

INFORME DE COMENTARIOS RECIBIDOS

CREE-CP-04-2025

**Modificaciones de la metodología de
cálculo de peajes de transmisión en el
Reglamento de Tarifas**

DIRECCIÓN DE REGULACIÓN

ABRIL 2025





Índice de Contenido

1. Introducción.....	3
2. Criterios de evaluación.....	4
3. Participación en consulta pública CREE-CP-04-2025	5
3.1 Comentarios recibidos	5
3.2 Comentarios recibidos por fecha.....	6
3.2 Comentarios recibidos por institución.....	7
4. Revisión de comentarios recibidos	7
5. Anexos	8
5.1. Comentarios recibidos a la propuesta de modificación de la metodología para el cálculo de peajes de transmisión en el Reglamento de Tarifas.	8

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley), aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). La LGIE ha sido reformada mediante distintos decretos legislativos, siendo uno de ellos el decreto 46-2022 que contiene reformas encaminadas a garantizar la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.

A través de la Resolución CREE-148 del 24 de junio de 2019, la CREE aprobó el Reglamento de Tarifas, el cual establece el procedimiento que deben seguir las Empresas Distribuidoras, Empresas Transmisoras y la propia CREE para la aprobación de las tarifas aplicables a la distribución y transmisión de energía, incluyendo los correspondientes peajes.

Dentro de este marco regulatorio, el Reglamento de Tarifas, en el Título 8. Procedimiento General de Tarifas por uso del Sistema de Transmisión, establece que todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) están sujetos al pago del peaje de transmisión, garantizando así que la infraestructura del Sistema Principal de Transmisión (SPT) sea utilizada de manera equitativa y bajo criterios de costo eficiente. Asimismo, este define que los cargos por uso del SPT deben calcularse en función de la demanda máxima de cada agente, promoviendo así una asignación proporcional de los costos de transmisión.

Por otro lado, el Capítulo 3 del Título 8 detalla los componentes que integran el peaje de transmisión, los cuales incluyen los costos de operación y mantenimiento, las pérdidas en el sistema y la remuneración de los activos de transmisión. Estos elementos son clave para garantizar la sostenibilidad financiera del sistema y la continuidad del servicio eléctrico en condiciones de calidad y confiabilidad.

Adicionalmente, el Capítulo 4 del Título 8 regula el procedimiento para el cálculo y la liquidación mensual de los cargos por peaje, estableciendo que la facturación debe realizarse en función de los valores medidos y de los criterios tarifarios aprobados por la CREE. Este procedimiento busca garantizar que los costos de transmisión sean recuperados de manera eficiente y transparente.

Dado el contexto actual del sector eléctrico y la necesidad de optimizar la metodología de cálculo de los peajes, este informe presenta una revisión de los comentarios realizados a los artículos relacionados al cálculo de peajes de transmisión y determina la admisibilidad de los mismos.

La consulta pública tiene como objetivo obtener y analizar los comentarios que los distintos actores del subsector eléctrico y la ciudadanía en general realicen respecto la propuesta de modificación de la metodología para el cálculo de peajes de transmisión en el Reglamento de Tarifas.

El proceso de consulta pública inició el 26 de marzo del presente año y finalizó luego de una ampliación del plazo, el sábado 12 de abril del mismo año. Bajo este contexto, surge el presente documento y sus anexos que tienen por objeto presentar los comentarios recibidos que fueron ingresados al Sistema de Consulta Pública de la CREE. En específico el documento contiene todos los comentarios recibidos incluyendo las propuestas, justificaciones, nombre de la institución que realizó cada comentario, así como la clasificación de los comentarios admisibles y no admisibles.

2. Criterios de evaluación

Una vez cerrada la consulta pública, todos los comentarios recibidos por medio del canal definido para este fin fueron analizados por el equipo técnico de la CREE para ser considerados como admisibles o no admisibles. La CREE consideró como admisibles aquellas posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido y que cumplieron con los criterios siguientes:

1. Las propuestas ingresadas para cada artículo deben referirse exclusivamente al contenido que se encuentra en este; es decir, cada propuesta presentada debe corresponder al artículo que se está comentando. Se exceptúan aquellas propuestas relacionadas a otros artículos que no forman parte de la consulta pública, siempre y cuando tengan una relación directa con el artículo que se está comentando.
2. Cada comentario debe ser acompañado por una justificación. El Sistema de Consulta Pública de la CREE, solamente permitirá al interesado ingresar un comentario si este es acompañado por una justificación; no obstante, la CREE revisará que dicha justificación sea pertinente a la propuesta.

La **Figura 2-1** describe el proceso de revisión de los comentarios recibidos para determinar si estos son admisibles o no, considerando los criterios de evaluación mencionados anteriormente.

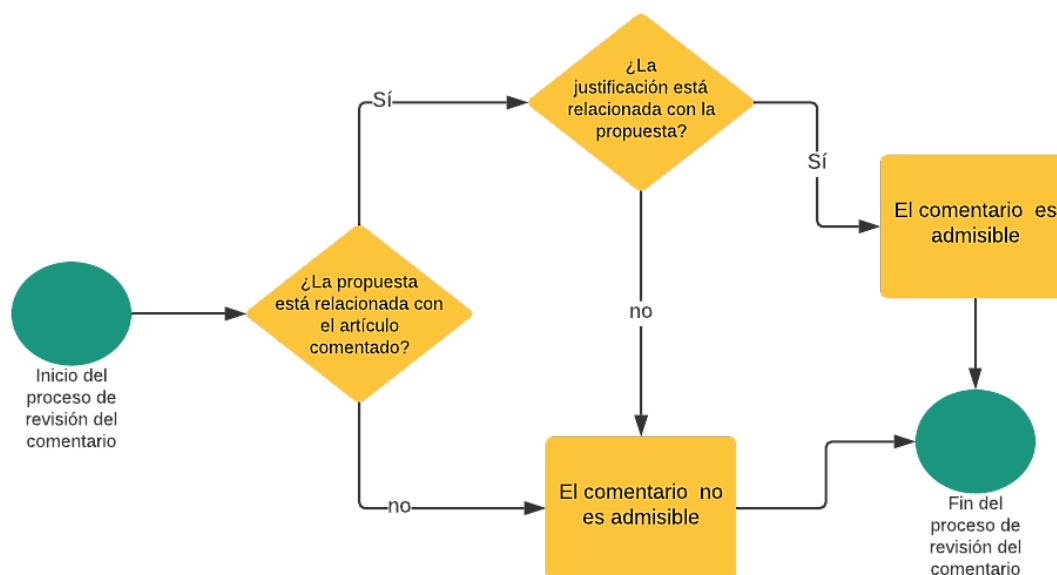


Figura 2-1 Proceso de revisión de comentarios

3. Participación en consulta pública CREE-CP-04-2025

Una vez ordenado el inicio del procedimiento de consulta pública y difundida la invitación, la plataforma de consulta pública de la CREE fue habilitada con el fin de que cualquier persona natural o en representación de una organización pudiera enviar sus opiniones, observaciones o aportes sobre el documento puesto en consulta, mediante dicha plataforma.

3.1 Comentarios recibidos

Un total de nueve comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La **Figura 3-1** muestra la cantidad de comentarios recibidos a la propuesta de modificación de la metodología para el cálculo de peajes de transmisión en el Reglamento de Tarifas.

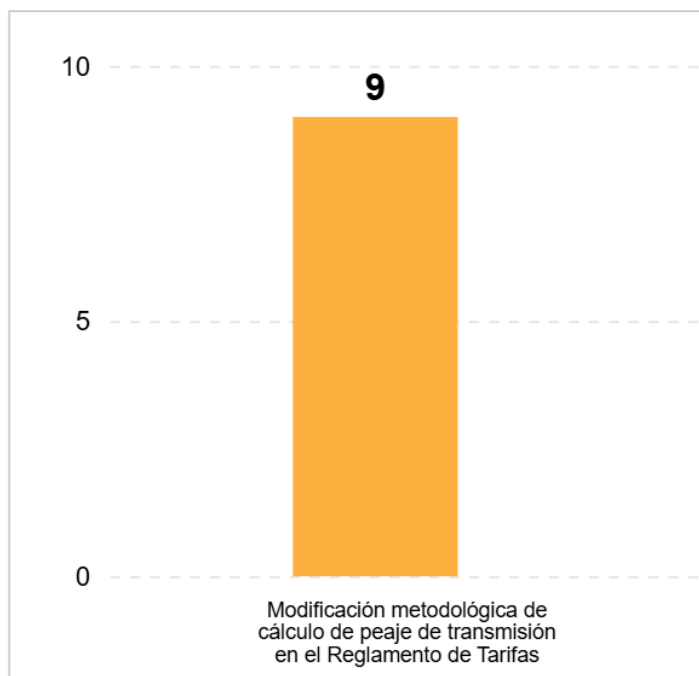


Figura 3-1 Comentarios recibidos

3.2 Comentarios recibidos por fecha

La **Figura 3-2** describe la participación a lo largo del tiempo de los comentarios recibidos. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo el día 4 de abril, fecha que se encontraba dentro del plazo inicial de la Consulta Pública, con 6 comentarios recibidos, seguido del día 11 de abril con 3 comentarios registrados en la plataforma de consulta de la CREE.

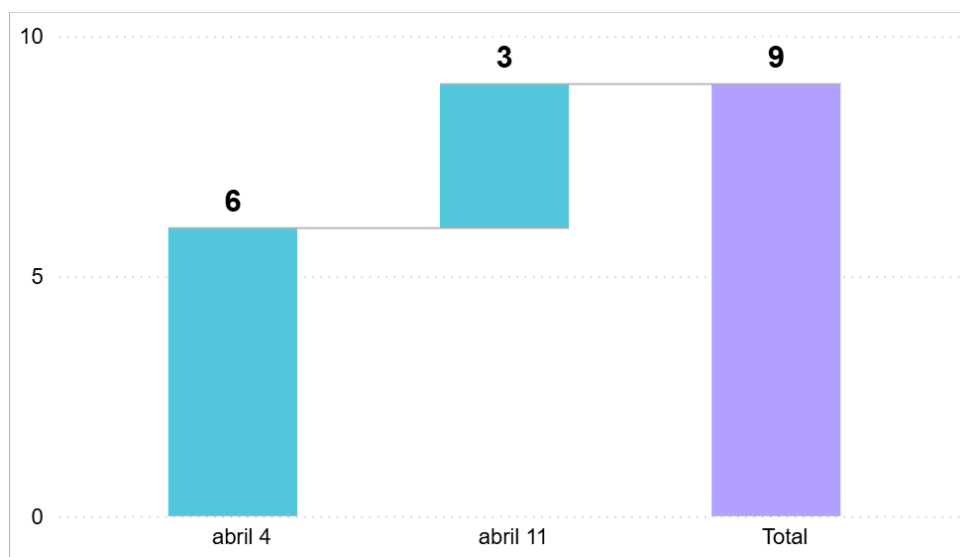


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha

3.2 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución. Se observa la participación de 2 instituciones.

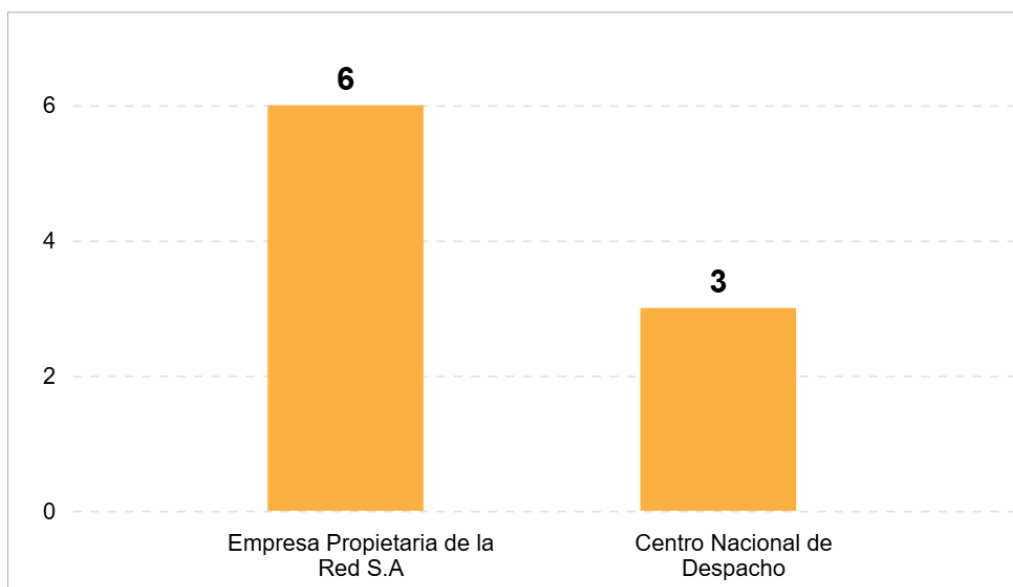


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución

4. Revisión de comentarios recibidos

Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que los 9 comentarios recibidos son admisibles.

De forma complementaria a lo mencionado en esta sección, el Anexo: Comentarios recibidos a la propuesta de modificación de la metodología para el cálculo de peajes de transmisión en el Reglamento de Tarifas, contiene una tabla resumida, útil y de fácil lectura para los participantes, con los comentarios recibidos según la categorización asignada en la revisión realizada previa a este informe.

5. Anexos

5.1. Comentarios recibidos a la propuesta de modificación de la metodología para el cálculo de peajes de transmisión en el Reglamento de Tarifas.

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
172	Artículo 172. Nivel de agregación. Los Peajes de Transmisión serán calculados por la CREE con base anual y para los distintos niveles de tensión agrupando instalaciones funcionalmente equivalentes del Sistema Principal de Transmisión.	A nuestro entender, la propuesta se realiza para que el agente que usa las instalaciones las pague en función del uso agregado que hace de las mismas, por los diferentes niveles de tensión, para que pague las instalaciones realmente utilizadas, por ellos se propone un texto más preciso.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Si
173	Artículo 173. Cargos Unitarios de Transmisión. Los cargos unitarios de transmisión se calcularán por nivel de tensión (230 kV, 138 kV y 69 kV) y corresponden al valor mensual en dólares por kilowatt de demanda máxima en punta que deben pagar los agentes conectados directamente a ese nivel de tensión, así como aquellos agentes conectados a los niveles inferiores que hacen uso de ese nivel de tensión. Para el cómputo de las demandas máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las demandas en forma anual con base en la información suministrada por el ODS. Los cargos unitarios de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7. Los cargos unitarios mensuales se calculan a fines de diciembre de cada año, como la doceava parte de los IR e IVT anuales. Los cargos unitarios se calcularán por nivel de tensión (n) acuerdo con la siguiente fórmula: $CuT_{n;t} = \frac{IRT_{n;t} - IVT_{n;t} + DIFCAT_{n;t-1}}{\sum_{i=n}^{nivel inferior} P_{i;t}}$ Donde: $CuT_{n;t}$ es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en dólares/kW-mes, en el año t. $IRT_{n;t}$ es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en dólares, en el año t.	Con esta redacción se refuerza el principio de jerarquía en el uso de la red de transmisión, es decir, quien se conecta a 69 kV y usa la red de 138 kV, también paga por esta última. Se propone una fórmula que aplique para los 3 niveles de tensión, en lugar de hacer una fórmula para cada uno, de esa forma se simplifica el artículo y deja abierta la posibilidad de considerar niveles de tensión diferentes, por si algún día se utilizan niveles adicionales. Se propone que los cálculos se expresen en dólares, no en Lempiras, ya que el mismo artículo así lo dice y hace referencia al Artículo 7 para la conversión a lempiras. Se sugiere que la CREE analice el uso de demanda máxima en punta como base de reparto ya que puede penalizar a usuarios con carga más estable fuera de punta y por tanto, debería considerar usar la demanda máxima coincidente o una ponderación de demanda versus consumo de energía.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Si

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
	$IVT_{n,t}$ es la doceava parte del IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas para el nivel de tensión n, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en dólares, en el año t. $P_{i,t}$ es la suma de las demandas máximas en el bloque horario punta previstas para los Agentes del Mercado conectados al nivel de tensión i, donde $i = n$ hasta los niveles inferiores, en kW, en el año t. $DIFCAT_{n;t-1}$ es la doceava parte de la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión n, observada en el año $t - 1$, en dólares, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el primer año de aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero.			
174	Artículo 174. Cargos por Peajes de Transmisión. La responsabilidad de los Agentes del MEN en los costos del sistema principal de transmisión (SPT) es función de los niveles de tensión que se usan. Para el Cálculo Tarifario, los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{230} = CuT_{230}$ Donde: PuT_{230} es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 230 kV, en dólares/kW mes. Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 138 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{138} = CuT_{230} + CuT_{138}$ Donde: PuT_{138} es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 138 kV, en dólares/kW mes.	Nuevamente se refuerza el concepto de uso jerárquico de la red de transmisión. Se propone que los cálculos se expresen en dólares, no en Lempiras, ya que aplica el artículo 7 para la conversión a lempiras.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Si

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
	Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 69 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{69} = CuT_{230} + CuT_{138} + CuT_{69}$ Donde: PuT_{69} es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 69 kV, en dólares/kW mes.			
175	Artículo 175. Liquidación Mensual de los Peajes. El ODS liquidará a cada Agente los cargos por peajes de transmisión que le corresponde pagar según el nivel de tensión al cual se encuentra conectado por la demanda máxima en punta. Estos cargos serán incluidos en el Informe de Operación del Mercado mensual y calculados según la formula siguiente: $CP_{i,h,m} = PuT_h \times DMax_{i,h,m}$ Donde: $CP_{i,h,m}$ es el cargo por peaje para el Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m. PuT_h es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en el nivel de tensión h. $DMax_{i,h,m}$ es la demanda Máxima en Punta del Sistema del Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m.	Mejora de redacción para una mejor comprensión del artículo.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Si
176	Artículo 176. Actualización anual de los Peajes de Transmisión. Anualmente se ajustarán los Peajes de Transmisión, dicho procedimiento implica en primer lugar, la actualización del IRT_t del Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en función de un factor de actualización que considera la evolución de: - Índice de Precios al Consumo - Evolución del tipo de cambio - Costo del cobre - Costo del aluminio	Siendo consistentes con el artículo 173 y la propuesta de aplicar una fórmula para los 3 niveles de tensión, se proponen ajustes en la redacción. Se propone que los cálculos se expresen en dólares, no en Lempiras, ya que el mismo artículo así lo dice y hace referencia al Artículo 7 para la conversión a lempiras.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Si

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
	La actualización del $IRT_{n,t}$ se realizará por medio de la siguiente fórmula: $IRT_{n,t} \times FAUC$ Donde: $IRT_{n,t}$ es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión para el nivel tensión n, en dólares, en el año t. $FAUC$ es el Factor de Actualización de UC, el cual se define el artículo 177. Posteriormente, se procederá a actualizar el CuT para el nivel de tensión n, utilizando los valores del IRT actualizados según el procedimiento del artículo 173. Finalmente, se actualizan los PuT, aplicando los CuT actualizados, tal como se establece en el artículo 174. Los valores de IVT, las demandas máximas (P_h) y la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación ($DIFCAT$) para cada nivel de tensión se actualizarán anualmente con base en el año anterior. Estas actualizaciones dependerán de las condiciones operativas del sistema eléctrico nacional.			
177	Artículo 177. Formulación matemática del Factor de Actualización de UC. La formulación matemática de la paramétrica de ajuste del valor de las UC es la siguiente: $FAUC = \theta_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \theta_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \theta_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \theta_4 \times \frac{IPCal_t}{IPCal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$ Donde: FAUC Factor de actualización de UC. θ_1 Coeficiente de participación del costo de los insumos de procedencia nacional en el factor de ajuste del peaje de transmisión (sin incluir los componentes cobre y aluminio). θ_2 Coeficiente de participación del costo de los insumos de procedencia extranjera (sin incluir los componentes cobre y aluminio) en el factor de ajuste del peaje de transmisión.	Se realiza mejoras de redacción para una mejor comprensión de los datos de la fórmula.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Si

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
	θ_3 Coeficiente de participación del costo del cobre en el factor de ajuste del peaje de transmisión. θ_4 Coeficiente de participación del costo del aluminio en el factor de ajuste del peaje de transmisión. IPC_t Índice de precios al consumo del período t. $IPDC_0$ Índice de precios al consumo del período base (0). TC_t Tipo de cambio del período t. TC_0 Tipo de cambio del período base (0). $IPcu_t$ Índice de precios del cobre del período t. $IPcu_0$ Índice de precios del cobre del período base (0). $IPal_t$ Índice de precios del aluminio del período t. $IPal_0$ Índice de precios del aluminio del período base (0). Las ponderaciones de cada índice en la fórmula serán aprobadas por la CREE con base en la propuesta presentada por la Empresas Transmisora.			
173	Artículo 173. Cargos Unitarios de Transmisión. Los cargos unitarios de transmisión surgen de dividir la diferencia entre el Ingreso Requerido y el IVT, definido en el Artículo 161, por la demanda máxima de referencia anual, en cada nivel de tensión. Para el cómputo de las demandas máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las demandas en forma anual con base en la información suministrada por el ODS. Los cargos unitarios de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7. Los cargos unitarios mensuales se calculan a fines de diciembre de cada año, como la doceava parte de los IR e IVT anuales. Los cargos unitarios para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: Donde: $CuT_{230,t}$ es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 230 kV, en Lempiras/kW-mes, en el año t.	Justificación modificación Artículo 173 Reglamento de Tarifas Se realiza la modificación, atendiendo al cambio en la definición de demanda máxima de los agentes. Justificación modificación Artículo 19 de la Norma Técnica de Potencia Firme Se propone la modificación de este artículo con el objetivo de armonizar los criterios establecidos en la Norma Técnica de Potencia Firme y el Reglamento de Tarifas en lo relativo al tratamiento de la demanda máxima anual de un Agente. Asimismo, se considera una mejor señal que el requerimiento de Potencia Firme de los Agentes sea evaluado durante un conjunto de horas y no únicamente en una hora específica, dado que podría ocurrir que la demanda del Agente en el momento de máximo requerimiento de potencia del sistema no refleje su consumo real máximo. Esta situación podría derivar en una señal inadecuada para la contratación de Potencia Firme por parte del Agente en el año de estudio, al no existir la obligación de respaldar la totalidad de su demanda mediante contrato. Con	Centro Nacional de Despacho (CND)	Si

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
	$IRT_{230;t}$ es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión de 230 kV, en Lempiras, en el año t. $IVT_{230;t}$ es la doceava parte del IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas de 230 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en Lempiras, en el año t. $P_{230;t}$ es la suma de las demandas máximas de referencia anual prevista de los Agentes del Mercado conectados a 230 kV, en kW, en el año t. $P_{138;t}$ es la suma de las demandas máximas de referencia anual prevista de los Agentes del Mercado conectados a 138 kV, en kW, en el año t. $P_{69;t}$ es la suma de las demandas máximas de referencia anual prevista de los Agentes del Mercado conectados a 69 kV, en kW, en el año t. $DIFCAT_{230;t-1}$ es la doceava parte de la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión 230 kV, observada en el año t-1, en Lempiras, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el primer año de aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero. MODIFICACIÓN ARTÍCULO 19 DE LA NORMA TÉCNICA DE POTENCIA FIRME Donde Pmaxsist es el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico, N es el número total de agentes distribuidores y consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, y Dmaxi es la demanda máxima del agente i en el período crítico del sistema, y fci es el factor de contribución de ese agente. El producto fci x Dmaxi es la demanda del agente considerado, en el momento del máximo requerimiento proyectado de potencia del SIN dentro del período crítico. El requerimiento de potencia firme del agente será el máximo entre el producto fci x Dmaxi y la demanda promedio del agente en el periodo punta correspondiente a las horas en las que la demanda del sistema es mayor al 90% de la demanda máxima anual del sistema, más las correspondientes pérdidas en las redes, e incrementado por el margen de reserva que será establecido por la CREE. $RFi = (1+M) \times (\max [fCi \times Dmaxi, Dprom_punta]) / (\text{divisor de pérdidas})$	este mecanismo, se espera que los Agentes Consumidores cuenten con mayor certeza respecto a la potencia que deben contratar y se minimice el riesgo de incurrir en un desvío de potencia.		

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
175	Artículo 175. Liquidación Mensual de los Peajes. En forma mensual, el ODS liquidará los peajes a cada Agente como el producto de los cargos por peajes de transmisión correspondientes a su nivel de tensión por la demanda máxima de referencia mensual, en el mes transcurrido. $CP_{i,h,m} = PuT_h \times DMax_{i,h,m}$ Donde: $CP_{i,h,m}$ es el cargo por peaje para el Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m. PuT_h es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en el nivel de tensión h. $DMax_{i,h,m}$ es la demanda máxima de referencia mensual del Sistema del Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m. MODIFICACIÓN ARTÍCULO 23 NORMA TÉCNICA DE POTENCIA FIRME Artículo 23. Determinación del requerimiento de potencia firme mensual de los agentes compradores. Cada mes, el Operador del Sistema verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor y aquel consumidor calificado que actúa como agente del mercado y tomará el mayor de los valores entre su demanda máxima en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes y la demanda promedio del agente en el periodo punta correspondiente a las horas en las que la demanda del sistema es mayor al 90% de la demanda máxima del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el Operador del Sistema hará la verificación para esos mismos valores y tomará el mayor de ellos durante la porción del mes en que el agente comprador haya estado en operación.	Justificación modificación Artículo 173 Reglamento de Tarifas Se realiza la modificación, atendiendo al cambio en la definición de demanda máxima de los agentes. Justificación modificación Artículo 23 de la Norma Técnica de Potencia Firme Se propone la modificación de este artículo con el objetivo de armonizar los criterios establecidos en la Norma Técnica de Potencia Firme y el Reglamento de Tarifas en lo relativo al tratamiento de la demanda máxima anual de un Agente. Asimismo, se considera una mejor señal que el requerimiento de Potencia Firme de los Agentes sea evaluado durante un conjunto de horas y no únicamente en una hora específica, dado que podría ocurrir que la demanda del Agente en el momento de máximo requerimiento de potencia del sistema no refleje su consumo real máximo. Esta situación podría derivar en una señal inadecuada para la contratación de Potencia Firme por parte del Agente en el año de estudio, al no existir la obligación de respaldar la totalidad de su demanda mediante contrato. Con este mecanismo, se espera que los Agentes Consumidores cuenten con mayor certeza respecto a la potencia que deben contratar y se minimice el riesgo de incurrir en un desvío de potencia.	Centro Nacional de Despacho (CND)	Si

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
	El Operador, habiendo tomado el mayor de los valores de las demandas registradas de conformidad a lo establecido en el párrafo anterior, este será incrementado para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolo entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior e incrementado por el margen de reserva reglamentario. Si la contribución de un agente comprador al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes, fue mayor que el requerimiento de potencia firme que el Operador del Sistema había determinado para ese agente en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, el Operador del Sistema tomará como su requerimiento de potencia firme del mes la contribución real de este agente al máximo requerimiento de potencia del sistema, incrementada por el margen de reserva. En caso contrario, su requerimiento de potencia firme del mes será el valor de requerimiento de potencia firme que el Operador del Sistema haya determinado para ese agente en dicho informe.			
4	Artículo 4. Definiciones. Cargo Unitario de Transmisión: Son los cargos por unidad de potencia que remuneran el sistema de transmisión en el nivel de tensión que corresponda. Demanda Máxima de referencia anual: Es el mayor de los valores entre la demanda promedio anual del Agente en el bloque horario punta y el producto de la Demanda máxima del agente en el periodo crítico del sistema y el factor de contribución de ese agente estimado para el Informe Anual de Requerimiento de Potencia Firme. Demanda Máxima de referencia mensual: Es el mayor de los valores entre la demanda promedio mensual del Agente en el bloque horario punta y la demanda del Agente en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Peaje de Transmisión: Es la tarifa que deben pagar los usuarios conectados en un determinado nivel de tensión. Sistema de Transmisión en 69 kV: Incluye la red de 69 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 69 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 69 kV. Sistema de Transmisión en 138 kV: Incluye la red de 138 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 138 kV	Actualmente, se identifica una inconsistencia en el Marco Regulatorio en relación con la evaluación de la demanda de los Agentes en el Periodo Punta, conforme lo establecido en el Reglamento de Tarifas, y el requerimiento de potencia de los Agentes según lo dispuesto en la Norma Técnica de Potencia Firme, dado que ambos instrumentos definen criterios distintos para identificar la demanda máxima del agente. Estos criterios pueden derivar en valores significativamente diferentes, ya que, en el caso del Requerimiento de Potencia de los Agentes, la evaluación se realiza en el periodo crítico, que corresponde al de mayor exigencia del sistema, momento en el cual la capacidad de potencia disponible es menor; mientras que el Periodo Punta se define únicamente en función de la demanda del sistema, sin considerar si dicho sistema se encuentra exigido o no. Por lo anterior, con el propósito de armonizar criterios entre los mecanismos de cálculo regulatorio y evitar que exista una diferencia sustancial en el tratamiento de la demanda de un Agente Consumidor Regulado que eventualmente podría convertirse en un Consumidor Calificado, se propone un mecanismo que compara las demandas resultantes de aplicar ambos criterios para la identificación de las demandas anuales, el cual es denominado como Demanda Máxima de Referencia Anual. Asimismo, se plantea una modificación en la evaluación de las demandas en el Periodo Punta. En lugar de que esta se limite a la demanda registrada en un instante específico, correspondiente a una hora, se considera más prudente que dicha demanda sea calculada como el promedio de la demanda registrada durante todo el Periodo Punta. Este criterio, de igual	Centro Nacional de Despacho (CND)	Si



No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Admisible
	y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 138 kV. Sistema de Transmisión en 230 kV: Incluye la red de 230 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 230 kV.	manera, sería contrastado con la demanda del agente en el periodo crítico.		