



Texto de Discusión del Sector Eléctrico

TDSE nº. 62

La formación del precio de la energía eléctrica: Experiencias internacionales y el modelo brasileño

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Nelson Hubner

Guilherme Dantas

Rubens Rosental

Noviembre de 2014

Contenido

1.	Introducción.....	3
2.	Fundamentos económicos del mercado de energía eléctrica.....	7
3.	Liberalización de los mercados de energía en los mercados avanzados....	13
3.1.	Evolución de los mercados de energía eléctrica: El caso de la Unión Europea.....	15
3.2.	El crecimiento de las fuentes renovables en Europa y su impacto en el precio de mercado	20
3.3.	La reforma del mercado mayorista británico	37
4.	El Mercado de energía brasileño	44
4.1.	El PLD y el costo medio de la energía	46
4.2.	La Reforma de 2004.....	57
4.3.	La expansión de la generación depende del mercado regulado	63
4.4.	El PLD y el balance de las diferencias.....	68
5.	Conclusión	70
6.	Bibliografía.....	73

La formación del precio de la energía eléctrica en Brasil: experiencias internacionales y el modelo brasileño ¹

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Nelson Hubner

Guilherme Dantas

Rubens Rosental

1. Introducción

Los altos precios de la energía eléctrica en el mercado brasileño de corto plazo durante 2014, resultado del recrudecimiento de la hidrología desfavorable que comenzó a manifestarse a partir de octubre de 2012, condujo al incremento de los costos de la electricidad para los consumidores y causó graves problemas financieros a las empresas de distribución y generación (térmica e hidroeléctrica) y a los consumidores libres. Dichos precios de la energía a corto plazo (Precio de Liquidación de Diferencias - PLD) permanecieron por encima del costo medio de la producción eléctrica a lo largo de 2014, lo cual ocasionó fuertes críticas sobre la calidad de la metodología adoptada para la formación del precio de este insumo estratégico en el país. En Brasil, a

¹ Este estudio ha sido el resultado de un gran esfuerzo analítico vinculado directamente con el programa de I+D "**A Energia na cidade do futuro**" de la asociación ANEEL-CPFL, llevado a cabo por el Gesel y la firma de consultoría Roland Berger. El análisis desarrollado se ha basado en los estudios realizados por el equipo de investigadores del Gesel, entre los cuales se destacan: Castro, N. J.; Brandão, R. y Dantas, G. *O Risco financeiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. GESEL-IE-UFRJ. Río de Janeiro, abril de 2010. (TDSE No. 17) y Castro, N. J.; Brandão, R.; Dantas, G. y Marcus, S. *Market design for electrical systems where renewables are a growing presence*. Gesel-IE-UFRJ. Río de Janeiro, mayo de 2011. (TDSE No. 31). El estudio se completó con información adicional disponible al 24 de noviembre de 2014.

diferencia de lo que sucede en la mayoría de los países, no existe un mercado de energía propiamente definido, puesto que el despacho de todas las plantas eléctricas del Sistema Interconectado Nacional – SIN - se realiza de manera centralizada y es determinado únicamente por el Operador Nacional del Sistema – ONS - a partir de los criterios de eficiencia técnica y de los costos de generación reportados por cada planta de energía eléctrica. De esta forma, el propósito del operador brasileño es optimizar sistema eléctrico, caracterizado por su alta complejidad y dinamismo, desde el punto de vista técnico y económico. Las centrales de generación (y las líneas de transmisión) no tienen participación directa en la decisión de activar o detener el funcionamiento de su planta de producción. Por ende, deben estar disponibles y preparadas para entrar o salir de operación, de acuerdo con los criterios y medidas del ONS. Dado que no existe un mercado de energía brasileño en el sentido estricto y clásico, tampoco hay un precio de mercado establecido de forma rigurosa para la energía de corto plazo. El único precio existente, el PLD, es calculado semanalmente con el mismo software utilizado por el ONS para la planificación de la operación del sistema, y tiene como principal función cuantificar la diferencia entre la energía contratada y la energía efectivamente medida, es decir, la electricidad consumida o vendida. Además de esta función, el PLD también representa el costo de oportunidad de la energía en el corto plazo para los agentes:

- i. Los productores que tienen la posibilidad de vender la energía, al valor del PLD, si la electricidad no está comprometida contractualmente; y
- ii. Los consumidores que pueden comprar o vender, al valor del PLD, el saldo resultante entre el contrato y el consumo real de energía.

En este sentido, vale la pena cuestionarse si tal precio – PLD- puede ser considerado como un indicador económico adecuado para los agentes del mercado, ya que se basa en una metodología definida por la regulación. En el caso que la respuesta sea

negativa, es necesario preguntarse si existen alternativas para mejorarlo. Por lo tanto, a lo largo de este estudio se pretende demostrar que el PLD, de la manera como ha sido definido hasta noviembre de 2014, no constituye un indicador económico apropiado para la toma de decisiones de los agentes. Así mismo, se mostrará que el PLD, cuando se presenta una sequía prolongada como la que ha atravesado el Sector Eléctrico Brasileño – SEB - desde octubre de 2012, tiende a alcanzar y permanecer en valores extremos por varios meses sin ninguna relación con el costo medio de la energía eléctrica. Este fenómeno no sólo contribuye al incremento del riesgo financiero en el comercio de energía, sino que también, trae beneficios muy limitados con relación a la restricción del consumo de los clientes libres con mayor volumen de energía contratada, en particular, los consumidores electro intensivos: si, por un lado, se reduce el consumo de energía eléctrica de estos segmentos productivos para aprovechar las ganancias adicionales de la liquidación de excedentes con un PLD alto, por otro lado, ocurrirá una disminución del PIB y, posiblemente, el aumento de las importaciones de estos bienes intermedios.

La deficiencia del PLD como indicador, en lugar de ser considerada un defecto del software utilizado en la planeación de la operación y en el cálculo del PLD, puede ser atribuida a la estructura de costos del parque de generación eléctrica de Brasil. El sistema eléctrico brasileño cuenta con una alta participación de fuentes renovables y por ello, el suministro de energía de corto plazo no depende de los costos de producción, como en el caso de los mercados tradicionales con preponderancia de generación térmica. En Brasil ocurre algo radicalmente diferente, ya que la oferta, o por lo menos gran parte de ella, tiene un factor determinante propio el cual no es de carácter económico. El clima, específicamente la hidrología (energía de caudales naturales afluentes – ENA), es el factor principal que determina tanto la oferta como el precio de la energía a corto plazo y no tiene ninguna relación con los costos de

producción². Incluso existiendo un mercado de energía brasileño con el precio formado de manera competitiva, a partir de la oferta de los agentes, es de esperar que este precio de mercado también sea disfuncional debido a la estructura de costos de la generación de energía con fuentes renovables. El precio daría señales económicas distorsionadas para los agentes debido al peso que tiene la variable independiente e impredecible (hidrología) en la matriz eléctrica, un problema que se ha venido agravando con la reducción gradual de la capacidad de regularización de los embalses por causa de las restricciones ambientales y naturales para construir plantas hidroeléctricas con grandes reservorios³.

Con el fin de sustentar y confirmar los argumentos anteriores, este estudio se ha dividido en cuatro partes, incluyendo esta introducción. En la segunda parte se desarrolla un análisis conceptual sobre los fundamentos económicos de los mercados energéticos. La tercera parte se enfoca en el estudio del mercado de energía de un grupo de países seleccionados de la Unión Europea. Uno de los problemas más

² La generación hídrica (y también la energía eólica, solar y la cogeneración) sólo presenta costos fijos, a diferencia de la generación térmica tradicional que tiene costos fijos y variables. Un generador térmico únicamente produce energía si el precio obtenido en el mercado por lo menos coincide con los costos variables de la generación. En cambio un generador hídrico (sin embalse), eólico o solar siempre producirá cuando exista energía primaria disponible, es decir, cada vez que haya lluvia, viento y sol. El costo de producción no es un parámetro en la decisión, ya que no hay costos variables - es mejor producir un MWh y venderlo a cualquier precio, sin importar qué tan bajo haya caído el mismo, que dejar de generar y renunciar definitivamente a la posibilidad de recibir ingresos. Un generador hidroeléctrico con embalse tiene un comportamiento un poco más complejo. Dado que este tipo de generador tiene la opción de ahorrar o utilizar agua almacenada, entonces, puede definir la oferta y maximizar el ingreso esperado. La decisión de utilizar el agua en el momento depende no sólo de los precios actuales de la energía, sino también de la expectativa de precios y flujos futuros. En cualquier caso, el costo de la producción de energía no se tiene en cuenta en la definición de la oferta de un generador hídrico con reservorio, al contrario de lo que sucede con los generadores térmicos tradicionales.

³ Sobre este tema se sugiere leer el estudio de Castro, N. J.; Brandão, R. y Dantas, G. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hidroelétrico do Brasil*. Gesel-IE-UFRJ. Río de Janeiro, junio de 2010. (TDSE No. 15).

importantes que debe enfrentar la evolución de los mercados europeos es, cómo lidiar con el cambio en la dinámica de formación de precios resultado del incremento de la proporción de energías renovables en el mix de generación de la matriz eléctrica. Al respecto, la reforma del mercado eléctrico británico parece bastante ilustrativa. A partir de la previsión de un alto crecimiento de energías renovables, sobre todo de la energía eólica *offshore*, es menor el poder de señalización de los precios de la energía para incidir en las decisiones de los agentes, lo cual obliga a la creación de mecanismos alternativos - con la intervención notable y directa del gobierno - que garanticen la expansión equilibrada del sistema.

Por último, en la cuarta parte se examina el modelo brasileño de comercialización de energía al por mayor, en vigor desde 2004, con especial énfasis en el papel y la funcionalidad del PLD. Las principales conclusiones indican que, en general, es necesario realizar una revisión de la metodología actual utilizada para calcular el PLD, que carece de una relación más estricta con el costo medio de las centrales térmicas, debido al efecto de éste en el equilibrio económico y financiero de la mayoría de los agentes de generación, distribución y consumidores libres que no tengan contratos..

2. *Fundamentos económicos del mercado de energía eléctrica*

La mayoría de los primeros mercados de energía, que se crearon durante el proceso de liberalización del sector eléctrico en la década de los 80, surgieron en sistemas con predominio de generación térmica a base de combustibles fósiles. En tales sistemas, la energía es comercializada a corto plazo en el mercado diario, donde las transacciones de compra y venta de electricidad son previstas para el día siguiente. Dado que las centrales termoeléctricas desempeñan un papel preponderante en la formación del precio horario, existe un cierto grado de previsibilidad en el valor de la energía. Esto sucede porque el precio horario o semihorario de energía tiende a ser establecido por la central térmica que tiene costos variables más altos y que es necesaria para satisfacer

plenamente la demanda. Por lo tanto, el precio medio diario está correlacionado directamente con el precio de mercado de los combustibles utilizados para la generación termoeléctrica, comúnmente gas y carbón.

En dichos mercados de energía eléctrica, la señalización económica para llevar a cabo nuevas inversiones es clara y objetiva: la remuneración de las plantas nuevas, por lo general más eficientes para convertir combustibles en electricidad, la mayoría de las veces se realiza por encima de los costos directos de producción, ya que el precio *spot* horario se forma a partir del promedio de las centrales con menor eficiencia. Como resultado, las plantas nuevas tienen una alta probabilidad de recuperar no sólo los costos variables, sino también los costos fijos, incluyendo los rendimientos de la inversión. Adicionalmente, el aumento del precio de los combustibles fósiles determina la proporción en que se debe incrementar el precio *spot* de la electricidad y protege al inversionista por garantizar que la **variación en el precio de la energía coincida con el costo del insumo utilizado.**

Las centrales térmicas de baja eficiencia y costos variables altos pueden tener dificultades para remunerar por sus costos fijos, puesto que son activadas con menor frecuencia y obtienen márgenes más ajustados al momento de operar. En este caso, la señal económica también es clara: las plantas con costos de generación muy elevados, tarde o temprano, dejan de operar. Así, el “libre juego de las fuerzas del mercado” conduce a una mayor eficiencia del parque generador, mediante la designación de los precios y sin recurrir directamente a la planificación centralizada.

El mercado competitivo, además de dar las señales económicas apropiadas para aumentar la eficiencia de la producción de energía, si es correctamente regulado puede asignar recursos de manera óptima e incitar a precios de la energía más bajos que en el modelo anterior, donde las tarifas eran determinadas por el costo del servicio.

De este modo, en los sistemas eléctricos con predominio de la generación térmica tradicional, bajo competencia perfecta, es posible que el precio logre igualar al costo medio de producción. En el momento que el precio llegue a superar de forma considerable el costo medio de producción, el mercado atraerá nuevos generadores eficientes y la oferta adicional reducirá el precio de mercado reestableciendo el equilibrio. En el caso contrario, en que los precios estén por debajo del costo medio, se desactivaran plantas eléctricas hasta que haya un incremento en el precio y se restaure la igualdad dinámica entre los costos promedio de producción y los precios.

La principal ventaja de la creación del mercado competitivo de energía con respecto a la estructura económica tradicional del sector eléctrico, que se basa en la integración vertical de las empresas con tarifas calculadas sobre el costo del servicio, radica en el potencial de reducción de costos. Por consiguiente, los agentes construyen plantas de energía cada vez más eficientes que la media para recibir los beneficios adicionales, siempre que haya la oportunidad. Sin embargo, el aumento de la oferta termina reduciendo los precios y transfiriendo gran parte de la eficiencia alcanzada a los consumidores. Dicho incentivo para incrementar la eficiencia no se encontraba en la metodología antigua de remuneración por costos. El generador regulado por el costo del servicio no se beneficia al desarrollar un nuevo proyecto altamente eficiente, ya que su rentabilidad depende de la inversión no depreciada y no es favorecida por el aumento de la eficiencia. Además, las plantas que no fueron amortizadas nunca van a ser inhabilitadas, puesto que esta decisión supondría una pérdida para la empresa regulada, la cual estaría renunciando a una parte considerable del capital ya invertido y también, a cualquier ganancia que pueda obtener del mismo.

El modelo de mercado de la energía eléctrica también posee desventajas, de las cuales se pueden destacar tres:

La primera desventaja es de carácter estructural. En un régimen de mercado, el precio de la electricidad es más volátil que la tarifa cobrada a partir del costo del servicio. En los mercados competitivos, cualquier variación en la oferta o la demanda provoca fluctuaciones de los precios. Un aumento no esperado de la demanda, por ejemplo, aumenta el despacho de las plantas eléctricas con menor eficiencia en la conversión de combustible en energía, causando el incremento del precio en el mercado *spot*. Este precio más alto se aplica a toda la energía producida, lo que significa un impacto financiero importante para los consumidores.

En un régimen de tarifas por el costo, el precio también aumentaría debido a un gasto mayor en combustibles. No obstante, el aumento marginal de los costos no se transferiría a los consumidores porque la tarifa del productor regulado sólo tiene en cuenta el costo medio de operación y el retorno sobre el capital invertido, sin considerar el costo marginal, es decir, el costo de la unidad de producción más cara que es preciso activar a cada momento. Sin embargo, vale la pena señalar que, en el modelo de mercado, las variaciones de precios, que representan fluctuaciones en la rentabilidad de los productores, son fundamentales pues muestran la necesidad de realizar inversiones para reequilibrar el mercado de forma eficiente.

La segunda desventaja, se refiere a la relación estricta entre la eficacia del modelo de mercado y la inexistencia de poder de mercado, es decir, se presupone que ninguna firma es capaz de fijar el precio de forma individual o mediante un acuerdo. En un ambiente verdaderamente competitivo, el precio siempre es un dato y los agentes sólo tienen la opción de decidir si realizan, o no, la compra o venta de energía al precio del momento. Los agentes no tienen el poder de cambiar los precios, ya que estos, sólo se mueven como resultado de las fluctuaciones no coordinadas de la oferta y la demanda como un todo. Dado que, en sistemas eléctricos pequeños, algunas centrales eléctricas tienen un porcentaje significativo de la capacidad instalada total del mercado, existen dudas de que este tipo de modelo pueda ser aplicado fuera del contexto de mercados

de energía grandes. Inclusive en los grandes mercados, las reglas deben ser cuidadosamente elaboradas para evitar prácticas anticompetitivas. La supervisión por parte de la entidad reguladora es esencial porque los agentes suelen desarrollar formas innovadoras y creativas para influir en los precios de mercado con el fin de maximizar sus ganancias.

La tercera y más importante desventaja es la falta de una señalización clara para realizar inversiones en proyectos con costos de producción que no se encuentran vinculados al precio de la energía en el mercado. En los sistemas con predominio de generación térmica, el precio de la electricidad varía en la misma dirección que el precio de los insumos de energía: si el precio del gas natural o carbón cae, también lo hará el precio de la electricidad. Esta relación entre el precio de la electricidad al por mayor y el valor del combustible no representa un obstáculo para la inversión en nuevas plantas térmicas. Cuando el precio de los combustibles fósiles es el mismo para todos los generadores, o por lo menos se correlacionan de forma estricta, cualquier variación en dicho valor será transmitida al precio de la electricidad al por mayor sin alterar sustancialmente las ganancias de los generadores. La rentabilidad de los nuevos proyectos de generación térmica depende principalmente de su eficiencia técnica con respecto a los productores existentes.

Las centrales eléctricas de naturaleza hidráulica, nuclear y de fuentes alternativas (eólica y solar) se basan principalmente en costos fijos altos y por ende, tienen dificultad para asegurar la factibilidad económica a través de la venta de energía en el mercado *spot*, donde el valor del combustible influye considerablemente en la determinación del precio.

A pesar del interés de consumidores grandes por contratar energía a largo plazo, en el mercado libre es difícil encontrar contratos de suministro de energía que coincidan con los plazos y las condiciones de la rentabilidad de la inversión en nuevos proyectos de

fuentes renovables. Por lo tanto, cuando los proyectos con estas características son considerados estratégicos para la política pública, es común crear mecanismos extra-mercado capaces (y necesarios) que los hagan económicamente viables. La expansión de la capacidad instalada de la generación a partir de fuentes renovables en los países que tienen mercado de energía libre se produjo, principalmente, mediante el desarrollo de condiciones comerciales especiales y apropiadas para este tipo de emprendimientos, capaces de garantizar la viabilidad económica y financiera en el largo plazo. Este es el caso de incentivos como las tarifas *feed-in*, los certificados de obligaciones y los certificados verdes.

Paradójicamente, el aumento de la participación de centrales de energía renovable, viabilizadas en países avanzados esencialmente por mecanismos extra-mercado, tiende a crear imperfecciones en el funcionamiento de los mercados de energía y en la formación de precios en países donde estas fuentes consiguen alcanzar participación significativa en la matriz eléctrica, como Alemania, Portugal y España, llevando al fenómeno económico del precio de la energía muy cercano a cero o incluso negativo⁴ en algunos períodos de tiempo.

Por un lado, el objetivo de la política pública de expansión de la capacidad de generación eléctrica a través de fuentes renovables es, precisamente, reducir la emisión

⁴ En Alemania y Francia se han observado precios negativos en algunas situaciones donde hay abundante oferta de fuentes renovables. La lógica detrás del precio negativo radica en que el generador térmico con perfil de generación de base (sobre todo nuclear) prefiere pagar para no verse obligado a detener la producción e incurrir en costos asociados. En momentos de demanda baja (normalmente durante la noche) si existe un exceso de oferta, que surge por lo general de las fuentes renovables y de generadores con un alto grado de inflexibilidad, los precios llegan a indicar el cierre de las termoeléctricas con perfil de generación de base y un ciclo muy largo (y caro) para iniciar. Los generadores que no desean ser desactivados, para evitar los costos asociados a la parada y la posterior arranque de las plantas, pueden hacer ofertas de precio y pagar para continuar de produciendo energía, dicho pago es nombrado como precio negativo. En realidad, en ese momento los consumidores son pagos por consumir. Según EPEXSPOT, en 2012 hubo precios negativos en el mercado diario alemán durante 15 días (56 horas) y en el mercado intradiario a lo largo de diez días (41 horas). Ver: www.epexspot.com.

de gases de efecto invernadero (GEI) producto de la quema de combustibles fósiles. Por consiguiente, el aumento de la oferta de energías renovables en la generación total de estos países disminuye al mismo tiempo la producción de las centrales térmicas y los precios de mercado. Estos dos factores están asociados, porque:

- i. A medida que se utiliza una mayor proporción de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica, las centrales térmicas necesitarán ser accionadas con menos frecuencia, especialmente las más caras; y
- ii. Las plantas térmicas son responsables por la formación del precio horario, entonces, una menor activación de las centrales termoeléctricas más caras provocará, necesariamente, precios medios más bajos.

En consecuencia, se perjudica el modelo de negocio de los generadores térmicos, ya que las centrales termoeléctricas funcionan por menos tiempo y se remuneran a precios más bajos. A continuación se realizará el análisis de ejemplos específicos acerca este tipo de problemas.

3. *Liberalización de los mercados de energía en los mercados avanzados*

En esta parte del estudio se examinarán las experiencias más avanzadas de la liberalización del mercado eléctrico, especialmente, en algunos países desarrollados.

El primer paso hacia la liberalización del mercado fue la desagregación del sector, con la separación de los antiguos monopolios integrados verticalmente en empresas especializadas en generación, comercialización, transmisión y distribución de electricidad, a pesar de permanecer bajo el control del mismo grupo a través de un holding. Las dos últimas actividades (transmisión y distribución) siguen siendo monopolios regulados, mientras que las dos primeras, consideradas actividades

potencialmente competitivas, no están reguladas y fueron insertadas en un contexto de mercado competitivo.

El proceso de desagregación se produjo a finales de los 80 y se ha desplegado en un gran número de países, por lo menos en formas más simples. Por ejemplo, la facultad de que un inversionista pueda construir una nueva planta de generación como productor independiente (imposible en el antiguo diseño de mercado con monopolios verticalmente integrados) ahora tiene un carácter prácticamente universal. La posibilidad de que los generadores vendan energía en el mercado al por mayor, ya sea en un ambiente bursátil o en un mercado extrabursátil, también ha sido bastante difundida desde hace algún tiempo, aunque el comercio mayorista se centre en ventas para el mercado regulado en varios países.

Un segundo paso en la liberalización del sector eléctrico fue el establecimiento de un mercado libre donde los consumidores pudieran comprar energía directamente de los generadores y comercializadores, mediante acuerdos de precios y condiciones pactadas de forma desregulada. La libre comercialización, si bien es restringida para algunos segmentos de consumidores más grandes, también se ha extendido a nivel internacional en la actualidad.

Un paso más avanzado corresponde a la plena liberalización del mercado de la energía, en el cual todos los clientes son potencialmente libres. El diseño es aparentemente simple: todos los consumidores pueden comprar energía de cualquier comercializador, sin necesidad de estar vinculado a una empresa de distribución que tenga el monopolio de la concesión local. En estos casos, por lo general sigue existiendo una tarifa regulada para los consumidores finales que no deseen o que por alguna razón se crea que no deben comprar energía en el mercado no regulado. Un ejemplo de ello son las tarifas aplicadas a los llamados "consumidores vulnerables", pues autoridades de países como España, Francia y Portugal han establecido que los clientes

de bajos recursos no deben ser expuestos a las fluctuaciones de los precios del mercado libre y por lo tanto, tienen una tarifa regulada y estable.

Por último, el paso más radical en términos de liberalización, que sólo recientemente comenzó a ser implementado en algunos países, es convertir a todos los consumidores en consumidores libres. En este caso, ya no continúa habiendo una tarifa regulada integral, que incluye tanto los servicios de red como de energía. Los servicios de red siguen teniendo una tarifa regulada, dado que son monopolios naturales, pero la distribuidora ya no comercializa energía, pues se enfoca en el negocio de operación y la gestión de la red, y transfiere a las comercializadora el riesgo de la compra y venta de energía.

En términos generales, la liberalización tiene dos aspectos importantes:

- i. La liberalización de la actividad de generación mediante la creación de mecanismos de mercado para la compra y venta de energía eléctrica, se da a través de contratos o de un mercado de energía *spot*; y
- ii. La liberalización del comercio de energía eléctrica al cliente final que se puede restringir a una parte específica de los consumidores o cubrir todo el mercado.

3.1. Evolución de los mercados de energía eléctrica: El caso de la Unión Europea

La dinámica de la liberación de la actividad de generación en los mercados de los países desarrollados puede entenderse mejor a partir del ejemplo de la Unión Europea, específicamente con relación a la venta de electricidad al por mayor. La estrategia europea se trata, inicialmente, de fortalecer los mercados energéticos regionales con el propósito de estimular la competencia en la compra y venta de energía. La creación de un mercado integrado y único para la electricidad en la Comunidad Europea es un proyecto a largo plazo, que se está siendo implementando a partir de los mercados

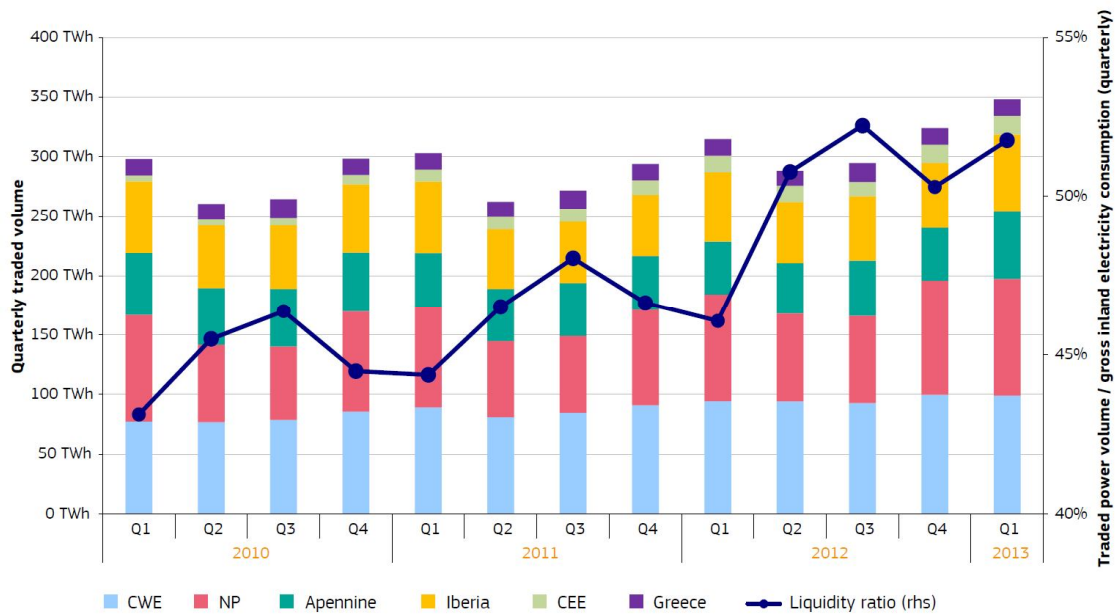
regionales existentes, que, desde el punto de vista físico, proporciona un aumento gradual de las interconexiones internacionales, incluso lento en función a los intereses de las *National Champions*⁵. El fortalecimiento de las interconexiones y la realización de transacciones entre los agentes ubicados en diferentes mercados regionales va a determinar la aproximación de los precios de la energía al por mayor, sentando las bases para la consolidación futura de estos mercados regionales hacia un mercado único europeo de la electricidad.

En el Gráfico 1 es posible observar que los principales mercados europeos de energía han demostrado un aumento de la liquidez en los últimos años. En 2013, el volumen de transacciones en el “mercado diario” llegó a superar el 50% del consumo interno total de electricidad en los países en cuestión. Mientras que entre 2005 y 2006, las transacciones en el mercado representaron menos del 30% del consumo interno en esos países⁶.

⁵ Sobre este tema, se sugiere leer Castro, N.J.; Leite, A. L. S.; Rosental, R. Integração energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul. *Revista GTD*. São Paulo. Año 8, No. 50, jul-ag 2012, pp. 94-97.

⁶ European Commission, 2011, p. 39.

Gráfico 1: Evolución trimestral del volumen de energía eléctrica negociado en los principales mercados al por mayor en Europa, 2010-2013



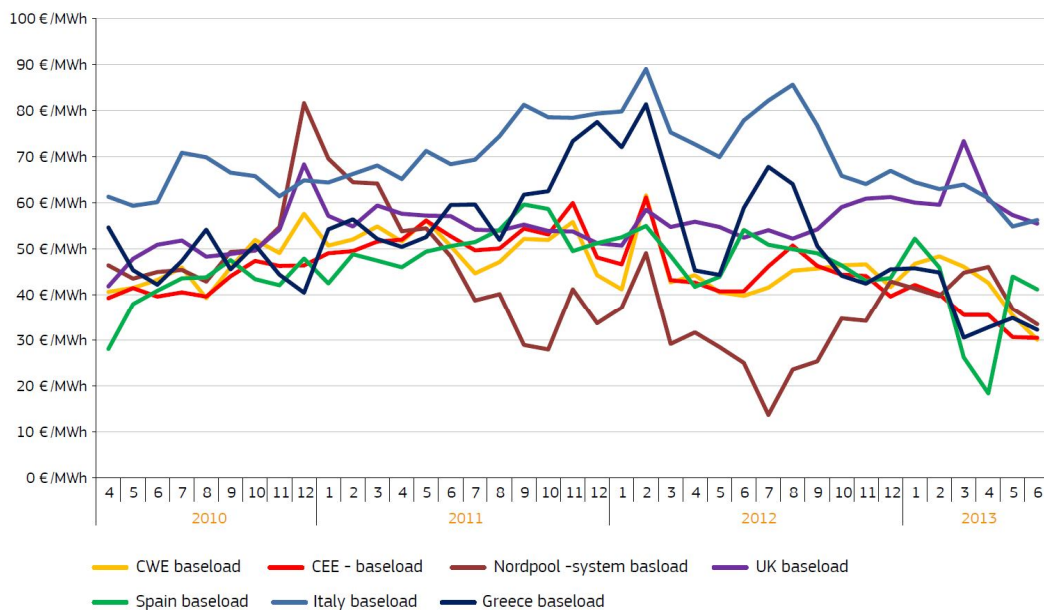
Fuente: European Commission, *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*. Basado en Platts, European power trading platforms, ENTSO-E.

Nota: Central Western Europe (CWE): Bélgica, Alemania, Francia, Luxemburgo, Holanda y Austria. Nordpoolspot (NP): Dinamarca, Estonia, Noruega, Finlandia y Suecia. Apennine (Italia). Iberia (España y Portugal). Central Eastern Europe – CEE (República Checa, Hungría, Polonia, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia). Greece (Grecia).

Por otro lado, de acuerdo con la información del gráfico 2, aún existen diferencias considerables entre los precios de la energía eléctrica entre los diversos mercados regionales europeos, con excepción de los mercados del Centro Oeste (CWE) y el Medio Oriente (CEE) de Europa cuya trayectoria de los precios promedio mensuales es bastante similar. En los demás mercados regionales de energía en Europa se puede evidenciar una amplia variedad de los precios y su dinámica, lo cual refleja el bajo nivel de interconexión entre los diferentes mercados. Por ejemplo, en Nordpool el precio está fuertemente influenciado por factores hidrológicos y puede caer a valores muy bajos en la época de deshielo de los años de hidrología favorable. En algunas ocasiones, el mercado ibérico se ve fuertemente afectado por el suministro de energía proveniente de fuentes renovables, en particular, eólica e hídrica. Con todo, ni el

mercado de Nordpool ni el sistema Ibérico tienen conexiones internacionales lo suficientemente grandes para exportar los excedentes hacia el resto de Europa y promover la equiparación de los precios.

Gráfico 2: Precios mensuales de la generación eléctrica de base en los principales mercados europeos, 2010-2013



Fuente: European Commission, *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*. Basado en Platts, European power trading platforms.

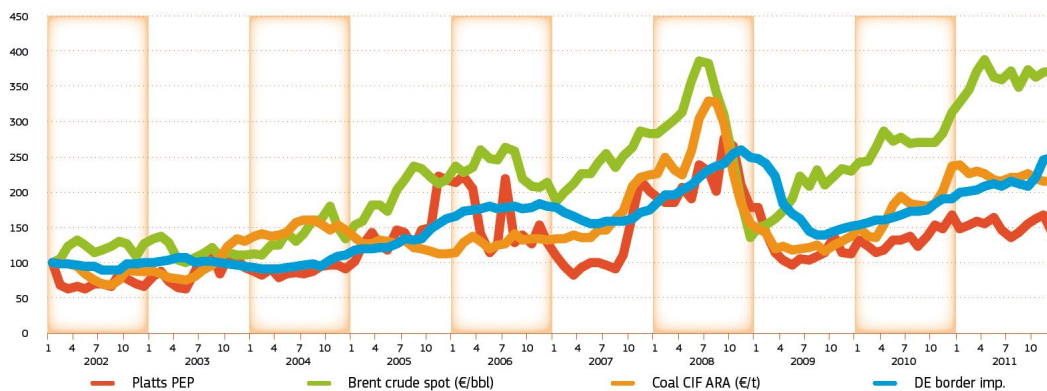
El precio de la energía en Europa, como en cualquier mercado con predominio de generación térmica, está correlacionado significativamente con el precio de los combustibles para la generación de energía, como fue analizado y demostrado anteriormente. El Gráfico 3 compara la evolución del Platts PEP (índice de precios de la electricidad al por mayor en Europa como un todo) con el precio de algunos insumos energéticos. En este gráfico se puede observar que, entre 2002 y 2008 el precio de la electricidad evolucionó en una trayectoria semejante al índice de precios del gas (DE border imp.) y del carbón. Pero después de la crisis de 2008 se nota claramente un

comportamiento diferente: el precio de mercado de la electricidad se desarrolla de manera contralada, alejándose de los precios altos del gas y el carbón.

La reducción del precio de la energía eléctrica con respecto al precio de los combustibles fósiles tiene dos explicaciones centrales:

- i. Después de la crisis económica de 2008, la caída en el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el mercado europeo redujo el precio de la generación a base de combustibles fósiles de forma generalizada, en particular, la generación con carbón a la que corresponde gran parte de la capacidad instalada total en Europa.
- ii. El aumento en la participación relativa de la generación a partir de fuentes renovables, especialmente, de la energía eólica que siempre desplaza la generación térmica por decisión de política pública, también contribuyó a separar la evolución del precio de la electricidad en el mercado mayorista del precio de los combustibles.

Gráfico 3: Evolución del Precio de la Electricidad en el Mercado al por Mayor Europeo, Petróleo, Carbón y Gas Natural, 2002 – 2011
(Enero de 2002 = 100)



Fuente: European Commission, *Energy Markets in the European Union in 2011*. Basado en Platts y BAFA.
Nota: *Platts PEP*: Índice de Precios de la Energía Paneuropea; *Brent crude spot*: Precio de referencia del petróleo en Europa; *Coal CIF ARA*: Índice de precios del carbón importado en el noroeste de Europa; *DE border imp.*: contrato a largo plazo basado en la importación de gas natural en Alemania.

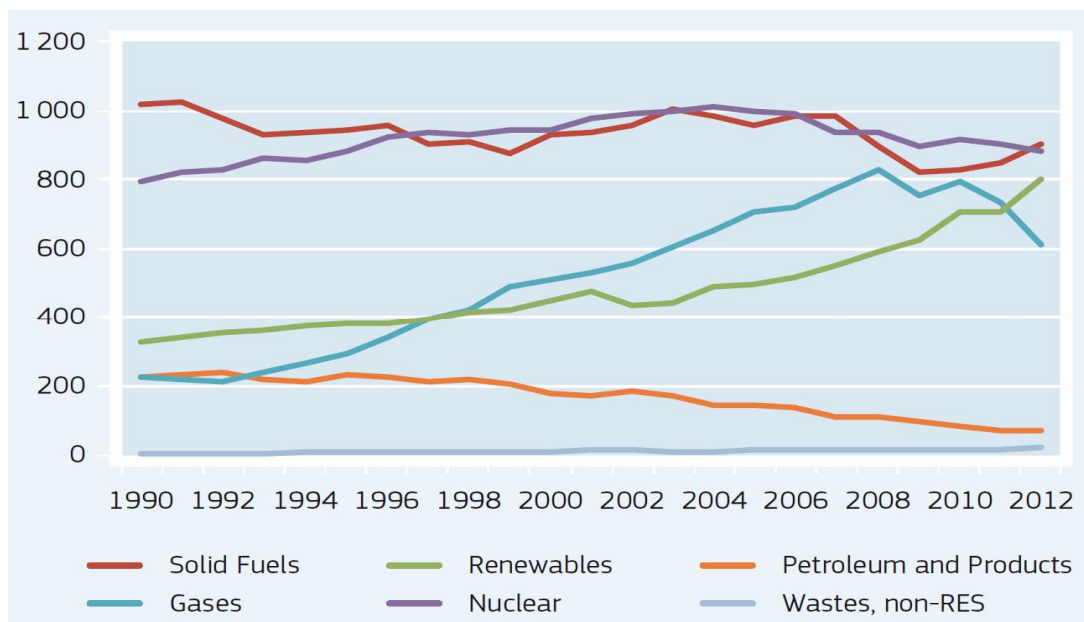
3.2. El crecimiento de las fuentes renovables en Europa y su impacto en el precio de mercado

El aumento de la generación con fuentes renovables en Europa y su impacto sobre los precios y el equilibrio del mercado de energía, merece de un análisis más detallado debido a la importancia del tema y su relación conceptual con el modelo brasileño en lo referente al mercado de corto plazo.

El crecimiento rápido de la generación a partir de fuentes renovables es el resultado directo de la política climática agresiva que ha sido adoptada por la Unión Europea. Sin embargo, el aumento gradual de la generación renovable y su efecto en la formación del precio de la electricidad en los mercados mayoristas, es un fenómeno que tiene implicaciones importantes para el futuro de la comercialización al por mayor de energía eléctrica.

En Europa, la producción de electricidad con recursos renovables ha mostrado un fuerte crecimiento desde los años 90, como se puede verificar en el Gráfico 4. En 2012, la generación de energía a partir de estas fuentes ya era la tercera más importante, prácticamente se igualaba con la generación a base de carbón y otros combustibles fósiles sólidos y con la producción nuclear. Este crecimiento se concentró en la producción de energía eólica (correspondiente al 30,4% del total de generación renovable en 2012), la biomasa (4,1%) y, más recientemente, en el incremento significativo de la generación solar (10,5%). La energía hidroeléctrica sigue siendo la principal fuente renovable, con el 54,1% del total, aunque prácticamente no hay condiciones para su expansión debido al agotamiento del potencial hidroeléctrico en el continente.

Gráfico 4: UE-28 – Generación bruta de electricidad por tipo de fuente, 1990 - 2012
(TWh)



Fonte: European Union: *EU Energy in Figures 2014*.

La política europea de lucha contra el calentamiento global, en general, trata de establecer metas vinculantes, relacionadas directamente con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, para cada uno de los países miembros. De esta forma, cada país debe implementar políticas apropiadas con el fin de lograr una reducción media del 20% de las emisiones para el año 2020. Específicamente, en 2007 se establecieron diferentes objetivos de eficiencia energética y reducción de emisiones, dentro de los cuales se destaca, para los propósitos del presente estudio, alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo total para el promedio de los 28 países de la Unión Europea⁷. La Comisión Europea de Energía, promulgó en 2009 el denominado “Paquete del Clima y la Energía” que contiene las

⁷ Desde la adición de Croacia en 2013, la Unión Europea está compuesta por 28 países.

directrices con las medidas y disposiciones generales para los Estados miembros. Vale la pena resaltar que cada país tiene autonomía y es responsable de aplicar dichas directrices de acuerdo con la política local y, de ser necesario, adaptar la legislación nacional a los lineamientos de la UE. Es decir, los Estados tienen autonomía con relación a los instrumentos de política energética para alcanzar las metas globales.

El objetivo vinculante del 20% de fuentes renovables en el consumo de energía puede ser alcanzado en el transporte, la calefacción y refrigeración o en la producción de electricidad. Dado que el sector eléctrico es más regulado que el sector transporte y el de climatización, muchos países han optado por cumplir la meta de renovables a través de programas de expansión de la cuota de generación de energía eólica, solar, biomasa, etc. en la matriz energética. Tal parece que el objetivo de ampliar hasta 20% el porcentaje de generación eléctrica a partir de fuentes renovables será superado y posiblemente alcanzará un nivel en torno al 30% de la electricidad generada en la UE. En el año 2012, según datos de la Eurostat, el 23,5% de toda la electricidad producida en Europa era procedente de fuentes renovables. Teniendo en cuenta que la crisis económica de 2008 afectó considerablemente a los países del sur de Europa y provocó una reducción importante en el ritmo de la inversión, se puede esperar un crecimiento significativo de las fuentes renovables para el año 2020 debido a la fuerte inversión de grandes economías europeas, como Gran Bretaña, Francia y Alemania.

Cabe señalar que la expansión de la generación renovable es una decisión de política climática y no el resultado de los mecanismos de mercado, por dos motivos: i) el costo de la generación de energía renovable que está relacionado con el retorno de la inversión y los costos fijos, lo cual dificulta llevar a cabo emprendimientos y atraer la financiación cuando la volatilidad del precio estimado de la energía generada es demasiado alta como en el caso de un mercado con preponderancia de generación térmica, donde el precio de la electricidad es precisamente determinado por el precio volátil del combustible; ii) se ha producido la ampliación del uso de energía renovable

a pesar que el costo de estas fuentes es más alto que el de la generación tradicional. Por lo tanto, cada país de la UE ha desarrollado un programa particular de incentivos y subsidios con el fin de facilitar la expansión de la generación de energía a partir de renovables utilizando algún mecanismo, como las tarifas *feed-in*, para hacer financieramente atractivos los emprendimientos y de esta forma, protegerlos de la incertidumbre del precio de mercado de corto plazo. La diferencia resultante entre el costo de la generación renovable incentivada y el precio de la energía en el mercado *spot* ha sido, en general, financiada por los consumidores a través de diversas tasas, los cuales han venido creciendo de manera significativa.

La generación de energía de origen renovable, obligatoriamente, desplaza a los generadores térmicos tradicionales en el mercado energético. Dado que las plantas de energía renovable tienen prioridad de despacho, toda la energía producida debe ser introducida a la red y consumida y, remunerada mediante una tarifa previamente definida y adecuada para cada proyecto, en lugar del precio de mercado. Así, cada vez que hay una gran cantidad de energía natural disponible (agua, viento y sol) la cuota de mercado que debe ser abastecida por los generadores tradicionales se reduce. Pero, paradójicamente, los costos para el consumidor aumentan ya que la energía renovable es en general más cara que la generación a base de combustibles fósiles. Por ende, el crecimiento de las renovables provoca el despacho menos frecuente de las centrales termoeléctricas y la caída del precio de mercado porque estos son fijados en función de la térmica más cara operando en determinado momento.

Cualquier generador renovable, con o sin tarifa *feed in*, producirá energía cuando haya condiciones climáticas favorables, pues **estas plantas no responden a las señales de precios de mercado**. Utilizando la terminología microeconómica tradicional, la

generación a partir de fuentes renovables tiene un alto componente de costos fijos⁸ dentro de su estructura de costos. Los costos más importantes son, el costo del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento, que en general se ven poco afectados por la cantidad de energía generada. Consiste en una estructura de costos muy diferente de los generadores térmicos, en donde los costos variables cobran mayor relevancia ya que son determinados por el consumo de combustibles. Una central térmica que participa en el mercado sólo ofrece energía cuando el precio de mercado cubre por lo menos los costos variables en que ha incurrido. Este comportamiento no se aplica a un generador basado en fuentes renovables, pues para este siempre es mejor vender energía, así sea a un precio muy bajo, ya que cualquier ingreso obtenido va a sobrepasar los costos variables de la producción de energía que son casi nulos.

En la práctica, la mayor parte de los generadores renovables producen energía eléctrica cada vez que existen condiciones técnicas para hacerlo, sin importar el precio del mercado *spot*⁹, siendo remunerados a través de la tarifa *feed in* o vía precio de mercado.

⁸ Ver Castro, N.J.; Brandão, R. y Dantas, G. y Marcus, S. *Market design for electrical systems where renewables are a growing presence*. GESEL-IE-UFRJ. Río de Janeiro, mayo de 2011. (TDSE No. 31)

⁹ Con excepción de algunos generadores hidroeléctricos que pueden almacenar energía en forma de agua mediante el uso de embalses. Dichos generadores hídricos no ofrecen energía con base en los costos de producción, sino basados en la expectativa con relación al precio de la energía. Por ejemplo, es posible almacenar agua en el fin de semana para turbinarla durante el transcurso de la semana en el horario de punta, aprovechando los precios más altos. Sin embargo, cuando se presentan lluvias de gran intensidad la lógica de los generadores hídricos se convierte en la misma de los otros generadores renovables: Si los embalses se llenan y hay abundantes lluvias, guardar el agua ya no es una opción viable y por lo tanto, vale la pena producir toda la energía que la planta sea capaz de generar, sin importar el precio. Lo contrario se aplica en épocas escasez de lluvias, cuando el embalse está vacío – sólo se puede generar la energía correspondiente a la dinámica fluvial del momento. En cualquier caso, la capacidad hidroeléctrica instalada de Europa no es, en general, muy representativa y la capacidad de almacenar energía en los embalses tampoco es importante. Noruega puede ser considerada una excepción pues tiene una alta capacidad instalada en comparación con el consumo interno y una capacidad de almacenamiento es bastante significativa, aunque no siempre pueda ser contralada (gran parte del agua

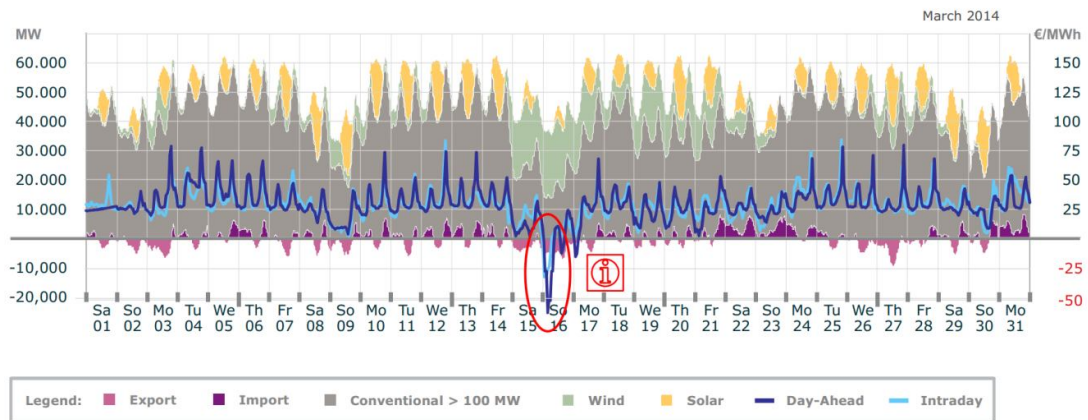
Cuando la proporción de este tipo de generación en la oferta de energía total es pequeña, el precio de mercado se altera de forma mínima, pero si ocurre lo contrario, cuando la generación a base de costos fijos gana una participación significativa en la oferta total de energía, la dinámica de formación de precios de mercado cambia profundamente.

El Gráfico 5 muestra los datos de la producción y los precios horarios de la energía eléctrica en Alemania para el mes de marzo de 2014 e ilustra bien el efecto de las fuentes renovables en la formación de los precios del mercado *spot*. Durante el 15, 16 y 17 de marzo de 2014, el incremento de la generación eólica le permitió a Alemania exportar energía y reducir los precios hasta el punto de volverlos negativos por algunas horas¹⁰.

es acumulada en estado sólido en las montañas durante el invierno para ser suministrada en el momento del deshielo).

¹⁰ En el mercado se presentan precios negativos cuando los generadores térmicos, especialmente nucleares que tienen una rampa de carga lenta, prefieren pagar a otros generadores para continuar produciendo energía y no tener que incurrir en el costo de detener y más adelante activar de nuevo la planta de energía.

Gráfico 5: Precio spot y generación de energía eléctrica por fuente en Alemania, marzo de 2014



Fuente: Johannes Mayer, *Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2014*;
 Datos: EPEX-SPOT / EEX

Es importante tener en cuenta que el precio *spot* del mercado alemán se mantuvo relativamente bajo en los últimos años, situándose alrededor de los €30 a €50¹¹. Sin embargo, el precio del mercado *spot* no refleja el costo efectivo de la generación de energía en Alemania, que es alto debido a la remuneración de las renovables que se fija a través del sistema de tarifas *feed in* y no por el resultado de las subastas del día siguiente. El valor de la diferencia entre el precio *spot* y las tarifas *feed-in* es cubierto mediante el pago de tasas. Por lo tanto, el esfuerzo por aumentar la capacidad renovable instalada resultó en un mayor costo para el consumidor pero, paradójicamente, también provocó la disminución de los precios de mercado. Esto sucede incluso persistiendo la importancia de la generación a base de combustibles fósiles, como se puede observar en la Tabla 1. En 2013, las fuentes renovables respondieron por el 24,1% de la generación total alemana. La cuota de renovables en la generación media anual no parece ser alta si se toma como referencia el caso

¹¹ Según datos de la EEX, entre el 2009 y el primer semestre de 2014 el precio promedio fue de €42.

brasileño. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que la mayor parte de la generación renovable alemana no es controlable. Como se muestra en el Gráfico 5, la proporción de la generación eólica y solar parece ser pequeña en el promedio anual, pero en momentos específicos es posible que sea mucho mayor. Los datos del primer trimestre 2014 evidencian que el 27,8% de la producción total de energía es de origen renovable, principalmente, energía eólica (12,4% del total)¹².

Tabla 1
Producción de electricidad
en Alemania por fuente, 2013

Fuente	% Total
No renovables	75,9
Carbón	44,9
Nuclear	15,4
Gas natural	10,6
Petróleo	1,0
Otros	4,0
Renovables	24,1
Eólica	8,5
Biomasa	6,7
Fotovoltaica	4,8
Hídrica	3,3
Residuos urbanos	0,8

Fuente: Statistische Bundesamt,
www.destatis.de.

La disminución de los precios de mercado, pero no de los costos, producto del aumento de la participación de las renovables en la generación de energía amenaza seriamente el modelo de negocio de los generadores térmicos tradicionales, que venden la electricidad en el mercado *spot*. Por un lado, las termoeléctricas operan por un número de horas menor, lo cual incrementa el costo promedio de la energía

¹² Fuente: Bruno Burger, Fraunhofer ISE, Fecha: Bundesnetzagentur, Mayer 2014.

producida (los costos fijos se distribuyen en una menor cantidad de horas). Por otro lado, los precios *spot* caen. En última instancia, es posible que varios generadores no logren saldar sus cuentas, ya que sus ingresos sólo alcanzan a cubrir los costos variables y una parte de los costos fijos. En este caso, la señal económica es clara: las plantas que no son rentables deben cerrar sus actividades. No obstante, esta señal económica puede llevar a resultados ineficientes, ya que la confiabilidad y seguridad del suministro de sistema eléctrico requiere de una cierta cantidad de generadores disponibles que puedan ser accionados para nivelar la generación total y adaptarla a la carga, incluso compensando las oscilaciones de la generación renovable que, por definición, es intermitente.

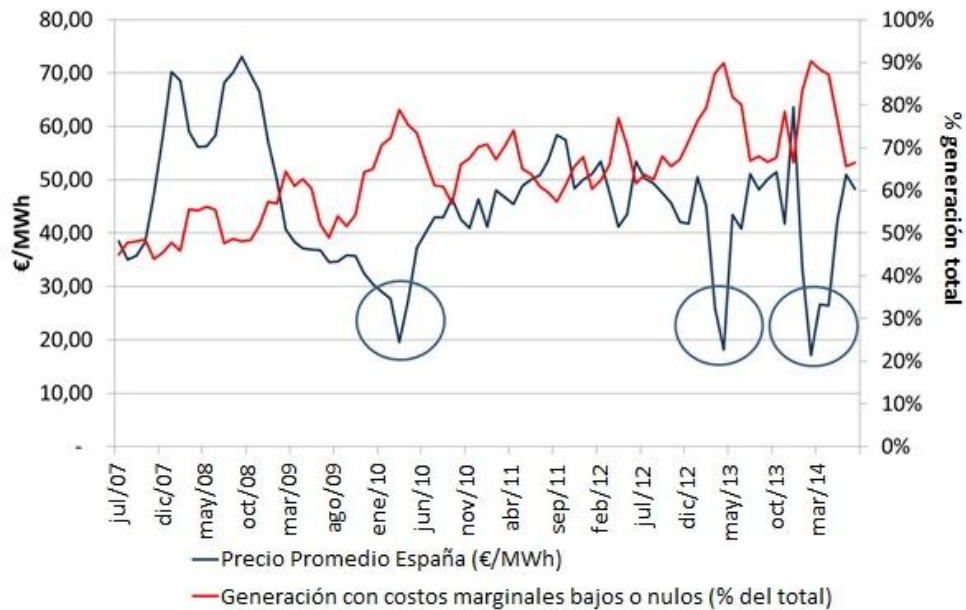
Otro efecto en la dinámica del mercado provocado por el crecimiento de la generación renovable se refiere a la financiación del intercambio internacional de energía. En épocas de alta oferta de fuentes renovables, la señal de precio de mercado tiende hacia las exportaciones de energía, tal como fue presentado y analizado en el Gráfico 5, que también refleja los flujos de importación y exportación de energía eléctrica. Pero, la remuneración de la energía exportada se realiza teniendo como referente el precio *spot* en el mercado de destino, que probablemente será bastante inferior a la tarifa *feed in* que se le paga a los generadores renovables en el mercado local. La correlación causal de este análisis es la siguiente: el incremento de la generación renovable provoca, via tasas, el aumento de los costos para los consumidores locales. El aumento de la generación renovable reduce el precio *spot* del mercado interno, que llega a ser menor que el del mercado de externo, lo que conlleva a la decisión de exportar. A pesar de ello, es probable que la remuneración de la energía exportada sea menor que la tarifa de generación. Como resultado, los consumidores del mercado exportador son quienes, inadvertidamente, financian la exportación a través del pago de tasas.

El caso español permite ilustrar y profundizar el análisis de este fenómeno económico. España ha desarrollado una política industrial innovadora y ha invertido fuertemente

en la generación renovable. En consecuencia, la participación de las renovables en la matriz eléctrica es lo suficientemente alta como para causar alteraciones en el mercado de energía *spot*. En el gráfico 6 es posible comprobar este comportamiento, incluso en escala mensual. Los datos corresponden a los precios medios mensuales y al porcentaje de generación total de energía de las centrales eléctricas con costos marginales de producción bajos o nulos, es decir, nuclear, hidráulica, eólica, solar y cogeneración¹³. Estos generadores alcanzan picos de producción cuando hay exceso de vientos y/o alta intensidad de lluvias y, tal como se mostró en el caso alemán, el aumento de la oferta renovable disminuye el precio del mercado *spot*, pero no los costos de la generación. En este gráfico se indican algunos meses en que el precio medio fue, claramente, atípico. En todos, la cantidad de energía generada con costos marginales bajos o nulos era muy alta, debido a la abundante generación eólica y/o hídrica.

¹³ Los generadores con costos marginales muy bajos o iguales a cero son, para efectos prácticos, los que ofrecen energía independientemente de los precios de mercado. La baja sensibilidad a los precios de mercado justifica la inserción de la generación nuclear. El costo del combustible nuclear a pesar de ser pequeño no es insignificante, sin embargo, en la práctica las plantas nucleares operan de forma continua sin importar el costo de mercado. Las centrales de energía nuclear en España suelen operar con un factor de capacidad alrededor del 90% y su producción no responde a los precios, lo mismo sucede con la cogeneración. La generación solar y eólica reacciona ante la disponibilidad de energía natural y no frente al precio. La energía hidroeléctrica puede tener un comportamiento ligeramente diferente ya que algunas plantas tienen la capacidad de almacenar energía y pueden guardarla para su posterior uso, pero en situaciones hidrológicas favorables, las hidroeléctricas también dejan de responder a la señal de precio, produciendo toda la energía disponible.

Gráfico 6: Precio promedio mensual de la electricidad en el mercado español y participación de la generación, con costos marginales bajos o nulos, en el total de la producción, 2007-2014



Fuente: Gesel- UFRJ con base en los datos del OMIE (Operador del Mercado Ibérico, Polo Español) y de la Red Eléctrica de España.

El balance mensual del sistema peninsular español de febrero de 2014, reproducido en la Tabla 2, permite comprender mejor esta situación. El sistema eléctrico de España que tiene 102 GW de capacidad instalada, distribuidos entre las plantas que operan en el régimen ordinario, es decir, aquellas que venden energía en el mercado *spot* no regulado y representan el 61,2% del total. El resto son centrales que funcionan bajo el régimen especial, cuyos ingresos están vinculados con las tarifas *feed in* reguladas.

Tabla 2
España: Balance del Sistema Eléctrico Peninsular, febrero de 2014.

Régimen Ordinario(Mercado)	Capacidad Instalada		Generación	
	MW	%	Promedio (MW)	%
Hidráulica	17.765	17,4%	8.076	25,2%
Nuclear	7.866	7,7%	7.328	22,8%
Carbón	11.131	10,9%	1.215	3,8%
Petróleo	520	0,5%	0	0,0%
Gas ciclo combinado	25.353	24,8%	1.969	6,1%
Consumo de la generación			-547	-1,7%
Subtotal Régimen Ordinario	62.635	61,2%	18.040	56,2%
Régimen Especial (Feed in)				
Hidráulica	2.086	2,0%	1.121	3,5%
Eólica	22.743	22,2%	8.754	27,3%
Solar fotovoltaica	4.439	4,3%	599	1,9%
Solar térmica	2.300	2,2%	154	0,5%
Térmica renovable	981	1,0%	490	1,5%
Cogeneración y resto	7.123	7,0%	2.930	9,1%
Subtotal Régimen Especial	39.672	38,8%	14.047	43,8%
Generación Neta			32.087	100,0%
Consumo en bombeo			-942	-2,9%
Enlace Península-Baleares			-129	-0,4%
Intercambios internacionales			-730	-2,3%
Mercado Español	102.307		30.285	94,4%

Fuente: Red Eléctrica de España, Boletín Mensual, Febrero 2014

Entre las plantas del régimen ordinario las hídricas, nucleares y a base de carbón y petróleo son en su mayoría centrales antiguas y en funcionamiento desde antes del proceso de liberalización del mercado, mientras que las centrales a gas de ciclo combinado son relativamente recientes. Las plantas a gas más antiguas reciben sólo el precio *spot* por la producción efectiva. Sin embargo, algunas plantas nuevas de ciclo combinado, también reciben una renta fija por la capacidad instalada¹⁴, la cual es

¹⁴ La renta por capacidad (pagos por la capacidad) es resultado del reconocimiento por parte de los reguladores que el precio *spot* de la energía no constituye una señal económica confiable para la expansión de la generación térmica en un sistema con capacidad instalada renovable en crecimiento. Al respecto ver CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R. y DANTAS, G. y MARCU, S. *Market design for electrical systems where renewables are a growing presence*. GESEL-UFRJ. Río de Janeiro, mayo de 2011. (TDSE No. 31)

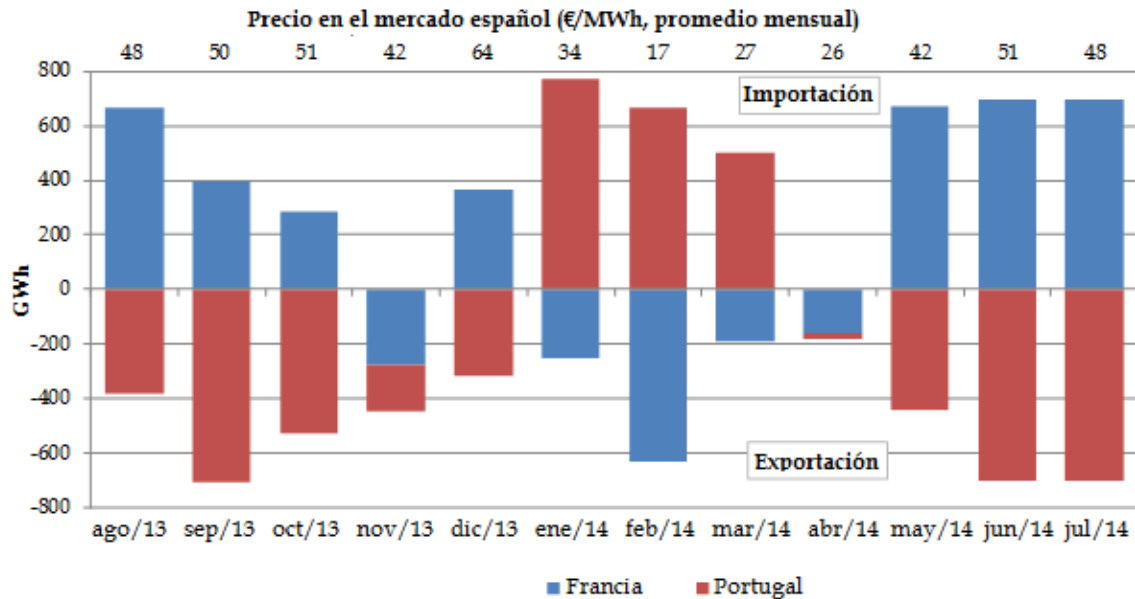
otorgada por el gobierno en el momento de su construcción con el fin de fomentar la inversión y facilitar la amortización del capital invertido. En tanto que las centrales en régimen especial, correspondientes al 38,8% de la capacidad total instalada, son remuneradas a través de tarifas *feed in* y cada fuente recibe un tratamiento específico. La mayoría de estas plantas fueron construidas después del año 2000.

En febrero de 2014 sobresale el grado de ociosidad de las plantas térmicas movidas por combustibles fósiles, las cuales suman en total 37.004MW de capacidad instalada, pero tan sólo generan 3.183MW promedio, representando un factor de capacidad inferior al 8,6%. La inactividad de las plantas térmicas se debe a que las centrales nucleares, con generación inflexible, produjeron de manera continua (factor de capacidad del 93,2%). La centrales hídricas tuvieron un índice de productividad 1,6 (la generación fue 60% mayor de lo esperado para esta época del año) y la energía eólica contribuyó con el 27% de toda la energía en el mes. En este mes, el precio del mercado *spot* alcanzó un mínimo histórico de €18,63 (promedio ponderado) y el precio final de la energía, que incluye una tasa para cubrir la remuneración por la capacidad de ciclos combinados y otras tasas por servicios de regulación del sistema a los consumidores, inclusive la diferencia relacionada con las tarifas *feed in*, fue de €33,01. Estas cifras expresan claramente la paradoja entre el precio *spot* y el costo de la energía determinada por la incapacidad de las reglas del mercado para adaptarse al aumento de la participación de las fuentes renovables.

Otro problema en el funcionamiento de los mecanismos de mercado causado por el aumento de la cuota de energías renovables en el mix de generación, es el financiamiento de la energía exportada en situaciones donde hay producción significativa de renovables relacionadas con las tarifas *feed-in*. El Gráfico 7 permite vislumbrar mejor este problema a partir de los precios medios mensuales en el mercado español (media aritmética) y las cantidades de energía importadas y exportadas por España en su comercio con Portugal y Francia durante 2013 y 2014. En

primer lugar, al observar el intercambio comercial realizado entre Francia y España, se evidencia que en la mayoría de los meses España importó energía desde Francia. No obstante, entre enero y abril de 2014, este flujo se invirtió y Francia se convirtió en un importador neto. En dichos meses, en España el precio *spot* fue particularmente bajo, ya que existían condiciones climáticas favorables para la generación de renovables. La elevada generación de renovables, a través de tarifas *feed in*, implica mayores costos para el consumidor y el precio obtenido por las exportaciones puede no ser suficiente para compensar el costo efectivo de la generación en España. De hecho el precio de mercado era bajo, pero este sólo incidió en la generación de régimen ordinario, que en febrero 2014 representó el 56,2% del total, el resto de la energía se valoró de acuerdo con la tarifa *feed in* de cada proyecto. El costo promedio para el consumidor español fue sustancialmente más alto que el del mercado *spot*, aunque las decisiones de exportación se tomaron con base en los precios del mercado *spot* y no con base en los costos efectivos de la generación. De esta forma, si por un lado las centrales eólicas contribuyeron en la reducción de los precios *spot* y produjeron gran parte de la energía excedente exportable, nada garantizaba que los precios obtenidos en el mercado francés valieran la pena para el consumidor.

Gráfico 7: España: precio spot, importación y exportación de electricidad, 2013-2014



Fuentes: Red Eléctrica de España, Boletín Mensual (agosto/13 a julho/14), OMIE (Operador del Mercado Ibérico, Polo Español).

Siguiendo la evolución del comercio de energía entre España y Portugal, se observa que este primer país normalmente exporta energía eléctrica hacia Portugal. Sin embargo, entre enero y marzo de 2014, fue Portugal quien exportó electricidad a España y lo hizo a precios de energía muy bajos. De nuevo, fueron las fuentes renovables de Portugal, principalmente hidroeléctricas y eólicas, las responsables de la reducción de los precios en el mercado portugués y la producción del excedente de energía exportable. Sin embargo, de manera similar a lo ocurrido en España, el costo de la energía producida en Portugal no fue bajo, pues el 38% de la energía era obtenida en el régimen especial¹⁵ remunerada con tarifas más altas que los precios de mercado.

¹⁵ Estadística Mensual del SEM, Febrero de 2014, Rede Eléctrica Nacional, www.centrodeinformacao.ren.pt.

Finalmente, en un futuro cercano se espera un incremento significativo en la generación de energía con fuentes renovables. Como se muestra en la Tabla 3, el crecimiento de las renovables en los próximos años debe ser sustancial. En 2012, la cuota de renovables en el consumo final bruto de energía fue de 14,3%, superando el objetivo fijado por la Comisión Europea correspondiente al 11,0% para el mismo año. Dado que la meta es del 20% para el año 2020, es de esperar que se presenten nuevas inversiones en generación renovable que podrán resultar en un aumento significativo en la producción de electricidad a partir de estas fuentes.

Tabla 3
Metas de participación de fuentes renovables en el consumo bruto final de energía por país seleccionado, 2012 – 2020

	Objetivos 2012	Participación alcanzada 2012	Objetivos 2020
UE-28	10,7%	14,1%	20,0%
Alemania	8,2%	12,4%	18,0%
España	11,0%	14,3%	20,0%
Francia	12,8%	13,4%	23,0%
Portugal	22,6%	24,6%	31,0%
Reino Unido	4,0%	4,2%	15,0%
Italia	7,6%	13,5%	17,0%

Fuente: European Commission, EU Energy in Figures 2014

En resumen, el estudio de caso europeo evidencia la paradoja existente entre el desarrollo de los mercados mayoristas de electricidad en escala continental y los desafíos que tienen los sistemas eléctricos ante el crecimiento de la cuota de energías renovables en el mix de generación. Los principales retos están relacionados con el impacto de las fuentes renovables en la formación de precios. Los precios del mercado *spot* tienden en general a la baja, mientras que el costo final para los consumidores sube en función de las tarifas subsidiadas para las renovables y debilita la correlación

histórica entre el precio *spot* de electricidad en el mercado al por mayor y el precio de los combustibles.

Como resultado de este proceso, se deteriora el poder de señalización del precio sobre las decisiones de los agentes. Especialmente, los generadores tradicionales cuyo referente de precios es el mercado, además de no tener ninguna señal de inversión clara también les resulta cada vez más difícil remunerar las inversiones existentes. La pérdida de rentabilidad de los generadores térmicos que operan en el mercado podría estar indicando su desactivación. Pero, en algunos casos, es posible que esta señal sea errónea, ya que la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico dependen de la disponibilidad de capacidad de generación controlable, la cual puede ser activada cuando las condiciones climáticas no sean adecuadas para la generación renovable.

Otro aspecto importante del crecimiento de las renovables en la matriz energética de Europa es que el precio de la electricidad en el mercado deja de reflejar el costo real de la energía y por ende, gran parte de las plantas eléctricas deben ser remuneradas a través de tarifas extra-mercado, obligando a la aplicación de tasas. En algunas ocasiones, sobre todo cuando hay exportación de energía como resultado de un aumento en la generación renovable, termina existiendo en la práctica un subsidio involuntario a la exportación.

El principal enfoque de la Comisión Europea para atenuar los problemas relacionados con la mala formación de precios derivada del crecimiento renovable es el fortalecimiento de las interconexiones entre los mercados regionales lo cual ayuda a reducir las diferencias de precios y a absorber el incremento local y momentáneo de la generación renovable. El aumento de la capacidad de transporte internacional de energía ha ocurrido a un ritmo lento, pero un eventual incremento de la inversión en esta área puede hacer que el incremento de la cuota de las energías renovables en la generación total europea se dé sin que empeoren las perturbaciones del precio de

mercado hasta ahora verificadas. Sin embargo, aún faltaría definir, a través de innovaciones regulatorias, un mecanismo de compensación para la exportación de la energía cuando está es producto de la generación renovable financiada por los consumidores del país exportador mediante una tarifa extra-mercado.

3.3. La reforma del mercado mayorista británico

El sector eléctrico británico fue el primero en pasar por un proceso de liberalización dentro de los países desarrollados, convirtiéndose de esta forma en uno de los principales referentes internacionales para las reformas de los mercados de energía eléctrica.

Actualmente, el modelo británico tiene que enfrentar dos retos importantes, superar el fin de la vida útil de gran parte del parque termoeléctrico y aumentar sustancialmente la proporción de renovables en la matriz energética, lo cual ha permitido el inicio de un proceso de reforma al modelo¹⁶. Este proceso vale la pena ser estudiado porque gran parte de los problemas, previamente tratados, sobre el diseño de la comercialización al por mayor de energía en Europa, están en el centro de la reforma británica. La nueva configuración del mercado se está dando con una mayor intervención del Estado. Así, el principal objetivo de esta sección será analizar el modelo británico.

El mercado mayorista británico ha sufrido varias reformas desde la liberalización y privatización del sector en 1990. Inicialmente, se realizó la privatización de toda la generación no nuclear¹⁷, en pocas palabras, se creó un *pool* de energía cuyo despacho era centralizado por el Operador del Sistema, del cual todos los distribuidores

¹⁶ En esta parte ver Newbery, 2013.

¹⁷ La generación nuclear fue privatizada en 1996.

compraban energía. Los generadores informaban un día antes sobre la disponibilidad de los equipos y los precios para la generación de energía en diferentes niveles. Todos los generadores que se declaraban disponibles recibían una remuneración por la capacidad con base en el costo marginal en que incurría el sistema cada vez que había generación. Los datos eran introducidos en un programa informático de operación del sistema eléctrico que calculaba el despacho económico ideal y el costo marginal en intervalos semihorarios y, posteriormente, se determinaba el despacho real teniendo en cuenta las restricciones de transmisión. Todos los generadores que fueron programados en el despacho ideal eran activados por orden de mérito y tenían derecho a un pago por pérdidas de ganancias si no era posible generar energía debido a las restricciones de transmisión (*constrained off*). Mientras que los generadores fuera del orden de mérito, pero que eran obligados a generar por razones eléctricas, recibían una compensación superior al costo marginal (*constrained on*).

El *pool* comenzó a operar en un mercado que, después de las privatizaciones, quedo bastante concentrado. Pero, con la abundante oferta de gas natural barato del Mar del Norte, y ante a la ausencia de barreras a la entrada en el *pool*, varios productores independientes ingresaron al mercado. A pesar de ser considerado un éxito en muchos aspectos, dicho *pool* fue reemplazado en 2001. La agencia reguladora evaluó que el diseño del mercado *pool* permitía la intervención de los agentes en la formación de los precios de mercado, pues todos ellos tenían acceso al programa de optimización de despacho centralizado y por consiguiente, eran capaces de calcular las ofertas de precios por encima de los costos de producción.

En el nuevo diseño de 2001 (NETA, *New Electricity Trading Arrangements*), el mercado mayorista se concentró tan sólo en un mercado de energía y sin despacho centralizado. También, se otorgó un fuerte incentivo económico para la contratación bilateral entre generadores y comercializadores, en forma de sanciones causadas por la diferencia entre la energía contratada y el consumo o generación medida, y se eliminaron los

pagos por potencia. El nuevo diseño del mercado, con incentivos a la contratación antes del despacho, indujo a la integración vertical de las empresas la cuales asumieron un papel más relevante en la generación y comercialización. En el año 2005 hubo una nueva reforma, más pequeña, con la inclusión de Escocia en el mercado mayorista y el establecimiento de un precio único para Gran Bretaña (BETTA, *British Electricity Trading and Transmission Arrangements*).

La reciente necesidad de realizar otra reforma en el mercado mayorista británico fue motivada por dos hallazgos importantes:

- i. Es posible que la regulación no proporcione un estímulo adecuado para facilitar la sustitución de varias plantas de carbón y nucleares que se encuentran en el fin de su vida; y
- ii. Los compromisos asumidos ante la UE para reducir el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero pueden no cumplirse de manera adecuada.

Para finales de 2015 se prevé el desmantelamiento de las antiguas centrales eléctricas de carbón con una capacidad total instalada de 12GW, que equivalen al 20% de la demanda máxima británica. Este conjunto de plantas termoeléctricas no cumple con la directiva de la Comisión Europea sobre las emisiones contaminantes y, dada la antigüedad de los equipos, el *retrofit* no es económicamente viable. Además, se ha programado para 2016, la desactivación de las centrales nucleares más viejas, con una capacidad instalada total de 6,3GW.

Por otra parte, los compromisos asumidos con la Comunidad Europea implican la descarbonización sustancial de la economía y en particular, del mix de generación de electricidad. El análisis realizado por la Agencia Reguladora Ofgem en 2009 mostró que el mercado mayorista de energía no sería capaz de proporcionar los incentivos y la seguridad necesaria a los inversionistas para realizar enormes inversiones que

puedan reemplazar la capacidad de estos equipos de generación¹⁸. Actualmente, está en curso la reforma del mercado de energía británico que tiene tres elementos esenciales: *contratos por diferencias*, *precio mínimo del carbono en el mercado* y *mercado de capacidad*, que serán analizados a continuación.

Los *contratos por diferencias* entre el gobierno y los nuevos generadores, sobre todo de fuentes renovables, pero también nuclear y otros que reemplazan las *Renewable Obligations*¹⁹. Estos contratos constituyen una garantía del precio de venta de la energía en el largo plazo. La propuesta consiste en que los generadores vendan la energía en el mercado, recibiendo el precio de corto plazo. Sin embargo, habrá una garantía de precio en el contrato con el gobierno: si el precio medio de venta es inferior al precio del contrato, el gobierno deberá complementar los ingresos del generador. En caso contrario, si la diferencia es favorable al generador (precio promedio de las ventas es más alto que el precio del contrato), este tendrá que reembolsar al gobierno. Los contratos serán diferentes dependiendo de la fuente de energía para responder por las particularidades técnicas y económicas de cada una.

¹⁸ "La combinación sin precedentes de la crisis financiera internacional, las estrictas metas ambientales, la creciente dependencia del gas importado y el cierre de las centrales eléctricas más antiguas, dejan en duda la capacidad del modelo actual para proporcionar un suministro de energía seguro y sostenible". (OFGEM, 2010)

¹⁹ Las *Renewable obligations* constituyen un mecanismo de incentivo para la construcción de plantas de renovables, usado en el Reino Unido desde el año 2000. Estas consisten, por un lado, en otorgar a los generadores renovables certificados de energía renovable por cada MWh producido. Por otro lado, los generadores tradicionales son obligados a comprar tales certificados en el mercado de acuerdo con la energía que han generado. El regulador británico, la OFGEM, verifica que cada generador tenga efectivamente el número de certificados requeridos, obligando a quienes no tienen el lastre adecuado a pagar una multa en un fondo del sector dedicado a las energías renovables. De hecho, este modelo estimuló la expansión de las renovables, pues concedió a este tipo generadores una renta extra-mercado. Sin embargo, como parte de la remuneración de dichos generadores aún depende de los precios de mercado existe una incertidumbre significativa con relación a los ingresos futuros. En la revisión del modelo de estímulo a las renovables se estimó que, el establecimiento de un instrumento para garantizar la fijación efectiva de los precios de venta de energía del generador renovable sería más adecuado para promover el avance de las renovables, reduciendo del riesgo y, por tanto, el costo de capital de la actividad.

El principal motivo detrás de los contratos por diferencias es **reducir la incertidumbre de los ingresos** asociados a las nuevas inversiones en generación, a través de la fijación del precio de la energía, y crear, al mismo tiempo, un entorno competitivo en cual diversos proyectos puedan competir en una subasta de energía para obtener contratos a largo plazo. En este diseño de mercado corrige los problemas de los esquemas más comunes de contratación de renovables, que son la vinculación de los ingresos de los proyectos, aunque parcialmente, a los precios del mercado de energía (*Renewable Obligations* británicas) y la falta de un entorno de contratación competitivo (tarifas *feed-in*, comunes en el resto de Europa).

El segundo elemento de la reforma de la comercialización de energía británica es la *fijación del precio base del carbono*. El precio de los derechos de emisión de carbono en Europa debería funcionar como un indicador de viabilidad económica de las inversiones en tecnologías de bajo carbono. Las actividades con alta emisión, una planta de energía a base de carbón, por ejemplo, deben tener certificados en cantidades compatibles con sus emisiones de gases de efecto invernadero y pueden acceder al mercado de carbono para comprar o vender los derechos de emisión. Dado que, emitir carbono implica un costo financiero directo determinado por los derechos de emisión, dicha actividad es desestimulada mientras que las tecnologías de baja emisión son favorecidas. Sin embargo, la alta volatilidad de los precios, sobre todo, la caída prolongada del precio de los derechos de emisión después de la crisis de 2008, y el fracaso del Protocolo de Kioto, acabaron volviendo el mecanismo europeo disfuncional puesto que la falta de un horizonte precios de largo plazo no da una señal clara para la inversión. Al interferir en este mercado mediante el establecimiento de un piso para el precio del carbono creciente en el largo plazo, el gobierno británico ofrece una señalización más clara en este sentido, con el fin dar una mayor previsibilidad a los inversionistas.

Por último, la reforma del modelo de comercialización de energía en el mercado al por mayor británico prevé la creación de un *mercado de capacidad*, con el propósito de asegurar la sostenibilidad económica de la generación controlable, en general de origen térmico. El objetivo y desafío principal es garantizar la disponibilidad de generación de carácter controlable que pueda activarse para ajustar la producción al consumo en cada momento. Se trata de una necesidad creciente en un entorno en el que las fuentes intermitentes tienen una participación cada vez más significativa en el mix energético. El mercado de capacidad tiene como meta dar una señal fuerte para mantener en funcionamiento las centrales controlables y también, para la entrada en operación de nuevas plantas con esta característica. El Operador del Sistema contratará en el mercado de capacidad a las centrales eléctricas que tengan una capacidad instalada controlable en volumen suficiente para satisfacer la demanda proyectada y la compensación será un pago fijo a los generadores térmicos, que contarán con una fuente adicional de ingresos, además de las ventas de energía de mercado *spot*.

La reforma actual del mercado mayorista británico significa un aumento sustancial de la intervención del gobierno en el sector, con el fin de crear un marco contractual y normativo capaz de mitigar los riesgos inherentes a la expansión del sistema e inducir a nuevas inversiones en generación.

La evaluación subyacente muestra que la señalización de los precios del mercado de la energía en su configuración actual es incapaz de provocar, por sí sola, la expansión de la oferta de energía renovable con costos bajos. Es la propia expansión esperada en la generación de energía renovable, con su poder de interferir en la formación de los precios reduciendo su correlación con el precio del combustible, que vuelve incierta la señal económica del precio de mercado incluso para promover nuevas inversiones en la generación tradicional.

Frente a este conjunto de problemas y estas nuevas especificaciones, el gobierno promoverá directamente la contratación competitiva y a un costo fijo de nuevas plantas de generación a partir de fuentes renovables y negociará los precios para los nuevos proyectos nucleares. La generación térmica contará con el apoyo de los contratos por capacidad. Las inversiones en tecnologías de bajo carbono tendrán mayor previsibilidad con respecto a los precios de mercado del carbono.

La adopción de una política energética más activa y determinista por el gobierno británico ha causado críticas con relación a un posible retroceso en la liberalización de los mercados al por mayor²⁰. De hecho, la nueva reforma implica la migración de un modelo en el que se tenía la intención de estimular las decisiones de inversión únicamente a través de mecanismos de mercado, para uno en el que las decisiones de inversión se deben en última instancia a los estímulos y los instrumentos definidos por la política gubernamental.

En el otro extremo, algunos críticos se preguntan si, dadas las características de la generación renovable, que ofrece energía independiente de los precios del mercado mayorista, puede existir una incompatibilidad fundamental entre un sector eléctrico de bajo carbono y un mercado energético liberalizado. Esto apuntaría hacia el fortalecimiento de la función de planificación y debilitamiento o abandono parcial del concepto de mercado mayorista.

Una conclusión más equilibrada asumida por los autores indica que, la reforma en curso del comercio británico al por mayor de electricidad sólo ha tratado de superar los problemas que se han presentado en la expansión de la generación y que el diseño anterior de mercado no fue capaz de resolver. Se están realizando las modificaciones propuestas, en la medida posible, a través de mecanismos competitivos. Un diseño

²⁰ Newbery, 2013; Keay, Rhys, Robinson, 2013.

cuidadoso de las políticas y los instrumentos de señalización y estímulo a la inversión privada, puede preservar la principal virtud de la liberalización del mercado que es el uso de la competencia para reducir de los precios, garantizando al mismo tiempo la seguridad del suministro y el respeto de los compromisos de reducción de emisiones.

Por otro lado, la reforma británica también contempla diversos problemas que se presentan en otros países, especialmente desarrollados, por el crecimiento de las energías renovables, tales como la introducción de la competencia en la elección de nuevos proyectos y en la fijación del precio de la energía y, la corrección de la señal económica emitida por el precio del mercado de energía con relación a los generadores tradicionales, especialmente térmicos.

4. El Mercado de energía brasileño

Brasil es un caso internacional *sui generis* en el desarrollo de los mercados de energía eléctrica, debido a la configuración contractual por medio de mecanismos que garantizan la expansión equilibrada y dinámica entre la oferta y la demanda en un entorno de mercado competitivo con una matriz eléctrica caracterizada por la baja participación de generación térmica.

El proceso de formación de este mercado se deparó con un retroceso parcial en relación a la propuesta original de liberalización del mercado de energía de los años 1980 a 1990, puesto que la reforma que implementó el modelo de 2004 devolvió al Estado el papel de organizar el mercado energía y asegurar la expansión de la generación. En el nuevo modelo, se reestructuró la comercialización de la energía al por mayor para enfrentar, de una manera muy original, los principales retos que hoy se pueden encontrar en los países avanzados, relacionados con la competencia en los mercados de generación de energía con una participación significativa de fuentes renovables.

La base para la comercialización de energía en el mercado mayorista adoptada en Brasil no es un mercado diario de energía, como sucede en Europa. Se trata de un mercado de contratos de largo plazo, y no de energía, en donde los agentes consumidores tienen que garantizar el 100% de la contratación de su consumo, sujeto al riesgo de sanciones. En Brasil no existe un mercado de energía de la manera europea, pues el despacho se lleva a cabo de forma centralizada con base en un modelo computacional de optimización de costos, como es común en los países de América Latina, y no a partir de la oferta de precios y la cantidad de productores y consumidores.

Este diseño de comercialización de energía es fruto, en gran parte, de las características específicas y prácticamente, únicas del sistema brasileño, donde existe un predominio de la generación hidroeléctrica. En un sistema eléctrico como el brasileño, el precio de la energía de corto plazo, definido con base en el costo marginal de operación que ha sido calculado por los modelos informáticos, tiende a ser demasiado bajo cuando se presentan hidrologías normales y bastante alto en hidrologías desfavorables. El valor asumido por el precio de liquidación de diferencias – PLD – son producto, principalmente, de la hidrología y no de la interacción entre las preferencias de los consumidores y la estructura de costos de los generadores. Por tal razón, el sistema brasileño no tiene una de las principales características de un mercado competitivo, la capacidad de autorregulación a través de acciones de los agentes inducidas por los precios de mercado. En resumen, en el sistema eléctrico brasileño el precio de corto plazo no proporciona las señales económicas adecuadas para el aumento y la disminución de la oferta y, la realización de nuevas inversiones o desinversiones: un precio de corto plazo alto no es por sí solo un indicador de necesidad de inversiones y un precio demasiado bajo no es una indicación clara de que haya un exceso de capacidad ociosa. Estas son, en síntesis, las diferencias más notables entre el modelo brasileño y el modelo europeo del mercado de la energía.

4.1. El PLD y el costo medio de la energía

La discrepancia sistemática entre el PLD promedio y el costo medio de la energía se puede entender mejor a través de un ejemplo basado en los datos del sistema. Fue sistematizada la información proporcionada por la EPE para la subasta A-5 de 2014. Se utilizó la primera revisión de los datos, divulgada en el sitio web de la EPE (26/09/2014), que incluye el caso base Newave para calcular las garantías físicas de los proyectos de generación y las planillas con valores mensuales del Costo Marginal de Operación (CMO), las cuales sirven de referencia para el cálculo del Índice de Costo Beneficio (ICB) de dicha subasta²¹. A partir de estos datos es trivial realizar la estimación de los costos variables asociados a la generación térmica y del costo promedio de la producción de energía eléctrica según el grado de uso de las termoeléctricas.

El sistema de modelado para la subasta A-5 de 2014 estima una carga de 70.480 MW promedio, suministrada principalmente por las centrales eléctricas con una estructura de costos basada en costos fijos, principalmente hidroeléctricas. También, se tiene un parque termoeléctrico cuya configuración básica se muestra en la Tabla 4, con una estructura de costos que involucra costos fijos y variables. La capacidad total instalada del parque térmico es de 24GW, con una potencia disponible de 22,2GW, es decir, descontando las previsiones de interrupción para el mantenimiento rutinario y forzado. Parte de las plantas termoeléctricas tienen algún porcentaje de generación inflexible, o sea, independiente de la hidrología, estas van a operar en un volumen estimado de 6,8GW promedio. En consecuencia, el Operador Nacional del Sistema –

²¹ El índice de costo beneficio expresa el costo esperado de un proyecto, medido en reales por megawatt hora de garantía física, incluyendo los costos fijos, costos de explotación y los resultados de los liquidaciones financieros en el mercado de corto plazo de la CCEE. El ICB se utiliza para comparar los proyectos de fuentes térmicas con otros emprendimientos (hidroeléctricas, por ejemplo) en las subastas de energía nueva.

ONS - cuenta de termoeléctricas con generación flexible que son capaces de producir 15,4GW promedio. Por último, el costo variable unitario – CVU - medio de las térmicas flexibles, ponderado por sus respectivas potencias disponibles, es de R\$362/MWh.

Tabla 4
Estructura del parque térmico: Caso de referencia de la subasta A-5 de 2014

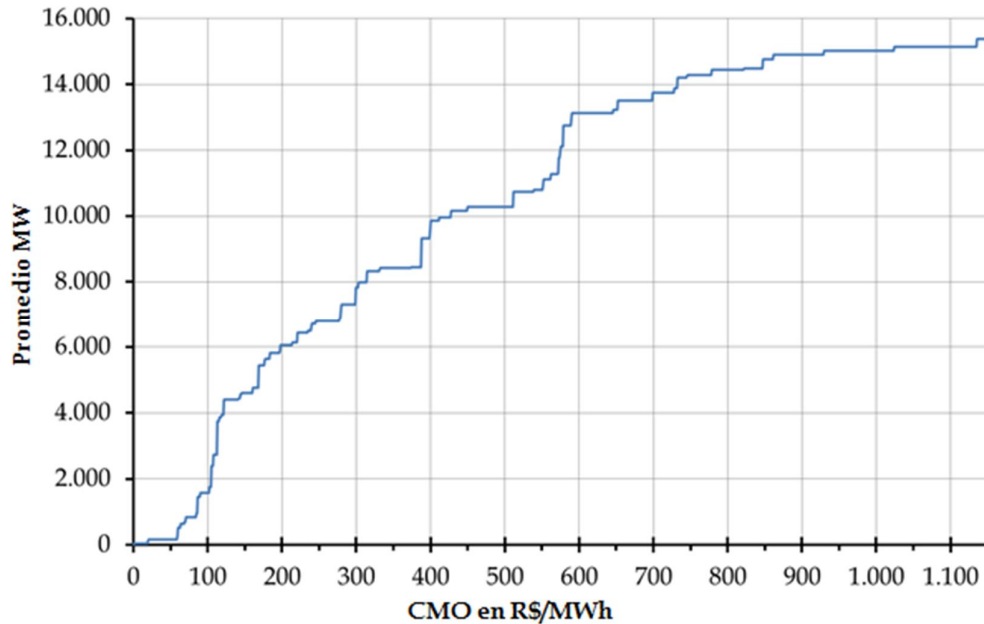
Capacidad Instalada	24.108	MW
Potencia disponible	22.222	MW
Generación térmica inflexible	6.797	MW prom.
Generación térmica flexible máxima	15.425	MW prom.
CVu promedio ponderado	362	R\$/MWh
Generación térmica inflexible	6.797	MW prom.

Elaboración propia con base en el caso de referencia de la Subasta A-5 de 2014

(www.epe.gov.br)

A cada momento, la generación térmica total es una función del CMO, como puede verse en el Gráfico 8. Por lo tanto, si el CMO es cero, toda la carga será atendida por la generación basada en costos fijos, es decir, las plantas hidroeléctricas, eólicas, a biomasa y las térmicas inflexibles que producirán 70,5 GW (promedio) suficientes para satisfacer la demanda estimada por la EPE y todas las plantas térmicas flexibles permanecerán inactivas. En el otro extremo, con el CMO a R\$1,050/MWh, la generación térmica flexible, será de unos 15,4GW promedio, dejando a las demás plantas predominantemente de fuentes renovables, como las hidroeléctricas, la obligación de generar 55,1GW promedio.

Gráfico 8: Generación térmica flexible en función del CMO (Caso de referencia de la subasta A-5 de 2014)

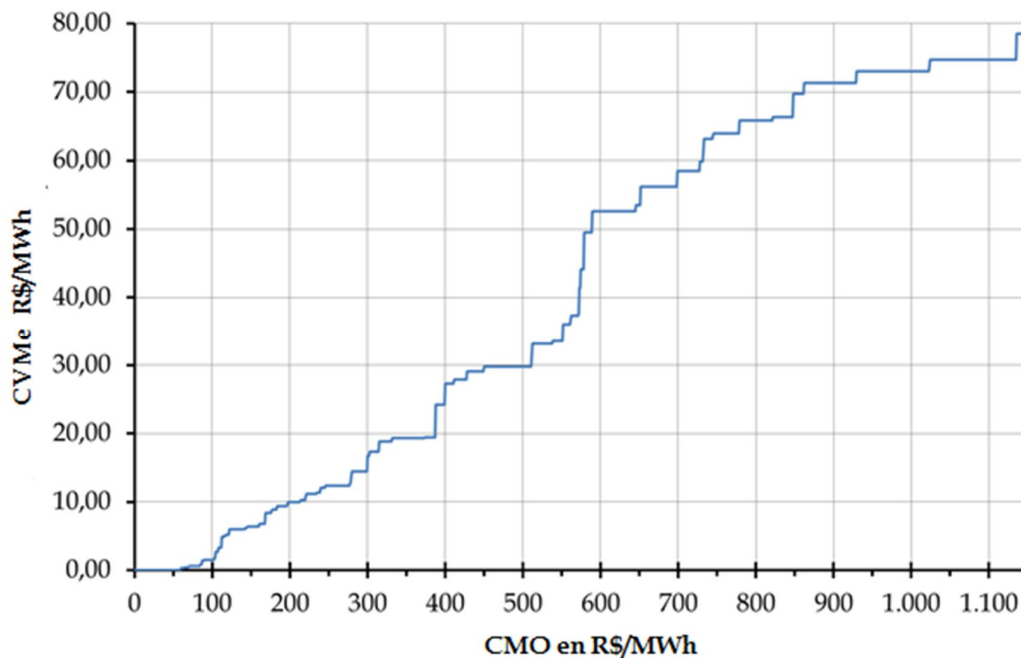


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, *Caso base para o leilão A-5 de 2014*, www.epe.gov.br.

El Gráfico 9 muestra el costo variable medio de todo el sistema en función del CMO, que oscila entre cero, cuando el CMO también es cero, a poco menos de R\$79,27/MWh, cuando el CMO se eleva a R\$1,050/MWh. Se debe tener en cuenta que el costo variable medio se calcula tomando como referencia el sistema (carga total), independientemente de la fuente de generación. Así, mientras que la generación térmica flexible tenga aisladamente un costo promedio ponderado de R\$362/MWh (véase el cuadro 4), el costo variable promedio del sistema en conjunto, que genera 70,5GW promedio a partir de todas las fuentes, es como máximo de R\$79,27/MWh²².

²² El costo variable total en un mes que corresponde al despacho completo del parque térmico en cuestión es de R\$4.022, mientras que la carga en un mes es 50,75TWh. El costo variable promedio puede calcularse dividiendo estos factores y da como resultado el valor de R\$79,27/MWh.

Gráfico 9: Costo variable promedio del sistema eléctrico en función del CMO (Caso de referencia de la subasta A-5 de 2014)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, *Caso base para o leilão A-5 de 2014*, www.epe.gov.br.

Si el sistema modelado fuera contratado por el costo del servicio o en base a un modelo de comprador único, que contrata la energía por el costo de los generadores y pasa a los consumidores el precio del *mix* de producción del momento, la diferencia de costos para el consumidor entre una situación de abundancia de agua y una situación de grave sequía sería de R\$79,27/MWh²³. La amplitud del intervalo de variación del PLD en vigor a la fecha de la simulación es más de diez veces mayor, R\$807,21, es decir, un mínimo de R\$15,62/MWh y un máximo de R\$822,83/MWh.

²³ El costo variable cero con ninguna térmica flexible activada y el costo variable de R\$79,27/MWh con todo el parque flexible despachado.

A diferencia del costo variable del sistema, el costo fijo no es un cálculo simple. En un sistema remunerado por el costo del servicio, el costo variable del sistema estaría disponible. Así mismo, en un sistema donde la comercialización de energía sucediera a través de un comprador único, adquiriendo la energía de los generadores y transmitiéndola a los consumidores a un costo medio, el costo fijo del sistema también sería fácil de estimar. En Brasil esto no es tan fácil, ya que si bien la mayor parte de la energía se adquiere en el mercado regulado a costos que se pueden determinar, lo mismo no se aplica a las plantas que generan para el mercado libre²⁴. Para solucionar este problema, se asumió el PLD medio del modelo de la EPE como un proxy del costo promedio de producción. El costo fijo se obtuvo sustrayendo el costo variable medio del costo medio de producción. El PLD medio del subsistema SE-CO de R\$137,02/MWh fue utilizado como un valor aproximado del costo medio de producción y el costo variable promedio de todos los escenarios fue de R\$6.60/MWh. Por diferencia se obtiene un precio fijo promedio de R\$130,42/MWh²⁵.

El costo total de la producción de electricidad en el sistema es el resultado de la suma de los costos fijos de todas las plantas (hídricas, térmicas o de fuentes alternativas) con los costos variables de las térmica flexibles activada en ese momento. Se elaboraron algunos gráficos que permiten ilustrar el comportamiento del PLD y el costo promedio

²⁴ La estructura de la mayoría de la generación del mercado regulado se puede estimar con relativa facilidad: Itaipú se comercializa por el costo del servicio; la energía nuclear y las cuotas hídricas cuya concesión ha sido renovada tienen tarifas con costos operativos eficientes calculados por el regulador; todas las plantas contratadas en las subastas de energía nueva tienen contratos que convergen con el costo medio de producción debido al propio mecanismo de contratación competitivo. La estimación es más difícil para la electricidad contratada en subastas de energía existente porque los precios resultantes de estas subastas, guiados por el PLD que es el costo de oportunidad del generador no contratado, no convergen necesariamente a los costos de producción. Por último, existen menos datos sobre la energía destinada al mercado libre.

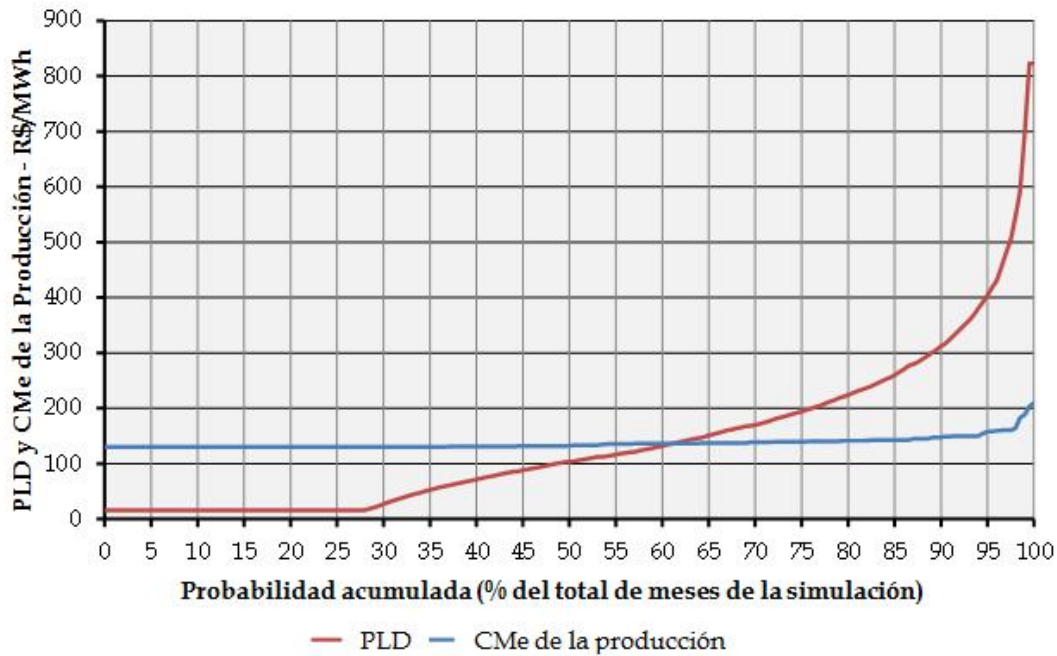
²⁵ Otra alternativa para estimar el costo medio fijo es usar el Costo Marginal de Expansión (CME) calculado por la EPE, en el valor de R\$112/MWh. No obstante, aquí se ha preferido mantener la consistencia con el PLD de las simulaciones utilizadas, que también han sido realizadas por la EPE (EPE 2014).

de producción de energía eléctrica a partir de la planilla del CMO facilitada por la EPE para la subasta A-5 de 2014. Dicha planilla contiene dos mil simulaciones del CMO entre los años 2019 y 2023, con datos detallados a escala mensual. El PLD se calculó mediante la aplicación del límite mínimo y máximo del PLD en vigor (R\$15,62 y R\$822,83 por MWh) para el CMO de cada mes.

El aspecto más interesante y restrictivo de los datos es que sólo reflejan el impacto de la hidrología en la composición de la oferta y el PLD. No existe en la simulación, cualquier fluctuación en la configuración del sistema (centrales y líneas de transmisión son las mismas), la carga, los precios del combustible o en cualquier otro factor que pueda influir en la oferta y la demanda de energía. Lo que varía es que en épocas de hidrologías favorables se usa más generación hidroeléctrica y en hidrologías desfavorables se utilizan las térmicas para ahorrar agua. El sistema es configurado por el planificador como equilibrado, tanto en lo que respecta al riesgo de escasez como al costo medio de la operación. Por lo tanto, no sobra ni la falta capacidad instalada.

La distribución de probabilidad del PLD muestra una alta frecuencia de valores extremos en la probabilidad de distribución asimétrica, en su mayoría de cifras muy bajas. El Gráfico 10 muestra la distribución de probabilidad acumulada de toda la muestra a nivel mensual (dos mil series de sesenta meses, entre enero 2019 y diciembre 2023). El PLD medio del subsistema SE-CO para todas las series es de R\$137,02/MWh. Este es, por construcción, igual al costo medio de producción. Es frecuente que se presenten niveles muy bajos del PLD debido a que el valor mínimo de R\$15,62/MWh puede ser alcanzado en el 28% de los meses. La mediana del PLD es significativamente inferior que el promedio (R\$ 103,98/MWh) y en el 61% de los meses el PLD es menor o igual a la media. En el otro extremo, en un número relativamente pequeño de meses el PLD sobrepasa la media, por ejemplo, PLD en el 14% de meses es el doble o más que el promedio y en cerca del 5% de los meses el PLD es al menos tres veces la media.

**Gráfico 10: PLD medio mensual x Costo medio mensual
Distribución de probabilidad acumulada**



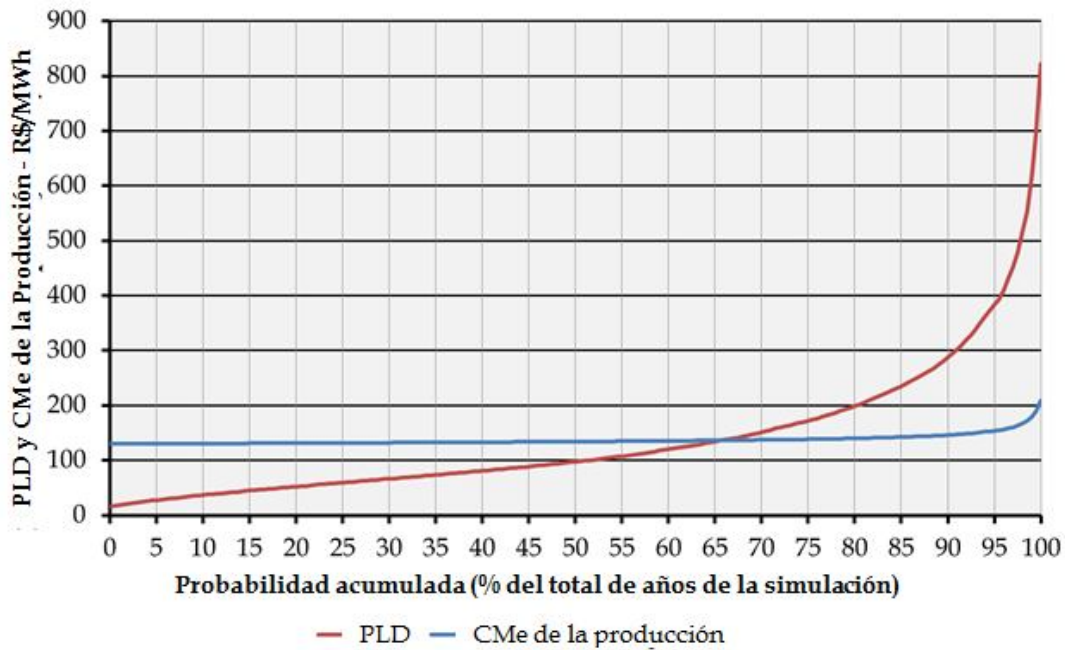
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, *Caso base e Planilha de CMO para o leilão A-5 de 2014*, www.epe.gov.br.

El costo medio (CMe) de la producción tiene una distribución de probabilidad acumulada de mejor comportamiento, con un promedio de R\$137,02/MWh relativamente cerca de la mediana, que es de R\$132,21/MWh.

A partir del Gráfico 11 es posible ampliar el análisis del PLD con la distribución del valor medio anual (dos mil series, cada una con cinco años, para un total de diez mil años). Aquí, se observa una asimetría mayor en la distribución del PLD, a diferencia de lo que ocurre con los costos medios de producción. También, es posible dilucidar que existe una menor frecuencia de cifras extremadamente bajas en el PLD, lo cual revela que rara vez el PLD asume su valor mínimo durante todo el año. Por otro lado, aumentó la distancia entre la mediana y la media, dado que el valor de la primera disminuyó con respecto al Gráfico 10, de R\$103,98/MWh a R\$97,57/MWh. La

cantidad de años en los cuales el PLD fue igual o inferior a la media creció del 61% al 66% del total de la muestra. En el otro extremo, los años en que el PLD iguala, sobrepasa o triplica a la media disminuyó del 5% al 4%.

**Gráfico 11: PLD medio anual x Costo medio anual
Distribución de probabilidad acumulada**



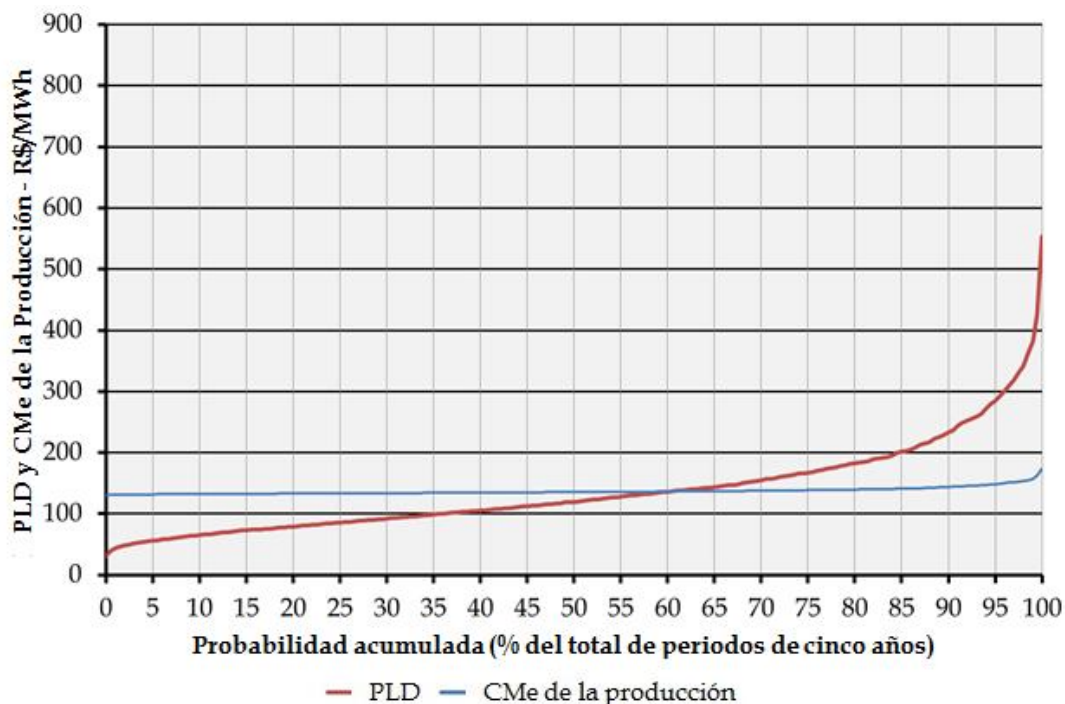
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, *Caso base e Planilha de CMO para o leilão A-5 de 2014*, www.epe.gov.br.

La interpretación que se le puede dar a esta asimetría mayor de la serie con el PLD anual radica en que un fenómeno hidrológico favorable o desfavorable puede durar por muchos meses. De esta forma, por ejemplo, con las lluvias abundantes de los primeros meses del año se pueden llenar los embalses y establecer un PLD relativamente bajo para el resto del período anual; y viceversa, un verano que termine con los reservorios más vacíos de lo normal puede obligar a la activación de más plantas termoeléctricas a lo largo del período de sequía.

La distribución de probabilidad acumulada del costo promedio de producción se mantiene constante, con una mediana de R\$134,15/MWh muy cercana al valor de la media 137,02/MWh.

Finalmente, el Gráfico 12 muestra las curvas de distribución quinquenal del PLD medio y el costo medio de producción (dos mil series de cinco años). Cada serie abarca un período de sesenta meses, este intervalo tiempo es lo suficientemente amplio para incluir varias alteraciones en el patrón hidrológico, de tal forma que la curva distribución del PLD medio es notablemente más suave, aunque aún se aleja sistemáticamente de los costos medios de producción. En el 12% de la series el PLD promedio logra máximo alcanzar la mitad de la media, en el 14% el PLD medio iguala o supera la media y en el 6% de la serie el PLD promedio es al menos el doble de la media.

**Gráfico 12: PLD medio quinquenal x Costo medio quinquenal
Distribución de probabilidad acumulada**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, *Caso base e Planilha de CMO para o leilão A-5 de 2014*, www.epe.gov.br.

A nivel quinquenal, la curva del costo medio de la producción presenta una tendencia constante, con variaciones entre 130,52/MWh y 173,78/MWh frente a un intervalo de 130,42/MWh y 208.60/MWh para el costo medio de producción anual.

Cabe resaltar que estas estimaciones de la probabilidad ponen en evidencia la alta volatilidad de PLD en comparación con los costos medios de producción lo cual tiene serias implicaciones en su eficacia como indicador económico para el comportamiento de los agentes. En el modelo tradicional del mercado de energía, basado en un mercado *spot*, examinado en la Parte 2, el aumento en el consumo de electricidad provoca, bajo *ceteris paribus* (manteniendo todo lo demás constante), el incremento del precio de mercado, a través de una mayor frecuencia de despacho de las plantas con costos

variables más altos. El incremento de los precios lleva a un margen mayor de ganancia para los generadores e indica la posibilidad de nuevas inversiones, sobre todo en plantas con una eficiencia técnica y económica superior a la media.

En el sistema eléctrico brasileño, el aumento en el consumo de electricidad tiene una relación más tenue con los precios a corto plazo. Aunque un incremento de la carga puede provocar el aumento del PLD esperado, la alta dispersión del PLD alrededor de la media hace que la señal tienda a perderse. De hecho, el valor medio esperado del PLD es un valor atípico, pues existe una alta probabilidad de que el PLD encontrado sea inferior a la media y una probabilidad más pequeña de que la media sea ampliamente superada.

Pero el factor más agravante es que el PLD a menudo se aleja del costo medio de producción durante largos períodos de tiempo, como se ha visto anteriormente, dando una señal económica posiblemente errónea a los generadores de energía. Por ejemplo, cuando el PLD es mayor que el costo promedio, el generador no contratado puede recibir una ganancia extraordinaria, pero si ese PLD más alto es resultado de la hidrología, el beneficio adicional del generador no juega el papel que tiene en la microeconomía de los mercados competitivos, que es promover la inversión. Tal beneficio adicional no funciona como un inductor para el ajuste de la oferta y, por tanto, no conduce a una asignación eficiente de los recursos. En el caso contrario, cuando el PLD es menor que el costo medio de producción por un largo período de tiempo: el generador no contratado pierde dinero sin que ello indique de forma correcta el desmantelamiento de la central de generación.

Bajo estos términos, con un precio a corto plazo de tales características, un agente inversionista no tiene una señal clara para la inversión. Un emprendedor que tiene un proyecto con una estructura de costos basada en costos fijos (hidroeléctrica, eólica, solar) no tendrá la seguridad sobre el nivel de precios en la época en que el proyecto

entre en operación. La situación de un emprendimiento térmico es aún más delicada, ya que, a diferencia de lo que sucede en un mercado tradicional, dominado por la generación térmica a base de combustibles fósiles, en este caso el precio de la electricidad no sigue el precio de los combustibles utilizados para la generación térmica. El generador térmico ni siquiera sabe el precio de la electricidad, la frecuencia real de despacho o el precio de los combustibles en el futuro. En conclusión, si el PLD fuera el único referente de precios para la comercialización de la energía en el mercado mayorista, no habría forma de garantizar de manera mínimamente coherente y segura la ampliación capacidad instalada del sistema eléctrico brasileño.

4.2. La Reforma de 2004

La reforma del modelo del sector eléctrico de 2004, tuvo como uno de sus objetivos principales crear un ambiente estimulante para la contratación de energía a largo plazo que pueda facilitar el desarrollo nuevos proyectos de generación. La reforma liberalizadora de la década del 90 había fracasado en promover las inversiones en generación, lo que resultó en el año 2001 en un racionamiento obligatorio de 20% de la carga.

La liberalización parcial de la comercialización adoptada en los años 90 partió del supuesto que siendo la generación de electricidad una actividad potencialmente competitiva, los mecanismos de mercado serían capaces de identificar y facilitar la necesidad de nuevas inversiones. Los agentes de generación y consumo se reunieron en el Mercado Mayorista de Energía (MAE, por sus siglas en portugués), el organismo que debería decidir las bases de la contratación de energía de los actores desregulados, además de desempeñar la función de un ambiente de compra y venta de energía en el corto plazo a un precio basado en el Costo Marginal de Operación (CMO), calculado por los modelos informáticos de planificación de la operación.

En la práctica, el MAE nunca llegó a desempeñar de forma plena las funciones para las cuales fue creado, pues eran pocos los agentes interesados en la contratación de energía en el largo plazo de forma realmente desregulada. Los nuevos y pocos proyectos considerados viables, antes de la reforma de 2004, involucraban la contratación de generadoras de partes relacionadas con la garantía del traspaso de la adquisición de energía a la tarifa de consumidor cautivo por un valor límite máximo definido regulatoriamente (llamado *self dealing*), o abarcaban inversiones en autoproducción por empresas electro-intensivas. En la *self dealing* las distribuidoras podían contratar parte de su mercado con empresas del mismo grupo económico, sin necesidad de un proceso competitivo, factor podría volver el negocio bastante interesante a nivel financiero. En el caso de los auto-productores, la principal motivación en la inversión de las plantas generadoras era garantizar el suministro de energía a bajo costo.

Dadas las características del sistema brasileño, con generación predominantemente hidroeléctrica y el CMO asumiendo valores extremos, se entiende la dificultad en esa época de llevar a cabo nuevos proyectos: no había ninguna señal económica para la contratación de largo plazo, ni para los generadores ni para los consumidores. Ante la ausencia de un apoyo regulatorio fuerte, que pudiera prever la renta de los proyectos de generación, los consumidores no tenían incentivos para asumir compromisos de compra a un plazo compatible con las inversiones en la generación. Mientras que, en ausencia de contratos a largo plazo, el mercado *spot*, con precio altamente volátil, no representaba una base sólida para la inversión en nuevos proyectos.

El objetivo principal del modelo introducido con la reforma de 2004 fue crear condiciones para la realización de inversiones en generación. La característica más llamativa del nuevo modelo de comercialización de energía fue la contratación obligatoria de certificados de energía por parte de los consumidores - la garantía física - en cantidad igual al 100% del consumo medido.

El mecanismo se puede resumir de la siguiente manera: cada generador recibe del Ministerio de Minas Energía (MME) un contrato de **garantía física** en MW promedio, correspondiente a una parte de la carga que el sistema eléctrico en su conjunto puede ofrecer dentro de los parámetros de seguridad del suministro y el costo²⁶. La garantía física de cada planta se calcula por el MME utilizando una metodología definida por la regulación. La garantía física de una central siempre es menor que su capacidad instalada y la suma de las garantías físicas de todas las plantas es igual a la carga que el sistema tiene condiciones de suplir manteniendo el riesgo de déficit controlado y operando a un costo promedio de operación compatible con el costo de la expansión del sistema. Dado que los consumidores deben contratar el 100% de su consumo en garantía física, con el riesgo de pagar sanciones en el caso de no cumplir con esta meta, un aumento del consumo proyectado lleva a la demanda de más garantía física, que sólo puede suplirse con la construcción de nuevas plantas.

En pocas palabras, la creación de un mercado para la garantía física hace que los incrementos en la proyección del consumo se traduzcan en demanda de garantía física y, por lo tanto, en la necesidad de nuevos emprendimientos. Para asegurar que la demanda de más garantía física se traduzca en contratos a largo plazo con el perfil adecuado para permitir nuevos emprendimientos de generación, el modelo 2004 ha instituido una rutina anual de subastas públicas organizadas por el gobierno y destinadas a la compra de energía de largo plazo para el mercado regulado.

Las empresas distribuidoras son obligadas a declarar sigilosamente al MME sus necesidades estimadas de energía para los próximos tres a cinco años. Estas demandas

²⁶ Para una descripción más detallada de la metodología de cálculo de la Garantía Física, ver: Castro, N. J.; Brandão, R. y Dantas, G. *Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova*. GESEL-UFRJ. Río de Janeiro, junio de 2010. (TDSE No. 20)

previstas sólo pueden ser atendidas por las subastas de "Energía Nueva" (subastas A-3 y A-5, respectivamente). Los emprendedores de generación se inscriben en las subastas y compiten por los contratos en una subasta reversa, en donde los vencedores son los competidores que ofrecen energía a precios más bajos. Las Subastas de Energía Existente A-1 están destinadas a los generadores que posean energía no contratada y tienen como objetivo complementar el suministro de energía de las empresas distribuidoras para el año siguiente, considerando la terminación de los contratos de energía existentes y las fluctuaciones del mercado. Las Subastas de Energía Nueva están dirigidas a las empresas emprendedoras que desean construir nuevas plantas y obtener contratos de venta de energía a largo plazo para proyectos pre-operacionales con períodos de contratación entre 15 a 30 años, dependiendo de la fuente. El gobierno también puede organizar subastas de energía nueva para proyectos de fuentes alternativas o para grandes proyectos hídricos, considerados como estructurantes. Para estas subastas que resultan en la expansión de la capacidad de generación, los empresarios victoriosos, en posesión de contratos a largo plazo con los distribuidores, obtienen financiamiento del BNDES para el desarrollo de los proyectos, utilizan como principal garantía los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras (financiación en la modalidad *Project Finance*).

Los contratos de comercialización vinculados a las nuevas centrales hidroeléctricas firmados con los distribuidores, establecen durante treinta años el precio de garantía física, con ajustes anuales por inflación. Consiste en un diseño comercial en el que los ingresos de la hidroeléctrica no dependen de los precios de corto plazo ni, en gran parte, de la propia hidrología, lo cual es esencial para facilitar un proyecto que sólo tiene costos fijos²⁷.

²⁷ Los contratos para los nuevos proyectos están diseñados de acuerdo con las especificidades de cada una de las fuentes. Los contratos con hidroeléctricas son acuerdos "por cantidad" en el que el generador

Los contratos con los generadores eólicos también fueron diseñados para volver altamente predecibles los ingresos de los nuevos proyectos. La garantía física de estos emprendimientos se basa en la generación esperada, estimada por una empresa certificadora. De esta forma, los ingresos mensuales no dependen de la generación efectiva, sino de la propia garantía física, con rutinas de inscripción anual y cuatrienal de conciliación entre la energía vendida y la energía efectivamente generada. Los resultados de estos registros dan lugar a pagos adicionales por parte de la empresa distribuidora o descuentos en los pagos mensuales. Un detalle importante es que las diferencias están indexados al precio de la energía del contrato original y no al PLD. Las diferencias son diferidas en el tiempo con el fin de minimizar las fluctuaciones de facturación mensual del generador.

En el caso de las centrales termoeléctricas, la metodología de cálculo es bastante diferente, ya que tienen tanto costos fijos asociados al retorno del capital invertido y a la administración como costo variables significativos derivados del consumo de combustibles fósiles. El costo efectivo de estos proyectos es muy difícil de definir previamente, dado que se basan en dos variables impredecibles: frecuencia/duración del despacho y el precio de los combustibles. La solución adoptada por el modelo de contrato 2004 para contratar este tipo de proyectos fue la siguiente:

hídrico se compromete a entregar la energía vendida. Debido a la imprevisibilidad de la generación de cada planta específica, que depende de la hidrología local, se estableció el Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE), que se trata de un *hedge* obligatorio y automático a través del cual las hidroeléctricas comparten y redistribuyen entre sí su generación. El MRE provoca que la generación hídrica total sea asignada proporcionalmente a la garantía física de cada una de las hidroeléctricas, independientemente de la generación efectiva de cada una de ellas. Esto reduce considerablemente el riesgo de los contratos por cantidad, pues las sequías de carácter local o las reducciones en la generación producto de estrategias de acumulación de agua del operador del sistema no afectan a la capacidad de una hidroeléctrica de cumplir sus contratos. El riesgo que aún permanece es que las hidroeléctricas en conjunto no sean capaces de cumplir con sus garantías físicas, algo que sólo ocurre en una hidrología grave de carácter nacional como la observada entre 2012 y 2014.

- i. Transferir la mayor parte de los costos y los riesgos asociados al despacho para los distribuidores;
- ii. Remunerar el generador con un ingreso fijo, independientemente del despacho;
y
- iii. Pagar con una rentas variable proporcional al gasto en combustibles, cuando existan;

La viabilidad del negocio está dada por la renta fija, que cubre los gastos de administración y el retorno del capital invertido. Vale la pena destacar que en las subastas de energía nueva, tanto A-3 como A-5, los proyectos térmicos compiten con los proyectos procedentes de otras fuentes dando ofertas cada vez más bajas para la renta fija²⁸.

En resumen, la reforma de 2004 trató de superar las dificultades provocadas por el carácter errático de los precios a corto plazo para los nuevos proyectos utilizando la competencia de las subastas para promover la eficiencia. La señalización económica deficiente del PLD para la expansión de la generación, como se analizó anteriormente, dejó de ser un problema en el nuevo diseño del mercado. Desde el punto de vista de

²⁸ La variable clave para la selección de un proyecto de este tipo en una Subasta de Energía Nueva es el CIB - Costo Índice de Beneficios. Su metodología de cálculo se basa en la estimación del costo esperado de la energía de la planta para el consumidor final. El ICB suma la renta fija del emprendimiento (que, en la perspectiva de la empresa distribuidora es un pago fijo), los gastos esperados (estimados) con la operación de la planta (básicamente, combustibles) y el costo económico con operaciones en el Mercado de Corto Plazo de la CCEE (compras de energía al PLD cuando la planta no está despachada y las ventas al PLD de la energía excedente a la garantía física cuando la central es despachada). En la subasta, el costo esperado de la operación (COP) y el costo económico de las liquidaciones financieras (CCA) de cada proyecto de la planta térmica son fijados por la EPE en función de los índices técnicos del proyecto y del escenario de precios utilizado para la subasta. Para un estudio más profundo y crítico sobre las debilidades conceptuales de la metodología del ICB, se recomienda leer: Castro, N.J. y Brandão, R. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. GESEL-IE-UFRJ, Río de Janeiro, marzo de 2010. (TDSE No. 16).

los consumidores, la señal para la expansión de la capacidad instalada está dada por la necesidad de lastrar el aumento del consumo en garantía física de nuevas plantas y no por el precio siempre errático de corto plazo. En la visión del emprendedor, el precio a corto plazo tampoco juega un papel importante en la decisión de inversión, pues existe un ambiente de subastas por contratos y normas de comercialización que protegen en gran medida los nuevos proyectos de las variaciones del PLD. En este sentido, tanto el criterio de selección de los proyectos de las subastas de energía nueva como las decisiones de los emprendedores son guiadas por el costo medio de la energía en el largo plazo y no se orientan en proyecciones del precio marginal de energía.

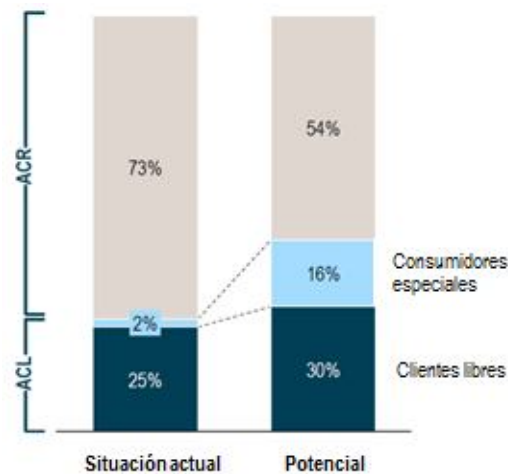
4.3. La expansión de la generación depende del mercado regulado

La expansión de la capacidad de generación eléctrica del sistema brasileño se basa en la capacidad de pago del Ambiente de Contratación Regulada - ACR - también denominado mercado cautivo, en el que sólo actúan los distribuidores. Estos están obligados a contratar el 100% de su demanda de energía de los generadores vencedores de las Subastas de Energía Nueva. Las nuevas plantas tienen la garantía de traspaso total de los gastos de compra de energía a las tarifas de los consumidores cautivos y los contratos de estas subastas están diseñados para tener condiciones adecuadas y servir como base para el financiamiento de proyectos a través del acceso a las líneas especiales en el BNDES.

El Ambiente de Contratación Libre (ACL), también conocido como Mercado Libre, tiene un papel menor y marginal en la factibilidad de nuevos emprendimientos. Pero existe un gran potencial de crecimiento dentro de la normativa vigente, como se puede verificar en el Gráfico 13, que muestra el mercado actual y el mercado potencial para los Consumidores Libres (la demanda contratada mayor o igual a 3 MW) y los Consumidores Especiales (demanda contratada entre 0,5 y 3MW). De acuerdo con

estas estimaciones no oficiales, el ACL puede ir desde el actual 27% del consumo total para el 46%.

Gráfico 13: Potencial del mercado libre, 2013
(en % de la carga)



Fuente: ABRACEEL; Roland Berger Strategy Consultants

Parte de la energía ofrecida en las Subastas de Energía Nueva puede, desde el punto de vista regulatorio, ser destinada a la contratación en el Mercado Libre. Sin embargo, hasta 2014 sólo algunos proyectos hídricos y de fuentes alternativas comercializaron, efectivamente, una parte de la energía fuera del ambiente regulado destinándola para los autoprodutores y consumidores libres. Entre los grandes proyectos hidroeléctricos, Santo Antonio destinó al mercado libre el 25% de la energía, Jirau asignó el 29% y Belo Monte el 30% (con un 10% para los autoprodutores). Sin embargo, este marco no se reproduce en otras subastas de energía nueva, en que pocos proyectos, incluso entre las hidroeléctricas, destinaron una proporción de la energía para los contratos en el Mercado Libre. El principal obstáculo es la dificultad de los consumidores del ACL para firmar contratos de plazos similares al mercado cautivo, lo que impide el acceso a las líneas de crédito del BNDES y, por tanto, reduce significativamente la viabilidad financiera del proyecto, debido a los altos costos de financiamiento fuera del BNDES.

También, se presentó cierto interés en las inversiones en fuentes alternativas para abastecer el Mercado Libre. Esto se puede atribuir al hecho de que los proyectos eólicos, biomasa, solares y PCHs con capacidad instalada de máximo 30 MW, tienen una integración incentivada en el Mercado Libre. Existe un nicho de consumidores de tamaño medio, Consumidores Especiales, que pueden comprar una parte de sus necesidades energéticas de fuentes incentivadas, incluso si se mantienen como clientes cautivos de los distribuidores. El Consumidor Especial también tiene derecho a un descuento en la Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD) de al menos el 50%, lo que crea un mercado preferencial para los nuevos proyectos de fuentes alternativas.

No obstante, inclusive en el nicho de las fuentes incentivadas, la expansión de la generación para el ACL fue sólo del 2% del consumo total y el mercado potencial de 16%, como se muestra en el Gráfico 13. Fuera de este nicho, la mayor parte de los nuevos proyectos de generación, incluyendo casi la totalidad de las termoeléctricas a base de combustibles fósiles, no son económicamente viables sin las subastas de Energía Nueva cuya prioridad de contratación es el Mercado Cautivo.

Esta dependencia con relación al ACR es debida a varios factores. El modelo de financiamiento en la modalidad *Project Finance* exige como garantía la realización de contratos a largo plazo que los consumidores que el Mercado Libre no puede proporcionar. En el caso de las plantas movidas a combustibles fósiles, sumando la volatilidad del nivel de despacho y de los precios de los combustibles, se llega a una imprevisibilidad de los costos que no es compatible con la práctica del Mercado Libre de firmar contratos con precios fijos. Por último, aunque el proyecto tenga costos previsible e incentivos (PCHs, eólica, biomasa y solar), es muy difícil calcular los ingresos procedentes de las ventas de energía que no son contratadas con anterioridad. El precio de la energía destinada al mercado libre y que no tiene contrato es muy incierto, pues está fuertemente influenciado por el PLD, como se explicará en seguida.

El generador que no tenga todo el lastre comercial (garantía física) comprometido con contratos a largo plazo tiene dos alternativas:

- i. Firmar contratos cortos con los consumidores libres o comercializadores; o
- ii. Dejar que la energía excedente generada sea liquidada en el Mercado de Corto Plazo al PLD.

Los consumidores que no tienen contratos en volumen suficiente para cubrir su demanda están prácticamente obligados a firmar contratos cortos con un generador o comercializador. La alternativa sería que pagar el PLD y adicionalmente, una sanción elevada por la falta de lastre²⁹. Dado que, tanto las exposiciones de los consumidores como los restos de la energía de los generadores se valoran por el PLD, los contratos en el Mercado Libre, especialmente los más cortos, terminan teniendo como referente de precio el PLD esperado.

La alta volatilidad del PLD y, sobre todo, su tendencia a asumir valores muy bajos por largos períodos de tiempo, termina prácticamente inviabilizando los nuevos proyectos de generación destinados exclusivamente para el Mercado Libre.

La fuerte correlación entre los precios de los contratos en el mercado libre con el PLD esperado también tiene otro inconveniente, se trata de la señalización para los consumidores libre de precios que no necesariamente se relacionan con los costos de

²⁹ Los CCEE verifica si un promedio de doce meses el consumo está cubierto por los acuerdos de garantía física y aplican sanciones en caso de error de lastre. No hay necesidad de igualar mensualmente el consumo medido con la cantidad de garantía física contratada, mientras los déficits puntuales sean compensados por sobras el lastre físico en otros meses. Sin embargo, si el contrato de lastre está por debajo del consumo medio esperado el consumidor deberá realizar contratación adicional, aún a corto plazo, para evitar multas elevadas. La cantidad del consumo no contratado se ve afectada por el PLD más la sanción equivalente a la cifra mayor entre el Valor de Referencia calculado por la Aneel y el PLD. Por lo tanto, el consumidor debe estar dispuesto a comprar un contrato de un generador o de una comercializadora por el PLD más un *spread* que sea menor a la sanción por lastre insuficiente. El *spread* se establece con base en las expectativas de oferta y demanda de lastre en el mercado.

energía. Históricamente el Mercado Libre se desarrolló aprovechando un gran excedente estructural de energía no contratada causada por la caída del consumo después del racionamiento de 2001-2002. La energía restante del pos-racionamiento se mezcló con un período de hidrología favorable hasta diciembre de 2007, lo que permitió el establecimiento por mucho tiempo de un PLD muy bajo. De esta forma, se presentó una tendencia a la baja en los precios de los contratos en el Mercado Libre, que impulsaron fuertemente la migración de grandes clientes atendidos por los distribuidores (del Mercado Cautivo) para el Mercado Libre. Aunque el desarrollo del ACL puede ser considerado como algo interesante e importante para, por ejemplo, garantizar la competitividad económica de los sectores productivos, no parece ser consistente, el sentido amplio de vista económico *lato sensu*, la contratación de energía por los consumidores a precios desvinculados de los costos de producción.

Durante 2013 y principalmente 2014 el comportamiento de PLD fue totalmente opuesto. El alza del PLD, derivada directamente de la gran crisis hidrológica, también elevó los precios de los nuevos contratos, perjudicando a las empresas con contratos de vencimiento próximo, pero se vieron obligados a renovarlos a precios discriminatorios, a menudo más de dos veces el valor del contrato anterior.

Algo similar ocurrió con las subastas de energía existente (A-1) para el ACR. También en este mercado el generador no contratado tiene como referente de precios el PLD esperado, lo que puede provocar que las compras de energía existentes se produzcan a precios superiores o inferiores que los costos de producción. Por ejemplo, los resultados de las subastas de energía existentes para entrega inmediata, llevadas a cabo en 2014, mostraron claramente este problema: el resultado de la subasta definió un precio promedio de cerca de R\$270/MWh, más del doble del Costo Marginal de Expansión (R\$112/MWh), el cual está influenciado por el PLD esperado y la crisis hidrológica.

4.4. El PLD y el balance de las diferencias

Otra tema importante está relacionado con el ámbito de aplicación del PLD. Las diferencias entre los montos de energía contratados y las cantidades medidas son en su mayoría indexadas al PLD para ser liquidadas mensualmente. No obstante, también están involucradas “diferencias” de naturalezas distintas, como las transacciones que reflejan el comportamiento o las decisiones de los agentes, en particular, las decisiones de consumo o relativas a la asignación del lastre disponible (subcontratación o sobrecontratación en un mes determinado, por ejemplo) y que pueden ser llamadas *exposiciones comerciales*. En este grupo se incluyen las exposiciones de distribuidores consideradas “involuntarias” por la Agencia de Regulación y que, por lo tanto, tienen una característica diferente de las demás exposiciones comerciales. Otras operaciones son resultado de las decisiones del Operador Nacional del Sistema y no de los agentes, dado que el despacho es centralizado y los agentes simplemente siguen estrictamente las instrucciones del ONS.

No está claro cualquier propósito con respecto a las señales económicas y reglamentarias para estas últimas transacciones, puesto que los agentes no responden a los estímulos económicos: sólo están obligados a obedecer bajo pena de fuertes sanciones. La energía secundaria y el GSF – *Generation Scaling Factor* – en el caso de los generadores hídricos son producto de las decisiones centralizadas de despacho y, por ende, valorarlas al PLD (independientemente de ser o no derivado del CMO) no proporciona ninguna señal económica para el comportamiento de los generadores, pues estos son pasivos con respecto al ONS. Lo mismo se puede aplicar con relación a las exposiciones de los generadores térmicos, ya sean negativas (necesidad de adquirir energía cuando no hay generación debido al bajo CMO) o positivas (venta del excedente de generación asociado a la garantía física cuando hay despacho). Estas exposiciones, al igual que aquellas involuntarias de los distribuidores, no tienen nada

que ver con las decisiones de los agentes y, por consiguiente, el PLD no emite ninguna señal económica funcional³⁰.

Por otro lado, existe un conjunto de exposiciones en el MCP relacionadas con las decisiones de los agentes, que requieren de una señalización económica más fuerte que la proporcionada actualmente por el PLD. Este conjunto está compuesto por las exposiciones positivas o negativas de los consumidores, así como las exposiciones comerciales de los agentes de generación, vinculados a las decisiones que implican dejar parte de la energía no comprometida en contratos de plazos más extendidos o volver estacional la garantía física disponible.

En estos términos, un diagnóstico general sobre el PLD se puede resumir en dos puntos:

- i. El PLD es excesivamente volátil y puede alejarse durante largos períodos de tiempo del costo medio de producción de energía. Por esta razón, no es un indicador económico adecuado para inducir y orientar las decisiones de los agentes. Su metodología de cálculo actual, vinculados al CMO, debería ser revisada.
- ii. El PLD incide tanto en las transacciones donde el precio puede y debe influenciar el comportamiento de los agentes como en otras transacciones que

³⁰ Además de la cuestión de la señal económica del precio, una de las operaciones mencionadas involucran costos variables de producción: la generación por encima de la garantía física cuando hay despacho de una planta termoeléctrica. Por ejemplo, una térmica capacidad instalada de 100MW puede tener una garantía física de sólo 60MW promedio. Cuando esta es requerida para operar por el ONS la generación será mayor que la garantía física e, independientemente del valor que incide sobre este excedente en el Mercado de Corto Plazo, habrá un costo de combustible que debe ser atribuido a un agente. Las demás transacciones que surgen del despacho centralizado (energía secundaria y el GSF para las hidroeléctricas y las exposiciones negativas de las termoeléctricas no despachadas) no abarcan los costos de producción, sino únicamente la asignación de los derechos y obligaciones de los agentes de acuerdo con sus posiciones contractuales y de despacho.

son producto de las decisiones del Operador Nacional del Sistema y no de los agentes. Para la primera serie de transacciones, el PLD es una señal económica inadecuada debido a su excesiva volatilidad. Mientras que para el segundo conjunto de transacciones, el PLD parece promover sólo las transferencias de recursos entre los agentes sin que constituya algún tipo de señal económica.

5. Conclusión

En Brasil, el PLD tiende a “alejarse” del costo de producción de electricidad, incluso en los promedios anuales y quinquenales. Este comportamiento es debido a la estructura de costos del parque generador nacional, que se basa fuertemente en los costos fijos y tiene una parte considerable de la oferta determinada por factores no económicos, en función de la preponderancia de fuentes renovables en la matriz eléctrica, principalmente, de energía hídrica.

Al contrario de lo que sucede en un sistema térmico, en los sistemas con predominio de hidroelectricidad o con una fuerte participación de recursos renovables la oferta de energía no depende exclusivamente de elementos económicos. De hecho, la cuota de oferta de energía proveniente de las termoeléctricas se determina comparando el precio de mercado con los costos de producción de las firmas, pues las plantas térmicas sólo generan energía cuando el precio es igual al costo variable de producción. Mientras que las centrales hidroeléctricas sin embalse, los parques eólicos o incluso las plantas nucleares únicamente producen energía si existen condiciones técnicas y/o naturales para ello. Aunque el caso de una central hidroeléctrica con embalse es un poco diferente, ya que la decisión de usar o almacenar agua está directamente relacionada con las expectativas del precio futuro de la energía, pero tampoco en este caso la oferta depende de los costos de producción, como exige el análisis microeconómico de los mercados competitivos. Un sistema eléctrico dominado por fuentes que proporcionan energía independientemente de los costos de producción no

es adecuado para un diseño de mercado basado en la venta competitiva de electricidad en el corto plazo. Si se implementa un modelo de mercado a corto plazo este no será capaz de provocar, a través de la señalización de los precios de mercado, la solución automática, eficiente y sin coordinación externa de posibles desequilibrios entre la oferta y la demanda de energía.

En la práctica, la volatilidad extrema del Costo Marginal de Operación (CMO) y su disociación de los costos medios de producción hacen imposible constituir un mercado energético a partir de un precio de corto plazo con base en el PLD. Esto se pudo percibir claramente en la reforma del modelo brasileño de comercialización de energía al por mayor, llevada a cabo en 2014, donde se estableció que los consumidores debían contratar 100% de su demanda. Así mismo, se creó una rutina de subastas para el mercado regulado que le permite al gobierno inducir la contratación de largo plazo. Dicha contratación, en el caso de las subastas de energía nueva, es de carácter funcional ya que los emprendedores realizan sus ofertas sobre la base de su estructura de costos, garantizando un nivel de ingresos compatible con los costos de producción e independiente de los precios volátiles de corto plazo. Por otro lado, este modelo permite que los consumidores paguen la electricidad al costo promedio de producción de los emprendimientos nuevos.

La misma percepción, sobre la incapacidad del precio *spot* de producir por sí sólo la señalización económica apropiada para las decisiones de los agentes, se ha ido consolidando en los mercados europeos donde la cuota de energías renovables, que ya es significativa, está creciendo cada vez más como en el caso de Portugal, España, Alemania y el Reino Unido. En este último país (el Reino Unido), se está realizando una reforma al modelo de comercialización de energía que busca aumentar la participación del Estado y estimular la competencia donde esta es posible, pero a través de señales económicas adecuadas para los agentes. La solución más viable, hasta el momento, es la combinación de tres instrumentos de política pública: la promoción

de subastas para la contratación a largo plazo de fuentes renovables con precios fijos; la creación de un mercado de capacidad que logre complementar los ingresos de los generadores tradicionales; y el establecimiento de un precio base del carbono que sea capaz de disminuir la excesiva volatilidad y dé señales adecuadas para las decisiones de inversión de los agentes.

En el modelo brasileño, a pesar que los ingresos de los nuevos generadores se han desvinculado del precio marginal de corto plazo, el PLD es considerado un costo de oportunidad importante para la energía existente, para el mercado libre y para el cálculo de la diferencia entre la cantidad de energía contratada y la efectivamente medida. Sin embargo, para todos los agentes que participan en este tipo de transacciones la volatilidad alta del PLD proporciona una señalización económica de baja calidad que no logra estimular las inversiones fuera del Ambiente de Contratación Regulado - ACR o incluso inducir a decisiones de consumo regidas por los costos de producción. Así mismo, es perjudicial que los agentes expuestos al PLD, cuando se presenta una sequía prolongada, estén sujetos a un riesgo financiero grave, el cual no puede ser atenuado de manera sistemática y muchas veces no promueve un comportamiento adecuado por parte de los agentes.

Cabe destacar que, un PLD alto no representa en sí un indicador para la inversión, pues refleja más la hidrología que el equilibrio estructural entre la generación y el consumo del sistema. De igual forma, un PLD muy bajo no señala correctamente la desactivación de las plantas ineficientes. La formación del PLD y su campo de aplicación, que involucra tanto las decisiones de los agentes y transacciones producto de la mecánica del despacho de centrales eléctricas, deben ser reevaluadas para dar mayor consistencia y eficiencia económica al Modelo de 2004. Algo similar al esfuerzo que ha estado realizando de forma sistemática el Modelo Británico, considerado como un referente internacional.

6. Bibliografía

Andrews-Speed, Philip. *Reform Postponed: The Evolution of China's Electricity Markets*, en Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Asano, Hiroshi; Goto, Mika. *After Fukushima: The Evolution of Japanese Electricity Market*, en Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Boute, Anatole. *The Russian Electricity Market Reform: Toward the Reregulation of the Liberalized Market?* en Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Castro, N.J.; Brandão, R. y Dantas, G. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hidroelétrico do Brasil*. GESEL-UFRJ. Río de Janeiro, junio de 2010. TDSE No. 15.

Castro, N.J y Brandão, R. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. GESEL-IE-UFRJ, Río de Janeiro, marzo de 2010. TDSE No16.

Castro, N.J. Brandão, R. y Dantas, G. *O Risco financeiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. GESEL-UFRJ. Río de Janeiro, abril de 2010. TDSE No. 17.

Castro, N. J.; Brandão, R. y Dantas, G. *Problemas no cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova*. GESEL-IE-UFRJ, Río de Janeiro, 2010. TDSE No. 20.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Marcu, S. y Dantas, G. *Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis*. GESEL-IE-UFRJ, Río de Janeiro, mayo de 2011. TDSE No. 31.

Castro, N.J.; Leite, A. L. S. y Rosental, R. *Integração energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul*. *Revista GTD*. São Paulo. Año 8, No. 50, jul-ago de 2012, pp. 94-97

EPE, *Custo Marginal de Expansão, Metodologia de Cálculo e Valor para 2014*, www.epe.gov.br, 2014.

European Commission, *Energy Markets in the European Union in 2011*, <http://europa.eu>, 2011.

European Commission: *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*, <http://europa.eu>, 2013.

European Union: *EU Energy in Figures 2014*, <http://ec.europa.eu>, 2014.

Kim, Suduk; Kim, Yungsan; Shin; Jeong Shik. The Korean Electricity Market: Stuck in Transition, en Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Mayer, Johannes, *Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2014*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, www.ise.fraunhofer.de, 2014

Key, Malcolm; Rhys, John; Robinson, David, Electricity Market Reform in Britain: Central Planning Versus Free Markets, en Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

OFGEM, *Project Discovery: options for delivering secure and sustainable energy supplies*, www.ofgem.gov.uk, 2010.

Newbery, David, *Evolution of the British Electricity Market and the Role for the Role of Policy for the Low Carbon Future*, en Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Sen, Anupama; Jamasb, Tooraj. Not Seeing the Wood for the Trees? Electricity Market Reform in India, en Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.