

ERF-ODR
B005000995

Cofemer Cofemer

De: Casiopea Ramirez Melgar <casiopea.ramirez@aes.com>
Enviado el: miércoles, 8 de abril de 2015 09:14 p. m.
Para: Cofemer Cofemer
CC: Gustavo Giraldo; Mauricio Llanos
Asunto: Comentarios Bases del Mercado
Datos adjuntos: Comentarios a Bases del Mercado AES Mexico-COFEMER.PDF



Estimado Lic. Gutiérrez,

Agradecemos a COFEMER por habilitar el espacio para comentarios públicos al anteproyecto de las Bases del Mercado Eléctrico publicadas por SENER el pasado 24 de febrero. En anexo encontrará los comentarios preparados por AES TEG TEP, en aras de contribuir al desarrollo de la regulación del mercado eléctrico.

Atentamente,



CASIOPEA RAMÍREZ
Regulation and Studies MCA&C Manager
Homero 1804 Piso 14 -1401
Chapultepec Morales
México, DF 11570
Tel. + 52 (55) 2122 0317
Cel. + 52 (55) 4359 6302
www.aes.com

“2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón” “La información de este correo así como la contenida en los documentos que se adjuntan, puede ser objeto de solicitudes de acceso a la información”

México, D.F., 8 de abril de 2015

Licenciado

Mario Emilio Gutiérrez Caballero

Director General

Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER)

Blvd. Adolfo López Mateos 3025, piso 8

Col. San Jerónimo Aculco

06600 México, D.F.

Asunto: Comentarios generales de AES TEG – TEP sobre la propuesta de la Secretaría de Energía para las Bases del Mercado

Estimado Licenciado Gutiérrez,

De acuerdo con lo establecido en el anteproyecto de las Bases del Mercado publicado por la Comisión Federal de Mejora Regulatoria el pasado 24 de febrero de 2015, nos permitimos enviar nuestros comentarios para su consideración.

El diseño y establecimiento de mercados competitivos de energía busca concretar múltiples objetivos para la sociedad, desde los aspectos básicos como el incremento de la eficiencia, la seguridad del abastecimiento a través del incremento de la capacidad instalada al ritmo de crecimiento de la demanda y de la disponibilidad del margen de reserva adecuado para atender su el balance instantáneo entre demanda y oferta, la reducción del impacto ambiental de la actividad de generación, la promoción del cambio tecnológico, y la sostenibilidad financiera del esquema.

El acceso al suministro confiable de energía a precios eficientes es una condición necesaria para el desarrollo social y para el crecimiento de la productividad. Dicha condición sólo se puede alcanzar a través de una balanceada asignación de incentivos y riesgos que promueva la llegada de inversionistas en un entorno mundial en el que, tanto los sectores de la economía como los países, compiten como destinos de inversión. En ese sentido, el reto de la regulación en México es crear, fortalecer y mantener una estructura de mercado que atraiga capital y estimule las inversiones requeridas, objetivo para el que el Regulador debe asegurarse de proporcionar condiciones estables y confiables que minimicen las ambigüedades propias de la actividad, mientras proporciona las señales de eficiencia suficientes para reducir los costos de generación.

Así mismo, es necesario tener en cuenta los efectos que se derivan de diferentes arreglos de incentivos sobre la conducta de los actuales participantes del mercado e incluso de los potenciales nuevos participantes. Diferentes incentivos originarán consecuentemente diferentes costos y beneficios a partir de las acciones que realicen los participantes del mercado, y en esa medida distintas acciones por parte de los agentes frente a las reglas establecidas, por tanto es necesario analizar tanto los efectos directos e indirectos de los incentivos adoptados. Es de vital importancia que se promueva la transparencia en el mercado, el acceso a la información (que esta sea pública) y que se facilite la replicabilidad por parte de los agentes del mercado de los procesos que CENACE realizara como parte de su función de Operador y Administrador del mercado.

Bajo esta óptica, hemos analizado la propuesta de Bases del Mercado en las cuales se fundamentará la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, y hemos identificado diferentes aspectos sobre los cuales consideramos que es necesario realizar un debate y acerca de los cuales compartimos nuestros comentarios. A continuación resaltamos aspectos estructurales y en el documento anexo realizamos comentarios de detalle y solicitudes de aclaración que consideramos necesarias para mejorar la interpretación de este anteproyecto.

1. Equilibrio en la asignación de Incentivos y Riesgos a los Generadores en el Mercado

En el diseño del Mercado Eléctrico propuesto en las Bases del Mercado, se observa que existe un marcado interés por reducir la volatilidad de los precios, fortalecer la eficiencia, incrementar la transparencia del mercado, y apoyar el crecimiento de la capacidad instalada basada en tecnologías limpias.

Sin embargo, se observan en las Bases del Mercado varias condiciones que desincentivan la participación de generadores eficientes en el despacho y que incluso le asignan a los generadores riesgos no gestionables que pueden afectar sus resultados:

- i) En el esquema propuesto, un generador está sujeto al despacho operativo que realice el CENACE de forma tal que, con excepción de los mantenimientos programados, no puede realizar ningún manejo de su capacidad. Esto implica que el cumplimiento de los contratos de venta de energía que suscriba dependerá de la política operativa que determine el CENACE.
- ii) Sin embargo, el generador asumirá los costos originados por los riesgos relacionados con la disponibilidad de la red de transmisión, en la medida en que los derechos financieros de transmisión no le otorgan ninguna garantía de transmisión de la energía, y no se observan lineamientos específicos que:
 - a) Incentiven directamente al Transportador a solucionar las restricciones del sistema que limiten su entrega de energía;
 - b) Asignen los costos originados para el generador por efecto del eventual incumplimiento de contratos de venta de energía por efecto de las restricciones operativas que enfrente el sistema o por las limitaciones que pueden introducir los generadores, transportador o distribuidores en el uso de algunos activos de transporte;

- c) Remuneren el costo de oportunidad a los generadores eficientes cuya generación resulte desplazada del despacho económico por generadores de mayor costo, como consecuencia de las restricciones antes señaladas.
- iii) Un caso particular de los riesgos que tendrá que asumir el generador, en el caso de las plantas térmicas que operen con base en gas natural, se relaciona con la limitación o interrupción de su suministro, o cuando el mismo se haga fuera de especificaciones de modo que se afecte el desempeño de las máquinas.
- iv) Así mismo, la posibilidad de que los generadores puedan reportar costos por debajo de sus costos variables incluso hasta un precio piso, afectará la señal de precio del mercado y sin duda puede conducir a que las decisiones de inversión se aplacen hasta que el precio del mercado refleje los déficits de potencia y/o energía en el sistema. Existen mecanismos regulatorios y de mercado implementados en otros países que invitamos a que se revisen para evitar que se generen este tipo de distorsiones innecesarias.
- v) Adicionalmente, en el diseño de mercado propuesto, se plantea que las rentas inframarginales que se originan por las diferencias entre el precio marginal y los costos variables de cada uno de los generadores, se destinará a contribuir parcial o totalmente a la remuneración de potencia de las plantas disponibles en el sistema.

En el diseño de los mercados spot y en su integración con los restantes mecanismos de remuneración, normalmente se permite que los participantes en el mercado utilicen las rentas marginales como incentivo a la instalación de tecnologías de bajo costo variable, de forma que se proporcione un incentivo a la instalación de generadores más eficientes que contribuyan a reducir el costo marginal, en particular porque estas rentas sólo se originan en una porción de horas de la operación y sólo para la porción de capacidad no contratada que entra en el despacho.

En esta condición, los generadores no tienen incentivo a ubicarse en los sistemas en los que los costos variables del parque de generación presenten las condiciones más propensas para ello, sino en los puntos del sistema en los que se minimicen los riesgos señalados (restricciones de transmisión y suministro de gas).

Cabe anotar que conceptualmente la energía y la potencia son dos productos muy diferentes y que cumplen un papel específico dentro del mercado, por lo que pretender hacer una mezcla de los mismos, resulta inconveniente y va en contravía de las señales de expansión del sistema.

- vi) Las condiciones propuestas para el mercado de potencia no parecen dar lugar a una señal sólida que incentive la instalación de nuevas centrales de generación de manera sostenida. En las condiciones de sobre instalación de capacidad en el sistema mexicano, se observa un riesgo latente respecto a la posibilidad de que CFE domine la oferta de potencia en el mercado de contratos y deprima su precio, dado que sus plantas, que se caracterizan por tener bajos niveles de eficiencia y están altamente depreciadas, produciendo un incentivo económico perverso para la formación de precio.

El mercado complementario de Subasta de potencia podría acabar siendo un mercado residual en el que se prevé que sea altamente competido en la oferta, razón por la que el precio también tendería a ser muy bajo o incluso cero.

- vii) Por otra parte, respecto a la expansión basada en capacidad de generación basada en energías limpias, resulta necesario aclarar las condiciones en las que se supone que se van a desarrollar dichos proyectos, dado que no resulta claro que las señales de precio resultantes del mercado spot, del mercado de potencia, de los contratos de mediano y largo plazo asignados mediante subastas, y del mercado de certificados de energía limpia sean suficientes para incentivar la instalación de este tipo de proyectos.
- viii) Para los generadores que busquen apalancar sus proyectos mediante la consecución de contratos en las Subasta de Mediano Plazo para una participación de carga, es necesario tener en cuenta que el nivel de riesgo que asumen los generadores al comprometerse a entregar energía en los bloques de carga Intermedio y Punta, por un eventual incumplimiento ante eventos que no son gestionables por su parte, como es el caso del despacho de las unidades de generación en cuestión, en la medida en que el generador no tendrá posibilidad de manejar la oferta horaria de cantidades y/o de precios; y los efectos que tendrían las inflexibilidades ya mencionadas relacionadas con el despacho de los contratos legados y las restricciones propias de la confiabilidad de la operación y de la red de transmisión, así como la indisponibilidad de la transmisión y de las interrupciones en el suministro de gas natural.
- ix) La definición del esquema de garantías propuesto puede dar lugar a impagos en el Mercado de Electricidad Mayorista y de hecho así se admite cuando se propone distribuir dichos impagos entre los participantes del mercado.

Con base en lo anterior, se sugiere respetuosamente a la Secretaría de Energía adoptar las siguientes modificaciones sobre su propuesta original:

- i) Incluir en las Bases del Mercado mecanismos que incentiven al Transportador a solucionar las restricciones del sistema, que reconozcan y remuneren a los generadores los costos originados por las restricciones operativas que enfrente el sistema o por las limitaciones que pueden introducir otros agentes en la operación, así como el costo de oportunidad por el desplazamiento de la generación eficiente del despacho económico por parte de generadores de mayor costo.
- ii) Establecer la posibilidad de que los generadores que operen con base en gas natural, puedan ser eximidos de la obligación de ofrecer la totalidad de su capacidad en el proceso de despacho, cuando enfrenten restricciones parciales o totales en el suministro de gas natural que no sean resultado de su gestión, así como el reconocimiento en el despacho de los efectos que se derivan del suministro de gas fuera de especificaciones. wh
- iii) Eliminar la referencia de precio piso y establecer que el despacho se realice considerando los costos variables incrementales reportados por los generadores.

- iv) Separar la remuneración de la potencia del ingreso que representan las rentas inframarginales y permitir que ellas existan en el mercado.
- v) Revisar el esquema propuesto para el Mercado de Potencia, para evitar que proporcionen señales de remuneración inadecuadas que incentiven la sobre instalación de capacidad de generación en el sistema o la permanencia de plantas con bajos niveles de eficiencia. Por el contrario, se espera que el esquema de remuneración de la potencia, basado en contratos y subastas, brinde una señal económica eficiente, suficiente y estable para que se instale nueva capacidad de generación.
- vi) Revisar el precio tope que se ha establecido para los certificados de energías limpias por la vía de la fijación de la penalización que se ha establecido para los responsables de la carga que no cumplan con sus obligaciones de certificados de energía limpia que establezca anualmente la Secretaría.
- vii) Revisar el diseño propuesto para las Subastas de Mediano Plazo y Largo Plazo para una participación de carga, de forma que la definición de los productos que se asignarán mediante dicha subasta no incorporen riesgos de incumplimiento para los generadores en medio de condiciones de despacho que no les son gestionables.
- viii) Fortalecer el esquema de garantías eficiente de forma que reduzca eficazmente la probabilidad de impago por parte de cualquier participante del mercado y minimice la distribución de impagos entre los participantes del Mercado. Para ello la implementación de un esquema de garantías altamente líquidas debe ser aprovechado desde el inicio del mercado y en etapas posteriores evaluar la aplicación de esquemas más sofisticados que conduzcan a eliminar los riesgos de crédito y de liquidez.

2. Fortalecimiento de la competencia en el Mercado maximizando el número de Generadores en con Capacidades Instaladas Similares

Si bien, se propone en las Bases del Mercado un esquema de monitoreo del mercado muy intensivo en información y se introduce en el esquema institucional a la Autoridad de Vigilancia del Mercado como entidad responsable de la vigilancia de los comportamientos de los participantes del mercado, el fortalecimiento de la competencia requiere que se avance en la segmentación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el objetivo de minimizar la capacidad de cualquier agente de adoptar comportamientos que representen ejercicio de poder de mercado.

Para ellos, insistimos respecto a la importancia y al valor que representa para el adecuado funcionamiento del Mercado, que se procure por facilitar la participación del mayor número posible de empresas de generación, de capacidades instaladas similares, tanto en los mercados de largo plazo como en los mercados de corto plazo.

Para ello, en las Bases del Mercado o en normatividad complementaria a dichas Bases, es necesario avanzar en las siguientes acciones:

- i) Establecer un límite claro a la integración horizontal. Por lo general en varios mercados mayoristas de electricidad, se han establecido límites entre un 20% a 25% de la capacidad instalada. Dado el tamaño del mercado eléctrico Mexicano, al establecer un menor límite se promueve la competencia y se reduce la posibilidad de ejercer poder dominante para determinar el precio del mercado por parte de un agente en particular o en la posibilidad de tener mayores ventajas competitivas para cerrar negociaciones con clientes o consumidores finales. Actualmente, CFE es propietaria y operadora directa de 39,647 MW de capacidad instalada de generación (cerca del 61.51% de la capacidad instalada total), que en un contexto de mercado le otorgarían una evidente posibilidad de ejercer posición dominante para determinar el precio de la energía¹.
- ii) Separar los activos de generación de la actual CFE en varias empresas de generación, conformadas como empresas productivas del Estado, pero independientes entre sí. Con este propósito y para hacer esta labor fácil de implementar, se podría utilizar como marco de referencia, por ejemplo, las áreas operativas² del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) definidas actualmente en la operación, con lo cual cada compañía quedaría con una participación de mercado cercana a 11% — 4,400 MW. Es importante que las empresas que se conformen tengan administraciones y contabilidades separadas para motivar que su comportamiento en el mercado no esté determinado por una única directriz y que como tal, cada compañía como empresa productiva del Estado debe procurar por generar riqueza a sus accionistas de una manera individual.
- iii) Promover la entrada de nueva capacidad de generación por parte de agentes existentes o nuevos generadores con base en incentivos claros, simétricos y de mercado que proporcionen una señal de estabilidad y predictibilidad razonable en el flujo de caja de los generadores, por ejemplo en función de la confiabilidad energética que le proveen al mercado.
- iv) Permitir que los Generadores de Intermediación sean los mismos representantes de los Contratos Externos Legados, en lugar de que dicho papel sea desempeñado por la CFE o por alguna subsidiaria. Esta acción se facilita en las condiciones establecidas en las Bases del Mercado:
 - a) En primer lugar porque la asignación de unidades y el despacho económico respetarán las condiciones contractuales de las modalidades de Productor Independiente de Energía y de Autoabastecimiento, y por lo tanto, las decisiones operativas estarán basadas en el cumplimiento de las condiciones contractuales establecidas en cada tipo de contrato.
 - b) En segundo lugar, porque las Bases del Mercado están definiendo con detalle la asignación de la energía generada por las unidades comprendidas en tales contratos, con lo cual se prioriza el cumplimiento de los compromisos ante la CFE y los socios consumidores en cada caso y se coloca en segundo lugar la generación de energía como excedentes que puedan ser comercializados en el mercado. hh

¹ Información disponible a 2013. Fuente: Secretaría Nacional de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 2014 – 2028, tablas 3.7 y 3.F. Los productores independientes de energía representaban 21.12% y los autoprodutores 8.96%, sobre un total de 64,456 MW instalados a esa fecha.

² Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Noroeste, Baja California, Baja California Sur.

3. Formalización de los Mecanismos de Subasta para los Mercados de Largo Plazo

Sugerimos que la definición de las diferentes subastas que se plantean en las Bases del Mercado para la asignación de compromisos de suministro de energía a mediano plazo, suministro de potencia, suministro de energía limpia, y Certificados de Energías Limpias a largo plazo, así como para la asignación de derechos financieros de transmisión sea profundizada en las Bases del Mercado.

En particular es necesario especificar aspectos como los siguientes:

- i) Describir el tipo de subasta que se empleará en cada una de las subastas relacionadas en las Bases del Mercado y respecto a sus parámetros (por ejemplo precios de entrada y precios de reserva, entre otros) la entidad responsable de establecerlos y las correspondientes metodologías, fuentes de información, etc.
- ii) Describir los criterios y procedimientos que conducirán a la realización de cada tipo de subastas.
- iii) Adecuar los productos subastados con el fin de que se ajusten al perfil de generación de las centrales participantes con el fin de eliminar los riesgos por incumplimiento en el suministro de los productos asignados por causas no gestionables por parte de los generadores.
- iv) Ajustar a 20 años los periodos de asignación de compromisos de suministro de energía para nuevos proyectos, de tal manera que se permita la recuperación de la inversión requerida.
- v) Adecuar los periodos de asignación de los diferentes productos, para que guarden consistencia entre sí, especialmente en la asignación de compromisos de suministro de energía y en la asignación de Derechos Financieros de Transmisión.
- vi) Establecer los criterios para la realización de subastas de ajuste o reconfiguración (mecanismo implementado en algunos países Latinoamericanos y Europeos) en los casos que sean necesarias, dependiendo de la evolución de las variables clave, por ejemplo la demanda de energía, la demanda de potencia, entre otras.
- vii) Establecer la realización de una auditoría de las subastas como procedimiento complementario para cada una de ellas. Dicha auditoría debería ser realizada por una consultora externa especializada, contratada para tal fin por la Autoridad de Vigilancia del Mercado. 
- viii) Establecer como parte del procedimiento de ejecución de las subastas, la elaboración de un informe elaborado por una firma de consultoría especializada, en dado caso podría ser la misma firma de auditoría, en el que se realice un análisis sobre los resultados de la subasta y sugerencias para la mejora de los procedimientos aplicados.

4. Planificación de la Expansión de la capacidad de Generación y Transmisión

Respecto a la planificación de la expansión del sistema eléctrico es conveniente que en la propuesta de Bases del Mercado se incorporen los siguientes aspectos que, a nuestro juicio, deben complementar la propuesta general planteada por parte de la Secretaría:

- i) Profundizar la descripción de la forma en la que interactuarán los esquemas de subastas para la asignación de compromisos de energía, energía limpia, certificados de energías limpias y de potencia con la metodología general de expansión del sistema.
- ii) Establecer dentro de las Bases, o integrar en ellas las referencias a los documentos en los que se establecen la metodología, los criterios de seguridad y confiabilidad, y los procedimientos de suministro de información y publicación de informes que aplicarán para la definición de la expansión de la capacidad de generación y de transmisión.
- iii) Establecer lo propio para el caso de la expansión de los sistemas de suministro de gas natural a los que se conecten las centrales de generación.
- iv) Definir los costos de racionamiento que aplicarán en los análisis que se realicen para definir la expansión del sistema y en particular su metodología de estimación y de actualización.
- v) Adicionalmente sugerimos que se revise los efectos de la participación de la demanda como Recurso de Demanda Controlable en los esquemas de los mercados de corto plazo (Mercado Día en Adelanto y Mercado en Tiempo Real) así como en las subastas de largo plazo, dado que dicha demanda en la práctica elige disponer de una confiabilidad inferior a la del resto de la demanda, y por lo tanto se convierte para el sistema en otro recurso despachable, bajo el supuesto de que su costo es inferior al costo marginal de adicionar una unidad adicional de capacidad.

Por ello, en un esquema que combina subastas para definir la atención diaria de la demanda y la adición de nueva capacidad y la posibilidad de que parte de la demanda se declare como interrumpible, la definición de la expansión con base en criterios de márgenes de reserva definidos como criterios exógenos para el ejercicio de planificación de la expansión no es adecuada, dado que en dicho ejercicio no se conoce la verdadera disposición a pagar de los usuarios, introduciendo un sesgo a sobrestimar la capacidad requerida por el sistema. 44

Teniendo en cuenta que parte de la capacidad de generación requerida será desarrollada con base en tecnologías renovables no convencionales, cuyo desarrollo será apalancado mediante la asignación de compromisos de energía limpia y de certificados de energía limpia, se puede llegar a una condición de subsidios a capacidad ineficiente que afectará tanto a la demanda como a los generadores que se consideran como energías no limpias.

Sugerimos respetuosamente que esta medida sea analizada con mayor detalle antes de ser implementada y que permita que el mercado tenga un grado de madurez suficiente antes de migrar a este tipo de esquemas que tienen un alto grado de complejidad.

- vi) Garantizar la coordinación entre la realización de las subastas de energía de Mediano o Largo Plazo y la realización de las subastas de asignación de Derechos Financieros de Transmisión, con el fin de asegurar la disponibilidad de los proyectos de acuerdo con las fechas que se definan para su entrada en operación.

- vii) Aclarar la relación entre la expansión de la capacidad de generación y los ejercicios anuales de prospectiva del sector eléctrico realizados por la Secretaría de Energía e introducir los procedimientos necesarios para que dicho ejercicio considere la evolución de los fundamentales del Mercado Eléctrico, y conduzca a alcanzar y mantener una matriz de generación objetivo diversificada que proporcione la oportunidad de que se incorporen al sistema diferentes tipos de tecnologías de generación haciendo uso de la diversidad de fuentes de energía primaria (incluso del carbón, petcoke, etc.), de acuerdo con su disponibilidad y con sus costos nivelados de generación, de forma que el sistema pueda aprovechar todas las alternativas disponibles que contribuyan a incrementar su seguridad energética.

5. Asignación de Derechos Financieros de Transmisión a centrales incorporadas en Contratos de Interconexión Legados

La Ley de la Industria Eléctrica es clara en definir que los permisos otorgados conforme a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica se respetarán en sus términos, conservando su vigencia original y que los titulares de los mismos podrán continuar realizando sus actividades en los términos establecidos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y las demás disposiciones emanadas de la misma y en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la Ley de la Industria Eléctrica y sus transitorios (Artículo Décimo Transitorio).

De acuerdo con ello, interpretamos que el procedimiento de Cálculo de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables para Titulares de Contratos de Interconexión Legados, propuesto en el punto 4) del numeral 1.2 de la sección VII (Mercados de Largo Plazo) sólo aplicaría para los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que sustituyan sus contratos siguiendo lo planteado en el literal a) del punto 2) del numeral 1.2 ya citado, dado que a los que no realicen dicha sustitución les debe ser respetada sus condiciones contractuales de acuerdo con lo establecido en el Artículo Décimo Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica. 44

Agradecemos a la Secretaría que se confirme la anterior interpretación, o en caso contrario explicar las razones por las que se aplica dicho procedimiento de cálculo a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que no realizan la mencionada sustitución, en contravía, a nuestro juicio, de lo establecido en el artículo Décimo Transitorio citado.

Queremos señalar que, en caso de que el propósito sea el de aplicar el señalado procedimiento a todos los Titulares de Contratos de Interconexión Legados, ya sea que realicen la sustitución o no, dicha

medida resulta confiscatoria de las capacidades de porteo pagadas por los Titulares de los Contratos Legados en los términos de la normatividad expedida con base en Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y afectaría la capacidad de inyección de energía de las centrales de generación que cuentan con permisos expedidos en los términos de la anterior Ley.

En el mismo sentido es necesario considerar el efecto que tendría dicha medida en el caso de la Central Mérida III, cuyo despacho se ha visto disminuido por los problemas de suministro de gas fuera de especificaciones.

Por lo anterior, agradecemos que en la definición de los detalles del procedimiento de Cálculo de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables para Titulares de Contratos de Interconexión Legados, la Secretaría de Energía garantice el respecto a las condiciones contractuales establecidas para los titulares de dichos contratos, de acuerdo con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica.

6. Aplicación de tecnologías no convencionales para la provisión de servicios conexos

Se sugiere ampliar las definiciones establecidas en las Bases del Mercado para sumar a las que hacen referencia a la capacidad disponible en generadores, tecnologías alternativas como el almacenamiento de energía en baterías (Energy Storage) que pueden proveer de manera eficiente y competitiva servicios conexos como Reserva de Regulación, Reserva Rodante, Regulación de Frecuencia y Soporte de Tensión, entre otros servicios.

Energy Storage se ha probado como una solución eficaz y eficiente para la prestación de servicios complementarios y para complementar los efectos relacionados con la operación integrada de plantas de generación basadas en fuentes renovables no convencionales en los sistemas de potencia. Es por esto que varios operadores de mercado en el mundo han incorporado el Almacenamiento de Energía para proveer servicios de reserva rodante, tanto bajo control de AGC (PJM³) como de manera autónoma (CDEC-SING⁴).

El aprovechamiento de Energy Storage proporcionará ventajas concretas en la operación del sistema de potencia Mexicano que facilitarán el crecimiento de la generación basada en fuentes renovables no convencionales, la incorporación de la generación distribuida y la participación de la demanda en el mercado, y que incluso, en un esquema de operación centralizado, puede servir como plataforma para realizar una explotación eficiente, confiable, segura de la red de transmisión, tipo Smart Grid.

7. Comentarios sobre la estructura del documento de las Bases

- i) El conjunto de normas que integra la regulación debe hacerse más sencillo y práctico, para facilitar su revisión e interpretación por parte de los Participantes del Mercado. Estas características reducen la posibilidad de que se confronten interpretaciones y se originen

³ PJM es una Organización Regional de Transmisión (RTO) que coordina la transmisión de electricidad y el mercado eléctrico en el Distrito de Columbia y 13 estados de USA.

⁴ Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile.

eventuales confusiones acerca del sentido de lo establecido en la norma, de modo que al simplificar la normatividad se minimizan los conflictos entre participantes.

En este sentido, sugerimos respetuosamente a la SENER que se revise el esquema planteado en las Bases del Mercado, de forma que el número de capas normativas no se incremente en lo que se refiere a los Manuales de Prácticas del Mercado, Guías Operativas y Criterios y Procedimientos de Operación, sino que estos se integren como Anexos a las Bases del Mercado de forma que estén clara y precisamente referenciados en el documento principal de las Bases.

- ii) En segundo lugar, sugerimos respetuosamente a la SENER que el enfoque para la redacción de las Bases del Mercado sea la descripción de un procedimiento cuyo núcleo central está integrado por tres subprocesos: a) el despacho óptimo de unidades desde el punto de vista operativo; b) el despacho óptimo de unidades desde el punto de vista comercial y c) la liquidación de las transacciones de los participantes en los diferentes mercados.

Para ello es importante que se separe la descripción de los temas operativos de lo concerniente a los temas comerciales, pero que se establezcan las referencias necesarias para saber cuál es la información de salida de un subproceso que se requiere para los subprocesos posteriores.

Aplicar este enfoque para cada mercado, facilitaría la interpretación de cómo van a funcionar en cada uno de ellos los productos que se van a transar (energía, potencia, servicios conexos, certificados de energías limpias, derechos financieros de transmisión) y cómo van a interactuar en cada uno de estos mercados cada uno de los tipos de participantes del mercado.

Como está planteada la redacción de las Bases del Mercado, se enfoca a enunciar en un mismo texto los aspectos operativos y los comerciales y, en estos últimos, lo relacionado con cada uno de los tipos de participantes del Mercado, y en un segundo nivel se describe el funcionamiento de los mercados. Nos parece que este enfoque no permite diferenciar los temas operativos y comerciales y entender adecuadamente los procesos, su dinámica, la forma en que se van a transar los productos y la interacción entre los mercados propuestos.

Por otra parte, la determinación del precio para la liquidación de las transacciones en los Mercados de Día en Adelanto y Tiempo Real deben tener un procedimiento claramente definido y auto-contenido, sin que se relacione con el precio de los mercados de largo plazo o con ningún otro aspecto logístico del funcionamiento del mercado como el Monitoreo o la Facturación, por ejemplo.

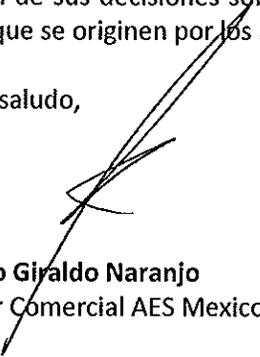
- iii) En el mismo sentido de lo expuesto en el punto anterior, es necesario que se asegure al interior del texto de las Bases, la diferenciación clara de las determinaciones que entrarán en aplicación en la PRIMERA ETAPA de las que entrarán en la SEGUNDA ETAPA, con el fin de que los Participantes del Mercado tengan claridad respecto a las normas, procedimientos y criterios que van a aplicar durante el periodo 2016 – 2018 y las que se modificarán o adicionarán a partir de 2018.

En ese sentido, sugerimos que la redacción sea muy concreta y específica, determinando con claridad cuáles son los productos, tipos de ofertas, etc. que aplicarán en cada una de las dos etapas.

- iv) Respecto al punto anterior, es muy importante para la claridad de los participantes en el mercado, que se defina si los mercados definidos (energía, potencia, servicios conexos, certificados de energías limpias) son mercados en los cuales los participantes realizarán ofertas basadas en costos u ofertas de precios basados en costos de oportunidad.
- v) En el mismo sentido, es necesario que en cada etapa esté claramente establecido cuál es el procedimiento de cálculo del precio marginal de energía y el precio marginal de las reservas que aplicará y cuáles son las ofertas de los generadores que se tendrán en cuenta para dicho cálculo. En la redacción de las Bases se genera confusión al respecto, dado que el tema se trata en varios numerales.

Esperamos que nuestros comentarios a la propuesta de Bases del Mercado contribuyan al fortalecimiento del esquema propuesto por la Secretaría de Energía y a la operación eficiente del mercado mediante la asignación equilibrada de los incentivos y riesgos a los participantes del Mercado de manera que los participantes del Mercado sean responsables por las pérdidas y ganancias que resulten de sus decisiones sobre las variables que les son gestionables y que les sean reconocidos los costos que se originen por los riesgos no gestionables de la actividad.

Cordial saludo,



Gustavo Giraldo Naranjo
Director Comercial AES Mexico

c.c. Licenciado César Emiliano Hernández, Subsecretario de Electricidad, Secretaría de Energía