



Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad

NT-MEO

TÍTULO I CONSIDERACIONES GENERALES

CAPÍTULO I

OBJETO Y SEPARACIÓN DE FUNCIONES

Artículo 1. Objeto. El objeto de la presente Norma Técnica es complementar las disposiciones del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista a fin de establecer las reglas y procedimientos de operación para los agentes del mercado eléctrico de oportunidad de Honduras: Generadores, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Calificados.

No obstante, lo anterior, la presente Norma Técnica se concentrará en la operación de los Generadores y en la compra por los Distribuidores de la potencia firme y de la energía que los mismos vendan al mercado de oportunidad.

Los valores de demanda para la definición de los Consumidores Calificados y las disposiciones particulares necesarias para permitir la operación de los Comercializadores quedarán pendientes de ser establecidos en resoluciones especiales de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, que se designará en adelante como “la Comisión.”

La Norma tendrá validez hasta el 30 de junio de 2019. En el período desde la entrada en vigencia de esta Norma hasta la fecha indicada, la Comisión podrá reformar el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista y emitirá las varias Normas Técnicas previstas en el mismo para el funcionamiento pleno del mercado eléctrico de oportunidad.

Artículo 2. Empresas ENEE. En coherencia con lo que la Ley General de la Industria Eléctrica, su Reglamento General y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista establecen en cuanto a la organización del mercado eléctrico nacional, y considerando la reciente constitución por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, de tres empresas distintas para generación, transmisión y distribución respectivamente, la presente Norma distinguirá de manera separada a la ENEE, en sus diferentes roles. Para ello, designará a la Empresa de Generación y Comercialización de Electricidad, S. A. de C. V., como ENEE-Generación, a la Empresa Eléctrica de Transmisión y Operación, S. A. de C. V. como ENEE-Transmisión y a la Empresa de Distribución y Comercialización de Electricidad, S. A. de C. V. como ENEE-Distribución. Adicionalmente, mientras no haya entrado en funciones la entidad nueva creada por la Ley General de la Industria Eléctrica para desempeñar la función de operación del sistema y administración del mercado mayorista de electricidad, se entenderá que toda mención del “Operador del Sistema” en la presente Norma se refiere a la Gerencia de Despacho de Energía de la ENEE, la cual se designará en adelante como ENEE-Operación del Sistema.

En la presente Norma, se designará al Operador del Sistema y Administrador del Mercado Mayorista solamente como “Operador del Sistema.” A los efectos de esta Norma, se entenderá que el mercado mayorista de electricidad es lo mismo que el mercado de oportunidad.

Artículo 3. Será responsabilidad de la Comisión supervisar el trabajo del Operador del Sistema. Para ello, la Comisión contratará mediante un proceso competitivo a una empresa auditora calificada la cual efectuará una auditoría anual y presentará su informe a la Comisión. El costo del contrato de auditoría será sufragado por el Operador del Sistema y será parte del presupuesto que dicha entidad someterá para aprobación a la Comisión. A fin de permitirle cumplir con sus funciones, el Operador del Sistema estará obligado a permitir a la empresa auditora el acceso a toda la información sobre el despacho, la operación en tiempo real, las liquidaciones y los pagos y cobros de los agentes.

TÍTULO II OPERACIÓN DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD

CAPÍTULO I

CONDICIONES DE PARTICIPACIÓN, FUNCIONAMIENTO Y OBLIGACIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA

Artículo 4. Obligación de Declarar Capacidad. Como lo dispone la Ley General de la Industria Eléctrica en su artículo 9, sección F, todos los Generadores están obligados a poner cada día su capacidad disponible a las órdenes del Operador del Sistema.

Las unidades generadoras de cada generador se considerarán agrupadas en “Unidades de Producción.” A los efectos de la presente Norma Técnica, una Unidad de Producción es una central generadora individual o un grupo de centrales interdependientes, como las que constituyen un sistema hidroeléctrico en cascada.

A los efectos de la presente Norma Técnica, se designará a la acción de un Generador al poner a disposición del Operador del Sistema su capacidad de generación disponible, declarando los correspondientes costos variables, como una oferta de venta presentada por el Generador al Operador del Sistema.

Artículo 5. Garantía. Los agentes que compran en el mercado de oportunidad deberán rendir una garantía ante el Operador del Sistema para respaldar las obligaciones económicas que se deriven de sus transacciones en el mercado de oportunidad. Esta disposición se aplica también a los Generadores, en la medida en que ellos sean compradores netos en el mercado de oportunidad en determinados períodos para cumplir sus compromisos con compradores con los que tienen contratos bilaterales.

La garantía podrá consistir en (a) un depósito en efectivo en la cuenta del agente a que se refiere el artículo de la presente Norma; (b) una garantía bancaria pagadera a simple requerimiento del Operador del Sistema; o (c) una

autorización irrevocable de utilización, hasta el monto de la garantía, de una o varias líneas de crédito suscritas por el agente comprador.

El monto de la garantía será el valor máximo de las obligaciones de pago en que el agente comprador haya incurrido durante cualquier período de 45 días calendario durante los últimos 12 meses, estimado por el Operador del Sistema. En el caso de nuevos agentes compradores, sin historial de transacciones en el mercado de oportunidad, el Operador del Sistema deberá estimar este monto con base en las informaciones sobre los consumos máximos mensuales de tales agentes.

Cuando cambie el valor estimado de las obligaciones de pago como resultado de las transacciones efectuadas, el Operador del Sistema notificará al agente para que reduzca o incremente su garantía en la cantidad correspondiente dentro de un plazo de diez días hábiles.

Cada vez que el Operador del Sistema haga uso de los fondos de la garantía, el agente deberá reconstituir dicha garantía dentro de un plazo no mayor de diez días hábiles.

Artículo 6. Operador del Sistema. El Operador del Sistema realizará la gestión técnica y económica integradas del sistema eléctrico y del mercado de oportunidad.

En el mercado de oportunidad, el Operador del Sistema será quien interactúe con los agentes del mercado para cada transacción de éstos con el mercado, en una función de intermediación.

El Operador del Sistema será quien interactúe con el Generador en toda transacción de venta de éste al mercado de oportunidad y será quien interactúe con el agente comprador en toda transacción de compra de éste al mercado de oportunidad. No obstante lo anterior, el Operador del Sistema no es parte en las transacciones de los agentes con el mercado, de modo que el saldo de las transacciones tiene que ser igual a cero para él, tanto en energía como en dinero en cada intervalo de operación.

A los efectos de la presente Norma Técnica, se entenderá por “intervalo de operación” cada uno de los períodos en los

que se divide el día para el propósito de realizar el despacho y calcular los costos marginales nodales o zonales. La duración del intervalo de operación será de una hora y podrá ser modificada por resolución de la CREE. La expresión “intervalo de operación” es sinónimo de la expresión “período de mercado” que utiliza el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, RMER.

Con el fin de realizar la liquidación financiera diaria y mensual de las transacciones, el Operador del Sistema llevará un registro contable donde mantendrá una cuenta para cada agente. El Operador del Sistema acreditará a la cuenta de cada agente los pagos a que se haga acreedor y debitará la cuenta con los cobros que el agente deba saldar.

Artículo 7. Sistema de Información. Los agentes presentarán sus ofertas al Operador del Sistema por los medios electrónicos que éste habilite a tales efectos.

Cada agente será responsable de la instalación y del mantenimiento de los medios de comunicación que decida utilizar para acceder al Sistema de Información del Operador del Sistema y Administrador del Mercado.

Para acceder a dicho sistema es necesaria la utilización de claves de acceso proporcionadas por el propio Operador del Sistema. En función del agente al que pertenece la persona que accede al sistema y las claves de acceso de que dispone, el sistema proporcionará la información accesible a ese agente, respetando los criterios de confidencialidad.

El Operador del Sistema podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir. En tales casos, informará oportunamente a los agentes de las modificaciones que vaya a incorporar en dicho sistema a fin de que ellos puedan efectuar las adaptaciones que sean necesarias en los suyos.

Artículo 8. Información Pública. El Operador del Sistema deberá proporcionar al público en general información no confidencial a través de su sitio web. El conjunto de archivos e información proporcionada por el Operador del Sistema se describirá en un documento sobre «Información pública

proporcionada por el Operador del Sistema» que deberá estar disponible en el propio sitio web.

Con posterioridad a la celebración de cada sesión del mercado de oportunidad para el día siguiente, el Operador del Sistema hará pública toda la información correspondiente a la sesión celebrada 60 días antes, derivada de la presentación de las ofertas y del despacho, incluyendo el contenido de las ofertas presentadas por los agentes, el despacho de las unidades generadoras y los costos marginales nodales o zonales resultantes.

CAPÍTULO II

OFERTAS DE VENTA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD

Artículo 9. Ofertas diarias. Los Generadores pondrán la capacidad de sus Unidades de Producción a disposición del Operador del Sistema cada día a más tardar a las nueve AM, indicando para cada Unidad de Producción y para cada uno de los intervalos de operación del día siguiente hasta diez bloques de potencia junto con los respectivos valores del costo variable de generación, indicando para cada bloque el nodo de inyección correspondiente, a fin de ser considerados en el proceso del pre-despacho económico. Cuando una Unidad de Producción conste de dos o más centrales interdependientes conectadas a nodos diferentes, el Generador deberá indicar las restricciones aplicables a la relación que deben mantener las potencias de dichas centrales entre sí para que el Operador del Sistema las tome en cuenta al calcular el despacho. La obligación de poner su capacidad disponible a las órdenes del Operador del Sistema es válida también para los generadores que tengan contratos con Consumidores Calificados y con Comercializadores.

En caso de que un generador no presente un día su declaración de potencias disponibles y de costos variables, se considerará que repite la última declaración válida presentada al Operador del Sistema.

A los efectos de la presente Norma Técnica, se entenderá por “predespacho” la programación de la producción de las

unidades generadoras y de la operación del sistema que el Operador del Sistema realizará cada día para cada uno de los intervalos de operación del día siguiente.

Artículo 10. Ofertas de Centrales sin Capacidad de Almacenamiento de Energía. Los Generadores que utilizan fuentes variables no controlables como los que operan centrales eólicas, solares fotovoltaicas, o hidroeléctricas sin ninguna capacidad de embalse, al poner su capacidad a disposición del Operador del Sistema indicarán la potencia promedio que prevén inyectar en cada intervalo de operación del día siguiente.

El Operador del Sistema tomará el costo variable de esas centrales como igual a cero para los propósitos del despacho.

En la medida en que esas centrales no pueden almacenar energía para uso en una hora más conveniente y considerando que es de interés social aprovechar el recurso completamente, los Generadores podrán autodespachar sus centrales, es decir, generar en cada momento tanto como lo permita el recurso disponible.

No obstante, el Operador del Sistema podrá restringir la producción de tales centrales, pero únicamente por razones de seguridad operativa.

Artículo 11. Ofertas de Centrales con Capacidad de Almacenamiento de Energía. Aquellos Generadores que utilizan recursos naturales renovables que tengan capacidad de almacenar energía, de modo que puedan concentrar generación en períodos horarios en que la energía tiene un mayor valor económico para el sistema eléctrico, podrán declarar costos variables que reflejen el costo de oportunidad de la energía almacenada, igual al costo variable esperado de la generación térmica más cara que esa energía permita desplazar.

Alternativamente, tales Generadores podrán indicar una potencia disponible igual a cero en determinadas horas del día, cuando el recurso disponible diariamente sea tan limitado que tenga que ser utilizado durante una buena parte del día solamente para almacenar la energía que se generará en los períodos horarios indicados, en que la energía tiene un mayor valor económico.

En los períodos en que el o los embalses de regulación de centrales hidroeléctricas estén llenos y derramando, dichas centrales se considerarán como centrales alimentadas por una fuente variable no controlable, por lo cual les es aplicable lo que para tales centrales dispone el artículo anterior.

Artículo 12. Ofertas de ENEE-Generación. La ENEE-Generación deberá poner a las órdenes del Operador del Sistema cada día su capacidad disponible de generación, indicando para cada una de sus Unidades de Producción, y para cada intervalo de operación del día siguiente, hasta diez bloques de potencia con sus respectivos costos variables, indicando para cada uno el nodo de inyección. Cuando una Unidad de Producción conste de dos o más centrales interdependientes conectadas a nodos diferentes, la ENEE-Generación deberá indicar las restricciones aplicables a la relación que deben mantener entre sí las potencias generadas por dichas centrales a fin de que sean tomadas en cuenta por el Operador del Sistema al calcular el despacho. En caso de que un día ENEE-Generación no presente su declaración de potencias disponibles y de costos variables, se considerará que repite la última declaración válida presentada al Operador del Sistema.

Para las centrales hidroeléctricas con embalses, la ENEE-Generación indicará un costo variable que refleje el costo de oportunidad del agua almacenada, determinado utilizando un modelo de optimización de sistemas hidro-térmicos adecuado. El Operador del Sistema podrá realizar sus propios cálculos de optimización para validar los resultados de ENEE-Generación en este aspecto.

CAPÍTULO III

OFERTAS DE COMPRA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD

Artículo 13. Ofertas de Compra. Todos los Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Calificados que estén habilitados para operar en el mercado de oportunidad, los cuales serán designados en esta Norma Técnica como

“agentes compradores,” deberán presentar ofertas de compra al Operador del Sistema a más tardar a las nueve AM de cada día para comprar energía en el mercado de oportunidad nacional.

El agente comprador indicará en su oferta para cada intervalo de operación del día siguiente y para cada nodo de retiro hasta diez bloques de potencia, con los correspondientes precios máximos que está dispuesto a pagar por la energía en ese intervalo.

El agente comprador podrá indicar como precio máximo un precio nominal de US\$1,500 por MWh, igual al costo de la energía no suministrada establecido por el Ente Operador Regional, EOR, cuando desee asegurar que sus demandas serán satisfechas siempre, sujeto a que exista suficiente capacidad de generación disponible en Honduras y el resto de la región centroamericana y suficiente capacidad de transmisión en la Red de Transmisión Regional, RTR.

Cuando un agente comprador no presente un día su oferta de compra con bloques de potencia y los correspondientes precios máximos, se considerará que repite la última oferta de compra válida presentada al Operador del Sistema.

Artículo 14. Consumidores Calificados. Se entenderá por “Consumidor Calificado” aquel consumidor que tenga una demanda mensual promedio de energía calculada sobre los últimos doce meses, igual o mayor al valor que la Comisión establezca mediante resolución.

Para poder actuar como agente en el mercado de oportunidad el consumidor cuya demanda satisfaga el requerimiento que establezca la Comisión deberá solicitar a ésta ser reconocido como Consumidor Calificado aportando para ello los registros de su consumo durante los últimos doce meses.

Una vez reconocidos por la Comisión como Consumidores Calificados habilitados para operar como agentes del mercado de oportunidad, los Consumidores Calificados podrán contratar su suministro de potencia y energía con Generadores, Comercializadores o Distribuidores a precios libremente pactados con ellos. En el caso de compra de Consumidores Calificados a Distribuidores, se entenderá que

el Distribuidor vende en su calidad de Comercializador de potencia y energía.

Artículo 15. Entrada en Operación Comercial de Comercializadores. Para hacer posible la operación de Comercializadores, la Comisión emitirá una resolución estableciendo los requerimientos que los mismos deberán satisfacer.

Una vez habilitado para actuar como agente del mercado de oportunidad, cada Comercializador deberá indicar en sus ofertas de compra las potencias programadas para ser retiradas por sus clientes en cada intervalo de operación del día siguiente referidas a nodos de la red de transmisión.

El Operador del Sistema considerará todos los retiros de clientes del Comercializador como retiros del Comercializador.

Aquellos de los clientes del Comercializador que estén conectados a nodos de la red de transmisión deberán estar dotados de equipos de medición que satisfagan las especificaciones detalladas en el artículo 35 de la presente Norma.

Para aquellos clientes del Comercializador que estén conectados a redes de distribución, el Comercializador sumará sus potencias por intervalo de operación y referirá el total al nodo más cercano de la red de transmisión.

El Comercializador determinará las potencias por intervalo de operación de dichos clientes a partir de curvas de demanda típicas de cada uno de ellos para cada uno de los días de la semana, de lunes a domingo y para días feriado. Las curvas típicas mostrarán los valores de potencia en la ordenada y los intervalos de operación en la abscisa. Las curvas típicas de cada cliente se basarán en registros efectuados durante un mes y deberán ser aprobadas por el Distribuidor. Las potencias por intervalo de operación serán las potencias promedio para cada hora de cada tipo de día, de lunes a domingo y feriados, durante el período de registro. El Comercializador deberá actualizar las curvas típicas cada tres meses sobre la base de registros aprobados por el Distribuidor.

Al final de cada mes, el Comercializador determinará el valor de las ordenadas de las curvas típicas con base en la energía registrada por los medidores de sus clientes, la cual se considerará igual al área bajo las curvas de demanda correspondientes a los días de ese mes. El Distribuidor deberá revisar esos valores y aprobarlos, en su caso.

Artículo 16. Opción de Ofertas de Compra ENEE-Distribución. La ENEE-Distribución, en su actual condición de principal agente comprador del mercado de oportunidad, podrá pedir al Operador del Sistema que tome las potencias horarias proyectadas por el propio Operador del Sistema con base en los retiros usuales del Distribuidor en todos los nodos de conexión a la red de transmisión como las potencias de sus ofertas de compra para cada intervalo de operación.

Asimismo, podrá indicar como precio máximo que está dispuesta a pagar, el valor nominal de US\$1,500 por MWh, con el fin de asegurar que sus demandas serán satisfechas siempre, sujeto a las restricciones de capacidad arriba indicadas.

CAPÍTULO IV

MERCADO DE OPORTUNIDAD REGIONAL

Artículo 17. Ofertas de Venta. Los Generadores podrán presentar ofertas de venta de energía al mercado de oportunidad regional administrado por el Ente Operador Regional, EOR, ajustándose para ello a lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, RMER, y toda otra reglamentación aplicable emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE.

De conformidad con el RMER, todo Generador que desee presentar ofertas al EOR deberá hacerlo por intermedio del Operador del Sistema. En ese caso, el Generador deberá ofrecer al Operador del Sistema las mismas cantidades de energía, con la condición de que el costo variable declarado al Operador del Sistema para esa energía no puede ser mayor que el precio ofertado al EOR, dándole así al Operador del Sistema el derecho preferente de compra.

Artículo 18. Obligación Reportar Contratos Regionales. Tanto agentes vendedores como agentes compradores podrán suscribir los tipos de contratos bilaterales para la exportación o la importación de energía eléctrica descritos en el RMER, en virtud de las disposiciones de dicho reglamento aplicables a tales contrataciones. Los agentes del mercado nacional que sean partes en tales contratos deberán informar de ello al Operador del Sistema.

CAPÍTULO V

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 19. Obligación de Provisión. Los Generadores están obligados a contribuir al suministro de servicios complementarios como sigue:

- a. Toda unidad generadora cuya capacidad sea igual o mayor que 8 MW deberá estar habilitada para integrarse al Control Automático de Generación, AGC por sus siglas en inglés, para la regulación secundaria de frecuencia. La integración dentro del AGC se implementará a solicitud del Operador del Sistema.
- b. Toda unidad generadora deberá mantener, mientras esté en línea, una reserva rodante para regulación primaria de frecuencia, la cual le será indicada por el Operador del Sistema desde el día anterior, pero que no será menor del cinco por ciento de la capacidad efectiva que tenga en línea.
- c. Toda unidad generadora deberá generar o absorber potencia reactiva a solicitud del Operador del Sistema dentro del rango de factor de potencia cero punto nueve atrasado a cero punto nueve adelantado.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio del derecho de percibir una remuneración por el suministro de servicios complementarios que puedan reconocerle al Generador las Normas Técnicas que al respecto emita la CREE en el futuro.

TÍTULO III
PLANIFICACIÓN, OPERACIÓN Y SEGURIDAD
OPERATIVA

CAPÍTULO I

PREDESPACHO

Artículo 20. Predespacho. El Operador del Sistema calculará el despacho de las unidades generadoras con base en sus costos variables declarados, y el despacho de las demandas de los compradores con base en los precios máximos que éstos declaren estar dispuestos a pagar, todo sujeto a las restricciones de la generación y a las restricciones de red.

El Operador del Sistema tomará en cuenta los contratos regionales que puedan existir, los que darán lugar a inyecciones o retiros en nodos de la RTR en territorio nacional.

En caso de ser necesario por congestión de enlaces de transmisión o necesidad de generación para regulación de la tensión, o en general para asegurar la calidad y confiabilidad del suministro, el Operador del Sistema podrá despachar unidades generadoras fuera del orden de mérito de los costos variables, dando lugar a posibles diferencias importantes de los precios nodales o zonales de la energía. Esta generación, que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista designa como generación forzada, tendrá derecho a ser remunerada al costo marginal del nodo de inyección de la misma.

El Operador del Sistema comunicará al EOR los resultados del predespacho nacional para su integración en el predespacho regional, presentándole al mismo tiempo aquellas ofertas de inyección y de retiro en los nodos de la RTR que permitan reducir el costo de satisfacer la demanda nacional y hacer posible la exportación de energía bajo criterios de eficiencia económica.

El Operador del Sistema calculará el predespacho en coordinación con el EOR, de la manera especificada en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista en su Título V, Planificación Operativa, Despacho Económico y Mercado de Oportunidad.

Artículo 21. Publicación del Predespacho. El Operador del Sistema notificará a los agentes a más tardar a las cinco P.M. de cada día el resultado del predespacho, publicándolo en su sitio web. La información incluirá el programa de generación asignado a cada Unidad de Producción, indicando los nodos de inyección, para cada intervalo de operación del día siguiente, así como una banda de potencia que cada Unidad de Producción deberá mantener para la regulación de la frecuencia, incluyendo la reserva destinada a compensar las variaciones aleatorias de la generación renovable no controlable, en su caso.

Asimismo, el Operador del Sistema comunicará a cada agente comprador el programa de retiros para cada intervalo de operación del día siguiente aprobado con base en su oferta de compra.

El Operador del Sistema comunicará también a los agentes los costos marginales por intervalo de operación, nodales o zonales, que hayan resultado del predespacho para el día siguiente.

Los programas de potencias por intervalo de operación para venta o para compra al mercado de oportunidad durante el día siguiente constituirán compromisos contractuales firmes entre el Operador del Sistema y cada agente para el suministro y compra de energía eléctrica.

Artículo 22. Modificación de Ofertas de Venta. Todo Generador deberá informar inmediatamente al Operador del Sistema de cualquier cambio en aquellos parámetros característicos de sus unidades generadoras que intervendrán en el cálculo del despacho, en particular, su potencia mínima y su potencia máxima, con el fin de que el Operador del Sistema pueda mantener actualizada su base de datos.

CAPÍTULO II

REDESPACHOS

Artículo 23. Modificación de Condiciones. Todo Generador está obligado a informar al Operador del Sistema tan pronto como le sea posible de cualesquiera eventos imprevistos que hayan surgido el mismo día que haya presentado una oferta, o el día siguiente durante la operación en tiempo real, tales como falla de unidades generadoras que obliguen a reducir las potencias programadas o, al contrario, aumentos no previstos de la energía generable (por ejemplo, por crecidas repentinas en ríos que alimentan centrales hidroeléctricas de filo de agua) que lleven a aumentar dichas potencias horarias. De la misma manera, todo agente comprador deberá informar al Operador del Sistema de cualesquiera eventos imprevistos que surjan después de que haya presentado su oferta diaria, o el día siguiente durante la operación en tiempo real, que obliguen a reducir o a aumentar las potencias programadas para retiro.

Cuando, después de concluido el predespacho y antes del inicio del día siguiente se produzcan tales variaciones imprevistas de la capacidad disponible de generación o de las proyecciones de demanda, el Operador del Sistema realizará cálculos de redespacho para modificar como sea necesario el programa de generación y los programas de retiros. El Operador del Sistema coordinará los redespachos con el EOR.

CAPÍTULO III

OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Artículo 24. Coordinación de la Operación en Tiempo Real. El Operador del Sistema dirigirá la operación en tiempo real del sistema eléctrico, ordenando los ajustes que sean necesarios para responder a desviaciones tanto de la demanda con respecto a las previsiones del día anterior, como de la capacidad y energía disponibles para generación.

Cada Generador que utilice una fuente de energía controlable está obligado a cumplir el programa de generación que le haya comunicado el Operador del Sistema como resultado del predespacho y de los eventuales redespachos, sin perjuicio de los ajustes necesarios para contribuir a la regulación de la frecuencia, en particular para compensar las variaciones aleatorias de la generación que utiliza fuentes renovables no controlables de conformidad con lo que haya indicado el Operador del Sistema.

Asimismo, los compradores deberán ajustarse al programa de retiros determinado por el Operador del Sistema en el proceso del despacho económico, incluyendo los redespachos que puedan haber sido necesarios.

Tanto los Generadores como los agentes compradores deberán acatar las instrucciones de modificación de sus programas que pueda comunicarles el Operador del Sistema durante la operación en tiempo real para responder a desviaciones imprevistas que obliguen a modificar dichos programas.

Artículo 25. Desviaciones en la Operación en Tiempo Real. Salvo casos de fuerza mayor, las desviaciones no solicitadas por el Operador del Sistema de la potencia generada por cada Generador o de la potencia retirada por cada comprador en cada intervalo de operación con respecto al programa resultante del predespacho y eventuales redespachos no deberán exceder hacia arriba o hacia abajo el límite porcentual del 10 por ciento.

En adelante, la presente Norma Técnica supone que las desviaciones tanto en las inyecciones de los Generadores como en los retiros de los agentes compradores serán inferiores al diez por ciento de las potencias programadas.

CAPÍTULO IV

POSDESPACHO

Artículo 26. Determinación de los Costos Marginales o Nodales. El Operador del Sistema determinará en coordinación con el EOR y con base en la operación en tiempo real, los costos marginales finales, que podrán ser

nodales o zonales, por intervalo de operación como resultado del proceso del posdespacho. Esos costos marginales finales serán los que el Operador del Sistema utilizará para la liquidación financiera de las transacciones y para los pagos a los generadores.

A los efectos de la presente Norma, se entenderá por “pos-despacho” el cálculo de los costos marginales por intervalo de operación efectuado después de la operación en tiempo real, considerando los retiros e inyecciones reales que se hayan producido en los nodos de la red.

CAPÍTULO V

CONTRATOS BILATERALES ENTRE AGENTES

Artículo 27. Operación de los Contratos. Los Generadores y los agentes compradores podrán suscribir contratos bilaterales entre ellos.

Todo Generador y todo comprador que tengan contratos bilaterales deberán comunicar al Operador del Sistema cada día a más tardar a las nueve AM el programa de transferencias que han acordado para cada contrato en forma de una potencia para cada uno de los intervalos de operación del día siguiente, potencia que será la misma para la inyección por el Generador como para el retiro por el comprador.

El Operador del Sistema no tendrá en cuenta los programas de transferencias para calcular el despacho económico, sino que los utilizará únicamente para la liquidación financiera de las transacciones.

El total de las potencias a inyectar por un Generador en un determinado intervalo de operación incluidas en sus programas de transferencias a diferentes compradores no podrá exceder la capacidad disponible de la Unidad de Producción de que se trate.

En el caso del agente comprador, las potencias del programa de retiros de su oferta de compra al mercado de oportunidad deberán ser iguales o mayores que la suma de las potencias de sus programas de transferencia con generadores para cada intervalo de operación.

En un contrato bilateral, el Generador será responsable por el costo de la energía del programa de transferencias que debe retirar el comprador en cada intervalo de operación. Salvo casos de fuerza mayor, cuando la potencia inyectada por el Generador en un intervalo de operación determinado sea inferior a la suma de las potencias de sus programas de transferencias, el Generador estará comprando en el mercado de oportunidad la diferencia necesaria para satisfacer su compromiso con sus compradores en ese intervalo de operación.

Artículo 28. Contratos Bilaterales de Comercializadores.

Cada Comercializador habilitado para operar como agente del mercado de oportunidad deberá comunicar al Operador del Sistema el programa de transferencias que tiene con cada Generador con el que tenga contrato, mostrando para cada intervalo de operación la potencia programada para transferencia por el Generador desglosada en los retiros de clientes del Comercializador que serán satisfechos con esa potencia, indicando el nodo de cada retiro.

Para cada intervalo de operación, la suma de las potencias de todos los programas de transferencias de Generadores al Comercializador deben ser exactamente iguales a la suma de las potencias programadas para retiro por los clientes del Comercializador referidas a nodos de la red de transmisión.

Artículo 29. Contratos Bilaterales ENEE-Distribución.

No obstante, lo anterior, durante la vigencia de la presente Norma Técnica, la ENEE-Distribución y los Generadores con los que tiene contratos bilaterales no estarán obligados a presentar cada día programas de transferencias acordados entre ellos para el día siguiente. En lugar de ello, el Operador del Sistema procederá como se indica a continuación.

El Operador del Sistema determinará para cada intervalo de operación, después de la operación en tiempo real, la potencia total efectivamente inyectada por el conjunto de Generadores que tienen contratos con Consumidores Calificados y con Comercializadores y la comparará con la suma de las potencias efectivamente retiradas por dichos Consumidores Calificados y Comercializadores.

En caso de que la potencia total inyectada sea menor que la retirada, el Operador del Sistema repartirá ese déficit entre los Generadores que tienen contratos con la ENEE en orden descendente de los cargos variables de sus contratos.

Para cada Generador que tenga contrato con la ENEE-Distribución, el Operador del Sistema tomará las potencias inyectadas durante la operación en tiempo real en los 24 intervalos de operación del día, reducidas, en su caso, en las cantidades de déficit asignadas al mismo, como las potencias de su programa de transferencias con la Empresa de Distribución de la ENEE.

La Empresa de Distribución de la ENEE actuará juntamente con la Empresa de Transmisión de la ENEE para retirar la energía, de manera que los retiros correspondientes a cada programa de transferencias se efectuarán en el mismo nodo de inyección.

CAPÍTULO VI

VENTA DE POTENCIA FIRME

Artículo 30. Venta y Compra. Los Generadores que tengan capacidad firme no comprometida en contratos bilaterales podrán ofrecer esa capacidad firme al Operador del Sistema por un plazo de meses o hasta de un año cada vez.

El Operador del Sistema deberá comprar dicha capacidad firme siempre que ello sea necesario para eliminar o reducir cualquier déficit entre, por una parte, la cantidad de potencia firme que el conjunto de los Distribuidores conectados a la red de transmisión, así como los Comercializadores y los Consumidores Calificados habilitados para operar como agentes del mercado de oportunidad tengan contratada y, por otra parte, la demanda máxima del sistema eléctrico prevista hasta el final del próximo año, más un margen de reserva del 10 (diez) por ciento. El Operador del Sistema pagará a los Generadores por la capacidad firme que compre de esta manera el precio de referencia de la potencia al nivel de la generación incorporado en las tarifas, aprobado por la CREE, que es de USD 8.78 por kW-mes.

El Operador del Sistema comunicará a los Generadores la aceptación de sus ofertas, en su caso, por los mismos medios por los cuales les comunicará su programa de generación para el día siguiente. La aceptación de la oferta de potencia firme de un Generador creará un compromiso firme de suministro de dicha potencia por el Generador y del pago correspondiente por el mercado de oportunidad administrado por el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema asignará a los agentes compradores obligados a contratar capacidad firme que tengan déficit en el cumplimiento de esa obligación la potencia firme que haya adquirido de Generadores con capacidad firme no comprometida en contratos bilaterales.

La venta de potencia firme por los Generadores al mercado de oportunidad y los pagos por la misma estarán sujetos a las verificaciones y liquidación anual a que se refieren los artículos 18 y 19 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista

Artículo 31. Asignación de Capacidad. A los efectos de la aplicación del artículo anterior, la Comisión establece los valores de potencia firme que los agentes compradores están obligados a tener contratada, como se indica a continuación.

Los Distribuidores y los Comercializadores deberán tener contratada una potencia firme igual a su demanda máxima esperada hasta el final del año siguiente más un margen de reserva del diez por ciento.

Cada Consumidor Calificado habilitado para actuar como agente del mercado de oportunidad está obligado a tener contratada una potencia firme igual al setenta y cinco por ciento de su demanda máxima prevista hasta el final del año siguiente, más un margen del diez por ciento.

Artículo 32. Determinación de Capacidad Firme. Mientras la CREE no haya emitido la Norma Técnica de Potencia Firme a que se refiere el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, el Operador del Sistema determinará la potencia firme de cada Unidad de Producción, como sigue.

Para las centrales hidroeléctricas de filo de agua, la potencia

firme será la potencia promedio generada durante las horas de punta de los meses de marzo, abril y mayo del año anterior. Para las centrales eólicas, las solares fotovoltaicas y las centrales estacionales de biomasa, se tomará su potencia firme como igual a cero.

Para las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, las centrales que usan solamente biomasa como combustible pero que operan de manera continua durante el año y las centrales que usan biomasa como combustible durante parte del año y combustibles fósiles el resto del año, su capacidad firme será su capacidad instalada multiplicada por su factor de disponibilidad promedio calculado sobre los últimos dos años.

CAPÍTULO VII

USO DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 33. Contratos de Acceso. Todo agente comprador que desee comprar capacidad firme y energía del mercado de oportunidad, o mediante contratos bilaterales con Generadores conectados a la red en nodos diferentes del suyo, deberá tener firmado un contrato de acceso y uso de la red de transmisión con la empresa transmisora nacional y, en su caso, también un contrato con el Distribuidor, cuyas redes hayan de ser utilizadas para posibilitar la transacción. Al momento de la emisión de la presente Norma, la empresa transmisora nacional es ENEE-Transmisión y la empresa distribuidora es ENEE-Distribución. Los modelos de contrato a utilizar se incluyen como Anexo 1 a la presente Norma.

Para permitir el suministro a aquellos consumidores que sean clientes de un Comercializador habilitado para operar como agente del mercado de oportunidad, será responsabilidad del Comercializador suscribir con la empresa transmisora y con la empresa distribuidora los necesarios contratos de acceso y uso de las redes.

El Comercializador facturará a sus clientes con base en la lectura del medidor de cada uno de ellos y pagará al Transmisor o al Distribuidor, o a ambos, por el uso de las

redes los precios por kWh aplicados a las cantidades de energía resultantes de dicha lectura.

La ENEE-Transmisión deberá presentar mensualmente al Operador del Sistema un informe indicando el estado – disponible o no disponible – de cada enlace de la red de transmisión, así como las limitaciones de capacidad que se estén presentando en determinados enlaces. El Operador del Sistema comunicará esta información a todos los agentes.

Artículo 34. Cargos por Uso. La Comisión establece como peaje de acceso y utilización de la red de transmisión un valor de USD 0.008 por kWh retirado por el comprador, correspondiente a una transacción bilateral. El agente comprador no estará obligado a pagar por el uso de la red de transmisión cuando sus instalaciones estén conectadas a una red de distribución y la central o centrales de los Generadores con quienes tiene contratos bilaterales estén conectadas a la misma red de distribución.

La Comisión establece como peaje de acceso y utilización de las redes de distribución un valor de USD 0.02 por kWh transferido correspondiente a una transacción bilateral.

El agente comprador sólo estará obligado a pagar por el uso de la red de distribución cuando sus instalaciones, o las instalaciones de sus clientes en el caso de los Comercializadores, estén conectadas a una red de distribución. El hecho de que la central o centrales del Generador o Generadores estén conectadas a una red de distribución no crea obligación de pago por el uso de la red de distribución.

CAPÍTULO VIII

SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

Artículo 35. Especificaciones. Las centrales de los Generadores y las instalaciones de los agentes compradores que deseen participar como agentes del mercado eléctrico de oportunidad deberán estar equipadas con dos medidores, uno principal y otro de respaldo, para medir la energía tanto

activa como reactiva inyectada o retirada de la red. Aquellos clientes de empresas comercializadoras que estén conectados a nodos de la red de transmisión también deberán cumplir con este requerimiento.

Cada medidor será del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilario, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de conformidad con la Norma ANSI C12 16-1991, con capacidad de almacenar 35 días de datos como mínimo, con diez o más canales activos, con un módulo de comunicación con velocidad de transmisión de 300 bps o mayor, módulo de entrada y salida y con alimentación independiente.

Los medidores de estado sólido deberán tener una precisión de 0.2% y los transformadores de corriente y de potencial para el equipo de medición deberán tener una precisión de 0.3% para la carga nominal conectada en los secundarios, de conformidad con las Normas ANSI C12.6-1991 y ANSI C57.13-1993.

Todos los medidores deberán tener registradores integrados los cuales almacenarán los valores registrados para que periódicamente sean extraídos en forma remota por el Operador del Sistema. Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores en períodos programables compatibles con el intervalo de operación, que es de una hora pero que podrá ser reducido en el futuro por la Comisión.

Los registradores serán normalmente leídos remotamente utilizando enlaces de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un modem y de la funcionalidad de comunicación requerida con el grado de protección adecuado. Adicionalmente, deberá ser posible realizar la extracción de los datos localmente.

Los registradores utilizarán como referencia de tiempo una sincronización externa confiable, la cual será realizada por el Operador del Sistema semestralmente como mínimo.

La protección de los datos deberá cubrir tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de claves y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos.

El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la presencia y la inalterabilidad de los mismos ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberá contar con baterías de siete días de duración como mínimo, u otro sistema no volátil de alimentación independiente.

Los Generadores y agentes compradores que deseen participar como agentes del mercado de oportunidad y cuyos sistemas de medición no cumplan a la entrada en vigencia de la presente Norma Técnica las especificaciones anteriores, dispondrán de un plazo de seis meses para adecuar sus sistemas a lo aquí especificado.

TÍTULO I

LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES

CAPÍTULO I

CONDICIONES GENERALES

Artículo 36. Contratos Bilaterales. Los vendedores y compradores que tengan contratos bilaterales entre ellos podrán solicitar al Operador del Sistema que, para cada intervalo de operación, el débito a la cuenta del comprador por el valor de la energía del programa de transferencias con un Generador determinado, programada para retiro en ese intervalo, lo transfiera a la cuenta de dicho Generador. El monto del débito a transferir lo calculará el Operador del Sistema aplicando a la cantidad de energía del programa de transferencias el costo marginal del intervalo de operación en el nodo de inyección, determinado en el pos-despacho.

En el caso de las transferencias de energía a ENEE-Distribución de los Generadores que tienen contratos de suministro con ella, el Operador del Sistema acreditará a la cuenta de cada Generador el valor de la energía inyectada y debitará esa cuenta con el valor de la energía retirada por ENEE-Distribución y ENEE-Transmisión en cada intervalo de operación en el mismo nodo, igual a la energía inyectada por el Generador en ese mismo intervalo y nodo, menos la energía de déficit de Generadores que tienen contratos con Consumidores Calificados y Comercializadores, en su caso.

Artículo 37. Liquidación Diaria. Después de calculado el pos-despacho, el Operador del Sistema efectuará cada día la liquidación financiera de las transacciones de cada agente comprador o vendedor con el mercado de oportunidad mediante la agregación de las anotaciones horarias de débitos o créditos, como se describe a continuación.

Para los propósitos de la liquidación financiera de la transacción primaria de cada agente vendedor y de cada agente comprador con el mercado mayorista, el Operador del Sistema considerará la potencia inyectada por cada Generador y la potencia retirada por cada agente comprador en cada intervalo de operación como igual a la potencia programada como resultado del despacho, incluyendo eventuales redespachos, para inyección o para retiro en ese intervalo, más una desviación, la cual puede ser positiva o negativa.

En el caso de los Generadores, una desviación positiva corresponde a la inyección de una potencia adicional a la programada; una desviación negativa corresponde a un retiro virtual, superpuesto a la inyección de la potencia programada.

En el caso de los agentes compradores, una desviación positiva corresponde al retiro de una potencia adicional a la programada en el despacho; una desviación negativa corresponde a una inyección virtual, superpuesta al retiro de dicha potencia programada.

Con base en lo anterior, el Operador del Sistema hará la liquidación financiera de las transacciones de la manera siguiente.

- a. **Generadores:** Para cada intervalo de operación, el Operador del Sistema acreditará la cuenta del Generador con el valor de la energía programada para inyección. Además, en caso de una desviación positiva, la acreditará con el valor de la energía inyectada de más o, en el caso de una desviación negativa, la debitará con el valor de la energía retirada.

- b. **Compradores:** Para cada intervalo de operación, el Operador del Sistema debitará la cuenta del comprador con el valor de la energía programada para retiro. Además, en caso de una desviación positiva, la debitará con el valor de la energía retirada de más o, en el caso de una desviación negativa, la acreditará con el valor de la energía inyectada.

En todos los casos, para determinar los montos a acreditar o a debitar a las cuentas, el Operador del Sistema aplicará a las cantidades de energía el costo marginal del intervalo de operación en el nodo de inyección o de retiro, determinado en el pos-despacho.

Artículo 38. Informe Diario. El primer día hábil posterior a la operación en tiempo real, el Operador del Sistema comunicará a los agentes los resultados de la liquidación diaria, indicando los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de sus transacciones. Dichos resultados tendrán carácter provisional mientras transcurre el plazo reservado para posibles reclamos.

Los agentes tendrán un plazo de tres días hábiles para presentar cualquier reclamo que tengan sobre los resultados de una liquidación diaria. Pasado dicho plazo, los reclamos no serán considerados, por ser extemporáneos. El Operador del Sistema dispondrá de tres días hábiles para responder a cada reclamo. En caso de que un agente no esté de acuerdo con la respuesta del Operador del Sistema, tendrá tres días hábiles para presentar un nuevo reclamo aportando información adicional. El Operador del Sistema dispondrá de un nuevo plazo de tres días hábiles para emitir su resolución final.

De no estar conforme con dicha resolución, el agente podrá recurrir ante la CREE, remitiendo copia al Operador del Sistema. La Comisión dispondrá de cinco días hábiles para responder y el agente tendrá también cinco días hábiles para ejercer el recurso de reposición ante la propia Comisión, en su caso. La Comisión dispondrá de un nuevo plazo de cinco días hábiles para emitir su resolución definitiva, la cual le pondrá fin a la vía administrativa.

El Operador del Sistema podrá modificar las liquidaciones diarias como consecuencia de las reclamaciones planteadas por los agentes que resulten estimadas por el Operador

del Sistema, o bien para incluir nuevas informaciones o modificaciones a iniciativa del propio Operador del Sistema, o de los agentes, previa aceptación de estas últimas por el Operador del Sistema. El Operador del Sistema publicará una nueva liquidación de aquellos días que se hubieran modificado según lo establecido en este artículo, disponiendo los agentes de nuevos plazos de reclamación conforme al ciclo descrito.

Artículo 39. Liquidación de Comercializadores. Una vez que haya Comercializadores habilitados para operar como agentes del mercado de oportunidad, los mismos deberán determinar en conjunto con el Distribuidor y con el apoyo del Operador del Sistema, para aquellos de sus clientes que estén conectados a una red de distribución, las desviaciones en cada intervalo de operación del mes anterior entre la potencia de retiro declarada por el Comercializador y la potencia agregada del conjunto de tales clientes en cada intervalo de operación determinada con base en las energías registradas en los medidores y las curvas de carga típicas.

El Comercializador determinará el valor de las ordenadas de las curvas típicas con base en la energía registrada por los medidores que se considerará igual al área bajo las curvas de demanda correspondientes a los días de ese mes. El Distribuidor deberá revisar y aprobar esos valores, en su caso.

Las desviaciones detectadas darán lugar a una conciliación entre el Comercializador y el Distribuidor usando los precios de los contratos con Generadores que hayan sido efectivamente pagados en los correspondientes intervalos de operación.

Artículo 40. Informe Mensual. Al final de cada mes, el Operador del Sistema sumará los resultados de las liquidaciones diarias para producir la liquidación mensual. Como resultado de ello, deberá producir para cada agente un documento que contenga toda la información necesaria para la determinación de los pagos y cobros. Para cada agente comprador, el Operador del Sistema indicará el correspondiente monto a pagar al mercado de oportunidad. La mencionada información de base deberá indicar, para el caso de los Generadores que vendan

capacidad firme al mercado de oportunidad, la potencia firme correspondiente y el precio de referencia de la misma. La información de base deberá incluir además cualesquiera ajustes que se deban hacer para corregir errores que se puedan haber descubierto en cobros y pagos anteriores.

Artículo 41. El Operador del Sistema contratará, mediante un proceso competitivo, a un banco comercial para auxiliarlo en el proceso de liquidación financiera de las transacciones. Ese banco se designará en adelante en la presente Norma como Banco Liquidador. No serán elegibles para esta función aquellos bancos que estén actualmente administrando fideicomisos para las actividades de la ENEE. El eventual costo de los servicios del Banco Liquidador será incluido en el presupuesto del Operador del Sistema que este presentará a la Comisión para aprobación de conformidad con la Ley.

Cada agente abrirá una cuenta en el Banco Liquidador. ENEE-Transmisión también deberá abrir una cuenta para recibir los pagos en concepto de ingreso variable de transmisión a que se refiere el artículo 43 de la presente Norma.

El Operador del Sistema cederá al Banco Liquidador su derecho de hacer efectivas las garantías rendidas por los agentes. Cada agente cuya garantía tome la forma de un depósito en efectivo, deberá mantener en su cuenta un saldo igual o mayor que el monto de la garantía, determinado por el Operador del Sistema. Al final de cada mes calendario, el Operador del Sistema comunicará tanto a los agentes como al Banco Liquidador los derechos de cobro y obligaciones de pago de todos los agentes. Los agentes con obligaciones de pago tendrán un plazo de cinco días hábiles a partir de la notificación del Operador del Sistema para efectuar los depósitos correspondientes.

Una vez cumplido ese plazo, el Banco Liquidador debitará las cuentas de los compradores y acreditará las cuentas de los vendedores con las cantidades indicadas por el Operador del Sistema. También acreditará la cuenta de ENEE-Transmisión con los ingresos variables de transmisión que se hayan generado, en su caso.

Artículo 42. Ejecución de Garantías. Si un agente no paga dentro del plazo de cinco días hábiles arriba indicado, comenzará a aplicársele al saldo deudor los intereses

moratorios que indica el artículo 108 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Transcurridos cinco días hábiles desde la notificación sin que el agente haya efectuado el pago, el Banco Liquidador procederá a ejecutar la garantía, notificando de ello al Operador del Sistema. También notificará al agente a fin de que este reponga la garantía. Si pasan diez días hábiles sin que el agente efectúe la reposición, el Operador del Sistema procederá a suspender el derecho del agente de realizar transacciones en el mercado de oportunidad informando de ello a la Comisión y al EOR. El Operador del Sistema ordenará asimismo al Transmisor o Distribuidor correspondiente efectuar la desconexión de las instalaciones del agente.

Una vez que haya satisfecho sus obligaciones, el agente deberá solicitar nuevamente su registro como agente del mercado ante la Comisión, su reconexión y la autorización para efectuar transacciones.

CAPÍTULO II

COSTO E INGRESO VARIABLE DE TRANSMISIÓN

Artículo 43. Determinación del Costo Variable de Transmisión. En el caso de transacciones bilaterales, cuando en un intervalo de operación el costo marginal en el nodo de retiro es diferente del costo marginal en el nodo de inyección, el producto de la diferencia de los costos marginales entre el nodo de retiro y el nodo de inyección por la energía del programa de transferencias para ese intervalo de operación representa el costo variable de la transmisión para la transacción bilateral.

El Banco Liquidador coleccionará ese monto del agente comprador y lo transferirá a la empresa transmisora, que al momento de la emisión de la presente Norma es ENEE-Transmisión.

Artículo 44. Vigencia. La presente Norma Técnica entra en vigencia en la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Anexo 1

CONTRATO DE ACCESO Y USO DE REDES ELÉCTRICAS ENTRE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA EMPRESA _____ S.A.

Nosotros, la EMPRESA ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN Y OPERACIÓN S. A. DE C. V., una Institución descentralizada del Estado de Honduras, creada mediante Instrumento Público No. 690 de tal fecha, quien comparece en su calidad de propietaria de la red de transmisión nacional de Honduras, y que en adelante se llamará la ENEE-Transmisión, representada en este acto por _____, mayor de edad, hondureño, casado, (Profesión) y de este domicilio, con Tarjeta de Identidad No. _____, actuando en su condición de Gerente General y Representante Legal de la ENEE-Transmisión, como lo acredita con la certificación del Acuerdo _____ que consta en el Acta _____, Punto _____, de la sesión de Junta Directiva celebrada el _____ de 20____, y la EMPRESA XXX S.A., empresa organizada con arreglo a las leyes de Honduras, inscrita con el número _____, en el Tomo _____ del Registro de Comerciantes Sociales del Registro de la Propiedad Inmueble y Mercantil del Departamento de _____ y reconocida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, como Consumidor Calificado, por lo cual en adelante se llamará el CONSUMIDOR CALIFICADO, (o bien: ... y registrada ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, como empresa comercializadora, por lo cual en adelante se llamará el COMERCIALIZADOR) representada en este acto por el Sr. _____, Gerente General, mayor de edad, casado, Ingeniero, hondureño, con residencia en la ciudad de _____, Departamento de _____, con Tarjeta de Identidad No. _____, con facultades suficientes para la firma del presente Contrato, según consta en el Poder Especial de Administración _____, quienes podremos también ser designados en el presente contrato individualmente como "Parte" y colectivamente como "Partes", hemos decidido celebrar, y por este acto celebramos, el presente Contrato de Acceso y Uso de la Red de Transmisión, de acuerdo con las Cláusulas siguientes: PRIMERA: ANTECEDENTES. El Consumidor Calificado (Comercializador) posee un plantel industrial ubicado en _____, en el municipio de _____, departamento de _____, el cual tiene una demanda máxima mensual de potencia eléctrica de _____ kilovatios (kW) en promedio, y un consumo mensual promedio de energía eléctrica de _____ kilovatios-hora (kWh) (es una empresa que compra energía de generadores o de otros agentes para revenderla a consumidores). El plantel está conectado a la red de (poner "transmisión" o "distribución") de la ENEE en el nivel de _____ kilovoltios (kV) en _____, de conformidad con la descripción y diagramas del Anexo I, que forma parte integral del presente contrato. (El Anexo I que forma parte integral del presente contrato lista los clientes del Comercializador indicando para cada uno el nodo de la red de transmisión o de distribución al cual está conectado. Todo retiro de un

cliente del Comercializador es un retiro del Comercializador.) El Consumidor Calificado podrá en el futuro expandir la capacidad instalada de su plantel. (El Comercializador podrá en el futuro aumentar el número de sus clientes.) De conformidad con las leyes y reglamentaciones vigentes, el Consumidor Calificado (el Comercializador) podrá comprar potencia firme y energía a uno o más generadores conectados en diferentes puntos de las redes de transmisión o de distribución de la ENEE, así como a suministradores de otros países que estén conectados a la Red de Transmisión Regional o a las redes de transmisión o de distribución nacionales de esos otros países, interconectadas por dicha Red de Transmisión Regional, de conformidad con lo que al respecto establezcan las leyes y reglamentos aplicables. El Consumidor Calificado (Comercializador) podrá también comprar capacidad firme y energía del mercado eléctrico de oportunidad nacional o del regional. Para todas esas operaciones, el Consumidor Calificado (Comercializador) necesita asegurar la conexión de su plantel (de sus clientes) a la red de transmisión a través de la cual recibirá(n) capacidad y energía eléctricas. SEGUNDA: OBJETO DEL CONTRATO. El presente contrato tiene como objeto el acceso a la red de transmisión propiedad de ENEE-Transmisión, y el uso de la misma, para la recepción por el plantel del Consumidor Calificado (por los clientes del Comercializador) de la potencia firme y energía eléctricas que requiere(n) para su funcionamiento. TERCERA: ENTRADA EN VIGENCIA Y PLAZO DEL CONTRATO: El presente contrato entrará en vigencia a partir de su firma por ambas Partes y terminará a la media noche del día en que se cumplan ___ años contados a partir de la entrada en vigencia. CUARTA: SERVICIO DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN Y DE USO DE LA MISMA. 5.1: Especificación del Servicio. Las Partes convienen en que el servicio de acceso y uso de la red de transmisión se entenderá como el aseguramiento por la ENEE-Transmisión de la operación de dicha red de manera tal que no se impida más allá del tiempo máximo indicado en el párrafo siguiente, por mantenimiento o fallas en la misma el retiro de energía por el Consumidor Calificado (el Comercializador) en las cantidades programadas. 5.2: Continuidad del Servicio de Interconexión. La ENEE-Transmisión operará y mantendrá su red de transmisión de manera tal que la ejecución de los programas de retiro de energía por el Consumidor Calificado (por el Comercializador) no se vea impedida, por mantenimiento o fallas en dichas redes, más de 30 horas en cada año calendario. QUINTA: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN: 5.1: Reglamentos de Operación del Sistema Eléctrico. Las Partes ajustarán en todo sus actuaciones a las disposiciones del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista y a la Norma Técnica Interina para la operación del Mercado de Oportunidad, así como, en su caso, al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. 5.2: Determinación de las Potencias Horarias Retiradas. El Operador del Sistema recibirá mediante sistemas de medición remota la información de los medidores del Consumidor Calificado (de los clientes del Comercializador conectados a nodos de la red de transmisión. Para los clientes del Comercializador conectados a redes de distribución, éste deberá especificar las potencias a retirar en cada intervalo de operación cada día, referidas al nodo de transmisión más próximo, con base en curvas de demanda

típicas), y determinará para cada hora la energía retirada por este. Con base en esas informaciones y de conformidad con el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, el Operador del Sistema determinará los montos que el Consumidor Calificado (Comercializador) deberá pagar a la ENEE-Transmisión por el uso de las redes, y lo comunicará a este. SEXTA: PRECIO DEL SERVICIO DE INTERCONEXIÓN. La ENEE-Transmisión cobrará por el uso de la red de transmisión el precio por kWh establecido en la Norma Técnica Interina de Operación del Mercado de Oportunidad emitida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, mientras dicha Norma Interina esté vigente. Ese precio se aplicará a las energías retiradas. Posteriormente, una vez que la CREE haya emitido la metodología definitiva para el cálculo del peaje de transmisión y la haya aplicado para determinar un nuevo sistema de peajes, se aplicará el precio o precios de dicho nuevo sistema. SÉPTIMA: EQUIPO DE MEDICIÓN Y DE TELECOMUNICACIONES. 7.1: Medición. El Consumidor Calificado deberá contar con instalaciones de medición que satisfagan las especificaciones de la Norma Técnica Interina para la Operación del Mercado de Oportunidad. (Los clientes del Comercializador conectados a nodos de la red de transmisión deberán contar con instalaciones de medición que satisfagan las especificaciones de la Norma Técnica Interina para la Operación del Mercado de Oportunidad.) El acceso a las instalaciones de medición, el sellado de los medidores, la verificación periódica de su precisión y la recalibración de los mismos, en su caso, se efectuarán siguiendo los protocolos que al efecto establezca el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista o las disposiciones específicas emitidas al efecto por el Operador del Sistema. Cuando se encuentren desviaciones de la precisión de algún medidor en exceso de la tolerancia especificada en los mencionados protocolos, la ENEE-Transmisión revisará sus facturaciones por el servicio de acceso y uso de la red de transmisión de los seis meses anteriores a la fecha en que se haya constatado dicha desviación. 7.2: Telecomunicaciones. El Consumidor Calificado (Comercializador) deberá disponer (para sus clientes conectados a nodos de la red de transmisión) de Terminales Remotas que conecten sus medidores al sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) del Operador del Sistema para transmitir los datos generados por la medición a dicho Centro y permitir la liquidación financiera de las transacciones. OCTAVA: FACTURACIÓN Y PAGO. La ENEE-Transmisión presentará al Consumidor Calificado (Comercializador) dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes calendario la factura por el servicio de acceso y uso de la red de transmisión prestado durante el mes anterior. El Consumidor Calificado (Comercializador) deberá efectuar el pago a más tardar diez (10) días hábiles después de recibida la factura sin errores mediante depósito en la cuenta _____ en el Banco _____. Los saldos pagados después del plazo indicado devengarán intereses a una tasa igual a la Tasa de Interés Activa Ponderada publicada por el Banco Central de Honduras más dos puntos porcentuales. En caso de que el Consumidor Calificado (Comercializador) no esté de acuerdo en todo o en parte con la factura recibida, deberá presentar el correspondiente reclamo por escrito a la ENEE-Transmisión dentro de los cinco días hábiles después de recibida dicha factura,

explicando las razones de su reclamo. En esos casos, el Consumidor Calificado (Comercializador) deberá pagar dentro del plazo original la parte no objetada de la factura. En caso de comprobarse un error, la ENEE-Transmisión emitirá una nueva factura corregida y el plazo de diez días hábiles para el pago comenzará a correr nuevamente a partir de la fecha de recepción de la factura corregida por el Consumidor Calificado (Comercializador). Si se comprueba que el reclamo era injustificado, el Consumidor Calificado (Comercializador) deberá pagar el monto adeudado, incluyendo los intereses moratorios aplicables a partir de la expiración del plazo de pago original. De no resolverse el disenso dentro de un plazo de diez días hábiles de recibido el reclamo por la ENEE-Transmisión, se aplicará lo dispuesto en la Cláusula Décima Segunda para resolución de disputas. El Consumidor Calificado (Comercializador) tendrá derecho a solicitar, y la ENEE a efectuar, revisiones y ajustes a la facturación por motivos justificados dentro de un plazo de hasta seis meses de la recepción o la emisión, según el caso, de la factura original correspondiente. En caso de comprobarse que había un error en la factura original, la Parte afectada tendrá derecho al pago de intereses moratorios, siempre y cuando el error sea responsabilidad de la otra Parte.

NOVENA: INCUMPLIMIENTO SE INDEMNIZACIONES.

9.1: Impedimento de Retiros de Energía por el Consumidor Calificado (Comercializador). Las partes convienen en que las interrupciones del servicio al Consumidor Calificado (Comercializador) que se produzcan por mantenimiento o falla de la red de transmisión no darán lugar a más indemnizaciones que las que ya contempla la Norma Técnica de Calidad emitida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE.

9.2: Incumplimiento del Consumidor Calificado (Comercializador). Si el Consumidor Calificado (Comercializador) se atrasa más de treinta días calendario en el pago de los servicios objeto del presente contrato, la ENEE-Transmisión suspenderá dichos servicios, notificando previamente al Consumidor Calificado (Comercializador) y a los generadores con los que éste tiene contratos bilaterales de la fecha en que dicha suspensión será efectiva. La suspensión del servicio de acceso y uso de las redes significará que la ENEE-Transmisión procederá a la desconexión física del plantel del Consumidor Calificado (de los clientes del Comercializador).

DÉCIMA PRIMERA: LEY APLICABLE. El presente contrato, así como las obligaciones y derechos de las Partes bajo el mismo, se regirán por las leyes de la República de Honduras.

DÉCIMA SEGUNDA: RESOLUCIÓN DE DISPUTAS. Las Partes convienen en que intentarán resolver toda controversia, diferencia o reclamación que surja en relación con el presente contrato mediante discusión directa de sus representantes designados, para lo cual establecen un plazo de diez días hábiles contados a partir de la recepción por una de las Partes de la reclamación por escrito de la otra Parte. Las disputas que no puedan ser resueltas por este método en el plazo indicado serán automáticamente sometidas al Arbitraje en Derecho administrado por el Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio e Industrias de Tegucigalpa, de conformidad con el procedimiento establecido en la Ley de Conciliación y Arbitraje de Honduras y en el Reglamento del Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio e Industrias de Tegucigalpa (CCIT). El lugar designado para la resolución de las disputas es la sede de la CCIT en

Tegucigalpa. Las Partes convienen en que el arbitraje tendrá una duración máxima de tres meses calendario. El tribunal arbitral estará compuesto por tres árbitros, de los cuales uno será propuesto por la ENEE-Transmisión y otro por el Consumidor Calificado (Comercializador), mientras que el tercero será escogido por los dos primeros. Cada Parte deberá nombrar a su árbitro en el término de diez días hábiles, contados a partir de la fecha en que se cumplan los cinco días hábiles de la etapa de conversaciones directas sin llegar a una solución. Si cualquiera de las Partes falla en hacer dicho nombramiento dentro del plazo indicado, el árbitro correspondiente será nombrado por la Comisión de Conciliación y Arbitraje de la CCIT. Las Partes se comprometen a cumplir con lo establecido en el Reglamento del Centro de Conciliación y Arbitraje de la CCIT. Cada una de las Partes pagará la mitad de los costos del arbitraje. Las Partes se comprometen a cumplir el laudo arbitral, el cual tendrá el carácter de cosa juzgada para todos los efectos legales. Mientras una disputa esté sometida a cualquiera de las instancias establecidas en esta Cláusula, las Partes continuarán cumpliendo con las obligaciones que han asumido en este contrato y se abstendrán de ejercitar cualquier recurso diferente de los aquí previstos.

DÉCIMA TERCERA: FUERZA MAYOR. En la medida en que, por causa de un evento de Fuerza Mayor, cualquiera de las Partes se vea total o parcialmente imposibilitada de cumplir con sus obligaciones bajo el presente contrato, y a condición de que la Parte afectada por el evento de Fuerza Mayor avise e informe por escrito de dicho evento tan pronto como sea posible a la otra Parte, entonces, dicha Parte afectada quedará excusada de cumplir sus obligaciones bajo el contrato, excepto aquellas ya vencidas antes del evento. La Parte afectada por el evento de Fuerza Mayor deberá actuar con la mayor diligencia posible para remediar la situación. Mientras subsista la situación de Fuerza Mayor, también la Parte no afectada por el evento quedará eximida de proveer las contraprestaciones correspondientes a las obligaciones de que la Parte afectada queda excusada debido a la situación de Fuerza Mayor. Para los efectos del presente contrato, se entenderá por Fuerza Mayor todo evento o circunstancia extraordinarios que impongan a cualquiera de las Partes una carga excesiva, impidiéndole cumplir con sus obligaciones bajo el presente contrato, y que haya sido imposible de prever al momento de la firma del contrato y no esté bajo el control de la Parte afectada, ni haya resultado de negligencia suya, y que la Parte afectada no pueda razonablemente evitar o superar.

DÉCIMA CUARTA: COMUNICACIONES. Todas las comunicaciones entre las Partes relativas a la transacción objeto del presente contrato, se dirigirán como sigue. Si a la ENEE-Transmisión, a: Señor ... Dirección Teléfono Fax Si al Consumidor Calificado (Comercializador): Señor Dirección ... Teléfono ... Fax

DÉCIMA QUINTA: FIRMA DEL CONTRATO. Las Partes manifiestan estar de acuerdo con el contenido de todas y cada una de las Cláusulas de este contrato y, para constancia y ante testigos, lo firman en dos ejemplares de igual tenor y validez, en la ciudad de _____, a los ____ días del mes de ____ de 20__.

FIRMA

FIRMA

**CONTRATO DE ACCESO Y USO DE REDES
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN ENTRE
LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN Y LA
EMPRESA _____ S.A.**

Nosotros, la EMPRESA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN S. A. DE C. V., una Institución descentralizada del Estado de Honduras, creada mediante Instrumento Público No. 6__ de tal fecha, quien comparece en su calidad de propietaria de las redes de distribución conectadas a la red de transmisión nacional de Honduras, y que en adelante se llamará la ENEE-Distribución, representada en este acto por _____, mayor de edad, hondureño, casado, (Profesión) y de este domicilio, con Tarjeta de Identidad No. _____, actuando en su condición de Gerente General y Representante Legal de la ENEE-Distribución, como lo acredita con la certificación del Acuerdo _____ que consta en el Acta _____, Punto _____, de la sesión de Junta Directiva celebrada el _____ de 20____, y la EMPRESA XXX S.A., empresa organizada con arreglo a las leyes de Honduras, inscrita con el número _____, en el Tomo _____ del Registro de Comerciantes Sociales del Registro de la Propiedad Inmueble y Mercantil del Departamento de _____ y reconocida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, como Consumidor Calificado, por lo cual en adelante se llamará el CONSUMIDOR CALIFICADO, (o bien: ... y registrada ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, como empresa comercializadora, por lo cual en adelante se llamará el COMERCIALIZADOR) representada en este acto por el Sr. _____, Gerente General, mayor de edad, casado, Ingeniero, hondureño, con residencia en la ciudad de _____, Departamento de _____, con Tarjeta de Identidad No. _____, con facultades suficientes para la firma del presente Contrato, según consta en el Poder Especial de Administración _____, quienes podremos también ser designados en el presente contrato individualmente como "Parte" y colectivamente como "Partes", hemos decidido celebrar, y por este acto celebramos, el presente Contrato de Acceso y Uso de la Red de Transmisión, de acuerdo con las Cláusulas siguientes: PRIMERA: ANTECEDENTES. El Consumidor Calificado (Comercializador) posee un plantel industrial ubicado en _____, en el municipio de _____, departamento de _____, el cual tiene una demanda máxima mensual de potencia eléctrica de _____ kilovatios (kW) en promedio, y un consumo mensual promedio de energía eléctrica de _____ kilovatios-hora (kWh) (es una empresa que compra energía de generadores o de otros agentes para revenderla a consumidores). El plantel está conectado a la red de distribución de la ENEE-Distribución en el nivel de _____ kilovoltios (kV) en _____, de conformidad con la descripción y diagramas del Anexo I, que forma parte integral del presente contrato. (El Anexo I que forma parte integral del presente contrato lista los clientes del Comercializador indicando para cada uno el nodo de la red de distribución al cual está conectado. Todo retiro de un cliente del Comercializador es un retiro del Comercializador.) El

Consumidor Calificado podrá en el futuro expandir la capacidad instalada de su plantel. (El Comercializador podrá en el futuro aumentar el número de sus clientes.) De conformidad con las leyes y reglamentaciones vigentes, el Consumidor Calificado (el Comercializador) podrá comprar potencia firme y energía a uno o más generadores conectados en diferentes puntos de las redes de transmisión o de distribución de la ENEE, así como a suministradores de otros países que estén conectados a la Red de Transmisión Regional o a las redes de transmisión o de distribución nacionales de esos otros países, interconectadas por dicha Red de Transmisión Regional, de conformidad con lo que al respecto establezcan las leyes y reglamentos aplicables. El Consumidor Calificado (Comercializador) podrá también comprar capacidad firme y energía del mercado eléctrico de oportunidad nacional o del regional. Para todas esas operaciones, el Consumidor Calificado (Comercializador) necesita asegurar la conexión de su plantel (de sus clientes) a la red de distribución a través de la cual recibirá(n) capacidad y energía eléctricas. SEGUNDA: OBJETO DEL CONTRATO. El presente contrato tiene como objeto el acceso a las redes de distribución propiedad de ENEE-Distribución, y el uso de las mismas, para la recepción por el plantel del Consumidor Calificado (por los clientes del Comercializador) de la potencia firme y energía eléctricas que requiere(n) para su funcionamiento. TERCERA: ENTRADA EN VIGENCIA Y PLAZO DEL CONTRATO: El presente contrato entrará en vigencia a partir de su firma por ambas Partes y terminará a la media noche del día en que se cumplan ____ años contados a partir de la entrada en vigencia. CUARTA: SERVICIO DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y DE USO DE LAS MISMAS. 5.1: Especificación del Servicio. Las Partes convienen en que el servicio de acceso y uso de las redes de distribución se entenderá como el aseguramiento por la ENEE-Distribución de la operación de dichas redes de manera tal que no se impida más allá del tiempo máximo indicado en el párrafo siguiente, por mantenimiento o fallas en las mismas el retiro de energía por el Consumidor Calificado (el Comercializador) en las cantidades programadas. 5.2: Continuidad del Servicio de Interconexión. La ENEE-Distribución operará y mantendrá sus redes de distribución de manera tal que la ejecución de los programas de retiro de energía por el Consumidor Calificado (por el Comercializador) no se vea impedida, por mantenimiento o fallas en dichas redes, más de ____ horas en cada año calendario. QUINTA: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN: 5.1: Reglamentos de Operación del Sistema Eléctrico. Las Partes ajustarán en todo sus actuaciones a las disposiciones del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista y a la Norma Técnica Interina para la operación del Mercado de Oportunidad, así como, en su caso, al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. 5.2: Determinación de las Potencias Horarias Retiradas. El Operador del Sistema recibirá mediante sistemas de medición remota la información de los medidores del Consumidor Calificado y (Para los clientes del Comercializador conectados a redes de distribución, éste deberá especificar las potencias a retirar en cada intervalo de operación cada día, referidas al nodo de transmisión más próximo, con base en curvas de demanda típicas, y el Operador del Sistema) determinará para cada hora la energía retirada. Con base en

esas informaciones y de conformidad con el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, el Operador del Sistema determinará los montos que el Consumidor Calificado (Comercializador) deberá pagar a la ENEE-Distribución por el uso de las redes, y lo comunicará a este. SEXTA: PRECIO DEL SERVICIO DE INTERCONEXIÓN. La ENEE-Distribución cobrará por el uso de las redes de distribución el precio por kWh establecido en la Norma Técnica Interina de Operación del Mercado de Oportunidad emitida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, mientras dicha Norma Interina esté vigente. Ese precio se aplicará a las energías retiradas. Posteriormente, una vez que la CREE haya emitido la metodología definitiva para el cálculo del peaje de distribución y la haya aplicado para determinar un nuevo sistema de peajes, se aplicará el precio o precios de dicho nuevo sistema. SÉPTIMA: EQUIPO DE MEDICIÓN Y DE TELECOMUNICACIONES. 7.1: Medición. El Consumidor Calificado deberá contar con instalaciones de medición que satisfagan las especificaciones de la Norma Técnica Interina para la Operación del Mercado de Oportunidad. El acceso a las instalaciones de medición, el sellado de los medidores, la verificación periódica de su precisión y la recalibración de los mismos, en su caso, se efectuarán siguiendo los protocolos que al efecto establezca el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista o las disposiciones específicas emitidas al efecto por el Operador del Sistema. Cuando se encuentren desviaciones de la precisión de algún medidor en exceso de la tolerancia especificada en los mencionados protocolos, la ENEE-Distribución revisará sus facturaciones por el servicio de acceso y uso de las redes de distribución de los seis meses anteriores a la fecha en que se haya constatado dicha desviación. 7.2: Telecomunicaciones. El Consumidor Calificado (Comercializador) deberá disponer (para sus clientes conectados a nodos de la red de transmisión) de Terminales Remotas que conecten sus medidores al sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) del Operador del Sistema para transmitir los datos generados por la medición a dicho Centro y permitir la liquidación financiera de las transacciones. OCTAVA: FACTURACIÓN Y PAGO. La ENEE-Distribución presentará al Consumidor Calificado (Comercializador) dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes calendario la factura por el servicio de acceso y uso de las redes de distribución prestado durante el mes anterior. El Consumidor Calificado (Comercializador) deberá efectuar el pago a más tardar diez (10) días hábiles después de recibida la factura sin errores mediante depósito en la cuenta _____ en el Banco _____. Los saldos pagados después del plazo indicado devengarán intereses a una tasa igual a la Tasa de Interés Activa Ponderada publicada por el Banco Central de Honduras más dos puntos porcentuales. En caso de que el Consumidor Calificado (Comercializador) no esté de acuerdo en todo o en parte con la factura recibida, deberá presentar el correspondiente reclamo por escrito a la ENEE-Distribución dentro de los cinco días hábiles después de recibida dicha factura, explicando las razones de su reclamo. En esos casos, el Consumidor Calificado (Comercializador) deberá pagar dentro del plazo original la parte no objetada de la factura. En caso de comprobarse un error, la ENEE-Distribución emitirá una nueva factura corregida y el plazo de diez días hábiles para el pago comenzará a correr nuevamente a partir

de la fecha de recepción de la factura corregida por el Consumidor Calificado (Comercializador). Si se comprueba que el reclamo era injustificado, el Consumidor Calificado (Comercializador) deberá pagar el monto adeudado, incluyendo los intereses moratorios aplicables a partir de la expiración del plazo de pago original. De no resolverse el disenso dentro de un plazo de diez días hábiles de recibido el reclamo por la ENEE-Distribución, se aplicará lo dispuesto en la Cláusula Décima Segunda para resolución de disputas. El Consumidor Calificado (Comercializador) tendrá derecho a solicitar, y la ENEE-Distribución a efectuar, revisiones y ajustes a la facturación por motivos justificados dentro de un plazo de hasta seis meses de la recepción o la emisión, según el caso, de la factura original correspondiente. En caso de comprobarse que había un error en la factura original, la Parte afectada tendrá derecho al pago de intereses moratorios, siempre y cuando el error sea responsabilidad de la otra Parte. NOVENA: INCUMPLIMIENTOS E INDEMNIZACIONES. 9.1: Impedimento de Retiros de Energía por el Consumidor Calificado (Comercializador). Las partes convienen en que las interrupciones del servicio al Consumidor Calificado (Comercializador) que se produzcan por mantenimiento o falla de las redes de distribución no darán lugar a más indemnizaciones que las que ya contempla la Norma Técnica de Calidad emitida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE. 9.2: Incumplimiento del Consumidor Calificado (Comercializador). Si el Consumidor Calificado (Comercializador) se atrasa más de treinta días calendario en el pago de los servicios objeto del presente contrato, la ENEE-Distribución suspenderá dichos servicios, notificando previamente al Consumidor Calificado (Comercializador) y a los generadores con los que éste tiene contratos bilaterales de la fecha en que dicha suspensión será efectiva. La suspensión del servicio de acceso y uso de las redes significará que la ENEE-Distribución procederá a la desconexión física del plantel del Consumidor Calificado (de los clientes del Comercializador). DÉCIMA PRIMERA: LEY APLICABLE. El presente contrato, así como las obligaciones y derechos de las Partes bajo el mismo, se regirán por las leyes de la República de Honduras. DÉCIMA SEGUNDA: RESOLUCIÓN DE DISPUTAS. Las Partes convienen en que intentarán resolver toda controversia, diferencia o reclamación que surja en relación con el presente contrato mediante discusión directa de sus representantes designados, para lo cual establecen un plazo de diez días hábiles contados a partir de la recepción por una de las Partes de la reclamación por escrito de la otra Parte. Las disputas que no puedan ser resueltas por este método en el plazo indicado serán automáticamente sometidas al Arbitraje en Derecho administrado por el Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio e Industrias de Tegucigalpa, de conformidad con el procedimiento establecido en la Ley de Conciliación y Arbitraje de Honduras y en el Reglamento del Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio e Industrias de Tegucigalpa (CCIT). El lugar designado para la resolución de las disputas es la sede de la CCIT en Tegucigalpa. Las Partes convienen en que el arbitraje tendrá una duración máxima de tres meses calendario. El tribunal arbitral estará compuesto por tres árbitros, de los cuales uno

será propuesto por la ENEE-Distribución y otro por el Consumidor Calificado (Comercializador), mientras que el tercero será escogido por los dos primeros. Cada Parte deberá nombrar a su árbitro en el término de diez días hábiles, contados a partir de la fecha en que se cumplan los cinco días hábiles de la etapa de conversaciones directas sin llegar a una solución. Si cualquiera de las Partes falla en hacer dicho nombramiento dentro del plazo indicado, el árbitro correspondiente será nombrado por la Comisión de Conciliación y Arbitraje de la CCIT. Las Partes se comprometen a cumplir con lo establecido en el Reglamento del Centro de Conciliación y Arbitraje de la CCIT. Cada una de las Partes pagará la mitad de los costos del arbitraje. Las Partes se comprometen a cumplir el laudo arbitral, el cual tendrá el carácter de cosa juzgada para todos los efectos legales. Mientras una disputa esté sometida a cualquiera de las instancias establecidas en esta Cláusula, las Partes continuarán cumpliendo con las obligaciones que han asumido en este contrato y se abstendrán de ejercitar cualquier recurso diferente de los aquí previstos. DÉCIMA TERCERA: FUERZA MAYOR. En la medida en que, por causa de un evento de Fuerza Mayor, cualquiera de las Partes se vea total o parcialmente imposibilitada de cumplir con sus obligaciones bajo el presente contrato, y a condición de que la Parte afectada por el evento de Fuerza Mayor avise e informe por escrito de dicho evento tan pronto como sea posible a la otra Parte, entonces, dicha Parte afectada quedará excusada de cumplir sus obligaciones bajo el contrato, excepto aquellas ya vencidas antes del evento. La Parte afectada por el evento de Fuerza Mayor deberá actuar con la mayor diligencia posible para remediar la situación. Mientras subsista la situación de Fuerza Mayor, también la Parte no afectada por el evento quedará eximida de proveer las contraprestaciones correspondientes a las obligaciones de que la Parte afectada queda excusada debido a la situación de Fuerza Mayor. Para los efectos del presente contrato, se entenderá por Fuerza Mayor todo evento o circunstancia extraordinarios que impongan a cualquiera de las Partes una carga excesiva, impidiéndole cumplir con sus obligaciones bajo el presente contrato, y que haya sido imposible de prever al momento de la firma del contrato y no esté bajo el control de la Parte afectada, ni haya resultado de negligencia suya, y que la Parte afectada no pueda razonablemente evitar o superar. DÉCIMA CUARTA: COMUNICACIONES. Todas las comunicaciones entre las Partes relativas a la transacción objeto del presente contrato, se dirigirán como sigue. Si a la ENEE-Distribución, a: Señor ... Dirección Teléfono Fax Si al Consumidor Calificado (Comercializador): Señor Dirección ... Teléfono ... Fax DÉCIMA QUINTA: FIRMA DEL CONTRATO. Las Partes manifiestan estar de acuerdo con el contenido de todas y cada una de las Cláusulas de este contrato y, para constancia y ante testigos, lo firman en dos ejemplares de igual tenor y validez, en la ciudad de _____, a los ___ días del mes de _____ de 20__.

FIRMA

FIRMA



Resolución CREE-076

Resultados

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica modificó en noviembre de 2016 el volumen de energía eléctrica que cobra la ENEE a sus abonados, el volumen de energía eléctrica que se aprobó en la mencionada fecha fue de 19,036,255 kWh al mes el cual era el resultado de la instalación de 382,492 luminarias.

Mediante oficio GG-284-2018 el Gerente General de la ENEE solicitó que se elevara el volumen de energía eléctrica a 26,683,895 kWh por mes, como resultado de que el número de luminarias se había actualizado a 517,441 producto en parte a la sustitución de luminarias obsoletas por lámparas tipo LED e instalación de nuevas.

Después de llevar a cabo una evaluación de la información del tipo y número de luminarias reportadas, de hacer una evaluación de campo y análisis técnicos para demostrar el consumo de energía eléctrica por cada tipo de luminaria, se determinó que el volumen de energía que se consume en concepto de alumbrado público era menor al solicitado por la ENEE.

Considerandos

Que de acuerdo en lo establecido en la Constitución de la República, el titular del Poder Ejecutivo, ejercerá la supervisión, vigilancia y control de la Industria Eléctrica por medio de la CREE.

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el veinte (20) de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que la Ley General de Industria Eléctrica de forma expresa señala que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, a través de sus Comisionados adopta sus resoluciones con