



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 011 DE 2009

(11 FEB. 2009)

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994

CONSIDERANDO QUE:

El Artículo 20 de la Ley 143 de 1994 estableció que en relación con el sector energético, la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

De acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, literales c) y d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología de cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas.

El Artículo 23, literal n), de la Ley 143 de 1994 estableció que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene dentro de sus funciones generales la de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

Según lo establecido en el Artículo 73.22 de la Ley 142 de 1994, le corresponde a la CREG "establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo con las reglas de esta ley".

El Artículo 91 de la Ley 142 de 1994, establece que para establecer las fórmulas tarifarias "...se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio".

Según el artículo 87.8 de la Ley 142 de 1994 "toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa".

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Mediante la Resolución CREG 103 de 2000, vigente desde el 28 de diciembre del mismo año, se estableció la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), aplicable a partir del primero (1o.) de enero de 2001. De acuerdo con el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, tendría vigencia de cinco años, contados a partir de esta última fecha; al cabo de los cuales continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

En cumplimiento de lo establecido en el citado artículo 126 de la ley 142 de 1994 y en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, mediante la Resolución CREG 007 de 2005 se puso “en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, en el siguiente periodo tarifario”.

Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 11.4 del Decreto 2696 de 2004, mediante la Resolución CREG 110 de 2007 se ordenó “hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica”.

La CREG aprobó la Resolución CREG 083 de 2008 mediante la cual “se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa”.

Para la revisión de las Unidades Constructivas se contrató la “Asesoría para la Valoración de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia”, con la firma HMV Ingenieros, y el documento final fue publicado en la página Web de la CREG con la circular 036 del 1 de septiembre de 2006.

Se contrató el “Estudio para el análisis y determinación de las Unidades Constructivas utilizadas en los Niveles de Tensión 1, 2, 3, 4 y Conexión al STN, así como los costos eficientes asociados con cada una de estas Unidades. CDP-281-06”, con la firma GPI-Gerencia en Proyectos de Ingeniería, y el documento final fue publicado en la página Web de la CREG con la circular 005 del 23 de enero de 2008.

Para el estudio de los gastos relacionados con Administración, Operación y Mantenimiento, la Comisión contrató, en el marco del Convenio Especial de Cooperación Técnica suscrito entre COLCIENCIAS y la CREG, los estudios “Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica”, elaborado por la Universidad de Los Andes y “Desarrollo de metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM en empresas de distribución y transmisión eléctrica”, elaborado por la Universidad EAFIT, los cuales fueron divulgados en la página Web de la CREG con las Circulares 002 del 17 de enero de 2007 y 022 del 6 de marzo de 2008 respectivamente.



Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Para revisión de la metodología de productividad, se contrató el estudio "Revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP", con la Universidad EAFIT, cuyos resultados fueron publicados en la página Web de la CREG con la circular 003 del 11 de enero de 2008.

En cumplimiento de lo establecido por el Decreto 2696 de 2004, se publicó el 15 de mayo de 2008 en el diario El Tiempo, la convocatoria para la celebración de audiencias públicas con el fin de presentar la propuesta de metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica contenida en la Resolución CREG 110 de 2007.

De conformidad con el inciso 11.4 del Artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, el día 16 de mayo de 2008 se remitió a las distintas Gobernaciones para su correspondiente divulgación, copias del documento que presenta la explicación en lenguaje sencillo del alcance de las fórmulas de remuneración de la actividad de transmisión.

De conformidad con el inciso 11.5 del Artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, se realizaron consultas públicas en las ciudades de Cali (4 de junio de 2008), Medellín (5 de junio de 2008), Barranquilla (6 de junio de 2008) y Bogotá (9 de junio de 2008).

El día 7 de julio de 2008 se llevó a cabo un taller con los Transmisores Nacionales en el cual se presentaron comentarios acerca de la Resolución CREG 110 de 2007.

Se recibieron comentarios de las siguientes personas con las comunicaciones radicadas en la CREG así: CNO E-2008-005552 y E-2008-005926; XM E-2008-005909; TRANSELCA E-2008-005936; EEB E-2008-005942; EPM E-2008-005954 y E-2008-006002; ISA E-2008-005966.

Los comentarios presentados a la CREG fueron considerados para la expedición de la presente resolución y su respectivo análisis se presenta en el documento CREG 010 de 2009.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 401 del 11 de febrero de 2009, aprobó las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional y acordó por unanimidad expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Mediante esta Resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Artículo 2. Ámbito de Aplicación. Esta Resolución aplica a todos los agentes económicos que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y a los usuarios que utilizan el servicio.

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Activos de Conexión al STN. Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, Usuario Final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional. Los Activos de Conexión al STN se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios respectivos del activo de conexión.

Activos de Uso del STN. Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son remunerados mediante Cargos por Uso del STN y pueden estar constituidos por una o varias UC.

Las Bahías de Transformador con tensión mayor o igual a 220 kV, que utiliza un OR para conectarse al STN en las subestaciones con configuración de anillo o de interruptor y medio, se remunerarán a través de cargos por uso de la actividad de transmisión, una vez empiecen a aplicarse a dicho OR los costos y cargos aprobados con la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-. Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

AOM. Gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Bahía. Conjunto conformado por los equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o equipo de compensación, o un transformador, o un autotransformador al barraje de una subestación, y los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otro.

Capacidad Nominal de Activos de Uso del STN. Para los Activos de Uso del STN la Capacidad Nominal será igual a la capacidad que se encuentre declarada ante el CND al momento de entrar en vigencia la presente Resolución. Para Activos de Uso del STN que con posterioridad a esta fecha resulten de ampliaciones o de procesos de libre concurrencia, esta capacidad deberá ser declarada por el Transmisor al CND con anterioridad a la entrada en operación comercial de los mismos y deberá ser mayor o igual a la establecida por la UPME.

Cargo por Uso Monomio. Cargo monomio por unidad de energía, expresado en \$/kWh.

5

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Cargos por Uso Monomios Horarios. Cargos por Uso, por unidad de energía, expresados en \$/kWh y diferenciados para cada uno de los Periodos de Carga.

Centro de Supervisión y Maniobra. Centros a través de los cuales se supervisa la operación y las maniobras en las redes y subestaciones de propiedad del Transmisor Nacional, con sujeción a las instrucciones impartidas por el CND y teniendo como objetivo una operación segura y confiable del SIN, con sujeción a la reglamentación vigente y los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación -CNO-.

Centro Nacional de Despacho -CND-. Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los Acuerdos del CNO.

Compensación. Es el valor en que se reduce el Ingreso Regulado de cada TN por variaciones que excedan o superen los límites establecidos para las características de calidad a las que está asociado dicho Ingreso.

Conexión Profunda. Activos de Uso del STN cuya construcción se requiere para responder positivamente a una solicitud de conexión de un Usuario al STN.

Consignación de Emergencia. Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización de un mantenimiento y/o desconexión de un equipo o activo del STN, de una instalación o de parte de ella, cuando su estado ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones de tal forma que no es posible cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

Consignación. Es el procedimiento mediante el cual un Transmisor solicita, y el CND estudia y autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella.

Costo de Reposición de un Activo. Es el costo de renovar el activo actualmente en servicio, con otro equivalente, que cumpla como mínimo las mismas funciones y los mismos o mayores estándares de calidad y servicio, valorado a precios eficientes de mercado.

Costo Unitario por Unidad Constructiva. Valor unitario de una Unidad Constructiva, (\$/UC), establecido en esta Resolución, de acuerdo con precios del mercado, para remunerar los activos del Sistema de Transmisión Nacional.

Disponibilidad. Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso del STN estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación.

Elementos Técnicos. Son los equipos y/o materiales que conforman las Unidades Constructivas.

Energía No Suministrada. Diferencia entre la cantidad de energía de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico que estima el CND y la cantidad de energía suministrada.

Evento. Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso del STN.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Factor de Instalación (FI). Factor multiplicador aplicable al costo FOB de una Unidad Constructiva, que involucra todos aquellos costos y gastos adicionales en que se incurre para la puesta en servicio o puesta en operación de la Unidad Constructiva correspondiente. Se expresa en porcentaje del costo FOB.

Indisponibilidad. Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso del STN no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal. Un Activo estará indisponible cuando no esté disponible para el servicio, independientemente de que su función esté siendo suplida por otro activo del SIN.

Liquidador y Administrador de Cuentas -LAC-: Entidad encargada de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

Mantenimiento Mayor. Mantenimiento de Activos de Uso del STN que se realiza por una vez cada seis (6) años y que requiere un tiempo mayor a las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad fijadas para dichos Activos.

Mes, Mes Calendario o Mes Completo. Para los efectos de esta resolución, se entiende por mes o mes calendario o mes completo cada uno de los doce meses del año, con su totalidad de días. La remuneración de la actividad de transmisión se liquidará por mes completo y no por fracción de mes.

Módulo de Compensación: Es el conjunto conformado por los equipos de compensación capacitiva o reactiva y los equipos asociados que se conectan a las bahías de compensación dependiendo de la configuración, salvo lo previsto en el CAPÍTULO 3 de esta Resolución para el caso en que se incluye una Unidad Constructiva en la que la bahía y el módulo de compensación forman una sola unidad.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Período de Carga Máxima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.

Período de Carga Media. Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.

Período de Carga Mínima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

Producer Price Index (PPI). Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: W PSSOP3200).

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

Trabajos de Expansión. Son las actividades necesarias para la entrada en operación comercial de los proyectos contenidos en el Plan de Expansión elaborado por la UPME y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía (MME), de Activos de Conexión o de Uso del STN, la conexión de un generador o de un usuario al STN y los asociados con la reposición o cambio de equipos en activos del STN.

Transmisión de Energía Eléctrica. Es la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Transmisor Nacional (TN). Persona jurídica que realiza la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el STN o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. Para todos los propósitos son las empresas que tienen aprobado por la CREG un inventario de activos del STN o un Ingreso Esperado. El TN siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios.


Transportador. Con este término se denomina genéricamente en esta Resolución a: los TN, los propietarios de Activos de Uso del STN, los Operadores de Red, o los propietarios de Activos de Uso de STR's y/o SDL's.

Unidad Constructiva (UC). Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos del STN.

Usuario o Usuario del STN. Son los Usuarios Finales del servicio de energía eléctrica, los Operadores de Red y los Generadores conectados directamente al Sistema de Transmisión Nacional.

Usuario Final. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

Artículo 4. Metodología de Remuneración. La actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional se remunerará con la metodología de ingreso regulado, conforme a lo establecido en esta Resolución. Los Activos de Uso del STN existentes a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución que no hayan sido construidos por inversionistas seleccionados a través de los procesos de libre competencia regulados por la CREG, y los activos correspondientes a las ampliaciones que se construyan en



Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

cumplimiento de lo establecido en el Artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan se remunerarán de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.

Parágrafo. La CREG incluirá los ajustes o modificaciones a la metodología de remuneración establecida en esta Resolución que por la entrada en vigencia de un nuevo esquema de intercambios internacionales de energía eléctrica se requieran para que la formación de precios sea en condiciones de eficiencia frente a la demanda nacional.

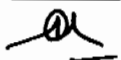
Artículo 5. Determinación de los activos remunerables. La CREG aprobará mediante Resolución la base de activos a remunerar a cada uno de los TN, para lo cual cada empresa deberá reportar a la CREG, dentro de los 30 días calendario siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, su inventario con los activos que se encuentran en operación, clasificados por Unidad Constructiva, informando si opera el activo en forma parcial o total y el valor o valores pagados por concepto de servidumbre. Con el inventario deberán reportar los activos de enlaces internacionales de Nivel de Tensión 4 que están siendo remunerados mediante cargos por uso.

Con la base de activos definida por la CREG el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a los TN, con la metodología definida en esta Resolución y aplicando las Compensaciones a que haya lugar conforme a lo establecido en el Artículo 17 y en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución. La CREG podrá modificar la base de activos de un TN cuando la autoridad competente determine que alguno de sus activos limita la operación adecuada del Sistema.

Parágrafo. El valor a remunerar a cada TN por concepto de servidumbre de líneas será el valor anual que éste demuestre con la información entregada al momento del reporte del inventario de sus activos. En los casos en que el TN haya realizado un solo pago por concepto de servidumbres, deberá calcular el valor anual equivalente utilizando la Tasa de retorno definida para la actividad de Transmisión.

Artículo 6. Remuneración de nuevos Activos de Uso que sustituyan a otros. Para la remuneración de un nuevo Activo de Uso que sustituya a otro que se estaba remunerando con una Unidad Constructiva diferente se debe cumplir lo siguiente: i) Que el TN que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica la ampliación o su sustitución; ii) Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normatividad vigente, recomiende en el Plan de Expansión la ampliación o sustitución de dicho activo; iii) Que el TN solicite a la CREG la inclusión de este activo dentro del inventario de activos remunerados; y iv) Que la CREG expida la Resolución mediante la cual aprueba su remuneración, una vez el activo entre en operación.

Parágrafo: La reposición de los activos es responsabilidad de sus propietarios o de los TN que los representen. Con este propósito el TN deberá presentar a la



Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

UPME, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos, que cubra un periodo de cinco años. En ningún caso el incumplimiento de las normas técnicas establecidas por la autoridad competente o las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva podrán limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponderá al TN ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso.

Artículo 7. Ingreso Anual. El Ingreso Anual de cada TN, IAT, correspondiente a los activos de que trata el Artículo 5 de esta Resolución, se calculará de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.1 del Anexo General de la presente Resolución.

El IAT aplicable en términos reales solo se ajustará si la CREG llegare a modificar los valores de las Unidades Constructivas, cuando se modifique el valor del AOM reconocido o cuando, en cumplimiento de la regulación vigente, se excluyan Activos de Uso en operación, ingresen nuevos Activos de Uso o se remplacen las Unidades Constructivas instaladas por otras de clasificación diferente de acuerdo con lo establecido en el Artículo 6 de la presente Resolución.

Parágrafo. Para la remuneración de los terrenos que hacen parte de las Unidades Constructivas de subestaciones se tendrá en cuenta el valor catastral del metro cuadrado (m²) del terreno donde está ubicada cada subestación.

Artículo 8. Representación ante el LAC. Cada Activo de Uso deberá estar representado ante el LAC por el TN que lo opera. En el caso de que exista multipropiedad del activo entre varios TN, éstos podrán optar por encargar a uno de ellos la operación y representación del activo ante el LAC o informar los porcentajes de participación en dicho activo, los cuales también se aplicarán al ingreso correspondiente al activo.

Los TN podrán presentar a la CREG una solicitud debidamente justificada para la modificación de los porcentajes de participación la cual, de aprobarse, modificará la base de activos de los respectivos TN. Los cambios en la representación del activo y en la repartición del ingreso se harán efectivos a partir del primer día del mes siguiente a la fecha de entrada en vigencia de la resolución de la CREG que apruebe los cambios.

En todo caso el responsable de la operación del activo, así no la efectúe directamente, será el TN que representa el activo ante el LAC.

Artículo 9. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento. El reconocimiento de los AOM se hará en forma individual para cada TN, de acuerdo con la información inicial y anual que reporte cada uno para este efecto, según lo establecido en el CAPÍTULO 2 del Anexo General de esta Resolución.

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Parágrafo 1. El diseño de los formatos para la recolección de la información de que trata este Artículo será el establecido por la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva.

Parágrafo 2. La información de AOM deberá ser auditada por una firma auditora, antes de ser reportada por el TN, y su contratación estará a cargo del TN. Dicha información debe coincidir con el resultado de la auditoría, para lo cual el TN deberá anexar una copia del informe de la auditoría. En caso contrario la información se considerará como no entregada y tendrá los efectos previstos en el numeral 2.3 del Anexo General de la presente Resolución.

Las firmas que realicen las auditorías deben estar legalmente constituidas y contar con experiencia en este tipo de actividades en el sector eléctrico.

Artículo 10. Procedimiento en caso de una Conexión Profunda. De acuerdo con el procedimiento para la asignación de puntos de conexión de generadores al STN, establecido en la Resolución CREG 106 de 2006 o las que la modifiquen, adicionen o sustituyan, cuando sea necesario ejecutar proyectos de expansión de activos remunerados a través de cargos por uso del STN y la UPME encuentre que, según los criterios establecidos en la normatividad vigente, los beneficios del proyecto de expansión son inferiores a los costos, ésta podrá recomendar la ejecución del proyecto asociado con los Activos de Uso del STN como una ampliación si es del caso o a través de los procesos de selección regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, siempre y cuando el agente solicitante asuma el porcentaje del costo del proyecto que permite que la relación Beneficio/Costo sea igual a 1 y el agente cumpla con los requisitos de garantías y remuneración que se establecerán en resolución aparte.

Artículo 11. Cargos por Uso del STN. La remuneración del STN se facturará a los Comercializadores, en proporción a su demanda, mediante los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN determinados como se establece en el numeral 1.5 del Anexo General de la presente Resolución.

Artículo 12. Unidades Constructivas. La totalidad de Activos de Uso del STN se clasificará, directamente o por asimilación, en las Unidades Constructivas que se establecen en el CAPÍTULO 3 del Anexo general de esta Resolución, con sus respectivos costos unitarios. Durante el periodo tarifario regido por esta Resolución no se admitirán Unidades Constructivas diferentes a las aquí establecidas.

Artículo 13. Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones -ATUCS-. El costo por concepto de terrenos, para efectos de lo previsto en el Artículo 7 de la presente Resolución, se determinará aplicando las ATUCS que se establecen en el numeral 3.2 del Anexo General de esta Resolución.



/

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Artículo 14. Responsabilidad por la Calidad de la Potencia en el STN. El Centro Nacional de Despacho, CND, será el responsable de mantener la calidad del suministro de electricidad en términos de la frecuencia a nivel del SIN y de la tensión a nivel del STN, conservando estas variables dentro de los límites definidos en el Código de Redes adoptado mediante la Resolución CREG 025 de 1995, y aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

Los TN y los usuarios conectados al STN serán los responsables de mantener la calidad de la forma de onda y el balance de las tensiones de fase, de acuerdo con las normas establecidas en el numeral 7 del anexo denominado Código de Conexión que hace parte del Código de Redes, contenidos en la Resolución CREG-025 de 1995.

Identificado el equipo o equipos causantes de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase, el CND deberá establecer conjuntamente con el TN y los involucrados, un plazo máximo, razonable de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería, para la corrección de la deficiencia identificada. El CND deberá informar al Consejo Nacional de Operación (CNO) el plazo acordado. Si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el TN deberá proceder a la desconexión del equipo causante de la deficiencia o, si no es posible identificar este equipo, de la carga del respectivo Usuario del STN.

Parágrafo. El TN debe garantizar que las deficiencias en la Calidad de la Potencia que se presenten en los activos que opera, durante el plazo previsto para su corrección, no generen riesgos para la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal o la preservación del medio ambiente. De concluirse la inminencia de un peligro, a partir de razones objetivas claramente identificadas, el TN deberá proceder inmediatamente a la desconexión del equipo causante de la deficiencia o, si no es posible identificar este equipo, la desconexión de la carga del respectivo Usuario del STN.

En todo caso, los plazos mencionados no exonerarán al TN de su responsabilidad por los perjuicios que se causen por las deficiencias en la calidad de potencia suministrada a través de los activos que opera. Cuando el TN deba indemnizar a un Usuario del STN y dicho perjuicio tenga como origen una deficiencia en la calidad de la potencia suministrada, causada por la carga de otro Usuario conectado al STN a través de sus activos, el TN podrá repetir contra éste último, de acuerdo con las normas generales sobre responsabilidad civil.

Para efectos de determinar la fuente de las distorsiones o fluctuaciones, el CND podrá solicitar al TN y éste al Usuario del STN la instalación de los equipos que consideren necesarios en la red o en las Fronteras y/o equipos de medición del Usuario, para registrar variables de corrientes y tensiones, y podrán exigir el diseño de medidas remediales que técnicamente sigan las normas y buenas prácticas de ingeniería.

Artículo 15. Responsabilidad por la Calidad del Servicio en el STN. La continuidad en la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN, dentro de niveles

al

5

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

de calidad establecidos en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución, será responsabilidad de los TN.

Artículo 16. Calidad del Servicio en el STN. La calidad de la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN se medirá de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución.

Parágrafo. El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta para el Reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información de que trata el numeral 4.2 del Anexo General de la presente Resolución, así como las reglas que aplicará para el cálculo de la Energía No Suministrada y el Porcentaje de Energía No Suministrada, a más tardar dentro de los tres (3) meses siguientes a la vigencia de la presente Resolución.

Artículo 17. Compensaciones por variaciones en la calidad del servicio que excedan o superen los límites definidos. El servicio de transporte de energía eléctrica en el STN se deberá prestar por parte de los TN con las características de calidad definidas en el Capítulo 4 del Anexo General de esta Resolución.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 87.8 de la ley 142 de 1994, el Ingreso Regulado de cada TN supone una calidad con las características definidas en el Capítulo 4 del Anexo General de la presente Resolución y las variaciones que excedan o superen los límites allí definidos darán lugar a reducción de dicho Ingreso a través de la aplicación de las Compensaciones que se calcularán conforme a lo dispuesto en dicho capítulo. Lo anterior, sin perjuicio de la responsabilidad que pueda tener el TN por los daños y perjuicios causados a usuarios o terceros.

La Compensación se aplicará disminuyendo el Ingreso Mensual que le corresponde a cada TN en un valor igual al que resulte de aplicar lo dispuesto en el Capítulo 4 del Anexo General de esta Resolución. Para tal efecto, el LAC calculará mensualmente las Compensaciones aplicables a cada TN que represente los activos, conforme a lo previsto en el numeral 4.8 del Anexo General de la presente Resolución.

El componente T de la fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio, que aplican los comercializadores a los usuarios, considerará los Cargos por Uso del STN aplicados para recaudar el Ingreso Regulado al cual se le han aplicado las reducciones correspondientes a las Compensaciones.

Parágrafo 1. Los propietarios de los proyectos de expansión ejecutados como resultado de procesos de selección regulados por la CREG, al momento de declarar su entrada en operación comercial deberán reportar al LAC el inventario de las Unidades Constructivas que componen dicho proyecto. De no existir la correspondiente Unidad Constructiva se asociará con aquella más parecida. Las compensaciones serán calculadas con base en el valor aprobado en esta Resolución para cada una de las Unidades Constructivas reportadas y se descontarán del ingreso mensual del TN.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Parágrafo 2. Para iniciar la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución se estimarán las Horas Acumuladas de Indisponibilidad de cada activo del STN, para cada uno de los once meses anteriores al mes de inicio, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.5 del Anexo General de la presente Resolución.

Parágrafo 3. Cuando, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.10 del Anexo General de la presente Resolución, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios tome posesión de un TN no se aplicarán, durante los doce (12) meses siguientes a la toma, las compensaciones de calidad reguladas en esta Resolución. Una vez vencido este plazo, se continuarán aplicando las reducciones del Ingreso o Compensaciones aquí dispuestas.

Artículo 18. Procedimiento para los Mantenimientos Mayores. Los Mantenimientos Mayores deberán ajustarse a los procedimientos vigentes para definir el programa semestral de mantenimiento de Activos de Uso del STN y al Reglamento para el reporte de eventos, donde se especificará el máximo número de días consecutivos a utilizar para este mantenimiento y la duración mínima de cada indisponibilidad reportada por esta causa. Un Mantenimiento Mayor podrá suspenderse por orden del CND o de una autoridad competente.

Parágrafo: El plazo de seis (6) años para los Mantenimientos Mayores se contará desde el 1 de enero de 2006, dado que el plazo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000 para estos mismos eventos finalizó el 31 de diciembre de 2005. Durante este plazo, el tiempo máximo reconocido sin afectar la Indisponibilidad de los activos de que trata la presente Resolución, será de noventa y seis (96) horas.

Artículo 19. Obligación de Reportar Eventos. Los agentes que presten Servicios de Transmisión de Energía Eléctrica en el STN deberán informar al CND la ocurrencia de cualquier Evento, dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo, y la Finalización de la Ejecución de Maniobras dentro de los cinco (5) minutos siguientes. En caso de que un agente no efectúe tales notificaciones en estos plazos, se ajustará el número Máximo de Horas Anuales de Indisponibilidad del Activo correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.4 del Anexo General de la presente Resolución.

Artículo 20. Cronograma de Aplicación del Esquema de Calidad. Durante los cuatro meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución se aplicará lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000. A partir del quinto mes de la entrada en vigencia de la presente Resolución, el CND y el LAC aplicarán de manera integral los procedimientos para el cálculo de los indicadores de calidad y las reducciones del Ingreso o Compensaciones establecidos en esta Resolución.

Artículo 21. Aplicación de los nuevos cargos. La metodología para calcular los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional se empezará a aplicar a

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.


partir del mes calendario siguiente a la aprobación por parte de la CREG de la base de activos de cada TN.

Artículo 22. Vigencia. Esta Resolución opte rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las normas que le sean contrarias.


PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a los

11 FEB. 2009


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo



Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

ANEXO GENERAL

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA EN EL STN.....	16
1.1 Cálculo del Ingreso Anual.....	16
1.2 Costo de Reposición.....	17
1.3 Valor del AOM	18
1.4 Liquidación mensual del Ingreso.....	19
1.5 Cargo por Uso del STN.....	20
CAPÍTULO 2. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	22
2.1 Valor de AOM de Referencia.....	22
2.2 Porcentaje de AOM Gastado, Remunerado y de Referencia	23
2.3 Porcentaje de AOM a reconocer.....	24
CAPÍTULO 3. UNIDADES CONSTRUCTIVAS.....	27
3.1 Valor de las UC.....	27
3.2 Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones -ATUCS-.....	32
CAPÍTULO 4. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN.....	34
4.1 Características de la calidad a que está asociado el Ingreso Regulado de cada TN.....	34
4.2 Bases de Datos	34
4.3 Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo	35
4.4 Ajuste de las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo.....	35
4.5 Medición y cálculo de la Indisponibilidad de los Activos de Uso del STN	36
4.6 Indisponibilidades Excluidas.	37
4.7 Ingreso Mensual Regulado.....	39
4.8 Compensaciones por variación en las características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites establecidos.....	39
4.9 Valor Mensual de la Compensación.	44
4.10 Límite de los valores de las Compensaciones.	44
CAPÍTULO 5. CONTENIDO DE LA SOLICITUD	46

de

f

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

ANEXO GENERAL

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA EN EL STN

La actividad de transmisión de energía eléctrica que se realiza a través del Sistema de Transmisión Nacional se remunerará mediante la metodología de Ingreso Regulado. Esta metodología aplica para los Activos de Uso que no fueron construidos en desarrollo de los procesos regulados mediante las Resoluciones CREG 004 de 1999 y 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y para la remuneración se tendrá en cuenta: i) las Unidades Constructivas valoradas a costo eficiente de reposición; ii) el reconocimiento de Activos No Eléctricos y de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento; y iii) el reconocimiento de terrenos para las unidades constructivas de subestaciones.

A continuación se establecen las fórmulas para el cálculo del Ingreso aplicable a los activos existentes, el procedimiento para la liquidación y pago mensual del Ingreso y las fórmulas para el cálculo de los Cargos por Uso del STN.

1.1 Cálculo del Ingreso Anual

El Ingreso Anual para cada TN j , aplicable a los activos diferentes a los construidos mediante procesos de libre competencia, se calculará con la siguiente fórmula:

$$IAT_j = CAEA_j * (1 + \%ANE) + VAOM_j + CAET_j + CAES_j - OI_j$$

$$CAEA_j = \sum_{i=1}^{UR_j} \left(NUC_i * CU_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-VU_i}} \right)$$

$$CAET_j = \%R * \sum_{i=1}^{aj} (ATUC_i * VCT_s)$$

Donde:

- IAT_j : Ingreso Anual del TN j , expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- $CAEA_j$: Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico valorado a Costo de Reposición, aplicando los Costos Unitarios de las UC establecidos en el CAPÍTULO 3 de este Anexo. (\$)
- $\%ANE$: 5,0%. Porcentaje reconocido por concepto de Activo No Eléctrico. (porcentaje)
- $VAOM_j$: Valor de los gastos de AOM, para el TN j , de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.3 de este Anexo. (\$)
- $CAET_j$: Costo Anual Equivalente de Terrenos para el TN j . (\$)

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

- CAES_j: Costo Anual Equivalente de Servidumbres para el TN *j*. Este valor corresponde al demostrado por el TN con el reporte del inventario. (\$)
- OI_j: Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica. Este valor corresponde al 33% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza el 31 de diciembre anterior a la fecha de reporte del inventario. En caso de que el TN no reporte dicho valor, se tomará el 50% del valor más alto reportado por los TN.
- NUC_i: Cantidad de cada UC *i* reportada por el TN. (número real)
- CU_i: Costo Unitario de cada UC *i*, de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO 3 de este Anexo. (\$)
- PU_{j,i}: Porcentaje remunerado al TN *j* mediante cargos por uso de la UC *i*. (porcentaje)
- RPP_{j,i}: Esta fracción se calculará a partir de la parte del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.
- TR: Tasa de retorno definida para la actividad de Transmisión. (porcentaje)
- VU_i: Vida Útil de la UC *i*, de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO 3 de este Anexo. (años)
- %R: 5,69%. Valor igual al costo real de deuda incluido en la Tasa de Retorno. (porcentaje)
- ATUC_i: Área Típica de la UC *i*, establecida en el numeral 3.2 de este Anexo. (m²)
- VCT_s: Valor Catastral del metro cuadrado de Terreno de la subestación *s*, donde está ubicada la UC *i*. (\$/m²)
- UR_j: Número total de UC reportadas por el TN *j*.

1.2 Costo de Reposición

El costo de reposición de los activos eléctricos remunerados mediante cargos por uso al TN *j* se calculará con la siguiente expresión:

$$CRE_j = \sum_{i=1}^{UR_j} (NUC_i * CU_i * PU_{j,i})$$

Donde:

- CRE_j: Costo de Reposición de los Activos Eléctricos del TN *j* expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- NUC_i: Cantidad de cada UC reportada por el TN. (número real)




Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

- CU_i: Costo Unitario de cada UC *i*, de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO 3 de este Anexo. (\$)
- PU_{j,i}: Porcentaje remunerado al TN *j* mediante cargos por uso de la UC *i*. (porcentaje)
- UR_j: Número total de UC reportadas por el TN *j*.

1.3 Valor del AOM

El valor de los gastos de AOM para cada TN se calculará con la siguiente expresión:

$$VAOM_j = CRE_j * PAOMR_{j,a}$$

Donde:

- VAOM_j: Valor de los gastos de AOM, para el TN *j*.
- CRE_j: Costo de Reposición de los Activos Eléctricos del TN *j* expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- PAOMR_{j,a}: Porcentaje de AOM a reconocer calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3 de este Anexo.

Cuando se modifique el porcentaje de AOM a reconocer a un TN, de acuerdo con lo previsto en el numeral 2.3 de este Anexo, el LAC determinará el nuevo valor del Ingreso Anual del Transportador (IAT_j), definido en el numeral 1.1 de este Anexo, con la siguiente expresión:

$$IAT_{j,nuevo} = IAT_{j,anterior} + CRE_j (PAOMR_{j,a} - PAOMR_{j,a-1})$$

Donde:

- IAT_{j,nuevo}: Ingreso Anual del TN *j*, calculado con el Porcentaje de AOM Reconocido en el año *a*, PAOMR_{j,a}, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- IAT_{j,anterior}: Ingreso Anual del TN *j*, calculado con el Porcentaje de AOM Reconocido en el año *a-1*, PAOMR_{j,a-1}, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- CRE_j: Costo de Reposición de los Activos Eléctricos del TN *j* expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- PAOMR_{j,a}: Porcentaje de AOM a reconocer calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3 de este Anexo.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

1.4 Liquidación mensual del Ingreso

Para la liquidación del Ingreso Mensual de cada TN se tendrá en cuenta:

- a) El Ingreso Mensual Causado por Unidades Constructivas no construidas en desarrollo de los procesos de selección regulados por la CREG, el cual se calculará a partir del Ingreso Anual definido en el numeral 1.1 de este Anexo. Estas Unidades Constructivas se remunerarán a partir del día uno (1) del primer mes completo en que dichas Unidades se hayan encontrado en operación comercial como Activos de Uso.

Cuando la remuneración de Unidades Constructivas nuevas implique la reclasificación de Unidades Constructivas existentes, estas últimas se remunerarán hasta el mes anterior al de inicio de la remuneración de las nuevas Unidades Constructivas.

- b) El Ingreso Mensual causado por Unidades Constructivas asociadas con proyectos ejecutados como resultado de los procesos de selección que trata la Resolución CREG 022 de 2001, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- c) Las Compensaciones por variaciones en las características de calidad del servicio que excedan o superen los límites, en la forma definida en esta resolución.

$$IMT_{j,m} = \frac{1}{12} * IAT_j * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} + IE_{j,m} - VMC_{j,m}$$

Donde:

$IMT_{j,m}$: Ingreso Mensual del TN j , para el mes m . (\$)

IAT_j : Ingreso Anual del TN j , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.1 de este Anexo. (\$)

$IE_{j,m}$: Ingreso Esperado de las convocatorias adjudicadas al TN j , para el mes m , calculado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. (\$)

$VMC_{j,m}$: Valor Mensual a Compensar por el TN j , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.9 de este Anexo. (\$)

IPP_{m-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes $m-1$.

IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes de diciembre de 2008.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

1.5 Cargo por Uso del STN

1.5.1 Cargo por Uso Monomio

El Cargo por Uso Monomio del STN se calculará aplicando la siguiente expresión:

$$T_m = \frac{\sum_{j=1}^n IMT_{j,m} - \sum_{g=1}^{ncp} PCP_{g,m-1} - \sum_{p=1}^{npe} VTG_{p,m-1}}{DTC_m}$$

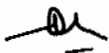
Donde:

- T_m : Cargo por Uso Monomio del STN para el mes m . (\$/kWh)
- $IMT_{j,m}$: Ingreso Mensual del TN j , para el mes m , calculado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 1.4 de este Anexo. (\$)
- $PCP_{g,m-1}$: Pago por concepto de Conexión Profunda que realiza el agente g , en el mes $m-1$. (\$)
- $VTG_{p,m-1}$: Valor Total Garantizado por la póliza o garantía p , que se hace efectiva en el mes $m-1$. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 10. (\$)
- DTC_m : Demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mes m , en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV. (kWh)
- n : Número de TN en el STN.
- ncp : Número de agentes que realizan pagos por concepto de Conexión Profunda.
- npe : Número de pólizas ó garantías que se hacen efectivas de acuerdo con los eventos de incumplimiento establecidos en la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Si para algún mes m , el valor de los saldos por las garantías ejecutadas supera la diferencia entre el ingreso mensual y los pagos por concepto de conexiones profundas, solo se tomará del saldo de garantías un valor igual a cero o uno que no disminuya el numerador más allá del 50% del valor calculado para el mismo numerador en el mes $m-1$. Los saldos pendientes de las garantías ejecutadas, junto con los ingresos o gastos financieros, se tendrán en cuenta para incluirlos en el cálculo del Cargo por Uso del mes siguiente.

1.5.2 Cargos por Uso Monomios Horarios

Los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, que serán facturados por el LAC a los comercializadores del SIN que atienden Usuarios Finales, los calculará mensualmente el LAC a partir del Cargo por Uso Monomio del STN, utilizando las siguientes variables:



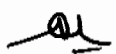

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

- H_x : número de horas asociado al Período de Carga Máxima
- H_d : número de horas asociado al Período de Carga Media
- H_n : número de horas asociado al Período de Carga Mínima.
- $P_{i,m}$: potencia promedio para la hora i durante el mes m , correspondiente a los consumos horarios nacionales de todos los Usuarios Finales.
- $P_{x,m}$, $P_{d,m}$ y $P_{n,m}$: potencias resultantes de promediar las potencias ($P_{i,m}$) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los Períodos de Carga para el mes m .
- T_m : Cargo por Uso Monomio del STN, para el mes m . (\$/kWh).
- $T_{x,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Máxima del STN, para el mes m . (\$/kWh).
- $T_{d,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Media del STN, para el mes m . (\$/kWh).
- $T_{n,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Mínima del STN, para el mes m . (\$/kWh).

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima ($P_{i,m}$) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, los Cargos por Uso Monomios Horarios para el mes m : $T_{x,m}$, $T_{d,m}$ y $T_{n,m}$ se calculan resolviendo el siguiente sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$H_{x,m} * P_{x,m} * T_{x,m} + H_{d,m} * P_{d,m} * T_{d,m} + H_{n,m} * P_{n,m} * T_{n,m} = T_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m}$$

$$\frac{T_{x,m}}{T_{n,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{n,m}} \quad \text{y} \quad \frac{T_{x,m}}{T_{d,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{d,m}}$$



5

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

CAPÍTULO 2. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este capítulo se establece la metodología para definir los gastos de AOM a reconocer a cada TN durante el periodo regulatorio. Para lo anterior, se excluirán de los Costos y Gastos AOM los valores de las cuentas que correspondan con los siguientes conceptos, sin limitarse a ellos.

- Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- Asociados con los servicios prestados a otros agentes.
- Asociados a activos de conexión al STN o a activos de conexión de usuarios.
- Asociados a activos ejecutados mediante Convocatorias Públicas.
- Asociados con servicios prestados a terceros.
- Asociados con reposición de activos.
- Asociados al costo de la prima por lucro cesante por efecto de indisponibilidad ocasionada por fuerza mayor.

2.1 Valor de AOM de Referencia

Para el cálculo del valor anual de AOM de referencia se obtendrá un valor del AOM remunerado, $AOMR_{j,08}$ y un valor del AOM gastado, $AOMG_{j,01-07}$, para cada TN. Dichos valores se calcularán como se establece a continuación:

2.1.1 AOM Remunerado

Se obtendrá el valor anual del AOM remunerado para cada TN j , como la suma de los doce valores mensuales de AOM correspondientes al año 2008, de acuerdo con la liquidación del Ingreso Desagregado de los TN realizada por XM, dichos valores expresados en pesos de diciembre de 2008.

2.1.2 AOM Gastado

Para obtener el valor de AOM gastado, $AOMG_{j,01-07}$, los TN utilizarán la información del Plan Único de Cuentas reportada al SUI correspondiente a los gastos o movimientos que estén directamente relacionados con la actividad de administrar, operar y mantener los activos remunerados mediante cargos por uso asociados a la actividad de Transmisión. Se incluirán los impuestos y contribuciones a cargo de los transportadores y se deberá excluir además de lo mencionado en el inicio de este capítulo, los impuestos de renta, la contribución al FAER, lo relacionado con pensiones de jubilación ya reconocidas y toda clase de erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura, tales como depreciaciones y arrendamiento de infraestructura de transporte de energía eléctrica, entre otras, y en general todos los relacionados con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de Transmisión de energía eléctrica. En el caso específico de ISA se incluirán las transferencias que ISA realiza a la UPME, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 14 de la Ley 143 de 1994.

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Los TN incluirán junto con el reporte de su inventario de activos la identificación de las cuentas utilizadas, el valor total de la cuenta en pesos, el valor asociado a la actividad de transmisión en pesos, el porcentaje que representa este valor del total de la cuenta y su justificación. En todo caso la CREG podrá pronunciarse sobre la inclusión de las cuentas en el cálculo del AOM. Los TN deberán presentar en forma separada el valor total de las cuentas en pesos, asociadas con los proyectos ejecutados mediante procesos de libre concurrencia. La información para los años 2001 a 2004 será la reportada por el TN en respuesta a la Circular CREG 021 de 2005; cualquier modificación a esta información deberá ser reportada y justificada por el TN.

Para lo anterior los TN utilizarán como referencia el listado de cuentas de la Circular 085 de 2008, incluyendo las cuentas 511163, Contratos de Aprendizaje, 512024, Gravámenes a los movimientos financieros, 512025, Impuesto de Timbre y 752090, Otras Amortizaciones, en la parte que corresponde a AOM de la actividad de Transmisión.

Con base en dicha información se obtiene un valor anual del AOM gastado como la relación entre i) la suma de los valores de las cuentas consideradas como AOM de cada año del periodo 2001-2007 expresados en pesos de diciembre de 2008 y ii) el número de años del periodo considerado (7).

2.1.3 Valor de AOM de Referencia

El gasto anual del AOM de referencia, $AOM_{j,ref}$, se obtendrá para cada TN j como la semisuma entre i) el valor promedio del AOM gastado por cada TN j durante el periodo 2001 - 2007, y ii) el valor anual del AOM reconocido durante el año 2008 a cada TN j :

$$AOM_{j,ref} = \frac{AOMR_{j,08} + AOMG_{j,01-07}}{2}$$

Donde:

$AOMR_{j,08}$: Valor calculado como se presenta en el numeral 2.1.1, expresado en pesos de diciembre de 2008.

$AOMG_{j,01-07}$: Valor calculado como se presenta en el numeral 2.1.2 expresado en pesos de diciembre de 2008.

2.2 Porcentaje de AOM Gastado, Remunerado y de Referencia

A partir de los valores de $AOMG_{j,01-07}$, $AOMR_{j,08}$ y $AOM_{j,ref}$ se determinarán los respectivos porcentajes de AOM, como la relación entre i) el valor de AOM y ii) el Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j .

$$PAOMG_{j,01-07} = \frac{AOMG_{j,01-07}}{CRE_j} \quad PAOMR_{j,08} = \frac{AOMR_{j,08}}{CRE_j} \quad PAOM_{j,ref} = \frac{AOM_{j,ref}}{CRE_j}$$

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Donde:

- PAOMG_{j,01-07}: Porcentaje de AOM gastado por el TN *j*, en el periodo 2001-2007.
PAOMR_{j,08}: Porcentaje de AOM remunerado al TN *j*, en 2008.
PAOM_{j,ref}: Porcentaje de AOM de referencia para el TN *j*.
AOMG_{j,01-07}: AOM gastado por el TN *j*, en el periodo 2001-2007.
AOMR_{j,08}: AOM remunerado al TN *j*, en el año 2008.
AOM_{j,ref}: AOM de referencia para el TN *j*.
CRE_j: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN *j*, para el año 2008, calculado de acuerdo con el numeral 1.2 de este Anexo. (\$)

Los valores de los tres porcentajes de AOM calculados en este numeral deberán ser reportados por el TN en el momento de la solicitud de aprobación de la base de activos a remunerar y quedarán fijos, tal como se establezcan en cada resolución particular.

2.3 Porcentaje de AOM a reconocer

Para el año 2009 se establecerá el porcentaje de AOM a reconocer al TN *j*, PAOMR_{j,a} igual al porcentaje de AOM de referencia para el TN *j*, PAOM_{j,ref}.

$$PAOMR_{j,a} = PAOM_{j,ref}$$

A partir del año 2010 el porcentaje de AOM a reconocer al TN *j*, PAOMR_{j,a}, se determinará con base en la información anual de los gastos AOM presentados por dicho TN. Para lo anterior se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Se establece un límite superior para cada TN *j* como su PAOM_{j,ref} incrementado en un 0,4%.
- Se establece un límite inferior igual para todos los TN del 1% del CRE.
- En ningún caso el porcentaje de AOM a reconocer al TN *j*, en el año *a*, PAOMR_{j,a}, será mayor ni menor a los límites superior e inferior establecidos en este numeral.
- El porcentaje de AOM a reconocer al TN *j*, en el año *a*, PAOMR_{j,a}, se aplicará a partir del mes de mayo del año *a*.
- Cada año los TN deberán enviar a la CREG la información extractada del Plan Único de Cuentas -PUC-, a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior con la cual se determinará el AOM Demostrado por el TN *j*, en el año *a-1*, AOMD_{j,a-1}. Así mismo deberán informar las inversiones realizadas tanto en activos nuevos como en reposición, discriminando la parte correspondiente a los proyectos desarrollados mediante procesos de libre concurrencia.

La CREG en Resolución aparte establecerá el detalle de la información a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

- Teniendo en cuenta que según la Ley la metodología para la remuneración de la actividad de Transmisión debe permitir que se compartan las mejoras de eficiencia entre la empresa y el usuario, si una empresa no entrega la información que permita conocer las respectivas mejoras en AOM, la CREG asumirá que éstas son superiores a una disminución en un 0,5% en el porcentaje del AOM reconocido.

Por lo anterior, cada año que una empresa no entregue la información de AOM solicitada, el porcentaje de AOM reconocido y el límite superior establecido se disminuirán en 0,5%. La información suministrada por las empresas que no corresponda con la solicitada o aquella que no corresponda con el informe de la Auditoría contratada para auditar esta información, se considerará como no entregada.

- A partir del $AOMD_{j,a-1}$ se determinará el porcentaje de AOM demostrado en el año $a-1$, $PAOMD_{j,a-1}$, como la relación entre i) el $AOMD_{j,a-1}$ y ii) el Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j para el año $a-1$.

$$PAOMD_{j,a-1} = \frac{AOMD_{j,a-1}}{CRE_{j,a-1} * \frac{IPP_{a-1}}{IPP_0}}$$

Donde:

$PAOMD_{j,a-1}$: Porcentaje de AOM demostrado por el TN j , en el año $a-1$.

$AOMD_{j,a-1}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento demostrados por el TN j , en el año $a-1$.

$CRE_{j,a-1}$: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j , a 31 de diciembre del año $a-1$, expresado en pesos de diciembre de 2008. (\$)

IPP_{a-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre del año $a-1$.

IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2008.

- Cuando una empresa adquiera nuevos activos de Transmisión y éstos no hayan sido resultado de los procesos de libre concurrencia se obtendrá el Porcentaje de AOM Demostrado por el TN j , en el año $a-1$, $PAOMD_{j,a-1}$, como se muestra a continuación:
 - i. El $AOMD_{j,a-1}$, corresponderá con la información de AOM en el año $a-1$ de la empresa que adquirió los nuevos activos.
 - ii. El Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j en el año $a-1$, $CRE_{j,a-1}$, se calculará ponderando su Costo de Reposición antes y después de la adquisición de los activos por la fracción del año correspondiente:

$$CRE_{j,a-1} = \frac{CRE_{j,a-1,antes} * mn + CRE_{j,a-1,despues} * (12 - mn)}{12}$$

au

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Donde:

$CRE_{j,a-1,antes}$: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j en el mes anterior al de la adquisición de nuevos activos en el año $a-1$, expresado en pesos de diciembre de 2008. (\$)

$CRE_{j,a-1,despues}$: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j , a 31 de diciembre del año $a-1$, expresado en pesos de diciembre de 2008. (\$)

mn : Meses calendario completos del año $a-1$ anteriores a la adquisición de los nuevos activos.

- El LAC deberá actualizar en el mes de abril de cada año el porcentaje de AOM a Reconocer en el año a , $PAOMR_{j,a}$ teniendo en cuenta que cuando el valor de AOM demostrado por una empresa, durante cualquier año del periodo tarifario, sea superior o inferior al valor reconocido, se ajustará el porcentaje de AOM reconocido con la mitad de la diferencia entre el valor reconocido y el demostrado, considerando los límites establecidos en este numeral.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

CAPÍTULO 3. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

En este capítulo se definen las UC para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica y se determinan el valor y la vida útil reconocidos para cada una. Las UC definidas para el nivel de tensión de 230 kV aplican igualmente para el nivel de tensión de 220 kV. Los valores de las UC están en miles de pesos de diciembre de 2008.

3.1 Valor de las UC

3.1.1 Subestaciones

Para las subestaciones del STN se tienen en cuenta las siguientes configuraciones, cuyos códigos se utilizan en la definición de las Unidades Constructivas:

Tabla 1. Configuraciones de Subestaciones

Código	Descripción
BS	Barra Sencilla
BPT	Barra Principal y Transferencia
DB	Doble Barra
DBT	Doble Barra más Seccionador de Transferencia
DBB	Doble Barra más Seccionador de By- Pass
IM	Interruptor y Medio
AN	Anillo
EDB	Encapsulada Doble Barra
EDBT	Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia

Adicionalmente, dependiendo del número de bahías del STN ubicadas en cada subestación, se clasifican en dos tipos:

Tabla 2. Tipos según el Número de Bahías

Tipo	Descripción
1	Subestaciones con 6 bahías del STN o menos
2	Subestaciones con más de 6 bahías del STN

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Tabla 3. UC de Subestaciones de 230 kV

UC	Descripción	Configuración	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
SE201	Bahía de Línea	BS	2 235 080	30
SE202	Bahía de Transformador	BS	1 694 181	30
SE203	Bahía de Línea	BPT	2 435 395	30
SE204	Bahía de Transformador	BPT	1 987 687	30
SE205	Bahía de Línea	DB	2 464 749	30
SE206	Bahía de Transformador	DB	1 908 239	30
SE207	Bahía de Línea	DBT	2 615 170	30
SE208	Bahía de Transformador	DBT	2 072 668	30
SE209	Bahía de Línea	DBB	2 675 374	30
SE210	Bahía de Transformador	DBB	2 133 273	30
SE211	Bahía de Línea	IM	2 569 253	30
SE212	Bahía de Transformador	IM	2 026 751	30
SE213	Bahía de Línea	AN	2 643 048	30
SE214	Bahía de Transformador	AN	2 193 975	30
SE215	Bahía de Línea	EDB	5 406 440	30
SE216	Bahía de Transformador	EDB	4 883 918	30
SE217	Bahía de Línea	EDBT	5 734 653	30
SE218	Bahía de Transformador	EDBT	5 212 131	30
SE219	Corte Central	IM	942 679	30
SE220	Bahía de Transferencia	BPT	1 086 544	30
SE221	Bahía de Transferencia	DBT	1 339 430	30
SE222	Bahía de Acople	DB y DBT	1 364 490	30
SE223	Bahía de Acople	DBB	1 395 317	30
SE224	Bahía de Acople	EDB y EDBT	2 920 330	30
SE225	Bahía de Seccionamiento	DB	1 243 434	30
SE226	Bahía de Seccionamiento	DBT	1 243 329	30
SE227	Bahía de Seccionamiento	DBB	1 259 664	30
SE228	Bahía de Seccionamiento	EDB y EDBT	627 388	30
SE229	Módulo de Barraje - Tipo 1	BS	290 354	30
SE230	Módulo de Barraje - Tipo 1	BPT, DB y DBB	600 573	30
SE231	Módulo de Barraje - Tipo 1	DBT	401 005	30
SE232	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	457 662	30
SE233	Módulo de Barraje - Tipo 1	EDB y EDBT	1 180 657	30
SE234	Módulo de Barraje - Tipo 2	BPT	1 075 826	30
SE235	Módulo de Barraje - Tipo 2	DB y DBB	1 114 544	30
SE236	Módulo de Barraje - Tipo 2	DBT	589 342	30
SE237	Módulo de Barraje - Tipo 2	IM	623 472	30
SE238	Módulo de Barraje - Tipo 2	EDB y EDBT	2 361 313	30
SE239	Diferencial de Barras - Tipo 1	BS	356 539	10
SE240	Diferencial de Barras - Tipo 1	Todas, excepto BS y AN	713 079	10
SE241	Diferencial de Barras - Tipo 2	Todas, excepto BS y AN	1 069 618	10
SE242	Módulo Común - Tipo 1	Todas	4 912 136	30
SE243	Módulo Común - Tipo 2	Todas, excepto BS	5 388 038	30

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Tabla 4. UC de Subestaciones de 500 kV

UC	Descripción	Configuración	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
SE501	Bahía de Línea	DBT	6 427 761	30
SE502	Bahía de Transformador	DBT	5 294 340	30
SE503	Bahía de Línea	IM	6 284 579	30
SE504	Bahía de Transformador	IM	4 972 599	30
SE505	Corte Central	IM	4 083 981	30
SE506	Bahía de Acople	DBT	3 953 457	30
SE507	Módulo de Barraje - Tipo 1	DBT	1 325 933	30
SE508	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	1 819 645	30
SE509	Módulo de Barraje - Tipo 2	DBT	1 834 714	30
SE510	Módulo de Barraje - Tipo 2	IM	2 881 856	30
SE511	Diferencial de Barras - Tipo 1	DBT e IM	713 079	10
SE512	Diferencial de Barras - Tipo 2	DBT e IM	1 069 618	10
SE513	Módulo Común - Tipo 1	DBT e IM	5 664 782	30
SE514	Módulo Común - Tipo 2	DBT e IM	6 131 031	30

Tabla 5. Transformadores

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
ATRO1	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	18 003 884	30
ATRO2	Autotransformador Monofásico de Reserva, 500/230 kV, 150 MVA	5 129 692	30

3.1.2 UC de Compensación

Tabla 6. UC de Compensación para 230 kV

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CP201	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVar - Int. y Medio	1 944 609	30
CP202	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVar - Int. y Medio	3 991 482	30
CP203	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVar - Anillo	1 817 545	30
CP204	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVar - Anillo	3 427 673	30
CP205	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVar - Barra Ppal + T	1 874 503	30
CP206	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVar - Barra Ppal + T	2 916 439	30
CP207	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVar - Doble Barra + T	1 923 135	30
CP208	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVar - Doble Barra + T	2 916 439	30
CP209	Bahía de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVar - Barra Ppal + T	1 955 337	30
CP210	Módulo de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVar - Barra Ppal + T	2 802 432	30
CP211	Bahía más Módulo de Compensación Serie 3x22 MVar	10 983 888	30

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Tabla 7. UC de Compensación para 500 kV

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CP501	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR	1 957 934	30
CP502	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR	4 287 415	30
CP503	Bahía de Compensación Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro	546 111	30
CP504	Módulo de Compensación Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro	6 116 464	30
CP505	Bahía de Compensación Estática Reactiva	5 023 585	30
CP506	Módulo de Compensación Estática Reactiva	104 109 690	30

Tabla 8. Bancos de Reactores

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
REA01	Banco Reactores para Terciario de Autotransformador (34,5 kV)	2 736 603	30

Tabla 9. Control de Tensión y Reactivos

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
VQC01	Sistemas VQ Compensación Estática	5 105 079	10
VQC02	Sistemas VQ Subestaciones 500/230 kV	543 226	10
VQC03	Sistemas VQ Subestaciones 230 kV	442 762	10

3.1.3 Centros de Supervisión y Maniobra

Los Centros de Supervisión y Maniobra (CSM) se clasifican de acuerdo con el número de señales que manejan. Este número de señales se estimará a partir de los activos reportados por cada TN, teniendo en cuenta los valores mostrados en la Tabla 10.

Tabla 10. Señales por UC

Unidad Constructiva	Configuración	Señales
Bahía de Línea	Todas, excepto IM y AN	108
Bahía de Línea	IM y AN	162
Bahía de Transformador	Todas, excepto IM y AN	160
Bahía de Transformador	IM y AN	240
Bahías de Acople o Transferencia		108

A partir del número de señales estimadas, los CSM se clasifican en diferentes tipos como se muestra en la Tabla 11.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Tabla 11. Tipos de CSM

Tipo	Señales
1	Hasta 5.000
2	Desde 5.001 hasta 15.000
3	Desde 15.001 hasta 50.000
4	Más de 50.000

Tabla 12. UC de los Centros de Supervisión y Maniobra

UC	Descripción	Tipo	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CC101	SCADA	1	520 514	10
CC102	Sistema de Información Geográfico: GIS	1	55 230	10
CC103	Sistema de Manejo de Energía: EMS	1	158 324	10
CC104	Enlace ICCP	1	8 640	10
CC105	Sistema de Comunicaciones	1	82 514	10
CC106	Edificio de Control	1	726 573	30
CC201	SCADA	2	943 050	10
CC202	Sistema de Información Geográfico: GIS	2	279 893	10
CC203	Sistema de Manejo de Energía: EMS	2	610 371	10
CC204	Enlace ICCP	2	33 309	10
CC205	Sistema de Comunicaciones	2	318 107	10
CC206	Edificio de Control	2	855 810	30
CC301	SCADA	3	5 821 803	10
CC302	Sistema de Información Geográfico: GIS	3	1 169 954	10
CC303	Sistema de Manejo de Energía: EMS	3	1 770 806	10
CC304	Enlace ICCP	3	96 635	10
CC305	Sistema de Comunicaciones	3	922 892	10
CC306	Edificio de Control	3	1 155 354	30
CC401	SCADA	4	11 151 231	10
CC402	Sistema de Información Geográfico: GIS	4	2 043 067	10
CC403	Sistema de Manejo de Energía: EMS	4	3 391 848	10
CC404	Enlace ICCP	4	185 097	10
CC405	Sistema de Comunicaciones	4	1 138 110	10
CC406	Edificio de Control	4	1 123 227	30

3.1.4 Líneas de Transmisión

Las UC para Líneas de Transmisión están definidas en "km de línea" y se clasifican en tres niveles dependiendo de la altura sobre el nivel del mar donde están ubicadas, como se definen en la Tabla 13.

Tabla 13. Niveles para UC de Líneas

Nivel	Altura sobre el nivel del mar
1	Hasta 500 m
2	Desde 500 m hasta 2.000 m
3	Más de 2.000 m

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Tabla 14. UC de líneas de 230 kV

UC	Descripción	Nivel	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
LI211	km de línea, 1 circuito	1	285.994	40
LI212	km de línea, 2 circuitos	1	421.565	40
LI213	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	1	617.042	40
LI221	km de línea, 1 circuito	2	300.396	40
LI222	km de línea, 2 circuitos	2	453.582	40
LI223	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	2	617.042	40
LI231	km de línea, 1 circuito	3	338.089	40
LI232	km de línea, 2 circuitos	3	492.049	40
LI233	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	3	617.042	40

Tabla 15. UC de líneas de 500 kV

UC	Descripción	Nivel	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	583.314	40
LI521	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	2	637.274	40

3.2 Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones - ATUCS-

Tabla 16. Subestaciones de 230 kV

Áreas en m ²	Unidad Constructiva							
	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía Acople o Transferencia	Bahía Seccionamiento	Módulo Barras Tipo 1	Módulo Barras Tipo 2	Módulo Común
Barra Sencilla (BS)	980	980			980	1200		2800
Barra Principal y Transferencia (BPT)	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
Doble Barra (DB)	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
Doble Barra más Transferencia (DBT)	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
Doble Barra más By-Pass (DBB)	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3700
Interruptor y Medio (IM)	600	600	450			1800	3600	4000
Anillo (AN)	900	900						4000
Encapsulada Doble Barra (EDB)	160	80		80	80			900
Encapsulada Doble Barra más Transferencia (EDBT)	160	80		80	80			900

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Tabla 17. Subestaciones de 500 kV

Áreas en m ²	Unidad Constructiva							
	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía Acople o Transferencia	Bahía Seccionamiento	Módulo Barras Tipo 1	Módulo Barras Tipo 2	Módulo Común
Doble Barra más Transferencia (DBT)	2400	3000		2700	2100	6750	13500	6500
Interruptor y Medio (IM)	1650	1800	950			7800	15600	6500

Tabla 18. Compensación y Transformación

Áreas en m ²	kV	Bahía	Módulo
Compensación Serie 3x22 MVAR Bahía + Módulo	230	750	
Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR - Int. y Medio	230	880	320
Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR - Anillo	230	1140	520
Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR - Barra Ppal + T	230	1050	250
Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR - Doble Barra + T	230	1050	520
Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAR - Barra Ppal + T	230	1050	250
Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR	500	650	370
Compensación Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro	500	650	440
Compensación Estática Reactiva	500	600	2500
Banco Reactores para Terciario Autotransformador	34,5	220	
Autotransformador Monofásico	500 / 230		225

al

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

CAPÍTULO 4. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN

En este capítulo se establecen las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional y las reducciones en el ingreso o Compensaciones aplicables por variaciones en dichas características

4.1 Características de la calidad a que está asociado el Ingreso Regulado de cada TN.

El Ingreso Regulado de cada TN calculado con la fórmula establecida en el numeral 1.1. del Capítulo de esta Resolución, estará asociado a una calidad con las siguientes características:

- a) La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no superará las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.
- b) Las indisponibilidades máximas permitidas de un Activo originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no superarán los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.
- c) La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.
- d) A partir del momento en que las Horas de Indisponibilidad Acumulada de un activo sean mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este Activo deje no operativos otros activos.

La variación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites señalados en cualquiera de estos cuatro literales, generará una reducción o Compensación en el Ingreso del TN que se calculará y aplicará en la forma prevista en este capítulo.

4.2 Bases de Datos

El CND será el responsable de centralizar, almacenar y procesar la información estadística requerida para mantener actualizada la Base de Datos correspondiente, que permita calcular los indicadores de Indisponibilidad de los Activos y Unidades Constructivas relacionados en el numeral 4.3 de este Anexo. Para Activos nuevos, las estadísticas de indicadores de Indisponibilidad se registrarán a partir del momento en el cual el activo correspondiente entra en operación comercial, previo cumplimiento de la normatividad vigente y la autorización del CND.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Los TN son responsables de la recolección y el reporte de la información estadística, en los términos definidos en las bases de datos que administra el CND para tales fines. Dicha información, será confrontada por el CND contra la información operativa manejada por esta entidad de la siguiente manera:

- Si el CND encuentra discrepancias en el reporte de un Evento en cuanto a su duración, se asumirá el Evento de mayor duración.
- Si el agente no reporta información sobre el activo involucrado en el Evento, o se constatan discrepancias sobre la identidad del activo reportado, el CND asumirá que la ocurrencia del Evento se presentó en todos los activos involucrados, cuya responsabilidad de operación y mantenimiento sea del TN que no reportó correctamente la información.

4.3 Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo

Los siguientes activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad establecido en la siguiente tabla:

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	10

4.4 Ajuste de las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo

Para cada activo k , las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas se reducirán en 0,5 horas cada vez que se presente alguna de estas situaciones: i) Consignación de Emergencia solicitada, ii) modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos, iii) retraso en el Reporte de Eventos (Artículo 19 de la presente Resolución). El CND ajustará mensualmente los máximos permitidos, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,k} = MHAI_k - 0,5 * (SCE_{m,k} + CPSM_{m,k} + ENR_{m,k})$$

Donde:

$MHAIA_{m,k}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del activo k , calculadas para el mes m . (horas)

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

- MHA_k: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad para el activo k , definidas en el numeral 4.3 de este Anexo. (horas)
- SCE_{m,k}: Número Acumulado de Solicitudes de Consignaciones de Emergencia, exceptuando las excluidas en el numeral 4.6 del presente anexo, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m . (número entero)
- CPSM_{m,k}: Número Acumulado de Cambios al Programa Semestral de Mantenimientos, exceptuando los excluidos en el numeral 4.6 del presente anexo, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m . (número entero)
- ENR_{m,k}: Número Acumulado de Eventos o Finalización de Maniobras no Reportados en los plazos establecidos en esta resolución, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m . (número entero)

4.5 Medición y cálculo de la Indisponibilidad de los Activos de Uso del STN

La duración de las indisponibilidades de los activos del STN se medirá por su duración en horas, aproximadas al segundo decimal y se agruparán por mes calendario. Un Evento cuya duración pase de un mes calendario al siguiente, se deberá dividir en dos Eventos: uno que finaliza a las veinticuatro (24:00) horas del último día del mes calendario y otro Evento que inicia a las cero (0:00) horas del primer día del nuevo mes.

La Indisponibilidad de los Activos relacionados en el numeral 4.3 del presente Anexo, la calculará mensualmente el Centro Nacional de Despacho, CND, mediante la siguiente expresión:

$$HID_{m,k} = \sum_{i=1}^n H_{i,k} * \left(1 - \frac{CR_{i,k}}{CN_k}\right)$$

Donde:

HID_{m,k}: Horas de Indisponibilidad del activo k , durante el mes m . (horas)

i : Evento de Indisponibilidad.

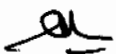
n : Número Total de Indisponibilidades del activo k durante el mes m .

H _{i,k} : Duración de la indisponibilidad i -ésima para el activo k . (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)

CR _{i,k} : Capacidad disponible del activo k durante la indisponibilidad i -ésima.

CN _{k} : Capacidad Nominal del activo k .

Las dos últimas variables deben estar expresadas en la misma unidad: MVA, MVA_r, porcentaje, etc. Para el caso específico del módulo de barraje se calculará el porcentaje de bahías que quedaron disponibles con respecto al número total de bahías.



7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Para la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución, las Horas de Indisponibilidad del activo k , durante cada uno de los once meses anteriores al primer mes de aplicación, se obtendrán utilizando la siguiente fórmula:

$$HID_{p-i,k} = \frac{1}{12} * \max \left[0, MHA_{i,k} - \max \left(0, (IDA_{p-1,k} - MIDA_{p-1,k}) * \frac{8760}{100} \right) \right] \quad \forall i = 1, \dots, 11$$

Donde:

$HID_{p-i,k}$: Horas de Indisponibilidad del activo k , para el mes $p-i$. (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)

p : Primer mes de aplicación de la nueva metodología.

i : Meses anteriores a la aplicación de la nueva metodología.

$MHA_{i,k}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, para el activo k , de acuerdo con el numeral 4.3 de este Anexo. (horas)

$IDA_{p-1,k}$: Índice de Disponibilidad del Activo definido en el artículo 9 de la Resolución CREG 061 de 2000, correspondiente al activo k y evaluado para la última semana del mes $p-1$.

$MIDA_{p-1,k}$: Meta del Índice de Disponibilidad Ajustada definido en el artículo 9 de la Resolución CREG 061 de 2000, correspondiente al activo k y evaluado para la última semana del mes $p-1$.

Las horas programadas para el mantenimiento de un activo, incluidas en la programación semanal de mantenimientos considerada por el CND para elaborar los programas de despacho, que no sean utilizadas para dicha actividad, se contarán como horas de indisponibilidad del activo. Para las horas no utilizadas, en las que el CND no haya programado generaciones de seguridad, se tomará como indisponibilidad el 50% de ellas.

4.6 Indisponibilidades Excluidas.

Para el cálculo de la Indisponibilidad de un activo solamente se excluirán los siguientes Eventos, siempre y cuando se cumplan las reglas que a continuación se establecen:

- i. Las indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión se excluirán del cálculo de Indisponibilidades si se han cumplido las siguientes reglas:
 - El TN deberá informar al CND acerca de la conexión de dichos activos con una anticipación mínima de 90 días calendario.
 - Junto con la solicitud, el agente informará al CND sobre los activos requeridos para la incorporación o conexión de los nuevos proyectos al SIN, coordinando con los responsables de los equipos que se requiera desconectar para que éstos soliciten las consignaciones necesarias al

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

CND, si se requiere. Para dichas consignaciones se deberán cumplir con los plazos y procedimientos previstos en la regulación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN, y declarar como causa la incorporación de nuevos activos al SIN, indicando el proyecto respectivo.

- El tiempo máximo reconocido sin afectar la Disponibilidad de los activos relacionados, diferentes a los asociados con el proyecto que se incorpora, será igual a los tiempos asociados a las maniobras de conexión del activo al SIN más el tiempo durante el cual el proyecto se encuentre en pruebas antes de su entrada en operación comercial.
- ii. Indisponibilidades de activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
- iii. Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND, cuando se requiera dicha orden.
- iv. Indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados, y las debidas a actos de terrorismo. Para excluir este tipo de indisponibilidades se deberán aplicar las siguientes reglas:
- El TN afectado por el Evento deberá declarar oficialmente ante el CND la ocurrencia del mismo y será responsable por tal declaración. Asimismo, si se prevé que el Evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el agente tendrá que informar a los usuarios finales que puedan resultar afectados dentro de las 48 horas siguientes a la ocurrencia del Evento, a través de cualquier medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada que garantice su adecuada difusión.
 - El TN afectado por el Evento deberá establecer el plazo para la puesta en operación de los activos afectados, para lo cual deberá entregar al CND y al CNO un cronograma y presentarles los respectivos informes de avance del mismo.
- Para este caso, el Ingreso Mensual del activo será calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.7 de este Anexo.
- v. Las solicitudes de Consignaciones de Emergencia, las modificaciones al programa semestral de consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en los Eventos definidos en el ordinal anterior.
- vi. Las indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores que se hayan efectuado con sujeción al procedimiento establecido en el Artículo 18 de la presente Resolución.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

4.7 Ingreso Mensual Regulado

Para el cálculo de las compensaciones establecidas en este capítulo el Ingreso Mensual Regulado para un activo k del STN se calculará así:

$$IMR_{m,k} = \frac{1}{12} * \sum_{i=1}^{UR_k} (NUC_i * CU_i) * \left(\frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-VU_k}} + PAOMR_{j,a} \right) * (1 - RPP_k) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m .

NUC_i : Cantidad de cada UC reportada por el TN. (Número real)

CU_i : Costo Unitario de cada UC i , de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO 3 de este Anexo. (\$)

UR_k : Número de UC que conforman el activo k . (número real)

TR : Tasa de Retorno para remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado.

VU_k : Vida útil en años, reconocida para el activo k .

$PAOMR_{j,a}$: Porcentaje de AOM a reconocer calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3 de este Anexo.

RPP_k : Esta fracción se calcula a partir de la parte del valor de la UC k que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.

IPP_{m-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes $m-1$.

IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2008.

4.8 Compensaciones por variación en las características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites establecidos.

4.8.1 Compensaciones por indisponibilidades que excedan las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

Las compensaciones que se aplicarán al TN que represente los activos con horas de indisponibilidad acumuladas (HIDA) que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas (MHAIA), se calcularán con base en la información obtenida por el CND y conforme a las siguientes fórmulas:

$$HIDA_{m,k} = \sum_{ma=m-11}^m HID_{ma,k}$$

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Si para el activo k en el mes m se obtiene que $HIDA_{m,k} \leq MHAIA_{m,k}$ entonces las Horas de Indisponibilidad que excedan las $MHAIA$ para aplicar la compensación, $HC_{m,k}$, serán iguales a cero.

Por el contrario, si para el activo k en el mes m se obtiene que $HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$ entonces las Horas de Indisponibilidad que excedan las $MHAIA$ para aplicar la compensación se calcularán en la siguiente forma:

$$HC_{m,k} = \max(0, HIDA_{m,k} - MHAIA_{m,k} - THC_{m-1,k})$$

$$THC_{m-1,k} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{ma,k}$$

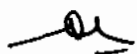
La compensación aplicable para cada activo k por exceder las $MHAIA$ se calculará con:

$$CIM_{m,k} = \frac{HC_{m,k}}{H_m} * IMR_{m,k}$$

Donde:

- $HIDA_{m,k}$: Horas de Indisponibilidad Acumulada del activo k en un periodo de doce meses que termina en el mes m . (horas)
- $HID_{m,k}$: Horas de Indisponibilidad del activo k , durante el mes m . (horas)
- $HC_{m,k}$: Horas de Indisponibilidad que excedan las $MHAIA$ para aplicar la compensación por el activo k para el mes m . (horas)
- $MHAIA_{m,k}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del activo k , calculadas para el mes m . (horas)
- $THC_{m-1,k}$: Total de Horas de Indisponibilidad que excedan las $MHAIA$ sobre las que ya se aplicó la Compensación por el activo k en un periodo de once meses que termina en el mes $m-1$. (horas)
- $CIM_{m,k}$: Compensación por exceder las $MHAIA$, del activo k en el mes m . (\$)
- H_m : Horas del mes m . (horas)
- $IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$)

Para la aplicación de esta metodología, siendo p el mes de inicio de su aplicación, las Horas de Indisponibilidad que excedan las $MHAIA$ para aplicar la compensación en cada mes, en el periodo desde $p-11$ hasta $p-1$, $HC_{p-i,k}$, son iguales a cero y por consiguiente el total de horas compensadas por el activo k en ese mismo periodo, $THC_{p-1,k}$ también es igual a cero.




Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

4.8.2 Remuneración y Compensaciones en casos de indisponibilidad de un activo por catástrofes naturales o actos de terrorismo.

La remuneración del activo k indisponible por causa de catástrofes naturales o actos de terrorismo no se reducirá durante los primeros seis meses de indisponibilidad, contados a partir de la ocurrencia del Evento. Transcurridos estos seis meses, la indisponibilidad dará lugar a compensaciones.

Por tanto, para los casos de indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados, y las debidas a actos de terrorismo, la remuneración del activo k en el mes m , para cada mes mi que éste se encuentre indisponible será:

$$IMRT_{m,k} = \left[1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (mi - 6) \right) \right) \right] * IMR_{m,k}$$

Donde:

$IMRT_{m,k}$: Remuneración Temporal para el activo k , en el mes m , mientras el activo k esté indisponible por las causas citadas en este numeral. (\$)

mi : Número de meses calendario completos transcurridos a partir de la ocurrencia del Evento, incluido el mes m , durante los cuales el activo k ha estado indisponible. Si al momento de iniciar la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución, algún activo está indisponible por las causas citadas en este numeral, se asumirá que mi es igual a 1 para el primer mes de aplicación.

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$)

4.8.3 Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar No Operativos otros activos

La indisponibilidad de un activo puede dejar otros activos No Operativos, cuando, a pesar de estar disponibles, dichos activos no puedan operar debido a la indisponibilidad del primero.

Para determinar el valor de la compensación (CANO) aplicable al TN que represente los activos cuya indisponibilidad ocasione Energía No Suministrada o que otro u otros activos queden no operativos, se utilizará una de las siguientes tres condiciones, según la situación que se presente:

1. Si para el activo k en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son menores o iguales que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HIDA_{m,k} \leq MHAIA_{m,k}$) y durante todas las horas de la indisponibilidad i -ésima de este activo el porcentaje de Energía No

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Suministrada ($PENS_h$) es inferior al 2%, el valor de la compensación por la indisponibilidad i , será igual a cero.

2. Si para el activo k en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$) y, durante todas las horas de la indisponibilidad i -ésima de este activo, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_h$) es inferior al 2%, el valor de la compensación por dejar no operativo otro u otros activos r , $CANO_{i,m,k}$, se calculará de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,k} = \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right)$$

3. Si durante la indisponibilidad i -ésima, del activo k , para alguna de las horas de duración de la indisponibilidad, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_h$) es mayor que el 2%, el valor de la compensación, $CANO_{i,m,k}$, se calculará de la siguiente forma:

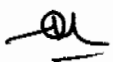
$$CANO_{i,m,k} = \max \left((ENS_h * CRO_h); \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right) \right)$$

Finalmente, la compensación $CANO$ del activo k para cada mes m por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos se calculará con la siguiente fórmula:

$$CANO_{m,k} = \sum_{i=1}^{ni} CANO_{i,m,k}$$

En las fórmulas de este numeral se utilizarán las siguientes variables:

- h : Periodo horario, dentro de las dos primeras horas de la duración de la indisponibilidad i , en el que se presenta la mayor cantidad de Energía No Suministrada.
- $PENS_h$: Porcentaje de la Energía No Suministrada al Sistema Interconectando Nacional, durante la hora h , por causa de la indisponibilidad i -ésima, del activo k . (porcentaje)
- $CANO_{i,m,k}$: Compensación del activo k , por la indisponibilidad i , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- $IMR_{m,r}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo r , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$)
- $H_{i,k}$: Duración de la indisponibilidad i -ésima para el activo k . (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)
- H_m : Horas del mes m . (horas)



Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

- ENS_h : Energía No Suministrada en la hora h . (kWh)
- CRO_h : Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, definido y calculado por la UPME, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de Energía No Suministrada, durante la hora h . (\$/kWh)
- $CANO_{m,k}$: Compensación del activo k , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- nr : Número de activos que quedaron no operativos por causa de la indisponibilidad del activo k .
- ni : Número de indisponibilidades de un activo k en el mes m .

4.8.3.1 Determinación de la Energía No Suministrada

El CND estimará la Energía No Suministrada (ENS) para cada periodo horario h mientras persista una indisponibilidad y estimará el porcentaje ($PENS_h$) que esta energía representa frente a la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico que estima el CND de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1 del Código de Operación que hace parte del Código de Redes.

Cuando el $PENS_h$ sea superior al 2% el CND enviará el respectivo informe a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios quien determinará si se presentó Energía No Suministrada y el agente al que se le atribuye dicho evento.

En el mes siguiente a la fecha en que quede en firme el acto administrativo de la Superintendencia de Servicios Públicos, en que se identifique el TN al que se le atribuye el Evento que causó la Energía No Suministrada, si la hay, se aplicará la Compensación de que trata este numeral, con el valor de energía determinado por el CND o el que se haya demostrado durante el proceso que adelante la SSPD.

4.8.3.2 Transición para adecuación del Sistema

Los TN deberán identificar e informar al LAC y a la UPME las áreas del STN que puedan quedar sin servicio por una contingencia simple, indisponibilidad de un elemento del STN a la vez. A partir de la fecha en que se reciba esta información en el LAC, no se aplicará para estas áreas la compensación por Energía No Suministrada.

La UPME y los TN podrán identificar proyectos que sirvan para mejorar la confiabilidad en estas áreas y en caso de que su ejecución sea recomendada en el Plan de Expansión se comenzará a aplicar la compensación por Energía No Suministrada una vez se hayan puesto en operación comercial dichos proyectos.

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

4.9 Valor Mensual de la Compensación.

El LAC calculará mensualmente el valor de la Compensación que se descontará del Ingreso Mensual Regulado de cada TN j , tal como se establece a continuación:

$$VMC_{j,m} = \sum_{k=1}^{a_j} (CIM_{m,k} * PU_{j,k}) + \sum_{k=1}^{a_j} [(IMR_{m,k} - IMRT_{m,k}) * PU_{j,k}] + \sum_{k=1}^{a_j} (CANO_{m,k} * PU_{j,k}) + CANOP_{m-1}$$

Donde:

- $VCM_{j,m}$: Suma de los valores que debe compensar el TN j por exceder o superar los límites de las características de calidad establecidos en este Capítulo, en el mes m .
- $CIM_{m,k}$: Compensación por exceder las *MHAIA*, del activo k en el mes m . (\$)
- $PU_{j,k}$: Porcentaje remunerado al TN j mediante cargos por uso del activo k . (porcentaje)
- $IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$)
- $IMRT_{m,k}$: Remuneración Temporal para el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$)
- $CANO_{i,m,k}$: Compensación del activo k , por la indisponibilidad i , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- $CANOP_{m-1}$: Valor de la compensación por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos que quedó pendiente por descontar en el mes $m-1$.
- a_j : Número de activos del TN j , que se encuentra en cada una de las situaciones descritas.

4.10 Límite de los valores de las Compensaciones.

El LAC deberá tener en cuenta que el valor total a reducir en el mes m por concepto de Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos, no podrá superar el 60% de la suma de los ingresos antes de Compensaciones. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho porcentaje, el saldo pendiente por descontar se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60%. El valor de las Compensaciones en un año calendario por este concepto, para cada TN j , estará limitado a un valor equivalente al 10% de los ingresos estimados por el LAC para el mismo TN en ese año.

El valor acumulado en doce meses de las compensaciones por indisponibilidades relacionadas con el incumplimiento de *MHAIA*, numeral

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

4.8.1 de este Anexo, no deberá superar el 20% del acumulado para los mismos doce meses del ingreso mensual regulado estimado para un TN.

Con el objeto de verificar este límite, el LAC calculará mensualmente para cada TN las siguientes variables:

$$IART_{j,m} = \sum_{k=1}^{a_j} \sum_{l=0}^{n-1} IMR_{m-l,k}$$

$$CAIMT_{j,m} = \sum_{u=1}^{a_j} \sum_{l=0}^{n-1} CIM_{m-l,k}$$

Siendo:

$IART_{j,m}$: Ingreso Anual Regulado para el TN j , acumulado hasta el mes m . (\$)

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$)

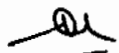
$CAIMT_{j,m}$: Acumulado durante los últimos doce meses de las Compensaciones originadas en Incumplimiento de las *MHAIA* para el TN j , calculado hasta el mes m . (\$)

$CIM_{m,k}$: Compensación por Incumplimiento de las *MHAIA*, del activo k en el mes m . (\$)

n : Mínimo entre 12 y el número de meses completos de operación comercial del activo k , incluido el mes m .

a_j : Número de activos del TN j .

Si para un mes m se obtiene que $CAIMT_{j,m} > 0,2 * IART_{j,m}$ el LAC liquidará al TN j , en el mes m y en los meses siguientes mientras se cumpla esta condición, un valor equivalente a mínimo el 80% del Ingreso Mensual del TN j antes de descontar el Valor Mensual a Compensar ($IMT_{j,m} + VMC_{j,m}$), y, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 59 de la Ley 142 de 1994, la SSPD lo podrá considerar como causal de toma de posesión por no prestar el servicio con la calidad debida.



§

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

CAPÍTULO 5. CONTENIDO DE LA SOLICITUD

En la solicitud escrita que se formule a la CREG para la aprobación del inventario de activos, el TN deberá incluir como mínimo:

- Inventario con los activos que se encuentran en operación, clasificados por Unidad Constructiva reportados en el aplicativo que para el efecto diseñe la CREG. La CREG podrá verificar la calidad de la información reportada por los TN, conforme se disponga en la respectiva actuación que adelante para aprobar el inventario y los valores anuales de servidumbre y AOM.
- Valor anual pagado por concepto de servidumbre para todas las líneas.
- El área (m²) y el valor catastral (en pesos de diciembre de 2008) del terreno donde está ubicada cada subestación.
- Porcentaje de representación ante el LAC de cada activo.
- Para los proyectos de expansión que han sido ejecutados como resultado de procesos de selección regulados por la CREG, el inventario de las UC que componen dicho proyecto. De no existir la correspondiente UC se asociará con aquella más parecida.
- Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, durante el año que finaliza el 31 de diciembre anterior a la fecha de reporte del inventario.
- Para cada uno de los activos reportados deberá indicarse el valor de la variable RPP, como está definida en el numeral 1.1 de este Anexo, especificando la entidad de donde provinieron los recursos.
- La información de AOM utilizada para el cálculo del AOM gastado ($AOMG_{j,01-07}$) y del AOM remunerado ($AOMR_{j,08}$).
- La siguiente manifestación e información firmada por el representante legal: "Que hemos aplicado la metodología de que trata la Resolución CREG 011 de 2009, obteniendo los siguientes resultados de AOM para (Nombre empresa):

Valores para el cálculo de AOM	Pesos de Diciembre de 2008
Valor anual del AOM gastado ($AOMG_{j,01-07}$)	
Valor anual del AOM remunerado ($AOMR_{j,08}$)	
Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN, para el año 2008 (CRE)	

Porcentajes de AOM	(%)
Porcentaje de AOM gastado ($PAOMG_{j,01-07}$)	
Porcentaje de AOM remunerado ($PAOMR_{j,08}$)	
Porcentaje de AOM de Referencia ($PAOM_{j,ref}$)	

7

Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Que con la firma de este documento ratifico que la información de nuestra empresa ingresada a través de la WEB de la Comisión, corresponde a nuestro inventario en el STN.

Se anexa un documento que contiene toda la información necesaria, en los términos de esta resolución, para la aprobación del inventario de activos junto con los soportes que respaldan los resultados presentados.

Así mismo se adjunta el plano impreso del diagrama unifilar de los activos que representa la empresa en el STN y ratifico que estos planos fueron ingresados a través de la página web de la comisión en el lugar dispuesto para tal fin en formato '.dwg'."


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

