

**FORO ABIERTO CIENTIFICO Y TECNOLÓGICO
SECCIÓN: SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

IEEE SECCION MORELOS

**SOBRE LA EFICACIA DE LOS MERCADOS
ELÉCTRICOS EN LA GESTIÓN DE LOS
SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA;
MÉXICO CASO EJEMPLO**

G. Adrián Inda Ruíz, SM-IEEE

mayo de 2023

Resumen

Como consecuencia del prolongado debate iniciado en el último tercio del siglo pasado sobre el tema de considerar o no el servicio eléctrico como un bien o servicio público controlado y/o operado (o al menos regulado) por entidades estatales (gobiernos), o como una mercancía de mercado, se empezaron a crear y definir modelos de mercados eléctricos donde se comercializan la electricidad y productos asociados en un ambiente de mercado, conjugando ofertas de compra y venta de estos productos y maximizando el beneficio resultante de dichas ofertas, como una alternativa a los modelos tradicionales existentes previos, donde una sola empresa se encargaba de todos los procesos involucrados en la prestación del servicio eléctrico (generación, transmisión, distribución, comercialización, además de la operación).

En la actualidad, muchos de los modelos de mercados eléctricos utilizados por los sistemas de energía eléctrica para brindar el servicio eléctrico, son modelos congruentes con los modelos de mercados eléctricos centralizados que operan en casi todo el continente americano (Norteamérica y Latinoamérica), los cuales están basados en la teoría marginalista para lograr la eficiencia económica y tecnológica que dan sustento a esta manera de prestar el servicio.

Sin embargo, los avances tecnológicos, así como las condiciones demandantes de las sociedades, principalmente en el rubro de la preservación del medio ambiente, han provocado que los modelos de mercado originalmente ideados tengan que enfrentarse con problemáticas y condiciones muy distintas para los que fueron ideados. Surge una preocupación mundial al notar que dichos modelos de mercado requieren algunas veces de ajustes mayores para poder seguir satisfaciendo los objetivos para los que fueron creados. Un ejemplo de dichas condiciones es el desarrollo de nuevas tecnologías de generación que permitan desplazar tecnologías que utilizan recursos altamente contaminantes para el medio ambiente, además de ser no renovables y que en un momento dado se agotarán, por tecnologías que utilicen recursos no contaminantes y renovables, como son el caso del viento y la energía solar.

La inclusión de dichas tecnologías de generación dentro del parque de generación utilizado para satisfacer los requerimientos de demanda de energía eléctrica, han introducido una serie de problemas técnicos y económicos que han provocado distorsiones considerables en los modelos de mercados eléctricos que hacen reflexionar sobre la **eficacia** de dichos modelos para lograr los objetivos para los que fueron creados e implementados.

Lo interesante de todo es cuestionar si los modelos de mercado que operan en la actualidad son en realidad eficaces y realmente abonan para la solución de la problemática del sector eléctrico. Preguntas como; ¿realmente se requiere de la implementación de un modelo de mercado para solucionar los problemas del sector eléctrico?, ¿los modelos de mercado eléctrico implementados están dando los

resultados esperados?, ¿se han logrado reducir los costos del servicio eléctrico?, ¿los modelos de mercado implementados satisfacen sus principios básicos de equidad participativa de los Participantes del Mercado y genera las señales económicas adecuadas para incentivar la inversión en el sector?

Estos cuestionamientos se han acentuado a raíz de la presencia cada vez mayor de las tecnologías de generación con fuentes de energía renovables intermitentes en la flotilla de unidades generadoras que se utilizan para satisfacer los requerimientos de demanda de los Sistemas de Energía Eléctrica.

En esta nota se analizan los principales aspectos del modelo que rige actualmente la gestión del sector eléctrico en México, y se cuestiona su validez para lograr los objetivos que se plantearon para su implementación.

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN.....	5
II.	SOBRE EL MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	9
III.	COSTOS DE UNIDADES GENERADORAS	11
IV.	INGRESOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS	13
V.	COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO Y COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD 19	
VI.	Modelos Alternativos al Actual.....	23
VII.	CONCLUSIONES.....	26
VIII.	BIBLIOGRAFIA.....	28

I. INTRODUCCIÓN

Como consecuencia del prolongado debate iniciado en el último tercio del siglo pasado sobre el tema de considerar o no el servicio eléctrico como un bien o servicio público controlado y/o operado (o al menos regulado) por entidades estatales (gobiernos), o como una mercancía de mercado, se empezaron a crear y definir modelos de mercados eléctricos donde se comercializan la electricidad y productos asociados en un ambiente de mercado, conjugando ofertas de compra y venta de estos productos y maximizando el beneficio resultante de dichas ofertas, como una alternativa a los modelos tradicionales existentes previos, donde una sola empresa se encargaba de todos los procesos involucrados en la prestación del servicio eléctrico (generación, transmisión, distribución, comercialización, además de la operación).

Anteriormente, al ser considerado el servicio eléctrico un bien público, este era prestado por una entidad pública o estatal que era estrictamente regulada por el estado. La característica principal era que dicha entidad era responsable de todos los procesos involucrados en la prestación del servicio; generación, transmisión, distribución, comercialización y operación. Dichas entidades constituían lo que se conocían como empresas verticalmente integradas, constituyendo por su integración misma, monopolios del sector.

La argumentación para considerar al servicio eléctrico como un bien público era que encajaba con lo que se define comúnmente como un servicio público:

“Los **servicios públicos** son el conjunto de bienes y actividades, por lo general de tipo esencial o básico, que, a través de la administración directa, de subsidios o de otros mecanismos regulatorios, un Estado le garantiza a su población, con el fin de brindar un mejor nivel de vida y proteger la igualdad de oportunidades entre sus ciudadanos”

Dentro de esta categoría de servicios públicos caen servicios básicos tales como; servicio de gas, agua potable, acceso a Internet, transporte público, servicio postal, educación pública, servicio de sanidad o salud pública, recolección de desechos sólidos, etc. Enmarcado dentro de este tipo de servicios básicos estaba el servicio eléctrico.

La característica principal de este tipo de servicios es que suelen costearse con el dinero de los contribuyentes, es decir, con erario (gasto público), razón por la cual suelen limitarse a los indispensables para la vida contemporánea.

Dichos servicios, entonces, suelen estar protegidos por el Estado y son considerados un bien de interés nacional, incluso cuando se otorga concesiones a la empresa privada para que administren o participen en dicho servicio. En algunas constituciones, incluso, se los declara propiedad inalienable del Estado.

Este tipo de servicios juegan un rol importante en los modelos de economía mixta, es decir, que controlan el libre mercado mediante reglas de juego que tiendan a proteger al más desfavorecido, como ocurre en las economías sociales o en los Estados de bienestar. De hecho, el acceso a los servicios públicos es uno de los múltiples factores tomados en cuenta a la hora de medir los índices de desarrollo humano.

Una de las argumentaciones para no considerar el servicio eléctrico como un bien público sino como una mercancía de mercado, fue que éste cumplía con casi todas las características contempladas en los términos económicos para considerarlo como tal, con la excepción hecha de que no es un producto que se pueda almacenar, al menos en los términos comunes utilizados para cualquier mercancía o producto, tampoco se puede tocar ni es visible. Además, se argumentó que dada la manera en que era manejado no permitía la libre competencia y por lo tanto restringía las oportunidades para la búsqueda y aplicación de nuevas tecnologías que incrementaran la eficiencia energética, tecnológica y económica.

Pero quizás una de las razones principales para enmarcar al servicio eléctrico dentro de la categoría de mercancía de mercado es el hecho de que el negocio de la electricidad cumple con todas las características principales para considerarlo como “negocio ideal”. Involucra un producto que no se puede almacenar, es decir, todo lo que se produce se vende, es un producto que siempre tendrá aumento de demanda, es decir, el desarrollo de las sociedades no se puede dar sin el uso de la electricidad. Desde esta perspectiva el negocio de la electricidad resulta altamente atractivo para la inversión privada. La presión de la iniciativa privada fue tan alta que para poder seguir prestando el servicio se tuvo que abrir a la inversión privada, o al menos esa fue la principal argumentación esgrimida por el gobierno mexicano, y otros gobiernos, en un momento dado.

Se han desarrollado y aplicado teorías de mercados para crear modelos de mercados eléctricos llegando a un modelo casi universalmente aceptado basado en la teoría marginalista, en la cual el mejor precio del producto se obtiene al determinar el precio del producto unitario extra requerido para satisfacer una unidad extra del servicio.

Con base en la tendencia casi mundial de tratar el servicio eléctrico como un producto de mercado, se hicieron cambios a la legislación mexicana para crear lo que se conoce como el Mercado Eléctrico Mayorista de México, administrado y operado por el CENACE, entidad responsable de ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, entre otras atribuciones.

Anterior al cambio en la legislación, el servicio eléctrico en México era ofrecido por la Comisión Federal de Electricidad, empresa estatal verticalmente integrada que incluía al CENACE con atribuciones similares más no iguales, para administrar y operar el Sistema Eléctrico Nacional.

En la actualidad, el modelo de mercado administrado y operado por CENACE para brindar el servicio eléctrico en el país, es un modelo congruente con los modelos de mercados eléctricos centralizados que operan en casi todo el continente americano (Norteamérica y Latinoamérica), los cuales están basados en la teoría marginalista para lograr la eficiencia económica y tecnológica que dan sustento a esta manera de prestar el servicio.

Sin embargo, los avances tecnológicos, así como las condiciones demandantes de las sociedades, principalmente en el rubro de la preservación del medio ambiente, han provocado que los modelos de mercado originalmente ideados tengan que enfrentarse con problemáticas y condiciones muy distintas para los que fueron ideados. Surge una preocupación mundial al notar que dichos modelos de mercado requieren algunas veces de ajustes mayores para poder seguir satisfaciendo los objetivos para los que fueron creados. Un ejemplo de dichas condiciones es el desarrollo de nuevas tecnologías de generación que permitan desplazar tecnologías que utilizan recursos altamente contaminantes para el medio ambiente, además de ser no renovables y que en un momento dado se agotarán, por tecnologías que utilicen recursos no contaminantes y renovables, como son el caso del viento y la energía solar.

La inclusión de dichas tecnologías de generación dentro del parque de generación utilizado para satisfacer los requerimientos de demanda de energía eléctrica, han introducido una serie de problemas técnicos y económicos que han provocado distorsiones considerables en los modelos de mercados eléctricos que hacen reflexionar sobre la **eficacia** de dichos modelos para lograr los objetivos para los que fueron creados e implementados.

En el caso del modelo del Mercado Eléctrico Mayorista administrado y operado por CENACE, esta preocupación se ha hecho evidente con el incremento de la presencia de fuentes de generación renovable intermitente en la flotilla de unidades generadoras que se utilizan para satisfacer la demanda nacional, generación que proviene mayormente de inversiones del sector privado. El problema no es que sea el sector privado el que participe con este tipo de tecnologías, el problema está en los privilegios y canonjías que la LIE les otorga para que su participación en el mercado les genere dividendos exagerados con perjuicio del erario público.

Desde las exposiciones de motivo para hacer las Reformas Constitucionales que permitieran introducir e implantar el Mercado Eléctrico como una necesidad sin la cual no sería posible tener un desarrollo adecuado del sector eléctrico en México, se argumentó que sin la existencia de un Mercado Eléctrico nada sería posible. Sin embargo, si se examinan los sistemas eléctricos en otras partes del mundo, no necesariamente se requiere de la existencia de un mercado eléctrico para lograr el desarrollo del sector, sin ir tan lejos, en el mismo USA casi la mitad del sector eléctrico NO OPERA BAJO UN REGIMEN DE MERCADO ELÉCTRICO, sin que ello implique no haya participación del sector privado en el negocio de la

electricidad. En Europa se opera un modelo de mercado eléctrico distinto al de América, donde cada país participante en dicho mercado tiene decisión propia sobre el modelo que aplique en su país, y no todos ellos tienen un modelo de mercado eléctrico como el de América (México). De hecho, muchos países están cuestionando la eficacia de un modelo de mercado eléctrico mayorista como el de México y evaluando alternativas para migrar a otro esquema, habida cuenta de la gran distorsión que han tenido los modelos como el de México debido a la presencia de nuevas tecnologías y la injerencia que los mercados a futuro (mercados de largo y mediano plazo) tienen sobre los mercados de corto plazo.

Pero, echemos un vistazo como está compuesto el modelo de mercado de México.

II. SOBRE EL MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Tal y como está establecido en la legislación y normatividad actual, el CENACE tiene como objeto:

- Ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional;
- Operar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, y
- Proponer la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al MEM.

En este contexto, el MEM administrado y operado por CENACE tiene como objetivo:

“Ser una entidad que administre y opere los procesos donde participen compradores y vendedores de energía eléctrica y los productos y servicios relacionados, en un ambiente competitivo, procurando en todo momento la igualdad de condiciones para todos los Participantes del Mercado (PM), promoviendo el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, seguridad y sustentabilidad”

Para lograr estos objetivos el MEM debe ser capaz de generar las señales económicas adecuadas que incentiven la inversión en el sector eléctrico.

Con base en estos preceptos, la Secretaría de Energía (SENER) estableció las Bases del Mercado (BM) bajo las cuales se deberá regir el accionar de dicho mercado.

La pregunta que surge en estos momentos es “¿el MEM está siendo capaz de cumplir con sus objetivos?, es decir, ¿la LIE y las BM establecidas y la aplicación de las mismas descritas en los Manuales de Prácticas que describen la forma en que se deben aplicar las BM están dando como resultado que los PM participen en un ambiente competitivo en igualdad de condiciones de tal forma que se generen las señales adecuadas económicas que permitan incentivar la inversión en el sector”

Para dar respuesta a esta pregunta es necesario revisar las principales características del modelo de mercado que actualmente opera y administra CENACE, así como la manera en que éste se ejecuta y ha sido implementado.

El modelo de mercado que opera actualmente en México está alineado con los modelos que se tienen de mercados en Norteamérica (donde hay Mercado), donde se opera un MEM centralizado de corto plazo basado en ofertas de compraventa de energía y servicios relacionados, que se liquida a Precios Marginales de Corto Plazo

(PMCP) resultantes de un proceso de despacho en el que los PM ofertan su producto con precios variables de producción.

Este modelo de mercado fue ideado en el siglo pasado cuando las condiciones de los Sistemas de Energía Eléctrica (SEE) y las tecnologías de generación eran tales que era relativamente fácil estimar las inversiones en generación que permitían recuperar todos sus costos en la vida útil esperada de los equipos de generación. Las variaciones de la demanda a satisfacer tenían un patrón en cierta medida conocido y las centrales generadoras se diseñaban considerando que operarían dentro de un rango previsible alrededor de su punto de máxima eficiencia, con factores de planta de acuerdo con la tecnología utilizada. Esto permitía incluso aplicar el concepto de economía de escala, lo que dio lugar a grandes centrales eléctricas con unidades de gran capacidad.

Estas condiciones permitieron que cuando se originaron los mercados eléctricos para generar competencia en el sector eléctrico, se estableciera que deberían ofertar solo con sus costos variables (más costos que no dependían de su salida, como costos de arranque, costos a mínima operación, etc.), y que sus ingresos serían con base principalmente en los PMCP los cuales les permitirían recuperar sus costos de inversión en el largo plazo tal y como lo tenían previsto, pues iban a ser despachados de acuerdo con lo que habían planeado, de tal forma que serían capaces de vender los volúmenes de energía esperados.

Estos modelos de mercado de corto plazo fueron pensados con un objetivo principal en mente, lograr una eficiencia productiva, es decir, utilizar los recursos y sus productos para producir bienes y servicios al costo mínimo, lo cual no necesariamente implica al precio mínimo (en un mercado se optimiza con base en ofertas, no costos).

Pero para tener una idea un poco más clara sobre el problema de la rentabilidad de centrales eléctricas dentro de un marco de mercado eléctrico mayorista, se analiza el concepto de costos asociados a las tecnologías de generación, en el que se incluyen los costos de inversión, también llamados de capital, y los costos de operación, y su relación con la recuperación de estos en un ambiente de mercados eléctricos mayoristas.

III. COSTOS DE UNIDADES GENERADORAS

En términos generales se pueden distinguir dos tipos de costos asociados a las unidades generadoras de energía eléctrica, los costos de inversión o capital y los costos de producción, entre los que se encuentran entre otros, los siguientes:

1. Costos de Inversión/capital.
 - a. Equipo
 - b. Terreno
 - c. Obra civil
 - d. Obra eléctrica
 - e. Permisos
 - f. Capital propio
 - g. Financiamiento
 - h. Impuestos
 - i. Etc.
2. Costos de Producción
 - a. Costos variables
 - i. De combustible
 - ii. De operación y mantenimiento
 - iii. De emisiones contaminantes
 - iv. De servicios de transmisión, distribución, operación, mercado, etc.
 - b. Costos fijos
 - i. De combustibles
 - ii. De operación y mantenimiento
 - iii. Impuestos
 - iv. Seguros

Considerando todos los costos asociados a una unidad generadora un factor importante a conocer para determinar si la unidad está resultando económicamente rentable en su operación, es el ingreso anual que se espera recibir por su operación. De manera muy general este ingreso anual se puede expresar como lo muestra la ecuación (1).

$$IAR = C_{fijo} + FP_{anual} * C_{var} \quad (1)$$

Donde:

$$C_{var} = P_{elec} * VE_{vend} - C_{fijo} \quad (2)$$

Sustituyendo (2) en (1) y arreglando términos resulta:

$$IAR = FP_{anual} * P_{elec} * VE_{vend} + C_{fijo}(1 - FP_{anual}) \quad (3)$$

Donde:

IAR

– Ingreso Anual Requerido

C_{fijo}

– Costo Fijo Anual

C_{var}

– Costo Variable Anual

FP_{anual}

– Factor de Capacidad Anual de la Unidad (0 →1)

P_{elec}

– Precio de la Electricidad (\$/MWh)

VE_{vend}

– Volumen de Energía Eléctrica vendida en el año (MWh)

De la ecuación (3) se observa que si la unidad operara todo el año a su máxima capacidad (caso no real), es decir, $FP_{anual} = 1$, el costo anual requerido IAR sería obtenido solamente del volumen de energía vendida en el año al precio con el que se haya vendido. En el otro extremo (también caso no real), si la unidad no operara en todo el año, es decir, $FP_{anual} = 0$, el costo anual requerido tendría que provenir solamente del Costo Fijo Anual de la unidad.

Se sabe, sin embargo, que el Factor de Planta de la unidad varía a lo largo del año dependiendo del nivel de producción de la unidad, que a su vez depende de las necesidades de demanda del sistema y del despacho que de la unidad se tenga de acuerdo con las necesidades del sistema. Esto indica que el IAR de la unidad depende de los costos variables de producción de la unidad, del nivel de producción de esta, y de los costos fijos asociados para que la unidad se mantenga operando.

Se puede observar que si los costos variables de la unidad que dependen principalmente del precio de la energía y el volumen de energía vendida no son suficientes para satisfacer la ecuación (3), la unidad resulta financieramente no rentable en el largo plazo.

IV. INGRESOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS

El problema de la recuperación de costos de las unidades generadoras estriba precisamente en la forma que se les paga a las unidades por proporcionar su producto, es decir, como se conforma el pago que reciben las unidades generadoras por su servicio.

En el contexto de los mercados de corto plazo (día en adelante y tiempo real), el pago que reciben está asociado principalmente a la cantidad de producto que entregan, y como en este contexto todas las unidades generadoras compiten para ser favorecidas en la compra mediante ofertas, el mercado utiliza un método de optimización para determinar que unidades resultan seleccionadas para satisfacer los requerimientos de demanda del producto. Sin embargo, los requerimientos a satisfacer no solo están compuestos por la demanda de energía, sino también existen requerimientos asociados a los estándares de confiabilidad impuestos por el sistema. Estos estándares de confiabilidad están constituidos principalmente por servicios conexos asociados a la potencia activa (requerimientos de reserva), para lo que las unidades generadoras también deben emitir ofertas para su satisfacción, aunque también existen otro tipo de servicios conexos que no están directamente asociados a la potencia activa, pero que el SEE requiere para asegurar los estándares de confiabilidad del sistema. Estos servicios conexos no asociados directamente a la potencia activa también tienen un costo asociado, sin embargo, no son asignados por un proceso de optimización y normalmente se remuneran con tarifas establecidas, o con mecanismos de licitación de los servicios requeridos.

El SEE determina la cantidad de servicios conexos requeridos asociados a la potencia activa y se realiza también una selección de las unidades que suministrarán estos servicios. La selección de las unidades que suministrarán los servicios conexos se hace también mediante un proceso de optimización. Normalmente los dos procesos de optimización, energía y servicios conexos se realizan de manera simultánea, lo que se conoce como proceso de co-optimización. Al final del proceso se determina el precio de cierre aplicando el concepto Costo Marginal de Producción (CMP).

En términos generales, el CMP se define como el costo adicional requerido para producir una unidad extra de un producto. En el caso de los SEE el CPM refleja el costo adicional para producir un MWh extra de energía.

Las ofertas de venta de energía emitidas por los PM que representan unidades generadoras especifican el monto económico que desean recibir por cada MWh que les compren, mientras que las ofertas de venta de los servicios conexos representan el monto que desean recibir por cada MW de reserva que ofrezcan para los diferentes tipos de reserva requeridos por el sistema.

En términos generales, los costos de producción por cada MWh generado por una unidad generadora están definidos por un modelo matemático que relaciona el costo asociado para generar una cantidad de potencia en una hora. Este modelo generalmente es un polinomio convexo que se aproxima por una curva de segundo orden como el que se muestra en la ecuación (4).

$$C_i(P_{g_i}) = a + bP_{g_i} + cP_{g_i}^2 \dots \dots \left(\frac{\$}{h} \right) \quad (4)$$

De tal forma que el CMP de la unidad se expresa como:

$$CMP_i(P_{g_i}) = \frac{\partial C_i(P_{g_i})}{\partial P_{g_i}} = 2cP_{g_i} + b \left(\frac{\$}{MWh} \right) \quad (5)$$

La ecuación (5) es el CMP de la unidad generadora i y representa normalmente el punto de máxima eficiencia de la unidad para generar un MW durante una hora, es decir, el costo óptimo de generación de la unidad.

Los PM normalmente ofertan la venta de energía con base en su CMP. Con estas ofertas el mercado realiza un proceso de selección y despacho de las unidades que satisfagan la demanda establecida (también ofertada normalmente) y termina el proceso cuando se igualan la oferta y la demanda. Las ofertas con menor CMP son seleccionadas en primer término hasta que se iguala la oferta con la demanda. El punto de intersección entre la oferta y la demanda determina el precio de cierre del proceso y la cantidad de potencia de la transacción.

Obviamente las unidades generadoras con CMP más bajos serán las que primero serán despachadas. Si se considera que los costos de producción de las fuentes de energía renovable son prácticamente cero (los combustibles requeridos para producción como el viento y sol no tienen costo), estas unidades serán las que serán despachadas en primer lugar. Si la cantidad de generación de este tipo es muy grande, el precio de cierre del proceso del mercado será necesariamente bajo, comparado con la condición en la que no hubiera este tipo de generación.

La figura 1, muestra gráficamente esta condición.

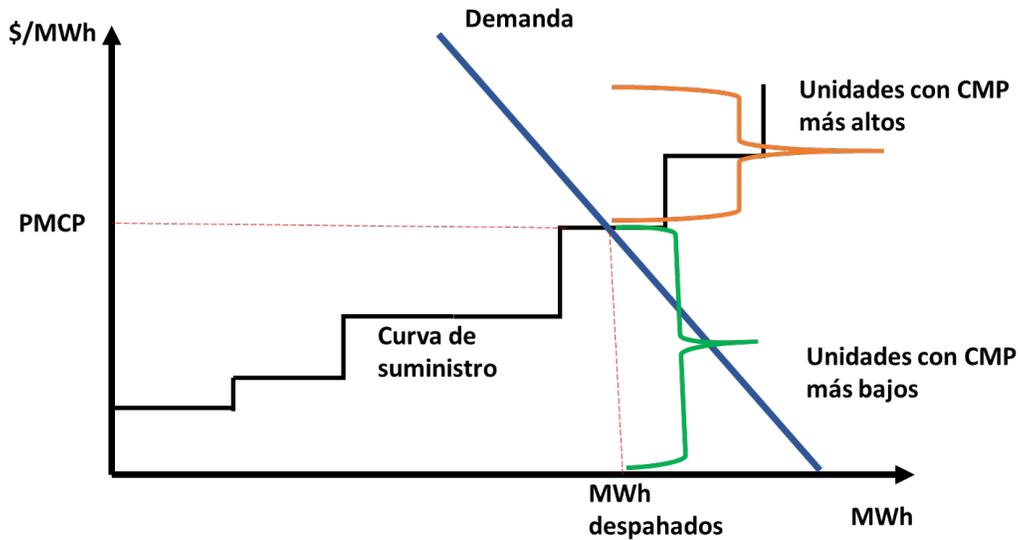


Figura 1 .- Curva de orden de mérito para una demanda y suministro dados

De la figura 1 se observa que las unidades generadoras con CMP más bajos son las que son despachadas para satisfacer la demanda, mientras que las más caras quedan sin aportar energía, al menos no a plena carga. El PMCP está definido por la unidad generadora cuyo CMP ofertado representa el precio de proporcionar un MWh extra en el sistema, es decir, el Precio Marginal de Corto Plazo (PMCP).

Las unidades con CMP menores al PMCP tendrán un ingreso por la energía suministrada mayor que su CMP ofertado, lo que las hace más viables a recuperar sus costos de producción.

Lo anterior no implica que las unidades cuyo CMP sea mayor al CMCP no estén en línea, sino que o están operando a mínima carga a un precio mucho menor que su CMP, o están asignadas como reserva. La expectativa es que en otros niveles de demanda (demandas máximas) estas unidades sean despachadas y puedan tener ingresos por su participación, el punto es si existen o no muchos periodos en que puedan ser despachadas en niveles apropiados de generación de tal forma que les permita recuperar sus costos de producción con lo percibido.

Recuérdese que los procesos de mercado de corto plazo se realizan para horizontes de tiempo que van desde minutos hasta horas abarcando normalmente las 24 horas de un día. En este proceso se consideran otras variables que hacen que algunas unidades se conecten al sistema con antelación y estén listas para poder ser despachadas con el fin de ajustarse a los tiempos mínimos requeridos para su arranque. También se deben respetar los tiempos mínimos de operación y paro de las unidades con el fin de evitar costos excesivos de mantenimiento, combustibles y otros elementos que intervienen en los costos de producción.

En un sistema donde el parque de generación está compuesto por tecnologías de generación que compiten en igualdad de condiciones con relación a sus CMP, el

modelo de mercado puede funcionar de manera más o menos equitativa para todos. En estos modelos también se participa de manera competitiva para proporcionar los servicios conexos asociados a la potencia activa, es decir, servicios de reserva de potencia activa.

El problema se empieza a complicar cuando intervienen tecnologías de generación más eficientes con CMP más bajos, y aún más cuando existen tecnologías de generación cuyo CMP es prácticamente cero. Este es el caso de la presencia de las fuentes de generación renovables como las eólicas y las solares.

Al ser parte del parque de generación que oferta para suministrar la demanda del sistema, y ofertar con CMP igual cero, hace que la curva de suministro se desplace hacia la derecha de la curva de mérito, ya que son las primeras que serán despachadas en el proceso del mercado. La figura 2 ilustra esta condición.

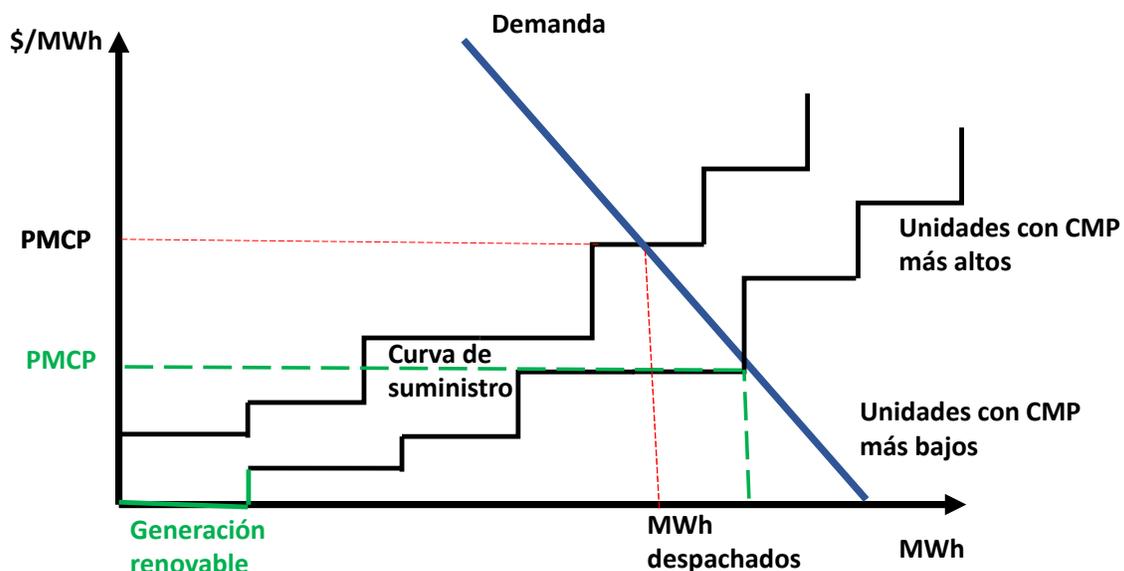


Figura 2.- Impacto en el PMCP de la Generación Renovable

El impacto más relevante que se observa de la figura 2 es la disminución del PMCP. Esto quiere decir que la unidad marginal es desplazada por una con CMP más bajo. Todas las unidades despachadas recibirán un ingreso menor por su generación aportada pues el ingreso estará dado por el producto del PMCP (cierre del proceso de mercado) por la cantidad de energía despachada ($\$/MWh * MWh = \$$).

Si la cantidad de generación renovable es significativa, el PMCP será muy bajo y los ingresos de las unidades generadoras por consecuencia serán más bajos, al grado tal que muchas no alcanzarán ni siquiera a recuperar los gastos incurridos de producción. Esta situación se ha vendido presentando de un tiempo acá en los SEE ante la necesidad, y la obligatoriedad gubernamental impuesta en muchos casos, para que haya cada vez mayor cantidad de generación renovable en la mezcla de tecnologías de generación para satisfacer la demanda.

Claramente, el modelo de mercado basado puramente en el concepto de CMCP no está resultando equitativo para muchas tecnologías de generación, al no tener los ingresos necesarios para compensar sus costos de producción. Por este motivo se han tenido que ir agregando elementos de pago que hagan que las unidades generadoras perciban ingresos que las sigan haciendo rentables financieramente hablando para permanecer en el negocio de la electricidad, e incluso hacer atractivos nuevos proyectos de inversión.

Si se observa en este proceso no se consideran en absoluto los costos fijos ni variables que no dependen directamente de la cantidad de energía que se venda en el mercado, pero que, sin embargo, son requeridos para que las unidades generadoras estén en disponibilidad de entregar energía al sistema.

Para que una unidad generadora pueda proporcionar energía al sistema tiene que pasar por dos procesos necesarios; primero, tiene que ser asignada y arrancada para tener la capacidad de proporcionar energía, segundo, tiene que ser despachada para proporcionar el nivel de generación deseado. Existen costos involucrados para poder arrancar la unidad, costos también para mantener a la unidad en línea y asignada y finalmente costos que son dependiente del nivel de generación al que son despachadas. No es claro ni sencillo determinar cómo se pueden recuperar estos costos, sobre todo porque algunos de ellos no son precisamente costos marginales para proporcionar un MWh extra de energía.

Como se menciona anteriormente en este documento, el costo de la electricidad se divide generalmente en dos tipos; costos fijos y costos de producción. Los costos fijos incluyen los costos de inversión para la construcción de las plantas generadoras, así como los equipos y servicios necesarios para poder producir la energía eléctrica. Estos costos son fijos ya que no varían con la producción de energía, es decir, representan la cantidad de dinero necesario para poder generar electricidad. Por otro lado, los costos de producción son derivados como su nombre lo indica, de la producción y operación de la planta. Pueden incluir los costos del combustible, de mano de obra y de mantenimiento. De hecho, varían dependiendo del nivel de producción de electricidad.

Dentro de los costos de producción están los costos asociados al arranque y paro de las unidades cuando éstas son conectadas y desconectadas del sistema. Dependiendo del tipo de planta estos costos pueden reflejar económicamente hablando las pérdidas de energía, la probabilidad de que falle un arranque o que se quemara algún componente al conectar o desconectar la unidad. Ambos costos normalmente se asumen como constantes, aunque en la práctica varían dependiendo del número de horas que la unidad está operando y el número de arranques que tenga.

Para reflejar y tomar en cuenta de alguna manera estos costos en los mercados eléctricos mayoristas de corto plazo y que los propietarios de estos equipos puedan recuperarlos en los pagos que reciban por su participación en el mercado, los

mercados eléctricos, y este es el caso del mercado eléctrico mexicano, normalmente utilizan un método de precios compuesto de dos partes, una parte conformada por precios uniformes por productos que se procesan en los modelos de optimización como variables continuas, donde se identifican principalmente la energía ofertada y los servicios conexos, y otra parte conformada por precios considerados como pagos a lo ofertado (pay-as-bid) para tratar de cubrir costos como los asociados a arranques y operación sin carga, o a mínima carga. Sin embargo, la implementación de estos métodos depende de cada mercado en particular y no necesariamente permiten recuperar todos los costos asociados a la producción de energía eléctrica.

En algunos mercados se aplican medidas como precios tope para tratar de equilibrar los resultados y hacer más equitativa la participación de los PM, en algunos otros, como en el caso de México, se establecen, además, parámetros de referencia que dependen del tipo de tecnología de generación. También se han introducido mecanismos adicionales como es el caso de pagos por capacidad para tratar de alguna manera cubrir las deficiencias de ingresos de las unidades generadoras por no cubrir todos los costos de producción. Sin embargo, hay todavía condiciones propias de la evolución de los SEE que todavía no tienen una contraparte adecuada en la remuneración económica del accionar de las unidades generadoras para ajustarse a las nuevas condiciones, notoriamente es el caso de las condiciones impuestas por la presencia de generación renovable intermitente como se explica anteriormente en este documento.

Pero todo lo expuesto hasta aquí está relacionado con los costos de producción que forman parte de los costos de generación. Está todavía pendiente el problema de la recuperación de los costos de inversión o de capital que de alguna manera tienen que ser recuperados para hacer a las unidades generadoras financieramente rentables en el largo plazo, es decir, a lo largo de la vida útil de las unidades.

V. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO Y COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD

Una manera de considerar la totalidad de los costos de generación, es decir, los costos de inversión más los costos de producción, en el cálculo del precio de la energía necesario para producir un MWh extra de generación, está contemplado en lo que se conoce como Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP).

El CMLP es el precio de venta al mayoreo que debiera percibir en promedio una unidad generadora para poder recuperar los costos de capital y de producción por su venta de energía durante un periodo largo, por ejemplo, un año.

En términos muy generales se puede definir el CMLP como:

$$CMLP = \frac{\sum \text{Costos Totales durante la vida útil}}{\sum \text{Energía eléctrica producida durante la vida útil}} \left(\frac{\$}{MWh} \right) \quad (6)$$

Una forma de estimar los CMLP de una unidad generadora es utilizando el concepto de Costo Nivelado de Electricidad (CNE o también conocido como LCOE por sus siglas en inglés de Levelized Cost of Electricity). En este documento se utilizará el término LCOE por ser el más conocido en la literatura técnica sobre este tema.

La estimación de este costo es una herramienta utilizada por inversionistas para comparar los costos de producción de varias tecnologías de generación que les ayuda en la toma de decisiones de planeación de largo plazo. Sin embargo, hay que puntualizar que en su cálculo no se considera el riesgo asociado al ambiente competitivo de los mercados eléctricos, y más bien considera cierto grado de certidumbre en los costos de producción y estabilidad de los precios de la electricidad. Esto implica que las inversiones reales pueden diferir del cálculo obtenido del LCOE debido precisamente a incertidumbres en el mercado eléctrico.

La ecuación (7) muestra una expresión para el cálculo del LCOE de una unidad generadora.

$$LCOE = \frac{\sum_t ((Inv_t + (O\&M)_t + Ccomb_t + Cem_t + Depre_t) * (1 + r)^{-t})}{\sum_t (VE_t * (1 + r)^{-t})} \quad (7)$$

Donde:

Inv_t – Costos de inversión en el año t

$(O\&M)_t$ – Costos de Operación y Mantenimiento en el año t

$Ccomb_t$ – Costos del combustible en el año t

Cem_t – Costo de emisiones contaminantes en el año t

$Depre_t$ – Costo de la depreciación en el año t

$(1 + r)^{-t}$ – Factor de descuento para el año t

Resulta interesante de alguna manera comparar este precio con el precio unitario obtenido por una unidad generadora durante el mismo año en el mercado de electricidad.

En el cálculo del precio unitario obtenido del mercado habría que considerar todos los ingresos de la unidad por todos los conceptos por los que recibió ingresos; energía, servicios conexos, pagos por capacidad, arranques, etc.

De manera concisa, el precio unitario obtenido en el mercado se puede expresar como:

$$PUM_t = \frac{\sum_j IN_j}{\sum_j EV_j} \quad j = 1, 2, \dots, 8760 \quad (8)$$

Donde:

IN_j – ingreso horario de la unidad generadora en el mercado

EV_j – Energía horaria vendida en el mercado

Si el precio del mercado es mayor o igual al LCOE ($PMU_t \geq LCOE_t$) entonces la unidad está resultando viable en términos económicos ya que estaría recuperando, sino todos, la mayoría de los costos de generación (inversión y producción).

El resultado sería un indicativo de la viabilidad económica de la unidad generadora por su participación en el mercado. El resultado es solo un indicativo por los supuestos con los que se calcula el LCOE.

Es interesante comparar el precio unitario para diferentes tecnologías de generación considerando únicamente los precios obtenidos de mercados eléctricos, con el precio unitario calculado como el LCOE para las mismas tecnologías, el cual considera no solo los costos de producción sino también los costos de inversión.

Con base en los reportes de diferentes fuentes bibliográficas en las que se reportan comparaciones de LCOE para distintas tecnologías de generación, se pueden generar las curvas genéricas mostradas en las figuras 3 y 4.

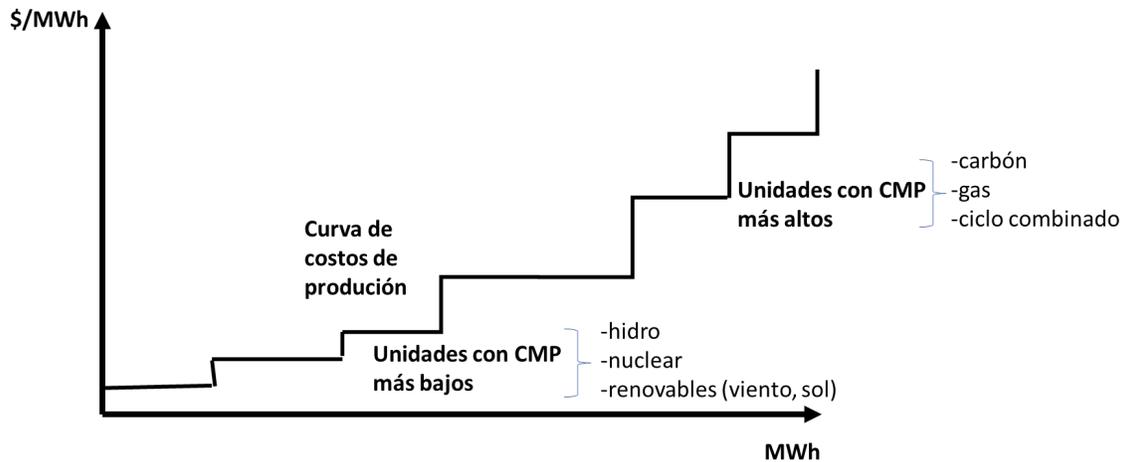


Figura 3 .- Curva de costos de producción de unidades generadoras con diferentes tecnologías

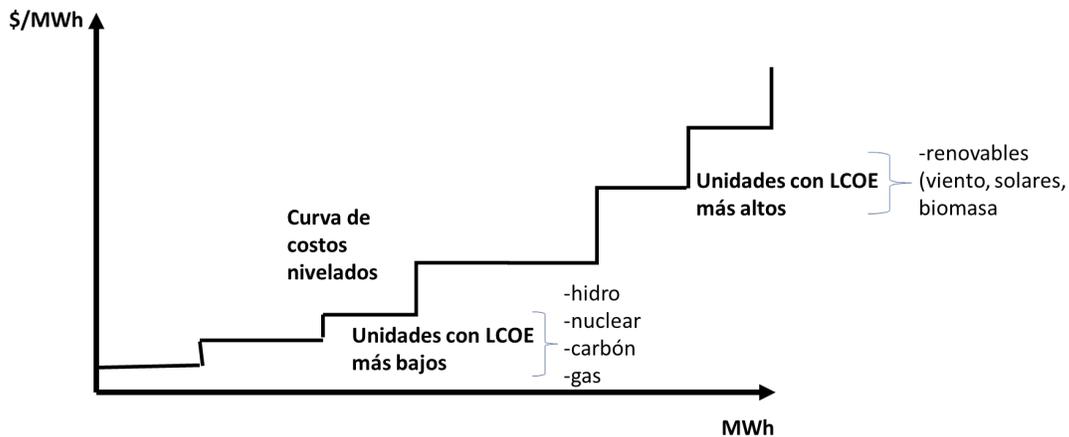


Figura 4 .- Curva de LCOE de unidades generadoras con diferentes tecnologías

La figura 3 muestra el orden de mérito de las diferentes tecnologías de generación cuando solo se consideran los costos de producción, mientras que la figura 4 muestra éste cuando se consideran la totalidad de los costos de generación, es decir, los costos de producción más lo de capital.

Es interesante notar como las prioridades varían al considerar los costos de inversión en el precio unitario de generación para las diferentes tecnologías. Se observa que las fuentes de generación con recursos renovables se desplazan hacia la derecha en el orden de mérito al considerar los costos de inversión, con excepción de las unidades hidroeléctricas que siguen manteniendo su posición, así como las nucleares por ser de carácter prioritario y básico. Esto es un indicativo de que si las diferentes tecnologías compitieran en un mercado eléctrico ofertando con sus precios totales de producción (inversión + producción), las tecnologías con altos costos de inversión, como es el caso de las renovables, principalmente las eólicas

y las solares, no tendrían oportunidad de recuperar sus costos y resultarían en la práctica inviables económicamente (no rentables).

La pregunta que surge de inmediato es; ¿Cómo es posible que las fuentes de generación con tecnología asíncrona (eólicas y fotovoltaicas) pueden ofertas en los mercados de corto plazo precios de venta tan bajos (cero por que las fuentes primarias son viento y sol)?, la respuesta es casi obvia, deben contar con grandes incentivos gubernamentales para poder invertir en sus recursos, de tal manera que tengan prácticamente asegurado su viabilidad económica con su participación en el mercado de corto plazo, por ejemplo, grandes apoyos económicos a la inversión (costos de capital), privilegios para su participación en el mercado (no necesitan contribuir con servicios conexos), uso de las redes de transmisión y distribución a costos muy por debajo del costo real de estos servicios, permisos para generar cantidades mucho más allá de las necesidades de generación que el sistema requiere, que les permite suplir mucha demanda del sistema y que al final del día serán remunerados con precios marginales mucho mas altos que los ofertados (los recursos marginales tienen precios marginales de producción más altos).

Todos estos temas que distorsionan el modelo de mercado de energía de corto plazo pueden ser analizados a la luz de la forma en que producen estas distorsiones, volviendo el modelo un Frankenstein que provoca que este sea NO EFICAZ.

VI. Modelos Alternativos al Actual.

Definitivamente un modelo alternativo al actual sería el de volver al esquema anterior para la prestación del servicio eléctrico, donde una sola empresa verticalmente integrada fuera la encargada de llevar a cabo todos los procesos para dar el servicio eléctrico, y que además fuera administrada y operada por una entidad dependiente del Estado, como era el caso de la CFE antes de la reforma energética. Toda la problemática (o al menos la mayoría) involucrada en el modelo vigente, en teoría, se desvanecería pues sería responsabilidad de una sola entidad decidir la manera en que se conseguirían los recursos necesarios para asegurar la confiabilidad y la suficiencia requeridos para brindar el servicio eléctrico con los estándares de calidad, seguridad y economía deseados. De igual forma, recaería en dicha entidad la manera en que se utilizarían dichos recursos en el corto plazo para lograr los mismos objetivos en la operación diaria del sistema eléctrico.

Se han generado muchas discusiones sobre este tema y se argumenta que un esquema de esta naturaleza difícilmente genera señales atractivas para que capital privado se interese en participar en el sector. Sin embargo, debe haber algún esquema que, aunque tenga rectoría del Estado, introduzca instrumentos y mecanismos, que si no estrictamente de mercado, si con ingredientes suficientes que de alguna manera ofrezca incentivos atractivos para que haya participación privada, sobre todo en inversiones de largo plazo.

De cualquier manera, en los sistemas en donde operan esquemas de mercado, el Estado tiene una injerencia importante en las decisiones de inversión marcando el rumbo de acuerdo con sus planes de política energética del país en materia de energía eléctrica. Por ejemplo, definiendo la cantidad de centrales requeridas de los diferentes tipos de tecnología, las regiones donde se requieren dichas centrales. Por otro lado, el Estado es el responsable de realizar la planeación de la infraestructura de las redes de transmisión y distribución que se considera necesarias para la evolución esperada del sistema, y en ella se incluyen los proyectos de expansión necesarios para conectar las nuevas fuentes de generación a los centros de carga.

En este sentido, un esquema que podría ser viable es el de pasar el tema de competencia de mercado del corto plazo al largo plazo, es decir, armar esquemas y modelos de mercado de largo plazo donde se permita la competencia y de donde emanen contratos de largo plazo que permitan a los inversores asegurar el retorno adecuado para cubrir sus gastos tanto de capital como de inversión, desde luego bajo la estricta vigilancia del Estado y asegurando que se consideren todos los requerimientos contemplados en su plan energético nacional.

Estos mercados de largo plazo deberán asegurar que todos los actores que intervienen en la operación diaria del sistema tengan de alguna manera

participación para que en el corto plazo no suceda lo que sucede actualmente, que solo unos pocos actores tienen beneficios provenientes del largo plazo que los pone en ventaja ante los actores que no están en este caso. Es el caso particular de los generadores ya existentes que no provienen de procesos de mercado de largo plazo.

En este sentido, la eficiencia económica del esquema se estaría definiendo en el largo plazo, y en el corto plazo solamente se estarían haciendo ajustes necesarios observando que esta eficiencia económica no se afecte mientras se vigila más de cerca el aspecto de confiabilidad y seguridad operativa.

Los productos involucrados en esos mercados de largo plazo deben estar compuestos tanto por energía como por capacidad, considerando muy atinadamente el concepto de confiabilidad dentro el cual se incluye el tema de flexibilidad, esto implica que dentro de la diversidad de tecnologías de generación que se liciten debe existir la cantidad suficiente de fuentes de generación flexible. El reto es definir los incentivos adecuados para que haya el interés para invertir en la diversidad de tecnologías de generación requerida, cuidando siempre el objetivo principal de lograr el beneficio social.

Incluso, bajo este esquema se podría optar por un modelo de asignación y despacho de corto plazo que no estuviera basado en ofertas, sino que se utilizara el concepto de minimización de costos de acuerdo con los recursos disponibles para balancear el sistema, habida cuenta que existirían contratos de largo plazo que ya definirían los compromisos de satisfacción de demanda con precios preestablecidos.

En un esquema de esta naturaleza es esencial que exista una estructura organizacional tal del sector que incluya una entidad centralizada que se encargue de la administración y operación del sistema eléctrico nacional y que sea esta la encargada de elaborar los planes de expansión de largo y mediano plazo de la generación y de las redes nacionales de transmisión y distribución involucradas en la prestación segura y confiable del servicio eléctrico, responsable de asegurarse de que la eficiencia económica se dé de acuerdo con lo establecido en el largo plazo. Este rol lo podría hacer una entidad como el CENACE actual con la especificación de las nuevas reglas que se establecieran, o como se propone en la iniciativa de Reforma actual, la misma CFE.

Por otro lado, no hay que perder de vista que “reestructuración” no implica forzosamente “privatización”, de tal manera que los procesos involucrados en la prestación del servicio; generación, transmisión, distribución y comercialización, podría darse con la reestructuración actual si da una correcta y armonizada administración de todos los procesos.

Una alternativa de esta naturaleza implica muchos procesos que van desde lo legal hasta lo técnico involucrando a los actores principales relacionados con el sector eléctrico y muy específicamente con la prestación del servicio eléctrico; el Estado y

sus organismos involucrados como son; la SENER, CRE, CFE, CENACE, y el sector privado que participa en los procesos actuales del mercado.

VII. CONCLUSIONES

Este documento podría extenderse de manera considerable ya que los temas incluidos tienen muchos detalles sobre los cuales se podría ahondar, sin embargo, ni era el propósito original de este documento, como tampoco lo era el de incluir detalles formales de posibles cursos de acción a seguir. Mas bien el propósito era hacer una evaluación cualitativa de las principales características del modelo de mercado eléctrico vigente para detectar si éste es eficaz para cumplir con el objeto para el cual fue creado.

Con base al contenido mostrado en el documento se pueden emitir las siguientes conclusiones:

1. El modelo de mercado actual no es eficaz para lograr el objetivo que establece que la LIE y las BM establecidas y la aplicación de estas descritas en los Manuales de Prácticas que describen la forma en que se deben aplicar las BM deben dar como resultado que los PM participen en un ambiente competitivo en igualdad de condiciones de tal forma que se generen las señales adecuadas económicas que permitan incentivar la inversión en el sector. Los párrafos subrayados resaltan los conceptos que no se están cumpliendo con el modelo de mercado actual.
2. Definitivamente mientras que se mantengan las condiciones actuales de participantes del mercado del sector privado, no se podrá lograr la equidad participativa de todos los participantes del mercado que se supone debe proveer el modelo de mercado actual.

Algunos de los ejemplos de inequidad son; la manera en que los llamados CII's participan en el mercado de corto plazo, los cuales participan con programas fijos de inyección y extracción donde los generadores asociados participan con ofertas cero, es decir, como tomadores de precios, por otro lado los generadores con fuentes de energía renovable que entraron después de la instauración del mercado ya tienen contratos de cobertura con la demanda a precios establecidos con el compromiso de entregar sus productos de acuerdo con sus contratos y que por el hecho de ofertar también a precios cero sus productos siempre van a satisfacer sus contratos no tienen incertidumbre ni riesgo, sino que al contrario, pueden tener ganancias extras como resultado del mercado, situación en su conjunto que provoca que los PML se vean disminuidos en su valor evitando que el resto de los generadores puedan tener ingresos suficientes para recuperar sus costos no solo de producción, sino de permanencia en el sistema, porque además de todo se ven desplazados en la oportunidad de ofrecer sus productos.

3. Por último, pero no menos importante, recalcar el hecho de que este documento no pretende presentar una solución acabada para la solución de los problemas

actuales que se presentan con el modelo de mercado actual, sino que ser un generador de alerta para que se busquen las soluciones más adecuadas habida cuenta que se pone en evidencia la ineficacia del modelo actual para satisfacer el objeto para el que fue creado.

VIII. BIBLIOGRAFIA

- [1]. Decreto de Creación de la Ley de la Industria Eléctrica, DOF: 11/08/2014
- [2]. Acuerdo por el que la SENER emite las Reglas del Mercado, DOF: 08/09/2015
- [3]. Manuales de Práctica del MEM; CENACE, <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ManualesMercado.aspx>
- [4]. Decreto de creación del CENACE, DOF: 28/08/2014
- [5]. PRODESEN 2019-2033, SENER
- [6]. Electricity markets are broken – can they be fixed?, Malcolm Keay, THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES, January 2016
- [7]. Wholesale electricity market design initiatives in the United States: Survey and Research Needs, EPRI Report 3002009273, Technical Update, November 2016
- [8]. Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias, Rafael Campo, OLADE, Mayo de 2015
- [9]. Decarbonization of the electricity industry – is there still a place for markets, Malcolm Keay, John Rhys, and David Robinson, THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES, November 2012
- [10]. Electricity market design: an integrated approach to reliability, Kwok Cheung, Proceedings of the IEEE, December 2005
- [11]. Impact of Variable Renewable Energy on US Electricity Markets, J.C. Smith, Stephen Beuning, Henry Durrwachter, Erik Ela, David Hawkins, Brendan Kirby, Warren Lasher, Jonathan Lowell, Kevin Porter, Ken Schuyler, Paul Sotkiewicz, Conference Paper · August 2010 , DOI: 10.1109/PES.2010.5589715 · Source: IEEE Xplore
- [12]. Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets_ Best Practices from International Experience, Jaquelin Cochran, Lori Bird, Jenny Heeter, and Douglas J. Arent, NREL/TP-6A00-53732, April 2012
- [13]. Metrics for Quantifying Flexibility in Power System Planning, TECHNICAL PAPER SERIES, EPRI, July 2014
- [14]. Electric Power System Flexibility, CHALLENGES AND OPPORTUNITIES, EPRI Report: 3002007374, February 2016
- [15]. The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower, Lion Hirth, ELSEVIER, Applied Energy 181 (2016) 210–223,
- [16]. Cost of inflexibility, Rodigo Villanueva, Thesis Norwegian University of Science and Technology, December 2018
- [17]. Power Generation Investment Planning in a Modern Power System With High Share of Renewables, I. Oleinikova, Latvian Journal of Physics and Technical Sciences · May 2014

CV AUTOR

Adrián Inda (IEEE-SM'2001) Recibió los grados de Licenciatura y M.Sc. en Ingeniería Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional de México en 1972 y 1974 respectivamente. En 1980 recibió el grado de M.A.Sc. en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Toronto, Toronto, Canadá. De 1973 a 1986 fue profesor de tiempo completo y parcial en el Departamento de Ingeniería Eléctrica en el Instituto Politécnico Nacional. En 1980 se incorporó al Instituto de Investigaciones Eléctricas de México (IIE), donde fue director de proyectos e investigador. Se retiró del IIE en 2016 como jubilado. En el IIE se vio involucrado en el desarrollo de algoritmos para diferentes aplicaciones de sistemas de energía, tales como; coordinación hidrotérmica y asignación de unidades, funciones de seguridad dinámica (transitorios, dinámica y estabilidad de voltaje), y funciones especiales para los sistemas EMS y DTS. También estuvo a cargo del Proyecto para el diseño y las especificaciones del nuevo sistema EMS/MMS/SCADA para el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México. Es autor y co autor de varios artículos técnicos en foros y congresos nacionales e internacionales. A Inda es un miembro senior de Power Engineering Society del IEEE, y en 2001 recibió el Premio PES Chapter Outstanding Engineer Award por el Capítulo Morelos. De 2006-2007 fue Presidente del Capítulo de Potencia del IEEE Sección Morelos, y Presidente de la Sección IEEE Morelos para el período de 2011-2012. Fue Investigador Nivel II del Sistema Nacional de Investigadores por 9 años. De enero de 2020 a septiembre de 2021 se desempeñó como Subdirector de Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista en el CENACE, México.