

REVISTA DE ESTUDIOS REGIONALES

I.S.S.N.: 0213-7585

2ª EPOCA Septiembre-Diciembre 2007



80

SUMARIO

Artículos

Marta Pascual y José María Sarabia. Modelización de la distribución personal de la renta en España: Un análisis regional

Silvia Marcu. Estrategias petroleras y rivalidades en la región geopolítica del mar Caspio

José A. Gómez-limón, Eduardo Moyano, Esperanza Vera-Toscano y Fernando Garrido. Actitudes y percepciones sociales sobre la multifuncionalidad agraria: El caso de Andalucía

Notas

Buenaventura Delgado Bujalance. Los países andaluces: Imágenes y políticas
Luis Ángel Hierro Recio y David Patiño Rodríguez. Incorporación en las empresas públicas en el cálculo de balanzas fiscales. El caso de la Junta de Andalucía

Yannick Pérez y Francisco Javier Ramos-Real. Desintegración vertical y regulación del subsistema eléctrico canario

Mª Mercedes Carmona Martínez y Leonarda García Jiménez. Difusión del uso de Internet en España. ¿Existe una brecha digital entre Comunidades Autónomas?

Recensiones y Reseñas Bibliográficas

Documentación

Textos

Desintegración vertical y regulación del subsistema eléctrico canario

Yannick Perez

Université de Paris-Sud 11

Francisco Javier Ramos-Real

Universidad de La Laguna

Recibido, Junio de 2005; Versión final aceptada, Noviembre de 2006.

PALABRAS CLAVE: Desintegración vertical, Competencia, Aistemas eléctricos aislados, Canarias.

KEY WORDS: Vertical disintegration, Competence, Isolated electric systems, Canary Islands.

Clasificación JEL: L51, L94

RESUMEN

El propósito de este trabajo es analizar los efectos de las reformas de la regulación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares españoles (SEIE), más concretamente, para el caso de las Islas Canarias. Teniendo en cuenta los diferentes modelos de regulación y funcionamiento del sector, así como las particularidades de los sistemas eléctricos aislados, hemos estudiado los posibles efectos del desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y las leyes de ámbito autonómico en Canarias. La principal conclusión es la existencia de un modelo de integración y organización del sector que presenta problemas para que funcione eficientemente un mercado liberalizado de electricidad, pero que podría ser mejorado con algunas medidas complementarias.

ABSTRACT

In this paper we carry out a study of the effects of electricity regulatory reforms for the territories outside the Spanish Peninsula (SEIE), and specially, for the Canary Islands. Taking into account the different models of regulation and functioning of this industry, as well as the peculiarities of the isolated electrical systems, we have studied the possible effects of the development of the Law of the Electrical Sector 97 and the laws of regional level in Canarias. The principal conclusion is the existence of a model of integration and organisation that presents problems to allow an efficient functioning of the liberalized market of electricity but that might be improved by complementary measurements.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos presentan una serie de particularidades tecnológicas que inducen a la necesidad de una fuerte coordinación técnica entre las distintas fases de la actividad. Esta necesidad de coordinación técnica junto al carácter de monopolio natural de las redes de transporte se ha traducido en una organización industrial mayoritariamente basada en la integración vertical y horizontal de las

actividades y en el monopolio geográfico del suministro. Sin embargo, la internalización de las actividades en una empresa verticalmente integrada, donde se toman las decisiones de manera jerárquica, no produce incentivos adecuados para la eficiencia productiva. Por ello, se empezó a cuestionar este modelo tradicional de funcionamiento y se produjeron numerosas críticas sobre las distintas justificaciones económicas, políticas y sociales que lo sustentaban [Joskow (2000); Hunt (2002); Newbery (1999)]¹.

En este contexto, un número creciente de autores comenzaron a proponer la desintegración vertical del sector reemplazando la propiedad común de las distintas fases, por la introducción de competencia allí donde fuera factible. De igual forma, en algunos países se empezaron a llevar a cabo distintas reformas tendentes a introducir competencia que conllevaban una desintegración vertical del sector. No obstante, las propuestas de desintegración implican la pérdida de las posibles economías de integración vertical, planteando un compromiso entre las ventajas de la integración y la desintegración de las actividades.

El sector eléctrico español no ha sido ajeno a estos hechos de forma que, a partir de la ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE), comienza en España una etapa de transición desde un régimen de regulación tradicional a otro en el que se introduce la competencia en la generación y en la comercialización. Sin embargo, la LSE propone el desarrollo de una reglamentación especial en el artículo 12.1 para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), donde no es de aplicación directa el sistema diseñado para el funcionamiento del mercado en el sistema eléctrico peninsular debido a las especificidades derivadas del tamaño y el aislamiento.

El propósito de este trabajo es analizar los efectos de las reformas de la regulación en los SEIE, más concretamente, para el caso de las Islas Canarias, haciendo especial hincapié sobre la estructura de integración resultante y el funcionamiento del mercado. Para cumplir nuestro objetivo debemos analizar una serie de cuestiones previas para lo cual se propone la siguiente estructura. En el segundo apartado se analiza brevemente el modelo tradicional de integración vertical, las propuestas de desintegración vertical de la industria y las diferentes modalidades para introducir competencia. En el tercer apartado, se tratan las especiales características de los sistemas eléctricos aislados y la regulación específica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) españoles a partir del desarrollo de la LSE, a través del decreto 1747/2003. En el siguiente apartado se describe la evolución y el modelo de regulación y funcionamiento del sector eléctrico canario. En el quinto

1 Desde el punto de vista económico se empezó a cuestionar el supuesto de que el conjunto de las actividades (generación, transporte...etc) constituyan un monopolio natural, aunque alguna de las fases sí posea dicha condición.

apartado se discute cuál es, finalmente, el modelo de integración resultante, así como cuales son sus efectos y los derivados de la nueva regulación, sobre la posibilidad de introducir competencia en el mercado de electricidad en Canarias. Finalmente, presentamos las conclusiones más destacadas de este estudio.

2. EL MODELO TRADICIONAL DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO, LAS PROPUESTAS DE DESINTEGRACIÓN Y LA INTRODUCCIÓN DE COMPETENCIA

2.1. El modelo de integración vertical y los problemas derivados de la desintegración de las actividades

Los argumentos que han justificado el modelo tradicional de integración vertical y de monopolio del suministro de electricidad son diversos. No obstante, podemos destacar la existencia, por un lado, de economías de escala en generación y, por otro, de economías de integración vertical entre las distintas fases de la actividad de suministro.

Como señala Hirsh (1989, 1991), la existencia de economías de escala en generación y el desarrollo de interconexiones entre grandes redes tuvo como consecuencia que el sector haya sido muy intensivo en el uso de capital, favoreciendo así, el uso de unidades de producción de gran tamaño. Este modelo intensivo en capital generaba mecanismos de autoreforzo al tener efectos de exclusión sobre la “autoproducción” (cogeneración,...etc) y, en general, sobre unidades de pequeño tamaño (ciclo combinado a gas) susceptibles de aumentar la flexibilidad de la oferta en el mercado².

Las nuevas tecnologías de producción han permitido el uso de unidades de menor tamaño, competitivas y con altos rendimientos energéticos. Ramos-Real (2005) señala que numerosos trabajos empíricos muestran que, en la actualidad, las economías de escala se agotan para diferentes tecnologías en niveles de producción no muy elevados³. No obstante, la existencia de economías de integración vertical entre las diferentes fases del suministro de electricidad y la existencia de costes de transacción en el funcionamiento de un mercado de electricidad constituyen el principal argumento a favor del funcionamiento tradicional integrado del sector.

- 2 Fue el desarrollo de una alternativa al sistema dominante regulando la producción independiente en USA (ley PURPA, 1978) la que permitió el desarrollo de este tipo de tecnologías.
- 3 Por ejemplo, Maloney (2001) estima en 321 MW and 260 MW la escala mínima eficiente para plantas de carbón y gas respectivamente en Estados Unidos. Hiebert (2002) para las mismas tecnologías encuentra que las economías de escala son constantes para amplios tramos de potencia y la escala eficiente se encuentran en valores próximos a 780 MW y 284 MW respectivamente. Algunos trabajos empíricos indican que existen en la actualidad centrales de gas de 200 MW y centrales de cogeneración en torno a 40 MW de tamaño óptimo.

Como indican Joskow y Schmalensee (1983), las transacciones descentralizadas en un sistema eléctrico están caracterizadas por la incertidumbre y la complejidad⁴, por la especificidad de los activos y por los costes hundidos⁵. Estas particularidades complican el funcionamiento descentralizado de la industria eléctrica ya que se podría incurrir en mayores costes de transacción y/o mayores costes operativos de explotación. Kleindorfer (1998) señala que las importantes interdependencias técnicas entre las distintas fases de la actividad de suministro no permiten una desintegración vertical “completa” de las decisiones operativas. “La desintegración para introducir competencia no significa que no se deba garantizar unos servicios de explotación eficaces”. Esta labor de coordinación técnica no plantea problema en una empresa integrada.

Sin embargo, esta labor se vuelve más delicada cuando el operador del sistema y los generadores son empresas distintas y existe competencia en generación. En este caso se debe generar una combinación de mecanismos jerárquicos y/o de mercado que permitan el funcionamiento del sistema. Para Coase (1960) existen costes de transacción vinculados a la utilización del mecanismo de fijación de precios de mercado y a los costes de vigilancia y control del proceso de negociación contractual⁶. Como señalan Joskow y Schmalensee (1983) y Glachant y Finon (2003), el debate económico de la desintegración debe responder a la siguiente pregunta: ¿una nueva organización de las actividades eléctricas puede generar costes de transacción a medio plazo que superen los beneficios derivados de la desintegración y la introducción de competencia?

2.2. Los modelos alternativos de desintegración

Se pueden definir cuatro niveles de desintegración partiendo del modelo tradicional que delimitarán distintos tipos de reformas del sector eléctrico. Estas alternativas son: la separación entre la generación y la gestión de la infraestructura de transporte, la separación entre ésta y la gestión de la capacidad de generación

- 4 Complejidad derivada de las importantes interdependencias técnicas entre fases, por ejemplo, entre la generación y el transporte de electricidad.
- 5 La especificidad en el uso y la localización de los activos de generación y de transporte posibilita comportamientos oportunistas de apropiación de cuasi-rentas. Sin embargo, algunos autores como Serrato Angeles (2000) mantienen que el cambio técnico ha posibilitado una mayor y más rápida disponibilidad de información que reduce la especificidad de los activos y permite la introducción de mecanismos competitivos en la industria eléctrica.
- 6 En un sistema integrado, el operador del sistema tiene un conocimiento perfecto de los costes de las centrales, mientras que en un sistema desintegrado sólo dispone de los precios propuestos por los productores. Éstos no tienen por qué revelar sus verdaderos costes, comportándose de forma oportunista, en mayor medida cuando disponen de poder de mercado.

(despacho de energía)⁷, la separación entre el transporte y la distribución y, finalmente, la separación entre la distribución y la comercialización.

1.- La desintegración entre la generación y el transporte implica una separación entre una actividad en condición de monopolio natural y otra que puede ser competitiva. Además, la actividad de transporte implica la operación del sistema y el despacho de energía. Podemos entonces discutir dos niveles de desintegración.

La separación entre la gestión de la red y la generación se justifica por las prácticas discriminatorias que podría adoptar quien administra la infraestructura de transporte si tiene que permitir el acceso de terceros a la red (que son sus competidores en generación). Esta doble función provoca el riesgo de introducir barreras a la entrada, subvenciones cruzadas y otro tipo de comportamientos oportunistas sobre todo si el operador de la red realiza también el despacho de energía. En relación con la separación entre la gestión de la red de transporte y el despacho de energía, existe un relativo consenso en considerar que es preferible separar estas actividades cuando quien realiza el despacho es propietario también de activos en generación.

2.- La separación entre el transporte y la distribución supone una elección entre dos formas de organizar dos actividades en situación de monopolio natural. No parece, sin embargo, una cuestión que afecte a la capacidad de establecer competencia en el mercado. El factor clave es determinar si la explotación conjunta de las redes de transporte y distribución (la explotación de las redes de media y de baja tensión) genera complementariedades suficientes para justificar la integración. La cuestión no está resuelta ni teórica, ni empíricamente, lo que explica la coexistencia de diferentes modelos en las distintas reformas de los sistemas eléctricos europeos.

3.- La desintegración entre la distribución y el suministro o comercialización al cliente, implica la introducción de competencia en los intercambios al detalle entre los consumidores y los proveedores de electricidad⁸. Aunque la distribución es un monopolio natural, la comercialización puede contemplarse como una situación en la que los consumidores finales eligen su proveedor en función de determinadas ofertas comerciales y por la calidad del suministro.

7 La gestión de la red de transporte en alta tensión ha conllevado en la práctica el despacho de energía denominándose ambas actividades como la fase o actividad de transmisión.

8 Para ello debe separarse la gestión de la infraestructura de la red de distribución del servicio comercial que acompaña el suministro (facturación, lectura de contadores, otros servicios al cliente...etc). Surgiría de este modo la figura del comercializador.

2.3. La introducción de competencia en el sector eléctrico. Diferentes alternativas

Según Glachant y Finon (2003), no existe un único modelo de organización del sector que sustituya al antiguo modelo de integración vertical. Sin embargo, podemos realizar, con el apoyo de Hunt (2002) y Staropoli (2001), una cierta tipología de los distintos modelos de reforma identificables para introducir competencia.

Un primer modelo lo constituye la creación de un comprador único que centraliza las ofertas de producción a corto plazo de los distintos competidores. El modelo se basa en un procedimiento de concurso donde el comprador selecciona según criterios de transparencia y no discriminación. Todo cliente que pueda acceder al mercado (cualificado) podrá exigir que el comprador único adquiera y transporte la electricidad que contrató con un determinado proveedor. Los clientes no cualificados, por su parte, comprarán su electricidad directamente al comprador único.

El segundo modelo consiste en permitir a los distintos productores y clientes cualificados, que establezcan contratos bilaterales, a corto, medio o largo plazo mientras que la red se limita a transportar la energía. Los contratos se negocian de común acuerdo (Over The Counter - OTC) siendo necesaria la apertura del acceso a la red (Acceso de los Terceros a la Red - ATR) con tarifas controladas o negociadas, y la libre entrada en producción, para garantizar la contestabilidad del mercado.

La tercera solución consiste en crear un mercado spot al por mayor en el cual se encuentran las ofertas y las demandas de electricidad según normas definidas de antemano que se aplican por igual a todos los participantes. Los participantes son los generadores por el lado de la oferta; y los distribuidores, comercializadores y clientes cualificados conectados a la red de transporte y distribución, del lado de la demanda. Paralelamente a los mercados spot, también se pueden crear mercados de instrumentos financieros para asegurarse de la volatilidad de los precios, o la posibilidad de negociar contratos bilaterales directos entre los productores y los consumidores para diferentes horizontes temporales. Estos mercados pueden coexistir con las antiguas estructuras industriales o los mercados al por mayor organizados.

En los países de la Unión Europea, sólo Inglaterra y el País de Gales hasta 2002, Suecia, Finlandia y España, han intentado crear un mercado spot mayorista. La mayoría de países han optado por la libre entrada en generación y el acceso de terceros a la red (ATR). Portugal e Italia, inicialmente, eligieron la opción del único comprador. En Inglaterra y Gales, tras la aplicación de las New Electricity Trading Arrangements (NETA), la función del mercado organizado se limita a los ajustes, dejando el grueso de las transacciones a la contratación bilateral. Los elevados precios del pool y el descenso tras la introducción de las NETA han supuesto un importante argumento de crítica sobre el funcionamiento de los modelos de pool obligatorio.

Finalmente, podemos incluir la interconexión con otros sistemas eléctricos como otra alternativa para fomentar un mayor grado de competencia. El caso más interesante se presenta para sistemas eléctricos aislados por su carácter insular (el Reino Unido, Irlanda, Grecia) o peninsular (España, Italia, Portugal). No obstante, este tipo de estrategias presentan condicionantes geográficos y técnicos que exigen importantes reformas de las industrias nacionales de difícil solución a corto/medio plazo [Pérez (2002)].

3. LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS Y LA REGULACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES (SEIE) ESPAÑOLES

3.1. Características de los sistemas eléctricos aislados

Los sistemas eléctricos de pequeño tamaño, que no están conectados a otros sistemas, presentan una serie de características que complican y elevan los costes del suministro de electricidad. Las unidades de producción no pueden ser muy grandes ya que la pérdida de un grupo supondría un gran peso sobre el sistema global. Esto implica que no se puedan explotar adecuadamente las economías de escala al mismo nivel que los grandes sistemas eléctricos y que sea más complicada la gestión técnica de la red en relación con la frecuencia y la tensión. El aislamiento también obliga a mantener una mayor capacidad de reserva para asegurar el suministro adecuadamente, no permitiendo aprovechar las posibilidades que suponen las interconexiones eléctricas, que generan una mayor estabilidad en un sistema.

Más concretamente, Weisser (2004 a, 2004b) examina los principales problemas a los que se enfrentan los sistemas eléctricos en sistemas insulares aislados de pequeño tamaño aislados, destacando que el suministro de electricidad en estos territorios es también más caro porque se producen altos costes de transporte del combustible. Estos condicionantes exigen un tratamiento y planificación diferente a la de los territorios continentales. En el caso de pertenecer a un Estado, normalmente estos territorios pagan la misma tarifa por lo que (debido a los mayores costes del suministro) deben ser subvencionados por el conjunto de los ciudadanos (como es el caso de España). Claramente la regulación cumple así un papel redistributivo interterritorial de gran importancia⁹.

9 De igual forma, tradicionalmente las tarifas, en su confección, han mantenido la existencia de subvenciones cruzadas entre los diferentes consumidores utilizándose como un instrumento de redistribución de rentas entre actividades y/o consumidores.

En estas circunstancias, la introducción y el desarrollo de energías renovables, puede ser una alternativa interesante a los modelos convencionales basados en combustibles fósiles, desde el punto de vista socioeconómico. Con ello se presenta una herramienta sólida para alcanzar los principales objetivos de política energética: la eficiencia económica, el respeto al medio-ambiente y la seguridad y diversificación del suministro. Sin embargo, su carácter interrumpible e irregular, unido al aislamiento, condicionan de forma importante su tasa de penetración en estos sistemas eléctricos.

En relación a la introducción de competencia, los sistemas aislados se enfrentan a grandes dificultades por el propio tamaño del mercado, lo que ha conducido a la existencia mayoritaria de empresas tradicionales integradas. Como analizamos en el apartado 2.3 existen diversas formas de introducir competencia. La más obvia es la conexión con otros sistemas de mayor tamaño. Sin embargo, cuando esto no es posible, pueden plantearse alternativas si los sistemas eléctricos alcanzan tamaños intermedios. Kozloff (1998), refiriéndose a sistemas de pequeño tamaño donde las mejoras derivadas de la competencia son limitadas, propone el modelo de comprador único como solución intermedia entre competencia y regulación. Este modelo presenta la ventaja añadida de poder considerar explícitamente el desarrollo de las energías renovables. Finalmente, en algunos sistemas aislados (como la Patagonia), se ha considerado la introducción de acuerdos bilaterales físicos entre productores y clientes cualificados, que complementan la existencia de un modelo tradicional regulado con acuerdos entre las partes.

3.2. Funcionamiento y régimen económico de los SEIE

La LSE supone el inicio en España de un proceso de transición desde un régimen de regulación tradicional a otro donde se introduce la competencia en la generación y en la comercialización. Sin embargo, se reconoce la necesidad de una reglamentación especial para los SEIE en el artículo 12.1 que ha sido desarrollado por el Decreto 1747/2003. En este apartado vamos a explicar los principios de funcionamiento de los SEIE a partir del nuevo modelo configurado por el Decreto 1747/2003. Resaltaremos las principales diferencias respecto al sector eléctrico peninsular.

La LSE se basa en la existencia de un mercado mayorista de electricidad donde acuden los oferentes y demandantes de energía determinando conjuntamente el precio de adquisición de la energía en el pool. La gestión de las relaciones económicas entre los agentes y la gestión técnica del sistema las realizarán dos operadores independientes como son OMEL (Operador del Mercado de Electricidad) y REE (Red Eléctrica de España) respectivamente. Para determinar la tarifa integral de la electricidad se carga sobre el precio del mercado mayorista la tarifa regulada de

transmisión y, para los clientes sujetos a tarifa¹⁰, la de distribución también (tarifas de acceso). Los comercializadores obtendrán un margen a partir de sus clientes. Además se incorporan una serie de recargos e impuestos que deben pagar todos los consumidores¹¹.

En el caso de los SEIE se ha pretendido considerar sus particularidades bajo la premisa de que la regulación se aparte lo menos posible de los principios generales de la LSE. En este sentido, las actividades de transporte, distribución y suministro siguen los criterios generales aplicados en la península en lo referente a las normas de funcionamiento y retribución propias de las actividades reguladas. De igual forma, los operadores del mercado y de la red tendrán prácticamente las mismas facultades que en el sistema peninsular aunque sujeto a las especiales particularidades técnicas de funcionamiento contempladas en la legislación para los SEIE.

Comentados los elementos comunes, vamos a describir las principales particularidades en el funcionamiento del sector eléctrico contempladas en la legislación para los SEIE. Éstas se concretan en los siguientes hechos:

1. La planificación de las actividades reguladas comprende no sólo el transporte sino también la generación que deberá efectuarse de forma coordinada con la Comunidad Autónoma. Esta planificación comprenderá, al menos, la estimación de la potencia necesaria que debe ser instalada para atender la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro¹².

2. Sólo se podrán promover concursos de nueva capacidad por parte de la Comunidad Autónoma cuando no se alcance el nivel mínimo de reserva de potencia.

3. Se establece un despacho en generación por costes variables declarados y que funciona según el orden de mérito. En el despacho, gestionado por el operador de la red, participan las instalaciones en régimen ordinario y pueden hacerlo también las de régimen especial para cubrir la demanda de distribuidores y comercializadores¹³.

10 Todos los clientes pueden optar por seguir sujetos a la tarifa integral por defecto, comprar en el mercado directamente (clientes cualificados) o por medio de un comercializador.

11 En el caso español podemos destacar, la moratoria nuclear, los costes de transición a la competencia y el impuesto especial sobre la electricidad, además del recargo por sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares y los costes de los operadores del mercado y de la red.

12 La definición de la potencia necesaria, que será posteriormente objeto de retribución, se hará en términos de un valor mensual de probabilidad de pérdida de carga, fijado en menos de un día en 10 años. Este valor es igual al del sistema peninsular y, como señala el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España (2005), obliga a disponer de una gran capacidad de reserva rodante que conlleva un coste excesivo.

13 La denominada producción en régimen especial comprende las instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos o cogeneración. No participan en el despacho

4. La actividad de generación es externa al mercado de ofertas peninsular y su retribución contempla un elemento adicional para compensar los costes específicos que se integrarán como un recargo en la tarifa general de todo el Estado. El coste de cada grupo generador en régimen ordinario (C_g) que supone la retribución para los generadores, para cada grupo (i) en cada hora (h), se establece a partir del precio medio peninsular por medio de la siguiente expresión:

$$C_g(i,h) = e(i,h) \cdot [PMP + PrF(i,h)] + Gpot(i,h) \cdot Pdisp(i,h) \quad (1)$$

El primer sumando de la fórmula pretende cubrir los costes variables, siendo $e(i,h)$ la energía generada en kWh. PMP es el precio medio anual que se apuebe para determinar la tarifa eléctrica en el sistema peninsular en euros/kWh, que incluye los cargos por prestación de servicios complementarios. $PrF(i,h)$ es la prima de funcionamiento en euros/kWh que complementa el PMP para retribuir los costes de combustible.

El segundo sumando de la fórmula representa la denominada garantía de potencia que se fija para retribuir los costes de inversión, operación y mantenimiento. Se obtiene multiplicando el valor unitario $Gpot(i,h)$ por la potencia disponible de cada grupo ($Pdisp$). Debe tener en cuenta el nivel de reserva necesario para mantener el sistema eléctrico y se calcula por la disponibilidad efectivamente prestada al sistema¹⁴.

La prima (PrF) y la retribución por garantía de potencia ($Gpot$) la establece el Ministerio de Economía previo informe de la Comisión Nacional de la Energía diferenciando por tecnologías. Se tendrá en cuenta el coste de los combustibles utilizados, los tipos de interés representativos del coste de los recursos y los costes de operación y mantenimiento.

5. La energía generada por las instalaciones en régimen ordinario y especial la podrán adquirir los distribuidores para abastecer a los consumidores sujetos a tarifa, los comercializadores para abastecer a sus clientes y los consumidores que decidan acudir directamente al mercado. El precio de adquisición será el precio medio final horario para este tipo de agentes en el conjunto del sistema peninsular. Sin embargo, cada SEIE podrá adaptar dicho precio horario a la estructura estacional local de la demanda con el objeto de que los consumos reciban las señales económicas correctas.

técnico del régimen ordinario y se regulan por los reales decretos 2818/1998 y 436/2004 que definen también un sistema especial de retribución por la energía entregada para incentivar económicamente su desarrollo. Algunas de estas instalaciones pueden participar directamente en el despacho técnico ordinario, aunque su retribución se produciría de forma diferenciada.

14 Cuando finaliza la vida útil de las instalaciones la garantía de potencia se reduce a los costes auditados de operación y mantenimiento y los de extensión de la vida útil.

En definitiva, los puntos 4 y 5 delimitan un sistema mediante el cual los consumidores pagan un precio o, en su caso, una tarifa igual a la del sistema peninsular español mientras que, los generadores, reciben una remuneración donde se compensan los mayores costes de producción. Esta compensación se financia a partir de un recargo en el precio y la tarifa para todo el sistema nacional.

4. EL SECTOR ELÉCTRICO EN LAS ISLAS CANARIAS: EVOLUCIÓN Y MARCO REGULATORIO

En este apartado describimos las particularidades del sector eléctrico en las Islas Canarias y su evolución reciente. El régimen regulatorio ha sufrido un cambio importante a partir de diciembre de 2003, con la aplicación de las reformas derivadas del proceso de liberalización que ha afectado desde 1997 al sector eléctrico español. Comenzamos por describir las principales magnitudes del sector eléctrico canario para posteriormente estudiar la legislación y el marco institucional en que se desenvuelve.

4.1. Evolución de las principales magnitudes

El sector eléctrico canario presenta las características de un sistema aislado, es decir, desconectado de las grandes redes eléctricas europeas. Además, este aislamiento es doble, ya que cada isla forma, a su vez, un sistema eléctrico independiente exceptuando la conexión existente entre Fuerteventura y Lanzarote¹⁵. En el Cuadro 1 presentamos la producción de electricidad de las siete islas lo que nos da una idea del tamaño e importancia de cada uno de los subsistemas eléctricos insulares así como del gran crecimiento experimentado. Entre 2000 y 2004 ha sido de un 6,2% medio anual.

CUADRO 1
PRODUCCIÓN POR ISLAS (GIGAWATIOS-HORA)

| Año | Tenerife | La Palma | Gomera | Hierro | G.Canaria | Lanzarote | Fuertev. | Total |
|------|----------|----------|--------|--------|-----------|-----------|----------|---------|
| 1985 | 945,42 | 83,42 | 13,59 | 6,66 | 1139,54 | 64,23 | 154,19 | 2407,05 |
| 1995 | 1937,72 | 157,45 | 34,98 | 17,25 | 2237,64 | 407,7 | 242,7 | 5035,44 |
| 2004 | 3014,67 | 236,78 | 65,69 | 33,75 | 3358,98 | 811,92 | 518,26 | 8040,01 |

Fuente: Dirección General de Industria y Energía Gobierno de Canarias. Elaboración propia.

15 La posible conexión de las islas con otros sectores eléctricos, o entre otras islas, no son opciones económicamente viables en la actualidad como reconoce REE en su página web (<http://www.ree.es>): "Actualmente carecen de cualquier posibilidad de interconexión entre sí por las grandes profundidades marinas que impiden el tendido de cables submarinos".

En el Cuadro 2 presentamos la cobertura de la demanda desglosada por tecnología de generación y por tipo de energía primaria entre 1985 y 2004. El mayor porcentaje lo ocupa la térmica (fuel y cogeneración) que representa aproximadamente el 96,2% en 2004. De este porcentaje, la que procede de autoprodutores sólo supone un 3,2% del total. En cuanto a las energías renovables han crecido sustancialmente pasando a ocupar un 3,8% en el año 2004, básicamente por la aportación de la energía eólica.

CUADRO 2
**PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL POR TIPO DE ENERGÍA
(GIGAWATIOS-HORA)**

| Año | Térmica Unelco | Térmica Autoprod | Renovables | Total |
|------------|-----------------------|-------------------------|-------------------|--------------|
| 1985 | 2121,6 | 282,9 | 2,5 | 2407,04 |
| 1995 | 4356,1 | 614,6 | 64,7 | 5035,45 |
| 2004 | 8040,1 | 384,4 | 340 | 8764,40 |

Fuente: Dirección General de Industria y Energía Gobierno de Canarias. Elaboración propia.

Como vimos en el apartado 3.1, los sistemas insulares presentan ciertas singularidades derivadas del alejamiento del continente y el aislamiento, que conllevan un alto coste del suministro. En el caso canario, la fragmentación en pequeños subsistemas, implica que prácticamente sólo se hayan utilizado como fuente de energía primaria los derivados del petróleo, condicionando también las tecnologías empleadas y el tamaño de las unidades de generación¹⁶. A este hecho debemos sumar la orografía del archipiélago que igualmente aumenta el coste en lo que respecta al transporte y distribución¹⁷.

- 16 Tomando las Estadísticas Energéticas de Canarias (2004), en 2004 existían 83 unidades térmicas de generación entre turbinas de vapor (14 con un total de 713 MW instalados), turbinas de gas (9 con un total de 508,8 MW instalados), motores diesel (48 con un total de 438,82 MW instalados), ciclos combinados (9 con un total de 371,1 MW instalados) y otros (93 MW). Las unidades de mayor capacidad promedio son las turbinas de vapor y los ciclos combinados siendo las más grandes de 80 MW ubicadas en Tenerife y Gran Canaria. Las turbinas de gas son las que le siguen en tamaño medio y están presentes en las dos islas mayores, en Lanzarote-Fuerteventura y una unidad en La Palma; siendo las mayores de 42 MW y la menor de 15 MW. Finalmente, los motores diesel están presentes en todas las islas, abasteciendo de forma exclusiva a La Gomera y El Hierro; siendo los de mayor capacidad de 24 MW, pero dominando los comprendidos entre 0,77 y 5 MW en las islas más pequeñas. Estos datos indican que el tamaño promedio de las unidades de generación en base a partir del carbón en España, es más del doble que la mayor de las unidades existentes en Canarias.
- 17 Como ejemplo de tales diferencias, en precios de 1993, los costes de aprovisionamiento, personal y amortización de generación era de 6,86 pts por kWh vendido en el sistema eléctrico nacional (UNESA, 1997) mientras que en Canarias era de 10,85 pts/kWh. El elemento diferenciador más importante era el coste de aprovisionamiento cuyos valores eran de 3,05 y 5,67 pts kWh respectivamente.

El modelo industrial del sector eléctrico canario ha funcionado hasta la actualidad mediante una única empresa integrada verticalmente (Endesa-Unelco) en las fases de generación, transporte-despacho de energía y distribución que se encarga de garantizar el suministro en condiciones de seguridad y calidad adecuadas¹⁸. El proceso de electrificación canario se ha concretado en el último cuarto del siglo XX¹⁹. En este sentido, la intervención del Instituto Nacional de Industria (INI) a partir de 1965 fue determinante, ya que inició un proceso de fusiones y absorciones que continuó a lo largo de la década de los setenta. Se puede considerar que a principios de los años ochenta Unelco era en la práctica la única empresa productora y distribuidora de electricidad en Canarias.

4.2. El marco regulatorio del sector eléctrico canario en la actualidad

La regulación del sector eléctrico canario se realiza a través de distintas leyes y reglamentos de carácter nacional y autonómico. En este subapartado vamos a tratar de describir de forma general la normativa más importante que afecta al sector.

Hasta diciembre de 2003 el sector eléctrico en Canarias ha funcionado bajo el sistema de regulación anterior a 1997 (el denominado Marco Legal y Estable, MLE) que retribuía a las empresas del sector a partir del reconocimiento de unos costes estándares que se recuperaban a través de una tarifa regulada. En la actualidad la regulación del sector en Canarias se fundamenta en la Ley del Sector Eléctrico (LSE) de 1997 y, en concreto, en el Real Decreto 1747/2003 para los SEIE descrito en el apartado 3.2. Sin embargo, no ha sido sino hasta la publicación de las órdenes ministeriales el 31 de marzo de 2006 (que entraron en vigor el 10 de abril) cuando realmente ha quedado definida la normativa aplicable en Canarias. Estas órdenes desarrollan el decreto determinando de forma explícita la potencia que se requiere para la seguridad del sistema así como las compensaciones para los operadores²⁰.

18 En la práctica ha sido así hasta abril de 2006, que es cuando de forma vinculante la gestión de la red de transporte y el despacho de energía, ha sido concedido a un operador independiente.

19 Como indica el informe anual del CES-Canarias (2002), los índices relativos de consumo de electricidad de Canarias, es decir el consumo por habitante o por unidad de PIB, presentan aún importantes diferencias absolutas a los valores medios nacionales. Por ejemplo, en 2004 el consumo de electricidad por habitante en Canarias era un 74% del valor nacional (5758 kWh) mientras que el índice de intensidad representaba el 83% del valor nacional (425 kWh por € de PIB). Estas diferencias tienen su origen en la diferente estructura económica y en las especiales condiciones climáticas de Canarias.

20 Este decreto acababa con cierta incertidumbre regulatoria en el sector eléctrico canario ya que la LSE otorga carácter indicativo a la planificación eléctrica, salvo para las instalaciones de transporte, mientras que la ley 11/1997 del sector eléctrico canario atribuía a la Comunidad Autónoma la planificación a corto y largo plazo de las instalaciones de generación, transporte y distribución de energía. Como vimos en el apartado 3.2, la solución final ha supuesto que la planificación se realizará de acuerdo con las comunidades autónomas de forma coordinada con el Estado.

Por otro lado, la ley 11/1997 de Regulación del Sector Eléctrico Canario desarrolla las atribuciones que le otorga el Estatuto de Autonomía de Canarias en materia de energía y en la planificación del sector eléctrico. Fruto de esta ley autonómica, el Decreto 50/2003 (30 de abril de 2003) nombraba a REE como operador del sistema y gestor de la red de transporte en alta tensión. Sin embargo, la no concreción del Real decreto 1747/2003 en las correspondientes órdenes ministeriales ha supuesto un retraso en la aplicación de estas medidas. De esta forma, aunque Red Eléctrica desempeña desde el 1 de enero de 2004, las funciones de gestor de la red de transmisión de la Comunidad Autónoma Canaria y de operador de su sistema eléctrico, no ha podido ejercer estas funciones hasta abril de 2006 sino con carácter no vinculante para los agentes.

Finalmente, es de gran importancia la normativa general sobre la energía en Canarias cuyas bases se presentan en el Plan Energético de Canarias (PECAN 2002). El PECAN 2002 no fue nunca ratificado por el Parlamento de Canarias, sin embargo refleja los objetivos que inspiran la política energética destacando la diversificación de las fuentes de suministro y el ahorro de energía a través de su uso eficiente. La principales actuaciones contempladas en el PECAN 2002 son la introducción del gas natural a partir de 1997 para generar electricidad y el incremento de las energías renovables. El uso del gas natural se produciría a través de plantas de ciclo combinado hasta representar un 15% en el balance de energía primaria en el año 2011 o un 64% de la producción térmica de electricidad. En relación con las energías renovables se plantea que representen el 26% de la producción de electricidad creciendo la potencia eólica instalada desde 134.5 MW en 2003 hasta 892 MW en 2011²¹.

5. LA NUEVA ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO CANARIO Y LAS POSIBILIDADES DE INTRODUCIR COMPETENCIA

5.1. Nueva estructura de integración vertical resultante

Los cambios regulatorios derivados de la puesta en práctica de los cambios legislativos realizados en el sector eléctrico canario descritos en los apartados 3 y 4, suponen una nueva estructura de integración vertical como se observa en la Figura 1. Hasta marzo de 2006, Unelco-Endesa era una empresa verticalmente

21 El éxito de estos objetivos dependía del desarrollo de las infraestructuras necesarias como son las plantas de regasificación y las nuevas centrales, que llevan un considerable retraso. En la actualidad se está realizando una redefinición de este plan energético en el PECAN 2006, donde se actualizan los objetivos a las nuevas circunstancias.

integrada que era el gestor del sistema, generaba la mayor parte de la electricidad, transportaba, distribuía y comercializaba en exclusividad. En el nuevo esquema, se han producido dos cambios significativos.

El primero de ellos es la presencia de REE como gestor de la red de transmisión y operador del sistema. REE no es propietaria de la red de transporte pero como operador del sistema se encarga de garantizar el acceso a la misma por todos los agentes con transparencia e igualdad de condiciones. En este sentido, REE actúa como un comprador único que adquiere la energía mediante un método de asignación de la generación (basado en la minimización de los costes variables de los grupos) y la entrega a la red de distribución para su posterior comercialización o directamente a clientes cualificados.

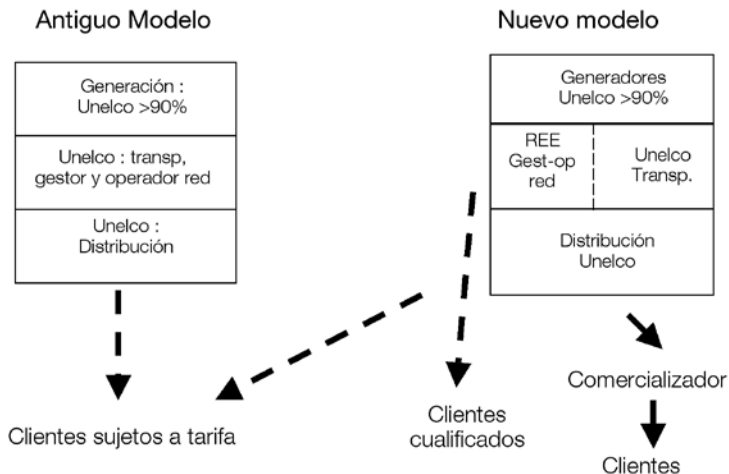
Además, corresponde a REE, como gestor de la red, la planificación de la red de transporte a largo plazo proponiendo los medios para conseguir el nivel de garantía del suministro en cada sistema eléctrico insular. Como responsable de la seguridad, REE estudia y autoriza o deniega los trabajos que, a propuesta del propietario de las instalaciones, se requieran efectuar en la red de transporte y emite las órdenes necesarias para su explotación.

Esta estructura donde la propiedad y la gestión no están integradas en un mismo organismo, puede generar importantes problemas de coordinación y/o de incentivos, no permitiendo un desarrollo eficiente de la capacidad y, por tanto, del funcionamiento del sistema eléctrico. Como vimos en el apartado 2.2, si el transportista es también un generador más, puede actuar de forma que impida la entrada de otros competidores a pesar de que REE sea el gestor de la red. En el caso canario este problema se puede presentar dado que Unelco-Endesa es el único transportista y es el generador casi exclusivo de los distintos sistemas insulares.

La segunda modificación tiene que ver con la aparición de la figura del comercializador que adquirirá la energía del operador de la red pagando un precio igual al del sistema peninsular. Aunque realmente ya podían operar como tal desde 2003, la presencia de REE en Canarias puede facilitar la entrada de nuevos comercializadores y aumentar el peso de esta actividad en el mercado, al permitir una mayor transparencia en el funcionamiento del sistema²². Este elemento puede favorecer la libre competencia y mejorar la eficiencia económica del sistema eléctrico aunque no es suficiente, ya que existen ciertas carencias que pueden afectar el funcionamiento del mercado minorista y que se analizan a continuación.

22 Actualmente un 20% de la energía del mercado (grandes clientes casi en su totalidad) ha optado por recibir el servicio a través de las ocho comercializadoras que operan en Canarias.

FIGURA 1



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Las posibilidades de introducir competencia

En este apartado realizaremos una serie de reflexiones sobre los efectos del nuevo sistema de funcionamiento sobre la posibilidad de crear competencia en el sector eléctrico en Canarias. Las ventajas de introducir competencia se podrían traducir en incrementos en la productividad del sector eléctrico. Ramos-Real (2005) analiza diferentes trabajos empíricos donde se observan importantes ganancias en la productividad global de los factores que han supuesto reducciones en los costes que, sin embargo, no siempre se han trasladado a los precios y tarifas finales para los consumidores. Pérez (2002) encuentra importantes incrementos de la productividad por trabajador a partir de los procesos de liberalización en Inglaterra y Gales y en España.

Nos gustaría destacar que, desde nuestro punto de vista, el objetivo fundamental del decreto 1747/2003 es que los precios de la electricidad en Canarias se equiparen a los del mercado peninsular y que los consumidores se puedan beneficiar de los mismos. Por ello, la introducción de competencia en los SEIE se contempla de forma marginal en el decreto. No obstante, respecto a este tema se pueden reseñar varias cuestiones de gran interés. Como reflexión previa creemos necesario un estudio serio y transparente sobre los costes operativos y medioambientales de

las nuevas plantas que se pueden instalar²³. En este sentido, hay que considerar los costes de las nuevas tecnologías cuya escala eficiente se produce para pequeños niveles de capacidad y que pueden fomentar una posible competencia futura. Del mismo modo, los requerimientos de ubicación pueden ser relativamente reducidos (minimizando el coste de ocupación para no entrar en confrontación con la ordenación territorial²⁴) y podrían desplazar a determinadas instalaciones obsoletas. El estudio de estas dos cuestiones es de vital importancia para evaluar la introducción de competencia en el mercado canario sobre todo si se tiene en cuenta que, a diferencia de los otros SEIE, la posibilidad de conexión con otros sistemas eléctricos no es actualmente viable.

Desde nuestro punto de vista, creemos adecuado el tratamiento dado a la regulación y retribución de las actividades reguladas, es decir, transporte y distribución, así como la incorporación de la figura del operador independiente. No obstante, se presentan algunos inconvenientes para introducir competencia tanto en el segmento de la generación como en el de la comercialización.

Coincidiendo con el informe previo de la CNE (2003) sobre la regulación de los SEIE, creemos que es insuficiente el tratamiento dado a la actividad de generación en relación con la posibilidad de introducir competencia en el mercado. Esta conclusión la basamos en los siguientes hechos.

1. En primer lugar, sólo es posible promover concursos para nueva capacidad por parte de la Comunidad Autónoma, cuando no se alcance un nivel mínimo de potencia de reserva. Esta posibilidad, por sí sola, no parece suficiente para crear competencia y sería adecuado complementarla con alguna otra medida. Por ejemplo, se podría contemplar una limitación a la empresa productora actual o una discriminación positiva hacia los nuevos entrantes. Además, se produce una barrera añadida a la entrada derivada del artículo 9.2 de la Ley del Sector Eléctrico Canario, que obliga a una nueva empresa entrante en generación a concursar en más de una isla, una de las cuales no puede ser Tenerife o Gran Canaria. De esta forma, cualquier empresa tendrá que instalarse obligatoriamente en una isla de tamaño reducido lo que puede implicar mayores complicaciones a una potencial entrada.

23 Este hecho cobra gran importancia si se tienen en cuenta las ambiciosas previsiones del PECAN 2002.

24 Algo más del 50% del territorio canario está catalogado como zona protegida y que sobre el resto, descontando los terrenos de naturaleza rural, se produce una alta presión demográfica.

2. En segundo lugar, aunque la LSE excluye la producción insular del mercado de ofertas peninsular, se podrían haber introducido otro tipo de mecanismos competitivos como la posibilidad de establecer contratos bilaterales entre productores y comercializadores o consumidores cualificados tal y como indicábamos en el apartado 3.1 para sistemas aislados. Este tipo de contratos también se podrían establecer a medio y largo plazo lo que fomentaría la entrada de nuevos agentes en ambos lados del mercado y podría contribuir al desarrollo de la comercialización de energía verde. Como indica CNE (2003), para ello sería necesario el otorgamiento de la compensación media del sistema al productor implicado a partir de la ecuación (1) ya que, de lo contrario, el consumidor sólo tendría incentivos a contratar con comercializadores pues con ellos alcanzaría precios iguales a los de la península²⁵.
3. Respecto al desarrollo de las energías renovables en generación, existen una serie de dificultades inherentes al tamaño de los sistemas insulares canarios que exigirían una profunda coordinación entre el operador de la red y los productores de energías renovables. En este sentido deben de arbitrase mecanismos en la regulación que faciliten la conexión de este tipo de instalaciones y el reparto de los costes de interconexión y acceso así como, por su carácter interrumpible, que ocasionan en el sistema (sobre todo en la medida en que no sean gestionables).

En relación con la comercialización hay que resolver algunos problemas fundamentales que se producen también en el resto del Estado y que se agravan en Canarias por la mayor dificultad para desarrollar un modelo verdaderamente competitivo en relación con el mercado peninsular. El primer problema es la competencia que supone la tarifa integral por defecto (si es muy baja) que se puede constituir en un refugio para los consumidores impidiendo el adecuado desarrollo de la actividad de comercialización, como observan en el mercado español Sánchez-Macías y Calero (2003) en los años 2001 y 2002. La eliminación de esta tarifa por defecto no parece plantear grandes problemas para los grandes consumidores pero no es el caso de los consumidores domésticos. En el Libro Blanco se plantean diferentes posibilidades para mitigar esta dificultad apuntando especialmente la conveniencia de la desaparición paulatina de la tarifa integral a medida que el mercado eléctrico sea más competitivo.

25 En este estudio no hacemos un análisis detallado de cada sistema insular pero parece evidente que este tipo de medidas sólo tienen sentido práctico en los sistemas insulares de cierto tamaño como son los de Tenerife, Gran Canaria y Fuerteventura-Lanzarote.

En cualquier caso, mientras exista la tarifa por defecto, se debe tratar de evitar la existencia de comportamientos oportunistas que dificulten la libre competencia en la comercialización. Entre estos comportamientos está el cambio del modelo de tarifa regulado al de mercado o viceversa, según los periodos del año, por parte de los consumidores. Otro problema, quizás más grave, es la existencia de una ventaja competitiva por parte del distribuidor-comercializador existente sobre los demás comercializadores, lo que origina de hecho poder de mercado complicando la entrada de nuevos comercializadores. Para intentar mitigar este efecto, debe existir al menos una correcta separación (contable, jurídica o de propiedad) entre las actividades de distribución y comercialización. Todos estos elementos conducen a la debilidad en el funcionamiento y el desarrollo del mercado minorista de electricidad.

6. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El propósito de este trabajo ha sido evaluar los posibles efectos de las reformas de la regulación en los SEIE, más concretamente, en el sector eléctrico canario. Hemos puesto especial atención en la nueva estructura de integración resultante y en la posibilidad de introducir competencia en el mercado de electricidad.

Para lograr nuestro objetivo hemos realizado un análisis teórico previo de los problemas a los que se enfrenta la desintegración de un sistema eléctrico y los distintos tipos de alternativas para introducir competencia que han tenido lugar en los diferentes sistemas eléctricos. También hemos identificado los principales problemas a los que se enfrentan los sistemas eléctricos aislados de pequeño tamaño y las dificultades para introducir competencia en el mercado. Posteriormente, hemos descrito los principios de funcionamiento de los SEIE a partir del nuevo modelo configurado por el Decreto 1747/2003 que desarrolla la LSE de 1997 y hemos enumerado la normativa básica que define el marco regulatorio en el que se desarrolla el sector eléctrico canario.

Las principales conclusiones de este trabajo se pueden resumir en los siguientes hechos.

1. La estructura de integración del sector se caracteriza por la existencia de un operador independiente del sistema eléctrico que actúa como comprador único y un transportista también único que opera como generador dominante. Este modelo puede tener como consecuencia la creación de barreras a la entrada de nuevos generadores.
2. La introducción de competencia en los SEIE se contempla de forma marginal en el decreto 1747/2003. En el mercado de generación resultante podría

haberse tomado alguna medida adicional para fomentar la competencia introduciendo algún tipo de discriminación positiva a los nuevos competidores y permitiendo la posibilidad de establecer contratos bilaterales entre los generadores y los consumidores finales.

3. En relación con la comercialización hay que resolver algunos problemas fundamentales que se producen también en el resto del Estado y que se agravan en Canarias por el tamaño de su mercado. Entre estos problemas destacan el efecto disuasorio de la existencia de la tarifa integral por defecto y el poder de mercado del distribuidor-comercializador existente.

BIBLIOGRAFÍA

- CES-CANARIAS (2002): *El sistema energético canario. Evolución y perspectivas*, en La Economía, la Sociedad y el Empleo en Canarias durante el año 2001. Capítulo monográfico del Informe Anual 2002 del Consejo Económico y Social de Canarias, 485-510.
- CNE (2003): *"Informe 7/2003 a la propuesta de Real Decreto que regula los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares"*. Comisión Nacional de la Energía, Madrid.
- COASE R. H. (1960): "The problem of social cost", *Journal of Law and Economics* (3), 1-44.
- ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS DE CANARIAS. Dirección General de Industria y Energía. Gobierno de Canarias, (1993-2004).
- FINON D. (2001) : « L'intégration d es marchés électriques européens: de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional ». *Economie et société, économie de l'énergie, série EN 8 (1,2), 35-54.*
- GLACHANT J. M y D.FINON (Eds.) (2003): *Competition In European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar.
- HIEBERT, L. D (2002) "The determinants of the Cost Efficiency of Electric Generatings Plants: A Stochastic Frontier Approach", *Southern Economic Journal* 68 (4), 935-946.
- HIRSH R. (1989): *Technology and transformation in the American electricity utility industry*, NewYork, Cambridge University Press.
- HIRSH R. (1991): *Regulation and Technology in the electric utility industry: A historical analysis of interdependance and change*, High J. ed, Regulation economic theory and history, University of Michigan Press.
- HUNT S. (2002): *Making Competition Work in electricity*, Wiley, New-York.
- JOSKOW P.L. (2000): *Introduction In Economic Regulation Critical Ideas in Economics 1*, edited by P. L. Joskow, Elgar Reference Collection.
- JOSKOW, P.L. and R. SCHMALENSEE: (1983): *Markets for Power: an analysis of Electric Utility Deregulation*, MIT Press, Cambridge.
- KLEINDORFER P.R. (1998): *Ownership Structures, contracting and regulation of transmission services providers*, en H.P Chao & H.G. Huntington, Designing Competitive Electricity Markets, Kluwert Academics Press, Boston.
- KOZLOFF K. (1998): *Electricity sector reform in developing countries: implications for renewable energy*. REPP research report 2, Washington.
- PÉREZ ARRIAGA, I (2005). *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid, Junio de 2005.
- MALONEY, M T (2001) "Economies and diseconomies : estimating electricity cost functions", *Review of Industrial Organisation* 19, 165-180

- NEWBERY D.M.(1999): *Privatisation Restructuring, and Regulation of Network Utilities* The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London England.
- PÉREZ, Y. (2002) : *L'analyse Néo-institutionnelle des réformes électriques européennes*, Thèse de doctorat Université de Paris I.
- RAMOS-REAL, F.J. (2005): "Costs functions and the Electric Utility Industry. A contribution to the debate on deregulation", *Energy Policy* 33 (1), 69-87.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. y P. CALERO (2003): "Regulación de las tarifas de acceso a las redes y liberalización del sector eléctrico español", *Hacienda Pública Española/Revista de Economía Pública* 166 (3), 61-85.
- SERRATO ÁNGELES G. (2000) : *Environnement Institutionnel, financement des investissements et choix d'organisation industrielle, le cas des industries électriques argentine et mexicaine* Thèse Université de Grenoble 2, CNRS IEPE.
- STAROPOLI C. (2001) *Organisation et Efficacité des marchés de gros d'électricité. Une analyse économique des marchés anglo-gallois et nordique* Thèse Université de Paris 1 Panthéon Sorbonne.
- STOFT S. (2002): *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press.
- UNESA (1997): *Evolución económico-financiera del sector eléctrico, 1988-1995*. Unidad Eléctrica, S.A., Madrid.
- WEISSER D. (2004a): "On the economics of electricity consumption in small island developing states : a role for renewable energy technologies?" *Energy Policy* 32, 127-140
- WEISSER D. (2004b): "Power sector reform in small island developing states: what role for renewable energy technologies?" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8, 101-127