

Criterios Regionales y Disposiciones Regulatorias para la Implementación de Contratos Firmes en el Mercado Eléctrico Regional

A. Criterios Regionales para la determinación de Energía Firme

- i. Los Reguladores Nacionales donde se encuentran localizadas las partes vendedora y compradora de un Contrato Firme Regional, autorizarán la cantidad de energía firme que podrá ser comprada o vendida en dicho Contrato.
- ii. La Energía Firme disponible en el MER estará asociada a unidades de generación que no estén contratadas con el suministro nacional en el país del Agente vendedor o con otro Agente ubicado en otro país, al momento de la firma del Contrato Firme Regional y por el periodo de duración del mismo. Esto será certificado por el Regulador Nacional del país del Agente vendedor a solicitud de dicho Agente.
- iii. La Energía Firme disponible en un país miembro del MER que puede ser vendida en un Contrato Firme Regional será calculada por el OS/OM del país del Agente vendedor y aprobada por la entidad reguladora nacional, tomando en cuenta los criterios de Potencia Firme establecidos en la regulación nacional y las consideraciones regionales del Cálculo de la Energía Firme en el MER. Además el OS/OM tendrá la obligación de publicar en su página web la metodología de cálculo de la Energía Firme.
- iv. La Energía Firme disponible en un país miembro del MER que puede ser comprada en un Contrato Firme Regional será revisada por el OS/OM del país del Agente comprador, a través de una metodología de cálculo establecida para este fin, tomando en cuenta, los criterios de Potencia Firme establecidos en la regulación nacional y las consideraciones regionales para el Cálculo de la Energía Firme en el MER. Después de la revisión por parte del OS/OM, esta Energía Firme disponible será aprobada por la entidad reguladora nacional. El OS/OM tendrá la obligación de publicar en su página web la metodología de revisión de cálculo de la Energía Firme.
- v. Una vez identificadas las unidades no comprometidas con la reserva y demanda nacional y/o regional, para el cálculo de la Energía Firme del MER a ser incluida en un Contrato Firme Regional cada país deberá calcular las Energías Firmes máximas que pueden proporcionar las unidades o centrales generadoras de acuerdo al tipo de tecnología. Para efectos de los cálculos se debe considerar lo siguiente: La potencia que efectivamente puede entregar a la red de transmisión, en función de su capacidad instalada, restricciones y consumos propios además debe considerar el coeficiente de disponibilidad, establecido conforme la regulación nacional.
- vi. Para Contratos Firmes Regionales de duración hasta un año: Ante situaciones que impliquen racionamiento en el país donde se encuentra localizada la parte vendedora del contrato, el déficit de energía se repartirá conforme lo establece en la Regulación Nacional.

B. Normativa de aplicación de precios mínimos aceptables en las ofertas para las Subastas de Derechos de Transmisión

Aplicación progresiva de precios mínimos aceptables en las ofertas en las Subastas de Derechos de Transmisión hasta por 25 MW.

Esta metodología será válida únicamente para la asignación de hasta 25 MW de Derechos de Transmisión Firmes, luego de asignados estos Derechos, se utilizará el método de asignación establecido en el RMER.

El EOR deberá utilizar precios mínimos en las Subastas de Derechos de Transmisión, según el resultado del modelo, los cuales multiplicará por un Factor de Aplicación Gradual, de acuerdo a lo siguiente:

$$PDTm_{i,j} = Fag * PDT$$

Donde:

$PDTm_{i,j}$

= Precio del Derecho de Transmisión mínimo aplicable entre los nodos de inyección y retiro i, j

Fag = Factor de aplicación gradual de los Contratos Firmes, donde $Fag = 0.25$

PDT = Precio del Derecho de Transmisión entre los nodos, que definirá el EOR

La asignación de los Derechos de Transmisión Firmes hasta por 25 MW, se realizará conforme a lo siguiente:

- i. El interesado en adquirir el total o un porcentaje de los 25 MW de Derechos de Transmisión Firmes, deberá contar con la aprobación del Contrato Firme Regional por parte del Regulador Nacional, cumpliendo con los Criterios Regionales para la Determinación de Energía Firme, y estar inscrito en el EOR..
- ii. El interesado deberá presentarse al EOR, con las certificaciones correspondientes, a solicitar su participación en la Subasta de Derechos Firmes de Transmisión que realizará el EOR en Abril 2014.
- iii. El EOR ejecutará el modelo de Subastas de Derechos de Transmisión incluyendo la prueba de Factibilidad Simultánea, una vez obtenga los resultados, los comunicará a los solicitantes e informará en su página web si no se han completado los 25 MW de Derechos de Transmisión Firmes, así como la fecha en la que realizará la próxima Subasta.
- iv. Estos Derechos de Trasmisión, tendrán una vigencia máxima de un (1) año, contado a partir de serle otorgados al tenedor.
- v. Las partes contractuales deberán presentar las correspondientes ofertas de inyección y de retiro, asociadas al Contrato Firme Regional y conforme a la capacidad asignada de derechos firmes de transmisión, en un plazo no mayor de quince (15) días

contados a partir de serle otorgados al tenedor. Si vencido dicho plazo, las partes no cumplieran con la presentación de las ofertas al MER, el Derecho de Transmisión Firme perderá validez y el EOR hará la liquidación correspondiente.

C. Capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros

La capacidad operativa de intercambio regional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER, que se debe mantener en todo momento, es de 300 MW, en ambos sentidos, para aplicarse en el desarrollo de los estudios de planificación regional de mediano y largo plazo.

El EOR debe revisar la capacidad operativa de la Red de Transmisión Regional de corto plazo, resultante de los estudios periódicos de seguridad operativa. Con base a esta capacidad operativa y considerando el valor de 300 MW de capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros, debe realizar los estudios de planificación regional de mediano y largo plazo, para identificar las obras de transmisión y presentar los planes de inversión requeridos, necesarios para mantener dicho nivel de capacidad. El valor de capacidad definido anteriormente, se interpretará como la meta a lograr en un plazo de tres (3) años, a partir de la aprobación del Plan de inversiones antes referido.