
CONVERGENCIA GAS-ELECTRICIDAD Y CIERRE DE MERCADO

JULIÁN BARQUÍN GIL

Universidad Pontificia Comillas.
Madrid.

Nuestra generación vive tiempos románticos. Imperios que caen (como la Unión Soviética), amenazas globales (el cambio climático) y la sensación de un mundo que termina y otro que nace han estado quizá pocas veces, o quizá no, tan presentes. Pero es posible, que a tenor de las noticias, nada sea tan romántico como el mundo industrial, donde fusiones y

adquisiciones se presentan como batallas de gigantes, donde reyes-consejeros delegados arrastran a guerreros-ejecutivos y encantadores-abogados en una lucha sin cuartel. Fríamente considerado no parece que haya, por supuesto, para tanto. Lo cual no significa que no sea importante. Y puestos a ser realmente fríos, quizá algunas de estas cosas no sean tan terriblemente nuevas y jamás vistas. Pero probablemente novedades también haya. Y una de estas novedades está ligada a la creciente convergencia entre los sectores del gas y la electricidad.

Tradicionalmente, el gas ha estado asociado al petróleo. Todavía lo está: los precios de muchos contratos de venta mayorista de gas natural y en muchos sitios los precios de venta al por menor están ligados al precio del petróleo o de sus derivados (fuel-oil, gas-oil, etc.). Pero al mismo tiempo se observa el aumento de una cierta (y relativa) independencia del mundo petrolífero y una creciente

interacción con el sector eléctrico. Dos cambios son probablemente los principales responsables: uno tecnológico y uno comercial.

Tecnológicamente, el tipo de planta de generación eléctrica favorito por los inversores en los últimos años ha estado basado en la combustión de gas natural. En particular, en España la nueva generación eléctrica ha sido básicamente eólica y, más importante para el tema de este artículo, de ciclos combinados de gas natural [CNE, 2006], un tipo de planta con una eficiencia técnica especialmente elevada (alrededor del 60%). La escala eficiente de este tipo de centrales puede ser tan baja como 250 MW, lo que permite la entrada de empresas relativamente pequeñas y, presumiblemente, el incremento en la competencia en el sector de la generación de energía eléctrica. Pero también ha causado una creciente ligazón entre los costes del gas y de la electricidad.

Comercialmente, se ha despertado una nueva ambición en las compañías de gas, de electricidad y, en ocasiones, incluso de aguas o telecomunicaciones: la venta a los consumidores finales no solamente de su producto tradicional, si no también del producto de sectores ajenos a su actividad habitual. Vemos así en España a eléctricas vendiendo gas, a gasistas ofreciendo electricidad, y quizá no tardemos en ver a empresas puramente comerciales ofreciendo de forma generalizada ambas cosas a la vez.

El panorama es por tanto muy complejo. El gas natural es un insumo para la producción de electricidad. También es un sustituto en algunos de sus usos finales (por ejemplo, en la cocina o en numerosas industrias). Ambos productos se transportan por sistemas pertenecientes a compañías reguladas y, en cualquier caso, su distribución está supervisada por la autoridades competentes (en España, de forma específica por la Comisión Nacional de Energía). Por todo ello, hay que desconfiar de razonamientos basados en modelos simples (o simplistas) que solamente consideren uno de los muchos problemas planteados. Pero por otra parte los modelos simples, como todos sabemos, tienen la virtud de enfocar el análisis en un aspecto específico que puede ser merecedor de atención.

Este artículo se centra en uno de estos aspectos específicos, derivado del papel del gas natural como insumo para la producción eléctrica.

UN PARÉNTESIS HISTÓRICO †

La historia de la regulación, aunque breve, ha conocido ya ciclos [Brennan, 2000]. En lo referente a la regulación de la competencia, sus inicios a finales del siglo XIX en las economías industriales avanzadas están muy ligados al uso de modelos clásicos, como el de Cournot. En términos generales existía, al menos en los medios más académicos de los países anglosajones, una fuerte desconfianza hacia todas las operaciones de concentración o acuerdo empresarial, incluidos los acuerdos de naturaleza vertical.

Avanzado el siglo XX, el péndulo empezó a moverse en el sentido de permitir una mayor libertad de acción empresarial, a menudo debido al trabajo de lo que ha venido a denominarse «Escuela de Chicago», por la universidad donde trabajaban algunos de sus exponentes más notables. Hicieron notar la inestabilidad interna que afecta a cárteles y acuerdos colusivos, y consideraron que en general no hay razón para pensar que «grande» es «malo». La competencia depende de la independencia de las empresas en los distintos mercados, mientras

que es posible que la integración vertical aumente la eficiencia de la industria, al eliminar ineficiencias y evitar la «doble marginalización» que resulta en menores beneficios y mayores precios cuando hay empresas con poder de mercado en ambos segmentos (*upstream* y *downstream*) de la cadena productiva. En suma, sus recomendaciones solían ir en la línea de centrarse en los problemas horizontales y adoptar una actitud relajada con respecto a otras cuestiones, y en particular con respecto a los problemas de naturaleza vertical.

La década de los ochenta señala posiblemente el ápice de la influencia de la Escuela de Chicago y también el inicio de la vuelta del péndulo a posiciones más próximas a las de partida. Pero el final de un ciclo, aunque recuerde al principio, nunca es igual. En este caso la motivación intelectual estuvo muy ligada a la creciente aplicación de la teoría de juegos que reveló un creciente número de posibles problemas de competencia. La colusión tácita, las prácticas predatorias y la integración vertical volvían a estar de moda.

CIERRE VERTICAL DE MERCADO ¿UNA CUESTIÓN DE COMPROMISO? ‡

Si una firma con poder de mercado restringe el acceso a dicho bien a otras empresas que operan en otro sector dependiente y potencialmente competitivo, con la intención de ganar también en este sector poder de mercado, se asiste a un caso de cierre de mercado [Rey y Tirole, 2005]. La situación normalmente contemplada es una empresa que produce un bien necesario en una etapa posterior de la cadena productiva. Por tanto, se requiere la preexistencia de poder de mercado en el sector aguas arriba (*upstream*), es decir, la existencia de un agente o agentes con posición dominante. Las restricciones sobre el acceso al bien intermedio pueden ser debidas a una variedad de causas.

Por ejemplo, es posible que la industria, o parte de ella, adopte una estructura verticalmente integrada. En este caso puede ser fácil denegar el bien intermedio a los competidores, ya que a lo mejor ni siquiera está en el mercado. Un caso curioso lo constituye la decisión tomada por las autoridades británicas en 1989 de obligar a grandes fabricantes de cerveza a la enajenación de los pubs donde la vendían directamente al público [Snyder, 1994]. Es también posible que la empresa dominante aguas arriba se niegue a negociar con sus consumidores; sea directamente, sea ofreciendo precios ridículamente altos. En casos en los que existen economías de escala significativas, que haga deseable la cooperación entre empresas, puede también negarse a

hacerlo. Estos problemas pueden darse en sistemas de energía eléctrica, en especial si el operador del sistema es propiedad de una compañía verticalmente integrada.

Los contratos de exclusividad son otro instrumento con el que se puede perseguir fines semejantes. También es posible obtener el mismo efecto mediante el uso de precios discriminatorios. Aunque suelen estar prohibidos en las diferentes legislaciones, no obstante es posible obtener efectos similares mediante «programas de lealtad» o medidas similares que, aunque formalmente abiertas a todos los clientes, pueden permitir una discriminación *de facto*.

La respuesta de la Escuela de Chicago a estos razonamientos es sumamente instructiva, ya que permite identificar la naturaleza precisa del problema. No negaban que los precios finales fueran distintos de los competitivos, pero argumentaban que la existencia o no de integración vertical era en realidad irrelevante. Lo único que importaba es la existencia de poder de mercado en el sector aguas arriba. Dicho de otra forma, todo el beneficio que se puede extraer del consumidor final, lo puede ejercer la empresa dominante ejerciendo su poder de mercado en el mercado del bien intermedio. Por tanto, no tiene incentivos a distorsionar la estructura del sector aguas abajo.

El punto débil del razonamiento es que, en general, la única forma en la que la compañía dominante puede ejercer su poder de mercado es mediante contratos o prácticas de exclusividad. Lo cual plantea dos problemas. El primero es el problema legal de que dichos contratos pueden no serlo. El segundo es que, incluso si son legales, existe un problema de credibilidad por parte del monopolista. En efecto, tiene un incentivo *ex ante* a limitar el acceso aguas abajo. No obstante, una vez que dicho acceso limitado ha sido concedido, existe un incentivo *ex post* a ampliarlo. Por lo tanto, le resulta muy difícil asumir un compromiso creíble *ex ante*. Esto lo saben en el sector aguas abajo, que anticipan una mayor oferta y un precio más bajo para el bien intermedio que aquel con el que el monopolista capturaría las rentas de monopolio.

La integración vertical puede ser una manera de restaurar el poder de mercado que la dificultad de asumir un compromiso creíble puede erosionar, al menos de forma parcial. En efecto, una vez que se ha integrado, los incentivos a conceder un acceso más amplio al bien intermedio disminuyen, como consecuencia de la mayor competencia que sufriría la división aguas abajo. Por lo tanto, puede asumir un compromiso creíble de suministro de una cantidad limitada del bien intermedio.

PROBLEMAS DE CONVERGENCIA ↓

Estas preocupaciones podrían ser, como se ha comentado, relevantes en el caso de fusiones convergentes de compañías de gas y electricidad. No se considerarán aquí las complejidades que la naturaleza substitutiva del gas y la electricidad plantea en el sector minorista, si no simplemente el papel del gas natural como combustible para la generación de electricidad.

Un prerequisite es la existencia de poder de mercado en el sector del gas. Naturalmente, este es un hecho empírico que debe ser establecido. Si no hubiera, no habría temor alguno de cierre de mercado. Por tanto, y por el razonamiento, supóngase que existe. Se supondrá también que existe un mercado de generación eléctrica competitivo y, como consecuencia, un precio de la electricidad que pagan los consumidores finales.

Disminuir el acceso al gas por parte de las compañías de generación eléctrica tiene como primer efecto el incremento del precio de la electricidad, al verse obligadas al empleo de plantas con tecnologías menos eficientes. Otro efecto, quizá aparentemente paradójico es que esto puede de hecho conducir a un incremento de los beneficios de la industria de generación eléctrica. En efecto, las tecnologías de generación eléctrica serán de tres tipos. Primeramente aquellas como la nuclear, la eólica, la hidroeléctrica y, posiblemente, algunas plantas de carbón con costes variables más bajos que las centrales de gas natural. También existen centrales con costes variables más altos, por ejemplo las que utilizan como combustible el fuel oil o quizá, de nuevo el carbón. Y finalmente están las propias centrales de gas natural.

El incremento del precio de la electricidad asociado a un menor suministro de gas supone una mayor renta para las todas las centrales con menores costes variables que las de gas natural, al aumentar la diferencia entre el precio y el coste variable. Para las centrales de gas natural el efecto es ambiguo, ya que producirían menos electricidad pero durante parte del tiempo a un precio mayor (cuando produjeran las centrales con mayor coste variable). Las centrales más caras tendrían, en un mercado competitivo, unas rentas pequeñas (la diferencia entre el precio de la electricidad y su coste variable en las horas en que producen). En conjunto, los beneficios de operación de la industria de generación eléctrica podrían incrementarse apreciablemente. Los de cada compañía en concreto dependerán de su cartera de generación, siendo las más favorecidas aquellas con una mayor proporción de plantas de bajo coste variable.

Estos beneficios podrían llegar a suponer un incentivo a la empresa dominante para ejercer su poder de mercado. No obstante, en ausencia de integración, puede resultarle difícil capturar estas rentas. Las dificultades quizá se aprecien mejor en el caso extremo de un mercado eléctrico perfectamente competitivo, con tan sólo tres tecnologías (por ejemplo, nuclear, gas y fuel-oil) en que cada empresa este especializada en un tipo de planta. Restringir el acceso de gas beneficia sobre todo a las centrales nucleares, que ven un precio de la electricidad más alto sin que se modifiquen ni su programa ni sus costes de producción. Pero, ¿qué contrato «razonable» puede la empresa suministradora de gas dominante tener con alguien que no necesita su producto? Y en el caso de que lo firme (por ejemplo, una transferencia justificada por un proyecto conjunto en un lejano país extranjero), ¿qué garantías «razonables» se pueden ofrecer a la empresa nuclear que la de gas no romperá sus compromisos no escritos, ofreciendo gas adicional en el sector eléctrico?

En el caso de que la estructura empresarial del sector eléctrico sea más simétrica (cada firma cuenta con una cartera equilibrada de tecnologías de generación) la firma dominante puede intentar otros procedimientos. Por ejemplo, puede ofrecer tarifas duales de gas (un término fijo independiente del gas vendido más un término variable proporcional a la cantidad suministrada). El término fijo puede ajustarse para capturar una parte significativa de las rentas adicionales aguas abajo. Aquí existe la dificultad arriba mencionada para que el agente dominante se comprometa a no ofrecer gas adicional. Paradójicamente, regulaciones tendientes a asegurar la no discriminación de los suministros pueden facilitar el uso de esta estrategia al permitir al agente dominante adquirir un compromiso creíble.

En cualquier caso, si la empresa gasística se integra con una parte significativa del sector eléctrico, estos problemas desaparecen o al menos se suavizan. Es posible incluso que tal operación beneficie al resto de las empresas eléctricas, si no por otra cosa porque pueden anticipar una subida del precio de la electricidad. Por tanto, la posición de un hipotético regulador en este caso podría ser particularmente delicada.

RESTRINGIENDO EL ACCESO ↓

Las posibles formas en las que la firma dominante aguas arriba puede restringir el acceso dependen, como es natural, de la estructura y regulación del mercado gasístico. Hay sin embargo dos posibilidades que podrían merecer cierta atención.

En primer lugar, es posible que la firma dominante pudiera ejercer su poder de mercado sobre consu-

midores no eléctricos, como industrias que utilicen el gas como insumo. El mayor precio del gas natural que verían estos consumidores se convertiría en el coste de oportunidad que verían los consumidores eléctricos. Estos podrían vender parte del gas que hubieran adquirido a estos consumidores al nuevo y más alto precio, disponiendo por tanto de una menor cantidad para producción eléctrica. Nótese que este razonamiento requiere que las empresas eléctricas no puedan adquirir gas adicional, al menos en los plazos requeridos para hacer frente a la nueva demanda. Pero por supuesto, si pudieran la firma dominante no tendría poder de mercado en el sector gasístico. Por su parte, esta pierde ventas en dicho sector, por lo que sus incentivos dependerán de la parte de los beneficios adicionales en el sector de generación eléctrica que logre capturar.

La otra vía descansa en la complejidad técnica de la logística del gas natural, en especial en lo referente a la regasificación del gas natural licuado. En concreto, las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte son infraestructuras sumamente costosas que se dimensionan con márgenes estrechos respecto a su utilización. Debido a las múltiples incidencias posibles en la operación (retrasos en la llegada de buques, variaciones imprevistas en la demanda de gas, etc.) es muy conveniente la cooperación entre los usuarios del sistema. La no cooperación de los agentes dominantes podría llevar a un incremento del coste de gas natural para todos los agentes y por tanto a una subida del precio de la electricidad.

UN EJERCICIO NUMÉRICO ↓

Hasta tiempos recientes estas consideraciones eran en gran medida ajenas a aquellos que nos dedicáramos al análisis de sistemas de energía eléctrica. Ya no es así, debido a las razones generales mencionadas en la introducción, y a acontecimientos particulares asociados a la ola de fusiones y adquisiciones en el sector a la que estamos asistiendo en España y en Europa.

Una de estas operaciones ha sido objeto de una atención particularmente detallada en España: la oferta de adquisición de Endesa por parte de Gas Natural. Desde el punto de vista de competencia, la operación era muy compleja, y de hecho se alegaron una variedad de efectos sobre cuya severidad (o falta de ella) no ha sido posible en general un acuerdo general [CNE, 2005; TdC, 2006]. Como consecuencia de la presentación de esta oferta el autor realizó estudios sobre el posible impacto que sobre la competencia pudiera tener, en caso de que hubiera llegado a buen puerto (1). Lo que sigue

son algunas consideraciones sobre lo que cabe esperar de estos estudios y un pequeño ejercicio de aplicación a modo ilustrativo inspirado en esta operación, aunque descaradamente simplista y sin pretensión alguna de que tenga relevancia regulatoria.

El modelado de mercados oligopolistas con fines regulatorios es generalmente un ejercicio de medida: determinar si una determinada estructura puede considerarse competitiva o no. En este sentido, los resultados que los analistas presentan no dejan de ser versiones sofisticadas de los índices tradicionalmente empleados por las autoridades de competencia. Por tanto, no cabe interpretar dichos resultados como predicciones, si no como una mera «figura de mérito» de una posible estructura de mercado.

Una razón comúnmente aducida para el uso de estos modelos, en ocasiones complejos, es la peculiar naturaleza de los mercados eléctricos, que hace que el uso del índice de Herfindahl u otros similares arroje resultados inadecuados [Newbery *et al*, 2004]. En especial, el carácter no almacenable de la electricidad y la baja elasticidad de la demanda pueden llevar en ocasiones a una subestimación del poder de mercado existente.

Por el momento no existe una metodología específica de análisis generalmente aceptada. No obstante, ciertas metodologías disponibles permiten identificar posibles problemas de competencia. A modo de ejemplo, analicemos el siguiente modelo [Barquín, 2006]. Supongan por un momento que Gas Natural es el gran agente dominante del sector del gas y que el resto de las compañías que lo conforman son meras tomadoras de precio. Supongan también que el mercado eléctrico se puede asimilar a un oligopolio de Cournot, donde la demanda responde al precio

con una elasticidad conocida. No es, naturalmente, una descripción precisa de la realidad. Se puede argumentar incluso que no es tampoco una descripción aproximada. Pero la existencia de incentivos para el ejercicio de poder de mercado vertical en este modelo debiera ser, en mi opinión, razón suficiente para un análisis más cuidadoso de las condiciones de competencia en ambos mercados.

Para completar la descripción del ejercicio, consideremos dos casos: el «business as usual» (BAU) y aquel donde se efectúa la operación tal como fue inicialmente anunciada (fusión de Endesa y Gas Natural seguida de la venta de unos 3100 MW de capacidad de generación en el sistema peninsular a Iberdrola). Hablando siempre en el «mundo del ejercicio»: si Gas Natural tiene poder de mercado en el mercado del gas, seguramente puede elevar su precio en España (posiblemente a cambio de asumir una disminución de las ventas totales). La elevación del precio del gas llevaría a una subida del precio de la electricidad y a un consumo menor de gas en generación eléctrica, que las empresas generadoras posiblemente colocarían en el mercado de gas español, erosionando aún más las ventas de gas de Gas Natural. Este efecto se puede valorar suponiendo que Gas Natural «recompra» el gas ahora sobrante al precio «doméstico» del gas natural resultante de sus acciones y superior al precio «internacional» de referencia.

El ejercicio se basa en la realización de simulaciones en un modelo con las características anteriores que incluía también una representación muy detallada, planta a planta, de las características técnicas y económicas del sistema. No se modeló el mercado del gas, debido entre otras cosas al menor detalle de la información disponible y a la ignorancia del autor. En cualquier caso, en el cuadro 1 se presenta

CUADRO 1
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Precio (€/MWh) BAU	0%	0%	20%
0,1	89,82	90,78	92,01
0,3	58,40	59,42	60,55
0,5	52,16	53,13	54,26
Precio (€/MWh) Fusión	0%	10%	20%
0,1	99,36	99,90	100,65
0,3	61,33	62,09	63,16
0,5	53,93	54,82	55,88
Incremento beneficio «Gas Natural» (M€) BAU		10%	20%
0,1		14,53	5,65
0,3		4,16	-40,23
0,5		-9,07	-76,29
Incremento beneficio «Gas Natural» (M€) Fusión		10%	20%
0,1		33,57	61,51
0,3		45,14	60,13
0,5		41,46	36,91

FUENTE: Elaboración propia

el incremento de precios de la electricidad y del margen de operación de Gas Natural en el mercado eléctrico neto del efecto de «recompra» del gas, en función de la elasticidad de la demanda eléctrica y el incremento del precio del gas (en porcentaje) en el mercado «doméstico»:

Obviando el mejorable modelado del mercado de gas natural, los posibles incentivos de Gas Natural dependerán de su poder de mercado en dicho segmento. Si no tuviera, no podría en modo alguno incrementar el precio y cualquier incremento del precio de la electricidad habría que atribuirlo a problemas horizontales de mercado eléctrico. Según los resultados de las simulaciones, dichos problemas existen de suyo (las columnas del 0%).

La existencia de una posible posición dominante en el mercado del gas empeora la situación. En cierta forma, y con muchas matizaciones, el mercado relevante ya no es solamente el mercado eléctrico. Valorar si los incentivos que se muestran en las dos últimas tablas a incrementar el precio del gas son suficientes o no dependerá de un análisis cuidadoso del mercado gasista. En cualquier caso, en ausencia de integración, los incentivos son negativos o relativamente pequeños.

CONCLUSIONES ↓

La convergencia de los sectores del gas y la electricidad plantea problemas complejos y variados. Además de los problemas de cierre vertical de mercado, objeto de este artículo, y de los relacionados con la distribución minorista, anteriormente mencionados, se han argumentado otra serie de preocupaciones relativas a la propiedad simultánea de redes de distribución de gas y electricidad, así como (con gran eco de la prensa) los relativos a la conveniencia de ciertas estructuras industriales para mejorar las condiciones de negociación con nuestros suministradores extranjeros de gas, mercado de carácter oligopolista. Para algunos de estos problemas existen herramientas conceptuales e incluso, con ciertas matizaciones, de carácter cuantitativo. Para otros, y en especial con relación a estos últimos problemas de seguridad de suministro de gas natural, la situación conceptual es aún menos satisfactoria.

Es preciso tener en cuenta que tanto la industria del gas como la de la electricidad tienen relaciones

más amplias que pueden hacer que en el largo plazo los problemas de convergencia entre estos sectores aparezcan como un tema que quizá, después de todo, no era tan importante. Las perspectivas a largo plazo indican que en Europa el consumo de gas para producción eléctrica seguirá subiendo, pero posiblemente a tasas substancialmente menores que las históricas hasta alcanzar una relativa estabilización.

Por otra parte, cabe esperar una penetración mayor de las energías renovables, de tecnologías de carbón limpio y quizá incluso un renacimiento nuclear. Y además el gas natural no se usa solamente, ni siquiera principalmente, para la producción de electricidad. En un escenario de precios altos del petróleo, tenderá a sustituirlo en muchos de sus usos. Las decisiones que se tomen hoy en día deberían tener en cuenta estos escenarios de largo plazo.

NOTAS ↓

- (1) Los estudios fueron financiados por Endesa, que los pagó a la Universidad Pontificia Comillas, donde el autor es profesor. El autor no recibió ninguna compensación financiera de Endesa u otros agentes del sistema.

BIBLIOGRAFÍA ↓

- BARQUÍN, JULIÁN [2006]: «Gas-Electricity Mergers and Input Foreclosure: A Quantitative Study», *EEM-06, 3rd International Conference, The European Electricity Market*. Varsovia, Polonia.
- BRENNAN, TIMOTHY J. [2000]: *The Economics of Competition Policy: Recent Developments and Cautionary Notes in Antitrust and Regulation*. Resources for the future, Discussion Paper 00-07, January.
- CNE [2005]: *Informe sobre el proyecto de concentración de Gas Natural y Endesa*. Comisión Nacional de Energía. Madrid.
- CNE [2006]: *Información básica de los sectores de energía*. Comisión Nacional de Energía. Madrid.
- NEWBERRY, D.; R. GREEN; K. NEUHOFF y P. TOWNEY [2004]: *A review of the Monitoring of Market Power*. Informe preparado a requerimiento de ETSO.
- REY, PATRICK y JEAN TIROLE [2005]: «A Primer on Foreclosure», en Mark Armstrong y Rob Porter (eds.), *Handbook of Industrial Organization III*, North Holland.
- SNYDER, CRISTOPHER M. [1994]: *Buyers, Suppliers, Competitors: The Interaction Between a Firm's Horizontal and Vertical Relationships*. Tesis doctoral, Massachusetts Institute of Technology.
- TDC [2006]: Informe - Expediente de Concentración Económica C94/05 Gas Natural/Endesa. Tribunal de la Defensa de la Competencia. Madrid.