en el mercado spot se mantiene variable.
- 4 Elegir un esquema de subsidio total (TSS) que se distribuye entre los proveedores: el funcionario fija los montos monetarios de los incentivos a ser asignado y escoge un medio para dividir estos fondos (por ej., mediante subastas);
 - 5 Organizando subastas: las autoridades públicas invitan a participar en subastas para entregar una cantidad predeterminada de capacidad instalada en kW (y de esta forma, indirectamente, una cantidad de kWh producidos) y clasifica las ofertas de acuerdo al orden de mérito (costos crecientes), o subastas con un precio solicitado (pagado como ofrecido). El último sistema tiene la ventaja de ser menos caro para las autoridades públicas, eliminando ciertas rentas. Pero la “maldición del ganador” descrita por Chari y Weber (15) es inevitable: los ganadores solo ganan la subasta porque ofrecieron un precio menor que sus rivales y pueden arrepentirse más tarde por no haber pedido un monto mayor. Se admite que, si hubieran sido más ambiciosos, hubieran reducido sus posibilidades de ser seleccionados pero, si hubieran ganado sus beneficios hubieran sido mayores. Desde que cada participante está en condiciones de anticipar esta maldición, incrementan el precio ofrecido y como resultado, estos sistemas se convierten en muy caros para las comunidades locales.
 - 6 Pedir a los productores de energías renovables que utilicen parte de su electricidad ellos mismos antes de inyectarla en las redes, siendo la consecuencia de ello que solo una parte de su producción se beneficiará con un ingreso garantizado. El sistema de precios deberá, entonces, ser revisado, porque estos consumidores se mantienen conectados a la red y recurren a los operadores cuando su propia producción es insuficiente o sufren una falla. Se establece en estos casos una negociación tarifaria. Desarrollar autoproductores de energías renovables (en general fotovoltaicos) ofrece una buena oportunidad para evitar peajes sobre las redes, que pueden representar más del 30% de los costos totales de electricidad para los usuarios finales.
 - 7 Solicitar a los productores de electricidad que almacenen sus excedentes (vía sistemas de baterías, estaciones de bombeo hidráulico, electrólisis del agua para producir hidrógeno, o procesos de “metanización” asociados al hidrógeno y a la producción de metano a partir del CO₂). Con este sistema “gas a electricidad”, parte del hidrógeno puede ser inyectado en la red de gas natural o utilizado en vehículos. Esta solución no es aun rentable en las actuales condiciones económicas pero ello podría cambiar en el futuro cercano.

Desde 2017 Francia, como la mayor parte de los países europeos, se mueve hacia sistemas del tipo FIP, que Alemania adoptó desde agosto de 2014. De esta manera los productores de energía renovable intermitente venderán una parte de su energía en el mercado spot y recibirán un ingreso suplementario bajo la forma de una prima (lo más común es una prima fija por capacidad instalada), ayudando a financiar los costos fijos de sus instalaciones. Los cambios recientes en la

ley de energía en Francia adopta este esquema, al menos en grandes instalaciones de energías renovables. Pero la inercia del sistema es tal que las consecuencias de las costosas políticas de precios garantizados, que han sido disruptivas para el funcionamiento de los mercados mayoristas en Europa, continuarán sintiéndose por mucho tiempo.

3 Restablecer la “igualdad de oportunidades” para la energía nuclear en Europa a través del esquema de “Contratos por Diferencia”

A principios de 2016 había 437 reactores nucleares en operación en el mundo, con una capacidad instalada de 392 GWe, de acuerdo a lo informado por la Agencia Internacional de Energía: IEA [16]. Entre los 31 países identificados, 101 reactores se encontraban en los Estados Unidos, 58 en Francia y 33 en Rusia. En la Unión Europea había 131 reactores instalados (en 14 de los 28 países miembros), con una capacidad total de 122 GWe. La mitad de la energía nuclear producida en la Unión Europea proviene de Francia.

Cuatro reactores nucleares nuevos se encuentran en construcción en la UE: un EPR en Finlandia, otro EPR en Francia y dos VVER-400 (tecnología rusa) en Eslovaquia. En el mundo se están construyendo 72 nuevos reactores con una capacidad cercana a los 79 GWe, incluyendo 29 en China y 10 en Rusia. Varios reactores han sido contratados o programados (179 de acuerdo con la IEA, de los cuales 60 en China, 31 en Rusia y 18 en India), y también en países con abundantes reservas de hidrocarburos como Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos. De acuerdo al escenario de Nuevas Políticas (NPS) publicado por la IEA en su World Energy Outlook 2014, la capacidad nuclear instalada debería pasar de 392 GWe en 2013 a 624 GWe en 2040; a pesar de ello la participación de energía nuclear en el total de electricidad producida que es actualmente del 11%, apenas superaría el 12%. En valores absolutos, la cantidad de energía nuclear producida debería crecer en forma importante, pero en valores relativos continúa teniendo una modesta parte porque en los próximos años se construirán muchas plantas de carbón y gas natural. La participación nuclear de los países de la OCDE en el total mundial caerá del 80% en 2013, al 52% en 2040, mientras que la de los países de Asia mostrará un importante crecimiento. China es responsable del 44% de la nueva capacidad a instalar hacia 2040. India, Corea del Sur y Rusia en conjunto representan el 30% de esa nueva capacidad. Las inversiones a ser financiadas hasta 2040 están estimadas en 1.500 miles de millones de u\$s. En casi todos estos países las inversiones se realizarán dentro de una economía planificada, donde los consumidores y los contribuyentes pagarán las inversiones y los precios de la electricidad se subsidiarán sin mercados mayoristas. La energía nuclear también será financiada en gran medida con impuestos como menciona la OECD-NEA [17].

En los países con economía de mercado donde existen mercados mayoristas (por ej. en la Unión Europea), las inversiones nucleares se financian principalmente con los precios que pagan los consumidores finales, que se reflejan en el precio del mercado mayorista, porque la venta a precios regulados están programadas a desaparecer. El precio en el mercado mayorista representa, en promedio, del 35% al 40% del precio pagado por un cliente residencial en Francia, siendo el resto el costo de las tarifas reguladas de acceso (transmisión y distribución) e impuestos y contribuciones varias (incluida la CSPE). Los operadores que quieren invertir en una planta eléctrica actualmente deben tomar en cuenta dos riesgos: por un lado el nivel de precios en el mercado mayorista, y por el otro la volatilidad en el mismo mercado. Dada la incertidumbre

sobre la tendencia de precios en el mercado mayorista, prefieren realizar inversiones con bajos períodos de recuperación, lo que favorece a tecnologías que consumen combustibles fósiles como el carbón o el gas natural. Pueden cubrir sus riesgos en los mercados financieros, pero estos no tienen la liquidez suficiente para permitir una cobertura en largos períodos. En el caso de inversiones como la energía nuclear, con largos períodos de retorno, es necesario obtener precios de ventas garantizados para las ventas futuras de electricidad producida sobre cuarenta, cincuenta y hasta sesenta años. En las economías emergentes, enfoques como el del esquema BOT (construir, operar y transferir) podría ser considerado: el operador construye y opera la planta, pero hace un contrato con el gobierno local o la empresa pública proveedora, garantizando que la electricidad producida será comprada en el largo plazo, a un precio que asegure que la operación sea costo efectiva. En la Unión Europea este esquema sería posible para salir del mecanismo FIT, introducido para las energías renovables, pero dada las críticas recibidas deberían probarse otras soluciones, como la FIP o el CfD (Contrato por Diferencias). Este último que fue elegido en el Reino Unido para los dos reactores tipo EPR planeados, parece ofrecer un compromiso adecuado entre la necesidad de confiar en el mercado y la necesidad de garantizar la rentabilidad de inversiones de gran intensidad de capital.

Las reformas en marcha en el mercado eléctrico mayorista en la UE, particularmente con la instalación de un mercado de capacidad, deberían modificar la forma en que se remuneran los costos fijos, lo que podría favorecer a la energía nuclear.

3.1 El caso del Reino Unido (UK) o, como reconciliar la lógica de mercado con la garantía de rentabilidad

Debemos dejar claro, desde un principio, que las centrales que se van a construir en UK (dos reactores tipo EPR programados en el sitio de Hinkley Point C) no se ven beneficiadas por tarifas del tipo FIT subsidiadas, sino por un sistema cercano al CfD. En realidad, el consorcio liderado por EDF, responsable de la construcción y operación de ambos reactores no será remunerado fuera del mercado, como sería el caso si se aplicara una FIT similar a la que reciben las energías renovables (eólica y fotovoltaica), sino que venderá la electricidad al precio de mercado, lo que significa que se mantendrá la señal de precios fuertemente, desde el momento que los ingresos primarios del inversor provendrán del mercado mayorista.

Con la aprobación reciente del acuerdo entre el consorcio y el gobierno de UK, la Comisión Europea confirmó que las inversiones de este gran proyecto serán garantizadas. Cuando el EPR entre en operación, si el precio de la electricidad en el mercado es menor que el que se considera es el precio de equilibrio del proyecto (el precio de referencia, que es un tipo de precio virtual garantizado), el consorcio recibirá un pago por encima del recibido en el mercado por la diferencia entre el precio virtual garantizado y el precio de mercado, durante 35 años. En forma inversa, si los precios de mercado crecen y el retorno del proyecto es mayor que el que obtendría con el precio garantizado en el punto de equilibrio, el consorcio deberá compartir sus beneficios, esta vez por un período de 60 años: 70% para el consorcio y 30% para el gobierno de UK si el precio se ubica un 11,4% por encima del precio de equilibrio, 40% para el consorcio y 60% para las autoridades británicas si el precio supera en un 13,4% el de equilibrio. La reversibilidad del acuerdo es esencial. El suplemento de ingreso solo será autorizado ex post y de acuerdo con el punto de equilibrio teórico del capital invertido. Puede suceder que el ganador en el futuro sea el

gobierno de UK y no el consorcio. La pregunta obvia es como se va a financiar el ingreso suplementario: los consumidores de energía en UK (sea energía nuclear o no) o los contribuyentes? En el estado actual de las cosas, muy probablemente sean los contribuyentes a través de sus impuestos.

Al ser reversible el sistema, si el precio de mercado es muy alto respecto a la tarifa de compensación fijada ex ante, el vendedor de electricidad deberá pagar parte de sus ingresos a las autoridades británicas sin exceder la tasa de retorno del capital acordada (el precio de referencia garantiza el precio objetivo de equilibrio al capital invertido).

La primera diferencia entre CfD y FIT es que, en el caso de la primera el ingreso primario del operador proviene del precio en el mercado mayorista, mientras que en el otro caso el precio del mercado no es una preocupación para el operador. La segunda diferencia es que, mientras en el CfD el ingreso suplementario es calculado de acuerdo a una tasa de retorno “objetivo” sobre el capital invertido, y puede ser positivo o negativo (principio de reversibilidad), en el FIT el ingreso está basado en el precio regulado fijado en valor absoluto desde el principio, sin tener en cuenta los niveles de rentabilidad (si la tarifa es muy ventajosa, el retorno sobre el capital puede ser excesivo, llevando a un efecto de ganancia inesperada).

La diferencia entre un CfD y la FIP (donde la prima es pagada ex post en función de la capacidad instalada), consiste en que el ingreso recibido en un contrato tipo CfD se ajusta para garantizar una tasa de retorno sobre el capital constante, y este ingreso debe mantenerse relativamente estable a lo largo del tiempo en moneda constante, mientras que el ingreso recibido en proyectos garantizados por FIP es variable porque se agrega un precio de venta variable (el precio del mercado mayorista por cada MWh) junto a una prima fija calculada generalmente por MW, lo que también produce una variación sobre la tasa de retorno del capital invertido.

Cuál es el mensaje que ha enviado la Comisión Europea aprobando el paquete financiero propuesto para Hinkley Point C?: ha reconocido que una inversión realizada en el sector nuclear no puede ser llevada adelante sin apoyo gubernamental y perspectivas de rentabilidad de largo plazo. La industria nuclear obedece a una lógica de largo plazo: los nuevos reactores tienen una vida útil de 60 años, lo que significa que el retorno sobre el capital debe ser también un proceso de largo plazo. En un momento en el que las centrales nucleares vuelven a ser una opción de producción de electricidad alrededor del mundo, es importante proporcionarle un nuevo impulso en Europa. Es una tecnología innovadora que contribuirá, asociada a las energías renovables, a disminuir el calentamiento global del planeta.

Por otra parte, estos argumentos no deben ser vistos como opuestos al desarrollo de las energías renovables. La Comisión Europea no sugirió en ningún momento que la asistencia a las energías renovables debía suspenderse. Más bien, busca que los productores de renovables vendan su energía a precios de mercado con una prima compensadora, si los niveles de precios del mercado son muy bajos. Este razonamiento es parecido al introducido en UK para la energía nuclear, aunque con algunas diferencias ya que está basado en el esquema FIP, donde los productores venden su energía al precio spot y reciben una prima ex post por MW instalado (o posiblemente una prima por MWh inyectado en la red). El ingreso recibido es variable porque es el resultante de la suma de una prima fija y de un precio de mercado variable.

3.2 El Mercado de Capacidades es una posibilidad para la Industria Nuclear?

Una crítica dirigida al mercado mayorista, como está operando actualmente en la Unión Europea, es que remunera por energía (MWh inyectado), y no por potencia (MW). Se admite que el capital es remunerado indirectamente a través del precio del MWh solo cuando este excede los costos variables, pero no es el caso para una central que no es despachada (aunque se mantenga disponible como reserva ante la posibilidad de una falla en el sistema). Esto es ineficiente en términos colectivos. Si el mercado mayorista funciona de forma óptima, los costos fijos deberían ser cubiertos por la renta infra-marginal de las plantas de base y por la renta de escasez de las unidades de punta, siendo este ingreso por MWh suficiente para asegurar la rentabilidad de todo el parque de generación. Sin embargo, el mercado mayorista no funciona en el punto óptimo, porque la inyección de electricidad comprada fuera del mercado reduce esta renta infra-marginal, y porque los precios en el pico no siempre permiten recuperar los costos fijos de las unidades que operan en este intervalo horario (cf. el dinero perdido discutido anteriormente). Este diseño no hace atractivas las inversiones para manejar el pico de la curva de carga en forma efectiva.

El mercado de capacidades, que sería introducido en Francia y en otros países europeos como explica Buchsteeg y al. [18], permitirá a los proveedores de electricidad contar con la suficiente capacidad disponible como para abastecer a la demanda. Ello se conseguirá mediante un portafolio de consumidores sujetos a reducciones en el pico de la demanda o a través de inversiones en capacidad de pico, o también almacenando electricidad (centrales hidroeléctricas, sistemas de bombeo, nuevas tecnologías de almacenamiento). Este “esquema de capacidad” se puede complementar con un mercado de intercambio de capacidades (MW) por medio de certificados obligatorios entre participantes. Se están investigando varias soluciones:

- 1) La “reserva estratégica”: es un mecanismo fuera del mercado por el cual los operadores de las redes de transmisión realizan subastas de capacidades que pueden ser empleadas en caso de fallas en el sistema. La remuneración se fija por medio de un concurso de precios; esta capacidad de reserva no está disponible en el mercado, pero constituye un tipo de generador de última instancia que solamente puede ser utilizados por el operador de las redes;
- 2) Pago de capacidad: en este mecanismo el regulador determina un precio fijo que recompensa a la nueva capacidad instalada disponible, de esta forma se incentivan las inversiones. Es en realidad un sistema del tipo FIP donde la prima es fijada ex ante por MW instalado, pero que se encuentra limitada solamente para la capacidad de pico.
- 3) El mercado de capacidades: en este caso el precio asignado a la potencia es un precio de mercado.

Respecto a estos mecanismos de capacidad que comienzan a implementarse, ya sea a través de una reserva, como en Alemania, o mercados duros como en Francia, el mandato de la Comisión Europea es que los pagos de capacidad resultantes, no deben ser empleados como subsidios escondidos en beneficio de los operadores de plantas con altas emisiones de carbono (carbón o lignito).

Remunerar la capacidad instalada en forma independiente de su factor de carga, alienta a los operadores a invertir en capacidades de pico. Los operadores recibirán un pago adicional si son

capaces de garantizar que sus unidades estén disponibles para generar electricidad en un momento dado del periodo de pico. Algunos países, como Alemania, son hostiles a los mercados de capacidad que remuneran la potencia en forma independiente de la energía porque temen una nueva distorsión por parte de las empresas reguladas, que pueden verse tentadas a sobreinvertir en plantas de generación con combustibles fósiles. Debe señalarse que es necesario –y correcto– remunerar a los consumidores que aceptan reducir sus cargas en los periodos de pico, aunque se presenten problemas de medición de estas reducciones. Los mecanismos de remuneración de capacidades, excepto la reserva estratégica, deben estar abiertos a la participación de proveedores de capacidad localizados en otro Estado Miembro, tan pronto como exista una interconexión. Debería agregarse que, para la Comisión Europea, la remuneración de capacidades debe estar determinada en base a mecanismos de mercado y no en forma directa por las autoridades públicas. Los mecanismos de capacidad deben estar abiertos a cualquier tipo de capacidad, como la nuclear y las energías renovables? En el caso de las nucleares es aceptable si el precio de mercado no es suficiente para recuperar los costos. Sin embargo, es cuestionable en el caso de las energías renovables desde el momento en el que reciben apoyo en forma de remuneraciones suplementarias. Esto sería un “doble dividendo” para las energías renovables.

Este mecanismo sería válido, en principio, en las centrales nucleares porque son plantas de base. El costo nuclear por MWh se calcula sobre un periodo de operación que es mucho más largo que el de una planta térmica clásica, en un contexto en el cual los precios del mercado mayorista son, en el corto plazo, de alta volatilidad. El mercado de capacidad debe ayudar a suavizar los consumos y precios en el pico, limitando las remuneraciones obtenidas por las centrales de base durante este periodo. Los inversores de la industria nuclear temen enfrentar costos hundidos si los precios de mercado no resultan suficientes para cubrir las inversiones, rentables solamente en el largo plazo, y prefieren invertir en proyectos con cortos plazos de retorno y bajos riesgos. Los instrumentos financieros no proveen cobertura en el largo plazo, por lo que los inversores piden garantías institucionales. El contrato por diferencias (CfD) es una forma de garantía.

Es razonable que las centrales nucleares puedan recibir primas que remuneren la capacidad instalada ante el evento que el precio observado en el mercado mayorista no permita obtener el retorno sobre la inversión. Puede ser un mecanismo del tipo FIP, pero este solo es aplicable cuando el precio observado se encuentra por debajo de precios de venta mínimos en el mercado spot, y en estos casos garantizar un monto que permita una mínima tasa de retorno para la energía nuclear. Este sistema es cercano al “Contrato por Diferencias” pero a diferencia de este, no alcanza para deducir de la renta infra-marginal más allá de un techo, en otras palabras, cuando el mercado mayorista marca precios muy altos. Debería existir un precio mínimo, pero no un techo.

Es aceptable que el monto de la prima se pueda revisar periódicamente mediante un mecanismo conocido como “cuenta revolving de gastos e ingresos”, que es utilizado en las inversiones en las redes (transmisión y distribución de electricidad). Ello implica garantizar una tasa de retorno del capital invertido objetivo y deducir de la renta infra-marginal cuando esta tasa es excedida, asemejando este mecanismo al contrato por diferencias en el sentido estricto. Los incentivos para los inversores no serían tan fuertes como el esquema adoptado en UK porque más allá de la tasa de retorno objetivo (precio techo), todos los beneficios son recuperados por las autoridades

públicas (o son redistribuidos a los consumidores), mientras que en el esquema británico los beneficios son compartidos entre el productor y el Gobierno.

4 Conclusiones

La forma en la que el mercado spot eléctrico está diseñado en la UE, no envía las señales correctas a los inversores, no solo porque es un mercado de corto plazo sino porque la electricidad vendida fuera de mercado distorsiona todos los precios. Es lo que pasa cuando la parte de las energías renovables con costos marginales muy bajos en el balance eléctrico comienza a tomar proporciones significativas, cuando al mismo tiempo los precios de compra garantizados y los ingresos suplementarios están definidos. La mayor parte del tiempo, los precios del mercado mayorista serán muy bajos y los productores no tendrán la capacidad de recuperar sus costos fijos. Finalmente, con 100% de renovables a costo marginal cero, el precio de mercado ya no tendrá sentido. Este es un riesgo por el cual las plantas eléctricas pueden ser desactivadas (y en consecuencia se produciría desabastecimiento y cortes de suministro), mientras que las plantas que continúen operando no puedan recuperar sus inversiones. La existencia de un mecanismo de recuperación de capacidades es una respuesta parcial y temporaria. En la práctica hay dos posibles soluciones a este problema: se deja operar al mercado libremente y de esta forma envía claras señales a los inversores incluyendo a los de energías renovables (esto podría causar amplias fluctuaciones en los ciclos de inversión relacionados con la volatilidad aguda de los precios spot); o una regulación mínima que se introduzca para limitar las costosas oleadas de sub o sobre capacidad. En este último caso, todas las fuentes de energía deben recibir igual tratamiento, pero la energía nuclear debe recibir garantías que va a recuperar sus costos fijos en el largo plazo. Esto significa, esencialmente, que se requiere una política energética con una visión de largo plazo de la oferta y la demanda de electricidad con una perspectiva global sobre la industria. Esto no impediría que el mercado envíe señales que permitan a los planificadores corregir los errores inevitables.

Referencias

- 1 S. Bode y H.M. Groscurth, "The Effect of German Renewable Energy Act (EEG) on the electricity price", HWWA Discussion Paper (348), 25 p, 2006.
- 2 J. Neubarth, O. Wolf, C. Weber, y M. Gerecht, "Influence of Wind Electricity in Spot Prices", *Energiewirtschaftliche* (56) pp. 42-45, 2006.
- 3 F. Sensfuss, M. Ragwitz, y M. Genoese, "The merit order effect; A detailed analysis of the Price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany", *Energy Policy*, (36), pp. 3086-3094, 2008.
- 4 H. Weigt "Germany's Wind Wnergy: the potential for fossil capacity replacement and cost saving", *Applied Energy*, 86, pp. 1857-1863, 2008.
- 5 M. Nicolosi y M. Fursch, "The impact of an increasing share of RES-E on the conventional power market – The exemple of Germany", *Zeitschrift fur Energiewirtschaft* (33), pp. 246-254, 2009.
- 6 J. Munksgaard y P.E. Morthorst, "Wind power in the Danish liberalized power market: Policy measures, price impact and investor incentives", *Energy Police* (36), pp. 3940-3947, 2008.
- 7 T. Jonsson, P. Pinson y H. Madse, "On the market impact of wind energy forecast", *Energy Economics*, 32 (2), pp. 313-320, 2010.
- 8 A. O'Mahoney y E. Denny, "The merit order effect of wind generation in the Irish electricity market", *Proceedings of the 30th USAEE/IAEE, MPRA, Washington DC, October 14 p. 2011.*
- 9 G. Saenz de Miera, D.G. Rio e I. Vizcaino, "Analysing the impact of renewable electricity support scheme on power price: the case of wind electricity in Spain", *Energy Policy*, Volume 36(9), pp. 3345-3359, 2008.
- 10 F. Benhmad, y J. Percebois, "Wind power feed-in impact on electricity prices in Germany 2009-2013". *The European Journal of Comparative Economics*, Vol. 13, no 1, pp. 81-96, 2016.

- 11 S. Phan, y F. Roques, “Is the depressive effect on renewable on power prices contagious? A cross border econometric analysis”, CEEM, Working Paper 2015-16, European Electricity Market Chair, Paris Dauphine University, 25 p., 2015.
- 12 B. Rivard y A. Yatchev, “Integration of Renewables into the Ontario Electricity System”, The Energy Journal, 37, pp. 221-242, 2016.
- 13 J. Percebois, “The French Electricity Market: Competition, Nuclear Rent and Price Regulation” chapter 3 in F. Sioshansi (Editor) “Evolution of Global Energy Markets”, Elsevier, june 2013.
- 14 Cour des Comptes “Le cout de production de l’electricite nucleaire” (communication a la Commission d’Enquete de l’Assemblee Nationale, Paris, 26 may 2014.
- 15 V. Chari y R.J. Weber, « How the US Treasury should auction its Debt », Federal Bank of Minneapolis Quarterly Review, Fall, vol.16, no4, pp. 3-12, 1992.
- 16 I.E.A. (International Energy Agency) “World Energy Outlook”,Paris, 2014
- 17 OECD-NEA “Nuclear Energy and Renewables System Effects in Low-Carbon Electricity”, Paris, 2012.
- 18 M. Buchsteeg, S. Spiecker y C. Weber, “Impacto of Coordinated Capacity Mechanisms on the European Power Markets”, House of Energy Markets and Finance, HEMF Working Paper no 11, January 37 p., 2017.