

Interacción entre el mercado de energía y el mercado de reservas

Carlos Vázquez Michel Rivier
Instituto de Investigación Tecnológica (IIT)
ICAI. Universidad Pontificia Comillas
c/ Santa Cruz de Marcenado, 26. 28015 Madrid, Spain
carlos.vazquez@iit.upco.es michel.rivier@iit.upco.es

IIT Working Paper IIT-00-089A

Enero 2000

1 Introducción: Influencia de los pagos por reservas

En la mayoría de los mercados eléctricos modernos, las reservas de operación no son asignadas en el mismo mercado en el que tienen lugar los intercambios de energía, sino que se negocian en un mercado separado que tiene lugar a continuación del mercado principal. Esta separación favorece la transparencia del proceso y permite diferenciar claramente cuáles son los productos que se están vendiendo en cada caso. Sin embargo, al dividir la casación en varias etapas diferentes y sucesivas no queda claramente determinado cómo debe articularse la influencia de unos mercados sobre otros y algunos expertos han apuntado la posibilidad de que la existencia de un mercado de reservas diferenciado de los demás pudiera estar deprimiendo el precio del mercado de energía, alejándolo del precio que tendría un hipotético mercado de tiempo real en el que sólo se vendiese energía.

En este documento se analiza esta problemática, característica de los mercados sucesivos, partiendo inicialmente de los resultados de la teoría marginalista e introduciendo a continuación la posibilidad de arbitraje entre los distintos mercados. Finalmente, se toman los resultados del comportamiento de los agentes que realizan arbitraje para inferir algunas conclusiones sobre las características de los sistemas basados en mercados simples sucesivos y, en particular, se comentan algunas ideas acerca de las propuestas de reforma del *pool* en Inglaterra y Gales.

Los modelos descritos para el desarrollo marginalista parten fundamentalmente de los desarrollos realizados en [26]*, mientras que los aspectos relacionados con la interacción de los mercados y la influencia del arbitraje se apoyan en buena parte en las investigaciones previas realizadas dentro del IIT por Gregorio Relañó y por Mariano Ventosa y Álvaro Baíllo.

2 Teoría marginalista

2.1 Problema completo

Plantaremos únicamente el problema de una hora, ya que los efectos de acoplamiento entre las distintas horas no son relevantes en el estudio de las relaciones entre mercados que ahora nos interesa. Por simplicidad, solamente se considerarán los costes variables de operación y los costes de acoplamiento. Los costes de arranque podrían incluirse en el desarrollo, pero incrementan notablemente la dificultad de la notación y distraen la atención del problema principal de interacción entre los mercados que se pretende estudiar. El reparto adecuado de los costes de arranque entre las diferentes horas se aborda en detalle en el anexo A.

El objetivo en el problema completo (centralizado) consiste en minimizar los costes totales de producción, sujetos a las restricciones del equilibrio generación-demanda y de los requerimientos de reservas. La tercera ecuación describe el límite máximo de producción de cada generador.

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_i g_i \cdot Cv_i + \sum_i u_i \cdot Cb_i \\ \text{sujeto a} \quad & \sum_i g_i = d \quad : \rho \\ & \sum_i \bar{g}_i \cdot u_i \geq d \cdot (1 + R) \quad : \sigma \\ & g_i \leq \bar{g}_i \cdot u_i \quad : \pi \end{aligned} \tag{1}$$

* [26] C. Meseguer. **Valoración económica marginalista de servicios de generación en mercados eléctricos**. Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas No. ETS/178/1998. Junio 1998.

- Donde g_i es la energía producida por el grupo i .
 \bar{g}_i es la capacidad máxima de generación del grupo i .
 u_i es una variable 0/1 que indica el estado de acoplamiento del generador i (0 parado, 1 arrancado).
 Cv_i es el coste variable de operación del grupo i
 Cb_i es el coste de acoplamiento del grupo i
 d es la demanda del sistema.
 R es el factor de reserva rodante requerido por el operador del sistema
 ρ, σ, π son las correspondientes variables duales de cada restricción

En este modelo, si formamos el Lagrangiano ℓ y derivamos con respecto a las dos variables de decisión del generador: g_i y u_i , obtenemos las principales condiciones de optimalidad que definen la solución del problema.

$$\frac{\partial \ell}{\partial g_i} = Cv_i - \rho - \pi_i = 0 \tag{2}$$
$$\frac{\partial \ell}{\partial u_i} = Cb_i + \pi_i \cdot \bar{g}_i - \sigma \cdot \bar{g}_i = 0$$

2.2 Problema individual

Ahora, plantearemos el problema individual de cada agente, por el que los distintos participantes en el sistema toman las decisiones acerca de cuánto producir o cuánta reserva dar. Si el mercado está bien diseñado, el resultado de este problema debería ser el mismo que el del problema completo, de forma que el diseño del mercado induzca a los agentes a comportarse de forma óptima. Utilizando este criterio, buscaremos cuál es la estructura de pagos que consigue llegar a este resultado ideal.

Cada agente debe intentar maximizar la suma de sus ingresos menos sus costes. Tomaremos una función de ingresos genérica f , que depende de la energía producida y de la potencia acoplada, e intentaremos determinar el valor de f comparando las condiciones de optimalidad de este problema con las del problema conjunto.

$$\max f(g_i, u_i) - \left(\sum_i g_i \cdot Cv_i + \sum_i u_i \cdot Cb_i \right) \tag{3}$$

sujeto a $g_i \leq \bar{g}_i \cdot u_i \quad : \pi$

* Esta notación se mantendrá a lo largo de todo el presente anexo.

De nuevo, obteniendo el Lagrangiano ℓ y derivando respecto a las variables de decisión de los agentes, obtenemos las condiciones de optimalidad de este problema.

$$\begin{aligned}\frac{\partial \ell}{\partial g_i} &= \frac{\partial f(g_i, u_i)}{\partial g_i} - C v_i + \pi_i = 0 \\ \frac{\partial \ell}{\partial u_i} &= \frac{\partial f(g_i, u_i)}{\partial u_i} - C b_i - \pi_i \cdot \bar{g}_i = 0\end{aligned}\quad (4)$$

Comparando (4) con las condiciones de optimalidad (2) del problema completo

$$\left. \begin{aligned}\frac{\partial f(g_i, u_i)}{\partial g_i} &= \rho \\ \frac{\partial f(g_i, u_i)}{\partial u_i} &= \sigma \cdot \bar{g}_i\end{aligned}\right\} \Rightarrow f(g_i, u_i) \approx \rho \cdot g_i + \sigma \cdot \bar{g}_i u_i \quad (5)$$

Es decir, que los generadores deben recibir un precio de energía ρ que se aplica al total de la energía que entregan al sistema en una determinada hora y un precio de reservas σ que se aplica al total de la potencia que han acoplado en dicha hora.

La intuición detrás de este resultado es la siguiente: Supongamos que tenemos un sistema en un determinado instante en el que la demanda, por medio de su elasticidad al precio, marca el precio de energía ρ y donde el mercado no es capaz de proporcionar toda la reserva requerida, de modo que existe un cierto coste de reserva no servida C_{RNS} . Y supongamos que, en esta situación, uno de los grupos de base, que está generando a máxima potencia, reduce su producción en 1 MW manteniendo constante su potencia acoplada. Entonces, la demanda (que está al margen) dejará de consumir 1 MW y el beneficio global del sistema se reducirá en la utilidad marginal de dicha demanda, ρ . Así, el valor para el sistema de la energía del grupo de base es igual a ρ , e igual al precio del mercado de energía. Supongamos ahora que el mismo grupo de base reduce en 1 MW su capacidad. Entonces, disminuirá la energía consumida por la demanda al margen pero también aumentará en 1 MW la cantidad de reserva no suministrada, de modo que la disminución de la utilidad total del sistema será igual a $\rho + C_{RNS}$. Aunque las características técnicas del grupo no le permitan hacer seguimiento de la carga, el hecho de que su potencia esté acoplada en base contribuye a que otros grupos puedan estar disponibles para dar reserva y, por tanto, contribuye a que se satisfaga la

restricción de reserva. El valor de la potencia del generador de base no es únicamente el precio de la energía, sino que incluye también el precio de la reserva del sistema*.

2.3 Comparación con los mercados sucesivos reales

La mayoría de los mercados competitivos avanzados que se han implantado hasta el momento pagan un precio de energía que se aplica al total de la energía entregada por el grupo en el mercado y un precio de reserva que solamente afecta a la potencia suplementaria que es necesario acoplar, una vez que ya se ha cubierto la demanda, para satisfacer la restricción de reserva. De este modo, sólo pagan el precio de reserva a una pequeña parte de la potencia acoplada; en concreto, únicamente se considera reserva la potencia $\bar{g}_i \cdot u_i - g_i$. Por comparación con el resultado teórico, parecería que la remuneración de la generación que proporcionan estos mercados avanzados es menor de la remuneración óptima, y que hurta a todos los generadores un término igual a $g_i \cdot \sigma$, que corresponde a la remuneración por reserva que debería pagarse a la parte de la potencia acoplada que es empleada para producir energía en el mercado diario.

En el ejemplo anterior, cuando el grupo de base deja de producir 1 MW pero mantiene constante su nivel de potencia acoplada, un mercado con las mismas características que los mercados reales entendería que el grupo ha pasado a dar 1 MW de reserva, por lo que dejaría de pagarle el precio de energía ρ por ese 1 MW y le pagaría el precio del mercado de reservas σ . Es decir, que la energía del generador se estaría valorando a un precio $\rho - \sigma$, que es menor que el precio ρ que realmente está dispuesta a pagar la demanda por esa energía.

Los resultados básicos de este ejemplo se pueden resumir en la siguiente tabla. Restando los resultados del caso (2) y del (1), se pueden obtener los pagos que da el

* Este resultado es igualmente válido cuando no existe un mercado de reservas organizado, sino que son los propios agentes los que deciden permanecer acoplados con el fin de capturar los precios altos que podrían aparecer si se produjese un fallo. En este caso, el valor esperando de dicho ingreso durante el fallo realiza el mismo papel que realiza el precio del mercado de energía en nuestro análisis y el razonamiento puede extenderse sin dificultad.

En realidad, aunque exista un pago explícito por reserva, siempre existe un término asociado al valor esperado de los ingresos que se obtienen por hacer uso de esa reserva. En este análisis no se ha considerado por simplicidad, ya que en los mercados reales suele ser pequeño, pero en rigor debería estar incluido en la formulación.

sistema por una unidad de energía, y restando los resultados de (3) de los de (1) se puede determinar cuánto paga el mercado por cada unidad de potencia acoplada.

	Ejemplo		Precios teóricos		Mercado avanzado		Diferencia
	Energía	P. acoplada	Energía	Reservas	Energía	Reservas	
(1)	g	g	$g \cdot \rho$	$g \cdot \sigma$	$g \cdot \rho$	0	$g \cdot \sigma$
(2)	$g - \Delta g$	g	$(g - \Delta g) \cdot \rho$	$g \cdot \sigma$	$(g - \Delta g) \cdot \rho$	$\Delta g \cdot \sigma$	$(g - \Delta g) \cdot \sigma$
(3)	$g - \Delta g$	$g - \Delta g$	$(g - \Delta g) \cdot \rho$	$(g - \Delta g) \cdot \sigma$	$(g - \Delta g) \cdot \rho$	0	$(g - \Delta g) \cdot \sigma$
(2)-(1)	Valor de la energía		ρ		$\rho - \sigma$		σ
(3)-(2)	Valor de la potencia		σ		σ		0

De estos resultados se observa que, aunque el valor de la potencia acoplada que obtienen los agentes de los mercados reales es el mismo que resulta del análisis teórico, la valoración de la energía en este tipo de mercados es menor de lo que recomienda la teoría marginalista. Es decir, que la energía está infraremunerada en la mayoría de los mercados que existen actualmente y que, para que las señales económicas coincidieran con las señales óptimas desarrolladas por la teoría sería necesario sumar al precio de la energía el precio que se obtiene en el mercado de reservas. Además, puesto que los precios hallados durante el desarrollo teórico son también las señales económicas óptimas que hacen que los generadores inviertan hasta el nivel más adecuado y que se recuperen totalmente los costes de inversión en ese punto^{*}, cabe pensar que cualquier diseño que proporcione precios distintos a éstos dará lugar a mercados no adaptados o a que los generadores no recuperen sus costes. Esto podría justificar en parte la necesidad de un término de potencia que compensase los ingresos que se dejan de percibir como consecuencia del diseño del mercado.

3 Análisis del arbitraje entre mercados

A continuación, volveremos a estudiar el diseño de los mercados eléctricos avanzados, caracterizados por la existencia de un mercado de energía y un mercado de reservas diferenciados y por qué el mercado de reservas solamente paga a los generadores por la potencia adicional que es necesario acoplar para dar dicha reserva. El

* Se ha omitido el desarrollo completo del problema de inversión con el fin de no enturbiar la presentación de las principales conclusiones del documento.

objetivo de los siguientes apartados consiste en comprobar si la conclusión obtenida anteriormente, según la cual los precios que resultan de este tipo de mercados no constituyen señales eficientes de operación, se sigue manteniendo una vez que se modela de forma explícita la posibilidad de que los agentes realicen arbitraje entre la casación de energía y la casación de reservas.

3.1 Problema individual: Estructura de precios ideal

Con el fin de tener una referencia con la que comparar los resultados que se obtienen para la estructura de mercado que existe en la mayoría de los sistemas avanzados, comenzaremos por estudiar el problema de confección de ofertas en un mercado que se ajusta a los criterios de diseño que resultan del análisis marginalista. Supongamos un sistema en el que cada agente recibe un precio ρ por la energía que entrega al mercado y un precio σ por la potencia acoplada con la que cuenta en cada instante. Entonces, el problema individual de maximización de beneficios de cada agente quedará definido por

$$\begin{aligned} \max \quad & \left(\sum_i g_i \cdot \rho + \sum_i \bar{g}_i u_i \cdot \sigma \right) - \left(\sum_i g_i \cdot Cv_i + \sum_i u_i \cdot Cb_i \right) \\ \text{sujeto a} \quad & g_i \leq \bar{g}_i \cdot u_i \quad : \pi_i \end{aligned} \quad (6)$$

Derivando respecto a las variables de decisión de los agentes: g_i y u_i , se obtienen las condiciones que definen la oferta óptima.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \text{Benef}_i}{\partial g_i} &= \rho - Cv_i - \pi_i \\ \frac{\partial \text{Benef}_i}{\partial u_i} &= \sigma \cdot \bar{g}_i - Cb_i + \pi_i \cdot \bar{g}_i \end{aligned} \quad (7)$$

Siempre que este beneficio neto unitario sea positivo, el grupo deseará producir. Es decir, la oferta que el generador haga al mercado deberá garantizar que siempre que las ganancias netas del generador sean positivas, la oferta será aceptada. De este modo, siempre suponiendo que no existe poder de mercado, el precio de la oferta tendrá que ser igual al precio del mercado menos dicho beneficio neto unitario. Podemos distinguir dos casos:

- Si $\pi = 0$, entonces

$$\begin{aligned} \text{Precio de energía} &= Cv_i \\ \text{Precio de potencia} &= \frac{Cb_i}{\bar{g}_i} \end{aligned} \quad (8)$$

Suponer $\pi = 0$ implica considerar que el grupo ya estaba acoplado previamente por otros motivos diferentes a los de producir energía (en este modelo, el grupo se habría acoplado para poder dar reserva) y que, además, el generador no está produciendo a su máxima potencia. Si se verifican estas dos condiciones, entonces la restricción que limita la producción del grupo no estará activa y, por tanto, su variable dual será nula.

- Si el coste fijo de operación del grupo es más alto que el precio esperado del mercado de reservas, el generador no será acoplado con el fin de participar en dicho mercado y, entonces, la decisión de acoplar el grupo se justifica para que sea posible producir energía. En ese caso el valor de π ya no será nulo y una parte de los costes de acoplamiento se incluirán en la oferta que el grupo hace al mercado de energía*. La oferta al mercado de reservas intentará aproximar el precio esperado de dicho mercado y el resto de los costes fijos de operación serán asignados a la oferta de energía.

$$\begin{aligned} \text{Precio de energía} &= Cv_i + \pi \\ \text{Precio de potencia} &= \frac{Cb_i}{\bar{g}_i} - \pi \approx \sigma \end{aligned} \quad (9)$$

3.2 Problema individual: Estructura de precios real

Ignorando ciertos aspectos de detalle, como la existencia de reservas diferenciadas a subir y a bajar u otros similares, el problema de maximización de beneficios de los mercados que hemos denominado reales quedará definido como sigue.

$$\max \left(\sum_i g_i \cdot \rho + \sum_i (\bar{g}_i u_i - g_i) \sigma \right) - \left(\sum_i g_i \cdot Cv_i + \sum_i u_i \cdot Cb_i \right) \quad (10)$$

$$\text{sujeto a} \quad g_i \leq \bar{g}_i \cdot u_i \quad : \pi_i$$

Derivando, se obtienen las condiciones que definen la oferta óptima.

$$\frac{\partial \text{Benef}_i}{\partial g_i} = \rho - \sigma - Cv_i - \pi_i \quad (11)$$

* También es posible que el motivo por el que π sea distinto de cero sea porque el grupo se encuentra produciendo al máximo de su capacidad. En este caso, π representa un término adicional que se conoce como beneficio marginal de capacidad y que no constituye un coste variable. Por tanto, no debe incluirse en las ofertas del grupo.

$$\frac{\partial \text{Benef}_i}{\partial u_i} = \sigma \cdot \bar{g}_i - Cb_i + \pi_i \cdot \bar{g}_i$$

Y, de la misma forma que en el modelo ideal, cada agente deseará producir siempre que el beneficio marginal sea positivo. Así, a partir de las anteriores ecuaciones de beneficio neto, se obtienen las siguientes ofertas:

- Si $\pi = 0$,

$$\begin{aligned} \text{Precio de energía} &= Cv_i + \sigma \\ \text{Precio de potencia} &= \frac{Cb_i}{\bar{g}_i} \end{aligned} \quad (12)$$

- Si $\pi \neq 0$,

$$\begin{aligned} \text{Precio de energía} &= Cv_i + \pi + \sigma \approx Cv_i + \frac{Cb_i}{\bar{g}_i} \\ \text{Precio de potencia} &= \frac{Cb_i}{\bar{g}_i} - \pi \approx \sigma \end{aligned} \quad (13)$$

La diferencia con el modelo anterior es un término σ que aparece en las ofertas de energía y que no aparecía en las ofertas de los generadores en el sistema ideal. El comportamiento de los generadores se modifica para tener en cuenta las circunstancias de la casación. Mientras que en los mercados que hemos llamado ideales cada agente se limita a ofertar su coste variable (y quizás una parte del coste de acoplamiento) en el mercado de energía y su coste de acoplamiento (o la parte que queda por ser recuperada del mismo) en el mercado de reservas, en los mercados reales los agentes se ven obligados a incluir en sus ofertas el precio que esperan que resulte en el mercado de reservas. En efecto, en este tipo de mercados el hecho de generar una unidad adicional de energía implica que ya no va a ser posible participar en el mercado de reservas y, de esta forma, los ingresos esperados de este mercado deben considerarse como un coste de oportunidad que se pierde al participar en el mercado de energía. Por tanto, el coste total de producir energía incluye, por una parte, un coste directo de combustible y, por otra, un coste de oportunidad igual a los beneficios esperados del mercado de reservas.

La expresión (12) puede descomponerse de modo que el precio de la energía quede expresado como la suma de una parte asociada a los costes de operación y otra parte asociada al coste de oportunidad:

$$\text{Precio de energía} = \left(Cv_i + \frac{Cb_i}{\bar{g}} \right) + \left(\sigma - \frac{Cb_i}{\bar{g}} \right)$$

Este mismo efecto se puede apreciar si se plantea el problema global y, mediante una descomposición de Benders, se modela el mercado de reservas como una optimización separada. Entonces, la función objetivo del mercado de energía y, por tanto su precio, incluye un término que refleja la repercusión de las decisiones de este mercado sobre el mercado de reservas. En consecuencia, las ofertas de los agentes reflejan también ese factor de arbitraje.

Es decir, que finalmente los mercados que solamente pagan el precio de reserva a la energía adicional que se necesita para cubrir los requisitos de seguridad una vez que ya se ha cerrado el mercado de energía terminan alcanzando los mismos niveles de remuneración que los mercados diseñados de acuerdo con la teoría marginalista. Los agentes terminan internalizando en sus ofertas el factor que, en principio, parecía que el diseño de mercado estaba hurtando del precio de energía.

3.3 La interacción entre los mercados como un problema de arbitraje

Como hemos visto, los agentes realizan sus ofertas incluyendo en ellas el efecto de los siguientes mercados sobre sus ingresos. Este término que los agentes añaden a sus ofertas asociado a los costes de oportunidad hace que los competidores se comporten en la práctica realizando un arbitraje entre los diferentes mercados en los que participan. Este apartado parte del concepto tradicional de arbitraje, según el cual los agentes van saltando de unos mercados a otros buscando aquéllos que más beneficios les aporten, para mostrar de una forma más intuitiva el resultado obtenido en el apartado 3.2.

Consideremos el comportamiento del generador que marca el precio en el mercado de energía. Puesto que el precio del mercado coincide con su precio de oferta y que, en principio, esta oferta es igual a sus costes de operación, el grupo obtiene un beneficio neto nulo por negociar en el mercado de energía.

A la vista de este resultado, el generador se plantea la posibilidad de dejar de producir energía y pasar a vender su potencia en el mercado de reservas. En este caso, obtendría un beneficio neto igual a la diferencia entre el precio de las reservas y su coste fijo de operación. Siempre que esta cantidad sea positiva, el grupo abandonará el mercado de energía. Hay que mencionar, con el fin de poder comparar con los resultados de los apartados anteriores, que esto implica que $\pi = 0$.

Así, el grupo que marcaba el precio marginal dejará de producir energía para pasar al mercado de reservas, y también el siguiente generador en el orden de mérito, y así sucesivamente. Como consecuencia, los precios del mercado de energía irán subiendo progresivamente y los precios del mercado de reservas irán bajando. Este proceso se estabiliza cuando los precios han cambiado de tal forma que el beneficio que un grupo obtiene del mercado de energía se iguala a lo que obtiene por pasar al mercado de reservas. De esta forma:

$$\rho - \left(C_v + \frac{Cb}{g} \right) = \sigma - \frac{Cb}{g} \quad \Rightarrow \quad \rho = C_v + \sigma$$

Es decir, que el arbitraje modifica los precios en el mercado de energía y el nuevo precio resulta igual al coste variable del generador más caro que está produciendo energía más el precio del mercado de reservas. Este es el mismo resultado que se obtenía en la ecuación (12).

4 Conclusiones

En definitiva, a lo largo de los desarrollos de este anexo se han presentado dos modelos de diseño de mercado alternativo. El primero de ellos paga a los generadores un precio ρ que se aplica al conjunto de la energía producida y un precio σ por el total de la potencia acoplada al sistema. El segundo modelo de mercado paga un precio $\rho + \sigma$ por la energía que produce cada generador y un precio σ que se aplica a la diferencia entre la potencia acoplada y la energía producida, que es lo que en este caso se identifica como reserva. Matemáticamente, la remuneración total de ambos modelos es la misma.

De este modo, a pesar de que el diseño original de los que hemos llamado modelos reales no considera pagos por potencia para una parte de la potencia que se ha acoplado al sistema (la que es empleada para producir energía), la propia dinámica del mercado se encarga de igualar los pagos que reciben estos grupos con los pagos ideales que resultan de la teoría marginalista, que sí incluyen pagos para toda la potencia acoplada. Las ofertas que realizan los agentes se adaptan al diseño del mercado, internalizando los costes de oportunidad que aparecen en los modelos reales y terminan compensando en la práctica las diferencias entre los dos diseños.

El hecho de que el resultado de los dos modelos sea el mismo, podría indicar que ambos diseños son intercambiables y que, por tanto, ambos son igualmente válidos para ser implantados en la práctica. Sin embargo, es necesario destacar que el modelo real ha necesitado del arbitraje de los agentes para llegar a los resultados óptimos y que ese arbitraje requiere de unos agentes muy bien preparados, que sean capaces de detectar los costes de oportunidad que aparecen, que hayan recogido y analizado toda la información disponible acerca del comportamiento del mercado, y que puedan estimar satisfactoriamente el precio del mercado de reservas. En general, no siempre es sencillo realizar esta estimación con precisión. En el modelo ideal, por el contrario, los agentes se limitan a hacer una oferta que únicamente depende de sus costes. Este tipo de diseño no necesita de unos generadores especialmente hábiles, ni requiere gastar una parte de los recursos de los agentes en estimar el comportamiento de los demás agentes y del mercado y, en consecuencia, alcanza siempre el resultado óptimo aunque los agentes no estén altamente cualificados.

El modelo real resulta más transparente en su implantación, al identificar claramente los productos negociados en cada mercado, pero presenta el inconveniente de requerir de agentes mucho más hábiles y con una gran capacidad de prever los resultados de la casación y realizar arbitrajes. El modelo basado en la teoría marginalista, por el contrario, es mucho más robusto ante la existencia de agentes poco sofisticados.

5 Desarrollos en curso y trabajos futuros

- En estos momentos se está trabajando en una formulación alternativa de las ecuaciones de la teoría marginalista, modelando explícitamente la reserva como la diferencia entre la potencia acoplada y la potencia generada, que, de nuevo, da lugar a los mismos precios que el mercado real en condiciones de arbitraje perfecto y, además, permite modelar explícitamente la posibilidad de que algunos grupos no tengan capacidad técnica de dar reservas y, por tanto, no puedan arbitrar entre los dos mercados. Bajo estas condiciones, es posible obtener los precios que resultarían de la teoría marginalista con este nuevo parque generador y compararlos con los que aparecerían en los mercados reales. Los resultados preliminares indican que, de nuevo, ambos precios coinciden, aunque ya no son necesariamente los mismos que resultaban cuando todos los grupos podían arbitrar.

- Por otra parte, y esto excede con mucho los objetivos de este anexo, es interesante intentar generalizar el tipo de análisis con el que se ha abordado el problema de los mercados de reservas a otro tipo de mercados y, muy especialmente, a la interacción entre los diferentes mercados sucesivos de energía (diario, intradiarios, etc.). Esto debería permitir llegar de forma rigurosa a conclusiones sobre las ventajas e inconvenientes de los mercados sucesivos similares a las que intuitivamente se han presentado en el apartado 4.3 y en el Anexo C.