

GESTIÓN EFICIENTE DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MERCADOS LIBERALIZADOS

CLARA INÉS BURITICÁ ARBOLEDA*

Resumen:

En la búsqueda de mayor eficiencia técnico-económica para el abastecimiento de la demanda eléctrica, los procesos de producción de energía eléctrica se han liberalizado. La generación ha pasado de ser una actividad regulada y planificada centralmente, a ser una actividad que se ejerce en un ambiente de competencia. En este ambiente, los productores de electricidad son libres para determinar sus inversiones y niveles de producción a fin de maximizar sus beneficios.

En este documento se presenta la evaluación técnico-económica de la generación eléctrica como un proceso metodológico que le permite al agente productor determinar y calcular sus ingresos y ganancias; y, sobre esta base, hacer una gestión eficiente de su productividad y participación en los mercados donde se negocia su producto. Además, en el caso de poseer diferentes tecnologías para la producción de electricidad, gestionar la competitividad de cada una de ellas aprovechando sus diferencias técnico-económicas y operativas.

Palabras clave: costes de generación, tecnología marginal, precio marginal, toma de decisiones, gestión eficiente.

INTRODUCCIÓN

En el proceso de evolución y desarrollo del sector energético, los mercados eléctricos en algunos países del mundo, están en la transición de ser mercados regulados y planificados centralizadamente, a ser mercados competitivos.

Las reformas introducidas en los procesos de liberalización de la industria eléctrica, han dado lugar a profundos cambios en la propiedad, la operación, la estructura de los sistemas y de los mercados[B1;B2].

Es así, como en muchos mercados contemporáneos, la generación en la cadena productiva de la electricidad, es la actividad menos regulada; y, por tanto, la que mayor grado de libre competencia ha alcanzado.

Los productores de energía eléctrica son libres para decidir sus inversiones y nivel de producción en cada periodo de tiempo [B3]; sus decisiones dependen de variables técnico-económicas endógenas a su proceso de producción, y sobre todo, de los incentivos económicos inherentes en los precios y las tarifas del mercado.

El conocimiento y la información que los productores posean del comportamiento dinámico de tales variables endógenas y

exógenas para la toma de decisiones, se convierte en el factor clave de la gestión de sus procesos de producción de energía eléctrica. Por tanto, dichos conocimientos e información han de ser organizados y estructurados mediante un proceso metodológico que permita, a partir de ellos, estimar, apreciar, calcular, analizar y comparar los costes técnico-económicos de la producción de energía eléctrica, mediante diferentes tecnologías. A dicho proceso se le denomina evaluación económica.

La evaluación económica de los procesos de producción de energía eléctrica permite determinar y calcular los ingresos y las ganancias del productor, y, sobre esta base, argumentar la toma de decisiones sobre su productividad, la distribución de

* Ingeniera Electricista de la Universidad Nacional de Colombia 1985; especialista en Informática Industrial de la Universidad Distrital 1995; especialista universitario en Calidad y Eficiencia en la Distribución y Uso Final de la Energía Eléctrica y en Análisis y Gestión de los Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Politécnica de Valencia – España 2000; Diploma de Estudios Avanzados en el Doctorado en Gestión Eficiente de la Energía Eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia – España 2003; PhD© en Ingeniería Industrial de la Universidad Politécnica de Valencia – España 2005.

dividendos, los ahorros e inversiones, el pago de impuestos, entre otros, pero en especial, sus posibilidades de participación en los mercados donde se negocia su producto.

Para adelantar una gestión eficiente de sus procesos de producción de energía eléctrica, el productor ha de coordinar todos los recursos disponibles para conseguir los objetivos que se ha propuesto; además, dicha gestión eficiente implica amplias y fuertes interacciones fundamentalmente entre el ambiente de mercado, las estructuras, los procesos y los productos que desea obtener.

En este documento se exponen las pautas para la gestión eficiente de los procesos de producción de energía eléctrica en el contexto de los mercados eléctricos liberalizados. Dicha gestión reviste un alto grado de complejidad dada la confluencia de múltiples aspectos a considerar, tales como los económicos, técnicos, tecnológicos, sociales, políticos y ambientales. El documento está organizado de la siguiente manera: posterior a esta primera sección de introducción se presenta la estructura general de los costes de producción de energía eléctrica y se dan algunos ejemplos. En la tercera y cuarta sección, se muestran las condiciones y características de la oferta a corto plazo de una empresa competitiva; y, las particularidades y restricciones técnico-económicas de dichas ofertas, respectivamente. En la siguiente sección se expone la manera de fijar el precio marginal de mercado para cada periodo y la estimación de los ingresos y utilidades de los productores cuando estos ofertan a dicho mercado. En la última sección se presentan las principales conclusiones.

II. COSTES DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

A. Conceptos generales

El concepto de coste a utilizar es el de coste económico, entendido como un coste de oportunidad y diferente, en todo sentido, del coste contable. Se asume entonces que el coste económico calculado para la energía eléctrica como producto, involucra las oportunidades dejadas de lado al ser usado en la producción de este. Por ello, se dice que los costes de oportunidad señalan la valoración que el mercado y la comunidad le dan a los recursos, bienes y servicios, que se transan [B4].

Se parte de que los costes de producción de la energía eléctrica dependen fundamentalmente de las cantidades producidas; y, de que es posible definir una estructura general de costes, Tabla I, válida para las diferentes tecnologías de producción.

B. Estructura General de los costes de producción

TABLA I
ESTRUCTURA GENERAL DE LOS COSTES
DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Símbolo	Unidades	Relaciones
OC	€/KWe	-
CF	€/kWañ o ≡ €/MWh	$\frac{r \cdot O}{1 - e^{-rT}} \approx \frac{r \cdot O}{1 - \left(\frac{1}{(1+r)^T}\right)}$ (1) r tasa de descuento [%]; T vida útil del activo [años]; e función exponencial
CV	€/MWh	CV(Q)
CT	€/MWh	CF + CV(Q) (2)
CTMe	€/MWh	$\frac{CT(Q)}{Q} = \frac{CF}{Q} + \frac{CV(Q)}{Q}$ (3) CTMe = CFMe + CVMe
CMg	€/MWh	$\frac{\Delta CT}{\Delta Q}$ (4)

Fuente: Elaboración propia

El factor de conversión de €/kWañ a €/MWh es de 1/8,76. Si se quiere calcular amortización mensual en (1), se reemplaza r por r/12 y T por 12T. En el caso de unidades de generación ya instaladas y con más de 20 años de operación comercial, el componente de CF por amortización de la inversión en activos se considera nula.

1) *Costes de inversión OC*: “Overnight Costs” son los costes del capital de inversión en activos de generación, dados en unidades monetarias por kW eléctrico instalado.

2) *Costes fijos CF*: como su nombre lo indica, son aquellos costes que no varían con la producción. Por ejemplo, costes de infraestructura física y máquinas, alquileres, intereses, impuestos. En la producción de electricidad, los costes fijos están determinados fundamentalmente por los costes del capital de inversión en los activos de generación. Dado que dicha inversión está dada en unidades de potencia y no de energía (ya que se invierte en capacidad instalada) [B5], su valor se difiere en el tiempo de vida útil mediante la fórmula de amortización de activos, (1), a fin de tener unidades consistentes en la estructura de costes.

3) *Costes variables CV*: son los costes de todos los factores de producción variables en cada uno de los niveles de producción. Su cálculo se realiza mediante la agregación de: costes de combustibles y de emisiones (son el componente de mayor incidencia); costes de operación tales como los de arranques y paradas de los equipos, de rampas de subida y bajada de carga; y, de mano de obra para la administración, la operación, el mantenimiento y la reparación.

El cálculo de los costes variables de la producción eléctrica es una tarea compleja dada la diversidad y particularidades técnico-económicas de las tecnologías de producción [B6]. En (5) se

intenta recoger de manera más detallada aspectos críticos de la producción de electricidad.

$$CV_{prom} = \frac{Y}{\eta} + \frac{U_{fijo}}{fu} + u_{var} + c_{otros} \quad (5)$$

donde: CV_{prom} es el coste variable promedio [€/MWh]; fu es el factor de utilización de la unidad [horas/año]; Y es el precio del combustible [€/MWh]; η es la eficiencia promedio de la unidad (función variable con relación a condiciones, régimen operativo y tiempo) [-]; U_{fijo} es el coste fijo de Administración, Operación y Mantenimiento AO&M [€/MWh]; u_{var} es el coste variable de O&M [€/MWh]; c_{otros} hace referencia a otros costes como impuestos, aranceles, cargos, etc., [€/MWh].

El precio del combustible también puede ser calculado multiplicando: el coste propiamente dicho del combustible en €MBTu , su rata de calor en KBTu/kWh y un factor estimado de penalización por operar de forma intermitente y a carga parcial. Para incorporar los costos de arranque y parada, se debe aumentar el coste variable a fin de cubrir los costos directos y los daños previstos en estas operaciones.

4) *Costes totales CT*: incluyen los costes fijos y los costes variables (2). Para combinar costes “típicos” y poder llegar a precios promedios para el abastecimiento de energía eléctrica se deben definir no solamente las variables hasta ahora mencionadas para cada grupo, sino también el régimen actual de arranques y paradas, niveles de producción (carga mínima técnica, plena carga, carga intermedia) y las condiciones ambientales y geográficas que varían los costes “típicos” (costa, sierra, selva, altura, diseño actual, edad).

5) *Costes totales medios CTMe*: también llamados costes unitarios, son de interés para evaluar la evolución de los costes en el tiempo. Se interpretan como las unidades monetarias, que como media cuesta producir, en cada momento, una unidad de producto (3).

6) *Costes marginales CMg*: dado el sinnúmero de variables y factores críticos que afectan la producción eléctrica en cada periodo de tiempo, los costes marginales son los que mejor pueden representar las condiciones reales de tal producción y de la oferta de esta. El coste marginal hace referencia a la situación de la última unidad producida o dejada de producir, no como media, sino de manera exacta (4).

[B7] define el CMg planteando que “el coste de una acción es el valor de la oportunidad perdida por elegir esta acción en vez de la alternativa... La realización del pago en efectivo impide gastar esa cantidad de otra forma. El pago en efectivo no es un coste, sino una medida del valor de las oportunidades perdidas, y estas oportunidades son la representación de los costes. Es para subrayar este aspecto, por lo que se emplea a menudo el término

coste de oportunidad, cuya medida es el valor de la *mejor* de todas las alternativas a las que se ha renunciado.”

La idea de coste de oportunidad, por tanto, facilita la posibilidad de una elección más racional entre las diversas alternativas posibles que el concepto normal de coste, y si una comunidad económica fuese completamente competitiva, los precios de todos los bienes y servicios serían exactamente idénticos a los costes de oportunidad porque los propietarios de los factores no aceptarían una retribución más baja de la que podrían obtener en otras aplicaciones, ni la demanda estaría dispuesta a pagar por los bienes o servicios más allá del mínimo necesario para poderlos utilizar [B8]. Es decir, en esta situación ideal, los precios y los costes monetarios serían fiel reflejo del coste de oportunidad.

Un aspecto importante a incluir en los cálculos del coste promedio de producción de energía eléctrica es el de la incidencia de los almacenamientos indirectos de la electricidad, mediante almacenamiento de combustibles tales como petróleo y gas, y, el caso de los embalses y las plantas hidroacumulativas. [B9], plantean la comparación de los flujos de caja considerando la opción de almacenamiento y sin esta; concluyen que bajo unas condiciones de precios dadas, los ingresos con almacenamiento serán mayores.

III. LA OFERTA DE LA PRODUCCIÓN A CORTO PLAZO

A. La condición a corto plazo de la maximización del beneficio

Partiendo del supuesto de que el objetivo prioritario del productor es maximizar su beneficio económico Π , este elegirá y ofertará un nivel de producción Q con el que la diferencia entre el ingreso total (PQ) y el coste total sea la mayor posible:

$$\Pi = PQ - CT_{cp} \quad (6)$$

En (6), CT_{cp} es el coste total a corto plazo de producir Q unidades; la condición de primer orden para la maximización del beneficio viene dada por:

$$\text{De } \frac{d\Pi}{dQ} = P - \frac{dCT_{cp}}{dQ} = P - CMg = 0 \quad (7)$$

De (7) se concluye que el precio unitario ha de ser igual al coste marginal para un periodo dado, es decir, $P = CMg$.

Ahora, la condición de segundo orden para la maximización del beneficio viene dada por:

$$\frac{d^2\Pi}{dQ^2} = \frac{-dCT_{cp}}{dQ} < 0 \quad \text{de donde} \quad \frac{dCMg}{dQ} > 0 \quad (8)$$

La ecuación (8) indica que la relación cantidad-precio para la maximización del beneficio económico está sobre un segmento

ascendente de la curva del coste marginal de la producción de energía eléctrica.

B. Curva de oferta a corto plazo de un productor competitivo

La curva de oferta a corto plazo de un productor competitivo indica cuánto “querrá” este producir a distintos precios. En términos generales, un productor de acuerdo a aspectos endógenos de tipo técnico, tecnológico y de costes, tiene la opción de producir cantidades de producto, con el menor coste unitario, en un rango que va desde el mínimo hasta el óptimo de explotación; y de ello dependerá su curva de oferta (línea punteada EF en la Fig. 1).

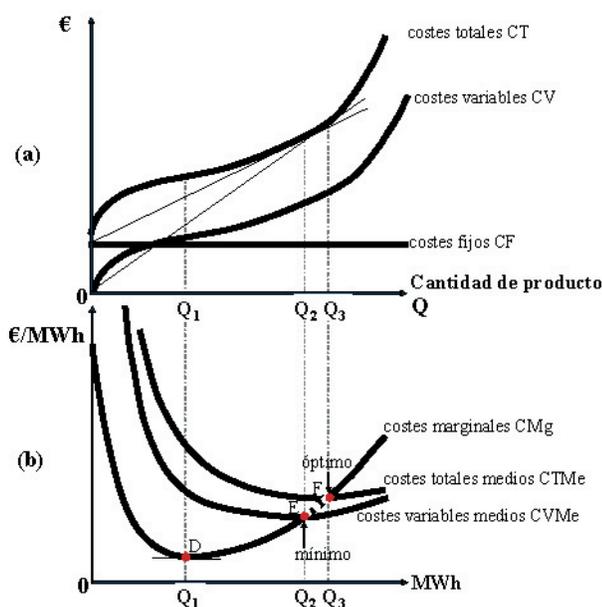


Fig. 1. Estructura general de costes de producción de electricidad en el corto plazo. (a) Costes generales (b) Costes por unidad de energía eléctrica.

Al punto E de la curva de $CVMe$, en la Fig. 1, se le denomina *mínimo de explotación* porque en el se obtienen los costes medios variables de menor importe; es decir, que produciendo Q_2 unidades se consigue que cada unidad se obtenga con unos costes variables por unidad menores que en cualquier otro volumen de producción. El punto F de la curva de $CTMe$ se identifica con el óptimo de explotación por ser el momento donde todos los costes, por unidad de producto, son menores y, consecuentemente, donde la producción resulta más barata. En otras palabras, produciendo Q_3 unidades, cada una de estas unidades resultaría a un coste menor que si se produjese cualquier otra cantidad de producto.

Cuando el productor ofrezca a precios más altos (por encima del punto F de su curva de oferta), este obtendrá beneficios extraordinarios. Sin embargo, en mercados en libre competencia eso ocurrirá poco, ya que los beneficios extraordinarios atraerán

nuevos productores y nuevas empresas y, por tanto, el aumento de la oferta.

Es de destacar que, en un ambiente de mercado eléctrico liberalizado, cuando una empresa produce la cantidad correspondiente a su óptimo de explotación no significa ninguna situación de privilegio con respecto a este mercado, a sus competidoras e incluso a sus propios beneficios, ya que eso dependerá a su vez del precio de venta del producto y de la situación de las otras empresas; lo único que indica es que, internamente y según su estructuración técnica y de costes, ese es el volumen de producción que puede obtener con el menor coste unitario [B10;B11].

En resumen, el mínimo de explotación comercial de una unidad de producción de energía eléctrica es el mínimo de los $CVMe$, por este punto pasan los CMg ; y, el óptimo de explotación comercial es el mínimo de los $CTMe$ y por el también pasan los CMg . Por tanto, la curva de oferta a corto plazo de un productor competitivo está representada por el segmento EF de la curva de CMg propios del productor.

En la Fig. 1, y teóricamente, por debajo del valor mínimo del $CVMe$, se esperaría que el productor no ofertara al mercado, ya que no tendría ningún incentivo para producir. Esta es la decisión racional que se espera tenga el productor, sin embargo, en el corto plazo puede darse que la oferta de producción sea positiva a precios menores del valor mínimo de los $CVMe$. En un mercado eléctrico liberalizado, tal es el caso de una decisión estratégica, donde un productor decide ofertar por debajo de su $CVMe$ mínimo, para no incurrir en costes de parada-arranque de máquina (situación común en termoeléctricas) que pueden llegar a ser superiores al coste de oportunidad de producir en dicha condición.

Por último, por encima del valor mínimo de la curva de $CVMe$, el productor ofrece el nivel de producción en el que $P = CMg$. En este caso, el productor competitivo actúa como precio-aceptante y como maximizador del beneficio: al considerar dado el precio, elige el nivel de producción que maximiza su beneficio económico a ese precio.

IV. Particularidades y restricciones técnico-económicas de las ofertas de producción

Para la producción de energía eléctrica existe “gran variedad de tecnologías” con marcadas diferencias en sus costes de instalación y de operación; en los tiempos de construcción, instalación y vida útil; y, en las eficiencias y condiciones de operación. A diferencia de otros mercados competitivos como el de transporte aéreo y el de restaurantes; en demanda pico, la capacidad de producción de electricidad, sólo puede ser aumentada temporalmente con algunas tecnologías y generalmente estas son diferentes a las tecnologías utilizadas para el suministro eléctrico en periodos de demanda valle.

Así, por ejemplo, el costo de instalación de una planta a carbón puede ser 1050€/kW, por tanto una planta de 1000 MW costará €1,050 millones. Un generador convencional con turbina a gas (GT) podrá tener un costo de instalación de cerca de 350€/kW. Por tanto, la GT es tres veces más barata que la planta a carbón; sin embargo, para ciertos propósitos la planta a carbón es la opción más económica. Los costos de combustible deben ser siempre tomados en cuenta cuando se evalúa la selección de generadores. Las plantas a carbón son construidas porque sus costes de combustible por unidad de energía producida son menores [B5].

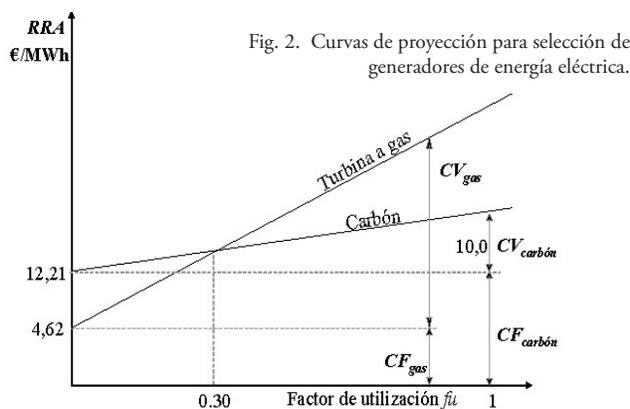
Asumiendo los costes del carbón en 10 €/MWh de energía producida y el costo de combustible para una GT en 35 €/MWh. Cuál de las dos plantas es más económica?

Se necesita más información. La comparación, depende entonces, de cuánto tiempo será usada cada planta, y esto depende a su vez de la carga que cada una servirá. Asumiendo que la carga tiene una duración de 25% (2190 horas/año); y, que cada planta servirá la misma carga, es decir, que ambas plantas tienen un factor de utilización de 0,25, cuál será ahora la planta más económica?

Para hacer tal comparación, han de poder analizarse simultáneamente los tres factores de nuestro problema: el coste fijo CF , el coste variable CV y la duración de carga (el factor de utilización f_u de la planta). Para ello son muy útiles las curvas de proyección para selección de tecnologías de generación, Fig. 2. Tradicionalmente, estas curvas trazan los “*requerimientos de renta anual (RRA) para cada planta*” como una función del factor de capacidad (f_c) (9). El factor de capacidad del generador es su porcentaje de utilización el cual está determinado, a su vez, por la duración de la carga. La duración de la carga es medida como un porcentaje. Así, si toda la carga servida tiene la misma duración, el factor de utilización es igual a la duración de carga. Si la carga tiene un rango de duraciones, estas deben ser promediadas.

$$RRA = CF + f_u \cdot CV \quad (9)$$

Para la construcción de la Fig. 2, los costes fijos están basados en una tasa de descuento del 10% anual ($r = 0.1$) y una vida útil de 20 años ($T = 20$) para las turbinas a gas y de 40 años para la planta a carbón.



En la Fig.2, el RRA es usado para determinar el factor de utilización óptimo de varias tecnologías de generación, y con esta información definir la inversión óptima en estas tecnologías. RRA es también usado para determinar resultados competitivos de las diferentes tecnologías (9). A tal efecto, el eje de las abscisas –factor de utilización de la planta–, se asocia a la duración de la carga que sirve dicha planta, designada con la letra D . De la misma figura se puede deducir que para cargas con una duración promedio (D) menor o igual al 30% del tiempo del ciclo, la tecnología económicamente más eficiente para proveerla es la turbina a gas; para duraciones de carga superiores –carga base y hombro–, la tecnología más eficiente sería la de la planta a carbón.

TABLA II
RESUMEN DE COSTES PARA DIFERENTES
TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN

Tecnología	OC (\$/kW)	CF (\$/MWh)	Costo de combustible (\$/MBtu)	Rata de calor (Btu/kWh)	CV (\$/MWh)
Nuclear moderno	1729	23.88	0.40	10,400	4.16
A carbón	1021	14.10	1.25	9,419	11.77
Eólico	919	13.85	-	-	0
Ciclo combinado moderno	533	7.36	3.00	6,927	20.78
Turbina de combustión	315	4.75	3.00	11,467	34.40

Fuente: [5]

Los costes de capacidad instalada y ratas de calor son de [11]. Las plantas no calificadas como “modernas (advanced)” son “convencionales”; tasa de descuento considerada 12%; y, se asume una vida útil de planta de 40 años excepto para las eólicas y las turbinas a gas para las cuales se asumen 20 años. Para simplificar, los costos de operación y mantenimiento son ignorados.

De otra manera, en la Tabla II, los valores listados de CF y CV son exactamente los valores necesitados para graficar las curvas de proyección de RRA y escoger la planta más eficiente para servir cargas de alguna duración. Por ejemplo, el costo de servir una carga de duración D con una planta de ciclo combinado moderna está dada en (10) [5].

$$RRA = (7.36 + 20.78 D) \text{ [€/MWh]} \quad (10)$$

De igual forma se pueden determinar las relaciones del coste de servir la misma carga de duración D para cada una de las tecnologías listadas en la Tabla II. La gráfica de proyección resultante permite identificar la “*tecnología marginal*” –económicamente más eficiente– necesaria para abastecer la última unidad de carga en cada periodo de tiempo.

Hasta ahora las restricciones consideradas han sido del orden económico, dado que usualmente para simplificar los análisis, los costes de operación y mantenimiento de las unidades de



generación son ignorados; sin embargo, como se mencionó anteriormente, en la industria eléctrica las diversas tecnologías de generación presentan marcadas diferencias y restricciones técnicas y operativas que también deben ser consideradas y tasadas económicamente a fin de hacer una gestión más eficiente de los procesos de producción de energía eléctrica para tener un acercamiento más preciso a la competitividad real.

Es de anotar, sin embargo, que en los mercados eléctricos contemporáneos, tales restricciones técnico-operativas son aún manejadas por cada productor, sus costes no se han internalizado y sus ventajas no benefician la eficiencia del mercado dado que se asumen más como problemas que no permiten unificar criterios a los entes reguladores. Por ejemplo, para que una unidad con tecnología nuclear alcance los niveles esperados de eficiencia técnico-económica y además sea rentable para su propietario, debe operar como mínimo 570 horas al mes (se considera mes de referencia de 30 días, por tanto, 720 horas al mes) –preferiblemente de manera continuada dada su inflexibilidad operativa en arranques y paradas; y el ideal sería su operación continua en el mes. Mientras que una unidad térmica de vapor a carbón alcanza su eficiencia técnico-económica operando entre 270 y 570 horas al mes; por debajo o por encima de este intervalo, su coste de operación se puede hasta triplicar dadas sus características de arranque lento (hasta de 15 horas para obtener determinadas condiciones de presión y temperatura del vapor); consumo específico de combustible a cargas bajas; baja eficiencia a cargas parciales; altos costes de operación y mantenimiento a cargas altas. En la Tabla III se presentan algunos costes de operación para diferentes tecnologías de generación.

TABLA III
COSTES DE OPERACIÓN PARA DIFERENTES
TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN

Tecnología	CFMe [€/MWh]	CVMe [€/MWh]	CTMe [€/MWh]	t mín carga [h/mes]	t máx carga [h/mes]
Nuclear	7,25	4,57	11,82	570	720
CTV Carbón	3,40	14,67	18,08	270	570
CTV Fuel Gas	4,29	29,01	33,30	90	570
CTV Fuel Oleo	4,29	29,01	33,30	90	570
Motores Diesel	4,29	24,51	28,80	90	570
CGCiclo Combinado	2,52	26,54	29,06	90	570
Cogeneración	2,52	24,58	27,11	90	570
Hidráulica Reg. Anual	3,81	0,00	3,81	0	720
Hidráulica Reg. Hiperanual	3,81	0,00	3,81	0	720
Hidráulica Bombeo	3,81	0,00	3,81	0	30
Hidráulica Fluyente	0,95	0,00	0,95	570	720
CGTSTIG	1,41	29,10	30,51	30	90
Eólica	3,71	0,00	3,71	0	720
CTGas	1,22	40,08	41,30	30	90
CTV Carbón Moderna	3,61	11,04	14,65	270	570

Fuente: Cálculos propios, DOE, IEA, EDF, ADEME.

V. PRECIO MARGINAL DE MERCADO E INGRESOS DE LOS PRODUCTORES

Como se mencionó anteriormente, si el objetivo prioritario de un productor es la maximización de su beneficio, la oferta, que en teoría se espera ponga en el mercado, será la cantidad óptima de la producción a su coste total medio. Sin embargo, esto cambia significativamente ante la realidad del mercado y de los intereses y opciones del productor. Así, por ejemplo, en un mercado eléctrico liberalizado, un agente productor puede optar para ponerle precio a su oferta de producción de energía eléctrica disponible al mercado: por su coste marginal CMg , por su coste total medio $CTMe$ o por su coste variable medio $CVMe$, según valore las oportunidades al momento de producir y las del futuro cercano. Tal toma de decisiones del productor, considerando las variables propias de su proceso y las del entorno del mercado, le permitirá gestionar eficientemente sus recursos de producción con base en oportunidades y equilibrios técnico-económicos.

En los mercados competitivos como los mercados eléctricos liberalizados, el precio de la energía eléctrica está determinado por las fuerzas económicas de oferta y demanda; así, para cualquier periodo de tiempo el precio de mercado es el precio marginal del sistema, puesto por la tecnología marginal necesaria para cubrir la última unidad demandada de energía eléctrica. De donde, se puede inferir que cada tecnología puede ser más o menos competitiva en dependencia de la característica de duración de la carga eléctrica que suple [13].

En otras palabras, el precio de mercado está determinado por el coste marginal del sistema que a su vez depende de los niveles de carga en cada periodo de tiempo y las tecnologías marginales que suplen las últimas unidades de energía demandadas. Esto puede observarse, en forma gráfica, si partimos de una curva de demanda típica –transformada en su correspondiente curva de duración de carga–, Fig. 3, para un ciclo de tiempo específico; y, de varias tecnologías de generación que pueden abastecer tal demanda en el mercado.

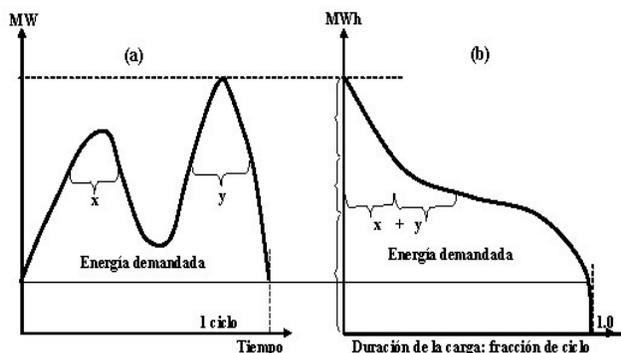


Fig. 3. (a) Curva típica de demanda, expresada ritmos de consumo en el ciclo de tiempo considerado. (b) Curva de duración de carga, representa los intervalos de tiempo en que la demanda está en un nivel determinado.

En la Figura 4 (a), se puede apreciar (línea punteada) el coste marginal eficiente del sistema dado por la curva envolvente del menor coste variable de la tecnología marginal para cada periodo de tiempo. En la Fig. 4 (b), puede observarse, para cada productor, sus ingresos por la venta de energía eléctrica en el mercado competitivo. Es de destacar, que aparentemente el productor que posee la Tecnología I (que abastece la demanda valle), obtiene los menores ingresos; ello es cierto, considerando cada periodo de transacción. Sin embargo, sus ingresos son continuos durante todo el ciclo ya que la demanda que abastece (valle) es prácticamente constante. Se dice entonces que la tecnología I tiene “carga base” [14].

Un productor que posea recursos de generación, por tanto, puede hacerse más competitivo en la medida que logre optimizar tales recursos para su explotación comercial y este atento a las oportunidades del mercado para hacer una toma de decisiones más eficiente, en cuanto a sus niveles de producción.

CONCLUSIONES

La mayoría de los mercados eléctricos competitivos, en la actualidad, experimentan los altibajos de las decisiones estratégicas de los agentes productores, quienes avanzan paulatinamente en las curvas de aprendizaje de las transacciones comerciales basadas en sus propias decisiones y asumiendo sus propios riesgos.

La gestión eficiente de los procesos de producción de energía eléctrica en mercados liberalizados tiene sus bases en la competitividad de las tecnologías de producción dada por sus características y particularidades técnicas, tecnológicas y económicas. Dicha competitividad tecnológica ha marcado

la evolución de las inversiones en procesos de producción de energía eléctrica donde la tendencia es tener parques de generación constituidos por diversas tecnologías, en diferentes rangos de producción y ubicaciones.

Es una tarea pendiente de los profesionales y académicos en diferentes áreas del conocimiento, diseñar y validar: nuevas formas de participación y negociación en los mercados; normatividad que incentive la libre competencia y la búsqueda de mayores eficiencias en los sistemas técnico-económicos; nuevos indicadores de procesos y productos que permitan establecer pautas de evaluación y comparación; y, herramientas conceptuales e informáticas que le permitan a los productores de energía eléctrica, y, en general, a todos los agentes del mercado, gestionar eficientemente los procesos productivos a su cargo.

REFERENCIAS

- [1] Ringel, M., “Liberalising European electricity markets: opportunities and risks for a sustainable power sector,” *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 7, no. 6, pp. 485-499, Dec.2003.
- [2] Hogan, W. W., “Electricity market restructuring: Reforms of reforms,” *Journal of Regulatory Economics*, vol. 21, no. 1, pp. 103-132, Jan.2002.
- [3] Hirst, E. and Hadley, S. *Maintaining Generation Adequacy in a Restructuring U.S. Electricity Industry*. Oak Ridge National Laboratory. 1999.
- [4] Frank, R. H., *Microeconomía y Conducta*, Cuarta ed. 28023 Aravaca (Madrid) - España: McGraw-Hill/ Interamericana de España, S.A.U., 2001, pp. 1-595.
- [5] Stoft, S., *Power System Economics*, 1ra ed. U.S.: John Wiley & Sons, 2002, pp. 1-468.
- [6] ACOLGEN. *Dictamen Técnico Internacional sobre los costos de generacion de plantas termicas*. 30-5-2002. Documentos.
- [7] Frank, R. H., *Microeconomía y Conducta*, Cuarta ed. 28023 Aravaca (Madrid) - España: McGraw-Hill/ Interamericana de España, S.A.U., 2001, pp. 1-595.
- [8] Kreps, D. M., *Curso de Teoría Microeconómica* Madrid, España: 1995, pp. 1-752.
- [9] Ilic, M. D., Arce, J. R., Yoon, Y. T., and Fumagalli, E. M., “Assessing Reliability as the Electric Power Industry Restructures,” *The Electricity Journal*, vol. 14, no. 2, pp. 55-67, Mar.2001.
- [10] Torres G., F., *Lecciones de Economía*. Tomo I Madrid, España: 1988, pp. 1-522.
- [11] Torres G., F., *Lecciones de Economía*. Tomo II Madrid, España: 1988, pp. 527-1085.
- [12] DOE. U. S. Department of Energy. www.doe.gov . 2005.
- [13] Oren, S. S. *Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets*. 6-3-2003.
- [14] Oren, S. S. *Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets*. 00-33. 5-2-2001. Power Systems Engineering Research Center (PSERC).

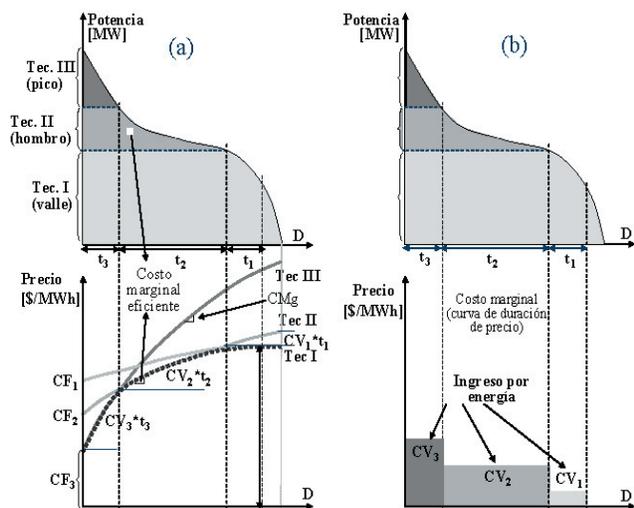


Fig. 4. Relación y correspondencias entre curvas de duración de carga con (a) Tecnologías de producción de energía eléctrica para 3 periodos de tiempo; (b) Coste marginal del sistema e ingreso por venta de energía para los propietarios de las tecnologías.