

ARTÍCULO 2º. Vigencia y derogatorias. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, de conformidad con el artículo 119 de la Ley 489 de 1998, y deroga la Doctrina Contable Pública que le sea contraria.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los veintitrés (23) días del mes de noviembre de 2021.

MARLENY MARÍA MONSALVE VÁSQUEZ
Contadora General de la Nación (E)

(C. F.)

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 000138 DE 2021

(noviembre 22)

por la cual se efectúa un nombramiento ordinario.

El Director General de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, en uso de las facultades conferidas por los artículos 19 y 20 del Decreto Ley 1072 de 1999 y los artículos 19 y 20 del Decreto Ley 071 de 2020,

RESUELVE:

Artículo 1º. Nombrar con carácter ordinario en el cargo de Director Código 509 Grado 06 del Despacho de la Dirección de Gestión Corporativa de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, a Liliam Amparo Cubillos Vargas, identificada con la Cédula de ciudadanía número 52.708.167.

Artículo 2º. A través de la Coordinación de Correspondencia y Notificaciones de la Subdirección Administrativa, comunicar el contenido de la presente resolución a Liliam Amparo Cubillos Vargas, al correo electrónico institucional acubillosv@dian.gov.co

Artículo 3º. A través de la Coordinación de Correspondencia y Notificaciones de la Subdirección Administrativa, enviar copia de la presente resolución al Despacho y a las Coordinaciones de Selección y Provisión del Empleo, de Administración de Planta de Personal, de Historias Laborales de la Subdirección de Gestión de Empleo Público y al funcionario que proyectó el presente acto administrativo.

Artículo 4º. De conformidad con el artículo 65 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, publicar en el *Diario Oficial* la presente Resolución.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 22 de noviembre de 2021.

El Director General,

Lisandro Manuel Junco Riveira.

(C. F.)

Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 174 DE 2021

(octubre 7)

por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado 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, 2253 de 1994, 2696 de 2004, compilado en el Decreto 1078 de 2015 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 370 de la Constitución Política asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control

de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios. Los servicios públicos hacen parte de la cláusula del Estado Social de Derecho.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía, y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre estas y los grandes usuarios.

El literal b) del artículo mencionado atribuye a la CREG la facultad de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, uso eficiente de energía, y de establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre estas y los grandes usuarios.

Por principio de eficiencia económica, según la Ley 142 de 1994, se entiende así: *“Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que estos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por este”.*

El artículo 23 de la Ley 143 de 1994 señala que corresponde a la CREG *“Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia”.*

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 define el concepto de autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional. Así mismo, autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores, y le otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la generación distribuida.

En particular, para la autogeneración a pequeña escala, la Ley 1715 de 2014 determinó que los elementos para promover esta actividad deben tener en cuenta la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad.

La Ley 1715 de 2014 le confirió a la CREG la facultad de definir las normas para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.

El límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, definido en la Resolución UPME 281 de 2015, es igual a 1 MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

La Ley 2099 de 2021 dispuso que los autogeneradores de propiedad de productores de petróleo y/o gas natural pueden vender sus excedentes al mercado mayorista a través de empresas facultadas para ello.

Mediante las Resoluciones 084 de 1996 y 024 de 2015, la CREG reguló las actividades del autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 348 de 2017, estableció los lineamientos de política frente a las condiciones simplificadas para la autogeneración, en términos de la medición, la conexión, el contrato de respaldo, y la entrega de excedentes y su respectiva liquidación. Igualmente, la Ley 1715 de 2014 ordena establecer un proceso de conexión simplificado para los autogeneradores a gran escala con excedentes de energía menores a 5 MW.

El Decreto 348 de 2017 dispone que para la autogeneración a pequeña escala que utilice FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía.

Para la regulación de la autogeneración a pequeña escala, la CREG debe aplicar los criterios definidos en la Ley 1715 de 2014 y Ley 2099 de 2021, así como los establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994.

Mediante la Resolución CREG 121 de 2017 se publicó el proyecto de resolución *“Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”*, aprobada en sesión CREG 798 del 28 de agosto de 2017.

Posteriormente, se publicó la Resolución CREG 030 de 2018, *“Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el*

Sistema Interconectado Nacional”, aprobada en sesión CREG No. 842 del 26 de febrero de 2018.

Desde la expedición de la Resolución CREG 030 de 2018, la Comisión ha recibido múltiples solicitudes de concepto para aclarar temas de procedimientos de conexión, requisitos técnicos y de aplicación de reglas comerciales.

La Comisión realizó la contratación de dos estudios de consultoría: el primero en el año 2019 bajo el título “*Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*”, con el cual se realizó la evaluación de trayectorias e indicadores de seguimiento para la incorporación de la autogeneración y generación; y el segundo en el año 2020, “*Revisión de los requisitos técnicos y el procedimiento de conexión para autogeneradores, cogeneradores y generadores hasta 5 MW*”, en el que se hizo la evaluación de los procedimientos de conexión de generadores y autogeneradores en el SIN, y la propuesta de ajustes respectivos.

La Comisión expidió la Resolución CREG 130 de 2019, “*Por la cual se definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado*”.

Con fundamento en los lineamientos de política pública establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40311 de 2020, la CREG debe definir las condiciones regulatorias para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Nacional, para lo cual la Comisión señaló los criterios y procedimientos a tener en cuenta por parte de los involucrados en esta actividad. Adicionalmente, la citada resolución estableció la destinación de una ventanilla única en la cual se tramitarán todas las solicitudes de conexión de generación y de los usuarios de las redes del SIN.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión expidió la Resolución CREG 075 de 2021 “*Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional*”.

Mediante Resolución CREG 002 de 2021, la Comisión sometió a consulta del mercado y público en general el texto de este acto administrativo, cuyos comentarios y análisis se encuentran en el documento CREG D-142 de 2021 soporte de la presente resolución.

Del análisis de los comentarios recibidos se realizaron ajustes a la propuesta consultada que se contemplan en esta resolución.

La Comisión recibió concepto de la Dirección de Impuesto y Aduanas Nacionales (Dian), en mayo de 2021 en el que se establece lo siguiente:

*“(…) en el caso de la comercialización y la venta de excedentes de energía, por parte de los autogeneradores, se indica de acuerdo con las normas previamente citadas, **que en la medida en que la operación de venta sea efectuada por parte de sujetos obligados a facturar, los mismos deberán expedir las respectivas facturas de venta de conformidad con las normas vigentes.***

*Sin embargo, **si el autogenerador es un sujeto no responsable de IVA, este se encuentra catalogado por el artículo 616-2 del Estatuto Tributario como no obligado a facturar y en consecuencia, no deberá cumplir con esta obligación formal.*** (...)”

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en sesión número 1109 del 30 de julio de 2021, decidió aprobar la presente resolución y enviar a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para emisión de concepto de abogacía de la competencia.

Recibido el concepto de la SIC con radicado 21-64533-15-0 del 13 de septiembre de 2021, la Superintendencia Delegada para la Protección de la Competencia de la SIC recomendó:

1. *Ajustar la metodología de remuneración de las actividades de generación distribuida, de manera que se reconozca la totalidad de los beneficios por reducción de pérdidas técnicas percibidas por los OR, con independencia de la calidad de integrado o no del comercializador.*

2. *Analizar la incidencia que puede tener el establecimiento de una garantía líquida en los términos del Proyecto sobre la concurrencia de los agentes al mercado de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de GD y AGPE, a efectos de evitar que esta situación pueda convertirse en una barrera de entrada infranqueable para algunos agentes de mercado.*

3. *Establecer una disposición tendiente a que se pueda materializar efectivamente la posibilidad de que los AGPE y los GD puedan ejercer el derecho a la libre elección del representante de la frontera, de suerte que no se generen condicionamientos desproporcionados u otros que disuadan a los AGPE y/o a los GD para el ejercicio de dicho derecho.*

4. *Incluir en el Proyecto una disposición que señale que los operadores de red no pueden generar condiciones discriminatorias para con los usuarios solicitantes interesados en concurrir en el sector de autogeneración y autogeneración distribuida.*

De conformidad con el concepto 11001030600020130000500 del 4 de julio de 2013 de la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado, con ponencia del Consejero doctor William Zambrano Cetina, existe un carácter no vinculante del concepto emitido por la SIC con relación a la autonomía normativa de las autoridades de regulación. En este sentido, la Comisión se aparta de las recomendaciones 1 y 2 por los siguientes motivos:

1. El agente designado por el Decreto 387 de 2007, “*por medio del cual se establecen las políticas generales del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones*”, para la administración, operación y mantenimiento de las pérdidas en un mercado de comercialización, es el Operador de Red quien, justamente, es el que está integrado con el comercializador incumbente, y es este último a través del cual se realizan las liquidaciones en un sistema.

La liquidación de un mercado se efectúa restando las medidas de los comercializadores entrantes de la(s) frontera(s) del incumbente, quien responde por todas las diferencias entre las pérdidas reconocidas y las reales, es decir, el comercializador incumbente es el agente que se afecta o beneficia por las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas reconocidas. Dado que este es el único agente encargado de gestionar las pérdidas y el único beneficiario por una disminución de las mismas, es el agente con el que se debe efectuar la transacción.

No se puede realizar la transacción recomendada con los comercializadores entrantes porque ellos no son los responsables de la gestión de pérdidas. Así mismo, las pérdidas que le son cobradas son las mismas que ellos reciben de los usuarios, sin que tengan ningún margen de diferencia al respecto. Asignarles alguna responsabilidad de reconocimiento de pérdidas a los GD por parte de un comercializador entrante causaría un desequilibrio respecto del reconocimiento de sus costos.

2. Se aclara que no existe garantía para extender la vigencia de la aprobación de la conexión de los GD y AGPE; al contrario, se permitió que se extendiera sin costo.

La garantía de que trata la presente resolución aplica para los autogeneradores a gran escala (AGGE) con potencia máxima declarada entre 1 y 5 MW.

Con respecto a los otros comentarios, se aceptan y se realiza el ajuste correspondiente.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en sesión número 1127 del 7 de octubre de 2021, decidió aprobar la presente resolución. En consecuencia,

RESUELVE:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1°. *Objeto.* Regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW.

Artículo 2°. *Ámbito de aplicación.* Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala conectados al SIN, a los agentes comercializadores o generadores que los atienden, les comprenden energía o los representan, a los generadores distribuidos, a los operadores de red y transmisores nacionales. También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW, en lo concerniente a las condiciones de conexión que se establecen en el Capítulo III de esta resolución. Esta resolución no aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia.

Artículo 3°. *Definiciones.* Para efectos de esta resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Autogeneración. Actividad realizada por usuarios, sean estas personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atienda la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.

Autogenerador. Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración.

Autogenerador a gran escala (AGGE). Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador a pequeña escala (AGPE). Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Capacidad instalada o nominal de un autogenerador y un generador distribuido. Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante.

Cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna o con conexión al SIN. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante.

Si el valor de placa se encuentra en unidades de kVA o MVA, se deberá asumir un factor de potencia unitario.

CND. Centro Nacional de Despacho.

CNO. Consejo Nacional de Operación.

Crédito de energía. Cantidad de excedentes de energía entregados a la red por un AGPE con FNCER, que se permuta contra la importación de energía que este realice durante un período de facturación.

Excedentes de energía. Toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un autogenerador, expresada en kWh.

Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Son las fuentes de energía, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar, los mares, hidrógeno verde y azul, de acuerdo con la definición establecida en las Leyes 1715 de 2014, Ley 2099 de 2021, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Generador distribuido (GD). Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización aquí definidos.

Importación de energía. Cantidad de energía eléctrica consumida desde las redes del SIN por un autogenerador, expresada en kWh.

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 Sistema de Transmisión Regional, STR, o de un Sistema de Distribución Local, SDL, incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional, 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, ESP. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Potencia máxima declarada para AGPE y AGGE. Corresponde a la potencia que es declarada por el AGPE o AGGE ante el OR, en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía, cuando aplica, y declarada durante el procedimiento de conexión.

Para el GD se entiende que es la capacidad efectiva neta aplicable a los agentes generadores de acuerdo con la regulación vigente, declarada ante el OR en el procedimiento de conexión y en el momento de registro de la frontera comercial.

La potencia máxima declarada será igual a la potencia establecida en el contrato de conexión, en caso de que este aplique. Así mismo, esta deberá ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, y será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial.

Servicio del Sistema. Conjunto de actividades necesarias que permiten la aplicación del crédito de energía.

Sistema de Distribución Local, SDL. Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistemas de suministro de energía de emergencia. Son aquellas plantas, unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía que utilizan los usuarios para atender parcial o totalmente su consumo en casos de interrupción del servicio público de energía eléctrica, y tienen un sistema de transferencia manual o automático de energía, o algún sistema que garantiza la no inyección de energía eléctrica a la red.

Sistema de Transmisión Regional, STR. Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR.

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 este nivel de tensión en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión.

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, ESP.

CAPÍTULO II

Integración a la red de la autogeneración y la generación distribuida

Artículo 4°. *Indicadores de integración de la AGPE al SIN.* Cuando la cantidad de energía anual utilizada para crédito de energía en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada anual de ese mercado, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de remuneración que se establecen en esta resolución.

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar a la Comisión, semestralmente, en los meses de enero y julio de cada año, el reporte de la energía inyectada a la red por AGPE y GD, durante el semestre anterior, con detalle

diferenciado para AGPE y GD, de tal forma que se pueda identificar como mínimo la siguiente información de los AGPE:

- La cantidad total de AGPE para los cuales es el reporte,
- Conocer, de forma agregada, los excedentes discretizados por tipo (excedentes usados o no para el crédito de energía conforme el artículo 26 de la presente resolución), año, mes, día y hora.
- La información debe estar discriminada por mercado de comercialización y agente comercializador o agente generador que adquiere la energía.
- El tipo de mercado, regulado o no regulado, según aplique, al cual es destinada la energía excedente.

Adicionalmente, para aquellas fronteras AGPE con reporte al ASIC, el ASIC deberá solicitar la información que corresponda, al representante de la correspondiente frontera, con el fin de completar la información de los literales a) al d) del presente artículo. El mecanismo para solicitar la información adicional que se necesite puede ser el mismo adoptado para fronteras sin reporte al ASIC de los AGPE u otro que adopte el ASIC.

Artículo 5°. *Condición para conectarse como AGPE, AGGE o GD.* Cualquier usuario que esté interesado en convertirse en AGPE o AGGE, o aquel prestador que esté interesado en convertirse en GD, lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos en la presente resolución.

En el caso de un usuario cuyo consumo de energía se encuentre registrado en una de las fronteras comerciales para agentes y usuarios de que trata el parágrafo del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, y requiera convertirse en AGPE que entrega excedentes, deberá realizar las adecuaciones en sus instalaciones para que sus consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba. No obstante, en el caso de que el usuario requiera convertirse en AGPE sin entrega de excedentes a la red, lo podrá realizar sin necesidad de modificar sus instalaciones para independizar sus consumos, pero de igual forma debe seguir el procedimiento establecido en esta resolución.

Parágrafo 1°. Todos los AGPE, AGGE y GD existentes al momento de expedición de esta resolución tienen la obligación de entregar la información que corresponda al OR al que estén conectados, declarando su capacidad instalada o nominal y la potencia máxima declarada. Esta obligación deberá cumplirse dentro de los tres (3) meses siguientes a la actualización del formato definido por el OR. El OR debe actualizar y publicar el formato en su página web durante los quince (15) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, dando aviso de esta publicación. Además, los OR deben informar, mediante el correo electrónico registrado, de la necesidad y obligación de esta actualización a cada uno de los AGPE, AGGE y GD existentes conectados en sus redes.

Parágrafo 2°. Para todos los efectos de esta resolución, el valor de capacidad instalada o nominal y la potencia máxima declarada de un autogenerador o generador distribuido se dará en unidades de kW, con una precisión de tres (3) cifras decimales, y se deberá declarar en el procedimiento de conexión.

Parágrafo 3°. Una vez el AGPE, AGGE o GD haya realizado el proceso de conexión y esté en operación, el OR debe mantener la infraestructura disponible para recibir los excedentes del autogenerador o la energía del GD.

Artículo 6°. *Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1.* Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un SDL en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar en la página web del OR que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:

a) La sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador que la alimenta. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.

b) La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.

La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.

c) La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 a. m., y 6 p. m.

La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros anteriores, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el artículo 17 de esta resolución.

Parágrafo 1°. Los AGPE que no entregan excedentes de energía a la red no serán sujetos de la aplicación de los límites de que trata este artículo.

Parágrafo 2°. Para el cumplimiento de lo dispuesto en los literales b) y c) del presente artículo se debe utilizar la información real más actualizada posible. En caso de no contar con información, el OR deberá aceptar las conexiones que se le soliciten, y no podrá trasladar ninguna responsabilidad ante contingencias presentadas por este hecho.

Artículo 7°. *Sistema de información de disponibilidad de red.* Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 6 de la presente resolución.

Cada OR deberá disponer en su página web un enlace denominado: “Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos - Resolución CREG 174 de 2021” en la portada principal de la página web del OR, en un lugar visible y de fácil acceso. Este enlace deberá direccionar a un sitio web que deberá contar con un sistema de información georreferenciado de fácil acceso, que permita a un potencial AGPE o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado, sin generar ningún tipo de cobro para los interesados, y sin que el usuario o interesado requiera de software específico que le genere algún cobro por su utilización o licenciamiento.

En el caso en el que un OR ofrezca servicios de instalación de equipos de generación para ejercer la actividad de autogeneración, debe quedar claro y visible en el sitio web que dicho servicio también puede ser ofrecido por un tercero diferente al OR o agente comercializador.

Para el acceso a dicho sistema en el sitio web y para la consulta de la información (mapa de la red e información de todos los puntos de conexión), el OR solo podrá solicitar al usuario interesado una autenticación que corresponda a un correo electrónico y contraseña. El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema. La consulta de información no implica el inicio del trámite de la solicitud de conexión.

El sistema de información georreferenciado deberá proporcionar una opción para que el usuario realice la búsqueda de una ubicación específica de forma ágil, para lo cual debe contar con una herramienta de búsqueda con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario. El sistema deberá contener la información de todos los transformadores instalados en la red del OR respectivo.

El sistema de información del OR debe mantener una velocidad de acceso a la información suficiente que garantice una consulta oportuna y completa para los usuarios interesados.

Dicho sistema en el sitio web deberá tener, como mínimo, la siguiente información:

a) Cartillas de fácil entendimiento, con los principales aspectos regulatorios aplicables a la autogeneración y generación distribuida, el detalle de los procedimientos de conexión para que los potenciales AGPE y GD puedan consultar de manera rápida las condiciones de acceso a la red.

b) Formato de actualización de información definido por el OR para aquellos AGPE o GD existentes, conforme a lo establecido en el artículo 5 de la presente resolución.

c) Línea de atención al cliente y correo electrónico de contacto.

d) Ubicación georreferenciada de los transformadores, de las subestaciones y de las redes de baja tensión, según lo descrito en la Resolución de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.

e) Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.

f) Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario, expresada en kW. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.

g) Valor de la sumatoria de la potencia máxima declarada de los GD y AGPE instalados en el mismo circuito o transformador, así como la clasificación en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador respecto de la citada sumatoria, así:

- Color verde, cuando la relación sea inferior o igual al 30%, indicando su respectivo valor en kW.
- Color amarillo, cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido, indicando sus respectivos valores en kW.
- Color naranja, cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido, indicando sus respectivos valores en kW.
- Color rojo cuando la relación sea superior a 50%, indicando su respectivo valor en kW.

De igual forma, se deberá poder observar el valor de capacidad disponible para el AGPE o el GD que realice la búsqueda en el sistema, expresada en kW y con precisión de tres (3) cifras decimales.

h) Valor de la sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE y GD conectados al mismo circuito o transformador, así como la clasificación en colores en función de la cantidad mínima de energía horaria, acorde con lo establecido en los literales b) y c) del artículo 6 de esta resolución, así:

- Color verde, cuando la relación sea inferior o igual al 30% indicando su respectivo valor en kWh.
- Color amarillo, cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido, indicando sus respectivos valores en kWh.
- Color naranja, cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido, indicando sus respectivos valores en kWh.
- Color rojo, cuando la relación sea superior a 50%, indicando su respectivo valor en kWh.

De igual forma, el potencial AGPE o el GD que realice la búsqueda, deberá poder observar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión o búsqueda en el sistema, en kWh, de acuerdo con lo establecido en los literales b) y c) del artículo 6 de esta resolución, y con una precisión de tres (3) cifras decimales.

El sistema de información, incluyendo todas las características descritas en esta resolución, debe estar disponible para el público en un tiempo de noventa (90) días hábiles, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución. El sistema de información debe ser actualizado entre el día uno (1) y el día cinco (5) de cada mes, con la información recibida hasta el último día del mes anterior al de actualización. La fecha de esta actualización debe estar visible en el sitio web del sistema de información.

Durante el tiempo que dure la actualización mensual del sistema de información, de ser necesario, el OR dispondrá la información en formato de hoja de cálculo de uso común en su página web, que permita una búsqueda fácil para consulta de la ciudadanía. El OR debe publicar dicho formato en los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la presente resolución.

Este sistema de información deberá permanecer activo y funcionando aún después de la entrada en funcionamiento de la ventanilla única de que trata el artículo 9 de la presente resolución.

Artículo 8°. *Sistema de información para el trámite en línea.* Cada OR debe disponer de un sistema de información computacional para que un potencial AGPE, AGGE o GD, pueda adelantar todo el trámite de conexión, pueda recibir notificaciones y requerimientos por medios electrónicos, y pueda conocer el estado de su trámite en todo momento.

El sistema de información para el trámite en línea debe contener, al menos, los pasos y procedimientos descritos en la presente resolución para la conexión de un potencial AGPE, AGGE o GD. Así mismo, el sistema para el trámite en línea debe disponer, para cada solicitud de conexión, un botón que permita visualizar toda la información cargada por el solicitante y cargada por el OR durante el proceso de la solicitud. También, se debe poder visualizar el paso en el que se encuentra el proceso, y las fechas de inicio y finalización de cada uno.

Este sistema de información deberá estar disponible en el sitio web del que trata el artículo 7 de la presente resolución, junto con el sistema de información de disponibilidad de la red georreferenciado, de tal forma que se pueda acceder a este de forma fácil y ágil.

Este sistema de información para el trámite en línea deberá tener las siguientes características:

1. Este sistema también deberá proporcionar acceso al sistema de información georreferenciado o de disponibilidad de red, acorde con lo establecido en el artículo 7 de la presente resolución, de tal forma que el usuario pueda hacer las verificaciones respectivas para solicitar su punto de conexión en el marco del trámite, sin que el usuario o interesado requiera de software específico que le genere algún cobro por su utilización o licenciamiento.

2. En el caso en el que un OR o agente comercializador ofrezca servicios de instalación de equipos de generación para ejercer la actividad de autogeneración, en el sistema de información se debe informar que dicho servicio también puede ser ofrecido por un tercero diferente al OR o agente comercializador.

3. Antes de iniciar el trámite en línea, cualquier persona deberá poder ver, sin ninguna restricción, la siguiente información:

- a) Botón de trámite de conexión y estado del trámite.
- b) Formato de conexión simplificado.
- c) Lineamientos de los estudios de conexión simplificados.
- d) Acuerdos vigentes de pruebas y de protecciones, diseñados por el CNO.
- e) Contrato de conexión proforma de acuerdo con lo definido en el artículo 16 de esta resolución.
- f) Botón de peticiones, quejas y reclamos de los solicitantes, donde se pueda evidenciar la solicitud del usuario y la respuesta.
- g) Cartillas de fácil entendimiento, de que trata el literal a) del artículo 7° de la presente resolución.
- h) Valor del costo de conexión conforme lo establecido en el anexo 5 de esta resolución.

i) Valor a cobrar por realizar el estudio de conexión simplificado, en caso de ofrecer el servicio. En todo caso, se debe aclarar que lo puede prestar un tercero, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos en el estudio de conexión simplificado.

j) Línea de atención al cliente y correo electrónico de contacto.

4. Cuando el usuario interesado inicie con el trámite ante el OR, el sistema solicitará la autenticación en el mismo por medio de un usuario y contraseña. Esta autenticación permitirá al usuario tener acceso a la información del estado del trámite y avance de su solicitud.

Una vez entre en funcionamiento la ventanilla única de que trata el artículo 9° de la presente Resolución, los literales b) al j) del numeral 3 anterior, deberán ser visualizados en el sitio web de que trata el artículo 7° de la presente Resolución. El acceso a lo anterior también deberá estar disponible en la ventanilla única.

Este sistema de información, con sus respectivos ajustes, debe estar disponible para el público en un tiempo de sesenta (60) días hábiles contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Parágrafo. Una vez el AGPE, AGGE o el GD haya finalizado el procedimiento de conexión a través del sistema trámite en línea, el sistema de trámite en línea debe permitir que se almacene información de seguimiento de la operación, como por ejemplo de desconexión, reconexión o retiro del sistema por voluntad propia, o demás información que la CREG determine mediante circular.

Artículo 9°. *Ventanilla única.* Los potenciales AGPE, AGGE y los GD deben gestionar su solicitud de conexión a través de la ventanilla única que implementará y gestionará la UPME, a partir del momento en que la misma esté disponible, conforme a lo establecido en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40311 de 2020, y en la Resolución CREG 075 de 2021 o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Para el caso de los interesados a los que les aplica lo establecido en la presente resolución, la ventanilla tiene como objetivo ser una plataforma para que el interesado gestione su trámite de conexión ante el OR, de tal forma que sea posible facilitar el intercambio de información con los agentes y hacer transparentes y más eficientes los pasos y los tiempos del trámite de solicitud de conexión. Además, la ventanilla tiene por objetivo brindar información y acceso a las entidades de regulación, planeación, vigilancia y control del sector. En esa medida, en la ventanilla reposará toda la información que permitirá observar y analizar la evolución de la integración de la autogeneración y GD en el país. Por tanto, la ventanilla deberá recopilar, como mínimo, la información solicitada mediante el formato de reporte de que trata el artículo 28 de la presente resolución.

El diseño de esta ventanilla deberá contemplar todo lo establecido en la presente resolución, además de los otros requerimientos que determinen la CREG, la SSPD y la UPME por medio de mesas de trabajo para el diseño de detalle de esta ventanilla.

Los OR seguirán siendo los agentes responsables de atender y resolver las solicitudes de conexión que se presenten en la ventanilla para los proyectos de los que trata esta resolución. Estos agentes deberán gestionar con la UPME la articulación entre los servicios de sus sistemas de información de disponibilidad de red y trámite en línea, y dicha ventanilla, así como suministrar a la UPME la información que esta entidad requiera para el desarrollo del diseño de detalle de la ventanilla.

Todas las actividades que se establezcan en la presente resolución para ser ejecutadas en el sistema para el trámite en línea deberán poder gestionarse en la ventanilla única, una vez esta esté disponible.

Parágrafo 1°. El OR deberá gestionar con la UPME la migración de la información histórica de los proyectos que se han tramitado por medio del sistema para el trámite en línea a la ventanilla única, de tal forma que en la ventanilla repose la información de la totalidad de solicitudes de conexión que se hayan llevado a cabo por parte de los AGPE, AGGE y GD.

Parágrafo 2°. El OR es el agente responsable de atender y resolver las solicitudes de conexión que se presenten en la ventanilla para trámite en línea de los proyectos de la que trata la presente resolución. Por su parte, el usuario es el responsable de allegar la información solicitada, conforme a lo señalado en el procedimiento de conexión correspondiente, y a lo establecido en la presente resolución.

Parágrafo 3°. La Comisión, mediante Circular, podrá establecer parámetros mínimos adicionales a los que determine la UPME, para el desarrollo de la ventanilla única.

Artículo 10. *Transición del sistema para el trámite en línea y de los procedimientos de conexión.* Una vez la ventanilla única esté disponible, las nuevas solicitudes de conexión se deberán tramitar a través de esta. El sistema para el trámite en línea deberá continuar funcionando conforme a lo establecido en el artículo 8 de la presente resolución hasta tanto se complete el trámite de las solicitudes de conexión que se iniciaron a través del mismo antes de la entrada en funcionamiento de la ventanilla.

Las solicitudes que estén en curso actualmente mediante el procedimiento de conexión establecido en la Resolución CREG 030 de 2018, continuarán con dicho procedimiento de conexión hasta su finalización.

Los procedimientos de conexión de la presente resolución se aplicarán a partir del momento en que el OR los haya implementado en el sistema para el trámite en línea actualizado conforme al plazo mencionado en el artículo 8° de esta resolución.

Parágrafo. Una vez entre en funcionamiento la ventanilla única y culmine el período de transición de que trata el presente artículo, el micrositio o sitio web del sistema de

trámite en línea deberá ser retirado del sitio web del OR. A cambio, para aquellos usuarios interesados en el trámite de conexión y que accedan a la página web del OR, deberán ser redireccionados a la ventanilla única.

Artículo 11. *Auditoría de sistemas de información y sistema de trámite en línea.* El OR deberá contar con las auditorías del funcionamiento de los sistemas de información y de la aplicación de los procedimientos de conexión, conforme a lo que determine la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

CAPÍTULO III

Condiciones de conexión

Artículo 12. *Requisitos para la conexión y operación.* Los requisitos para la conexión y operación serán los siguientes:

a. Para que los AGPE, AGGE o los GD realicen la solicitud de conexión, se deberá diligenciar un formato de conexión simplificado que será diseñado por el CNO y publicado mediante Circular CREG. Cuando este formato deba ser actualizado, el CNO deberá enviar a la Comisión la propuesta de actualización, con el documento que soporte la propuesta, para su análisis y publicación.

b. Para que los AGPE y los GD con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW realicen la solicitud de conexión, o los AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW, se deberá realizar un estudio de conexión simplificado.

El estudio de conexión simplificado no aplica para: i) los AGPE o AGGE sin entrega de excedentes, ii) los AGPE con entrega de excedentes de capacidad instalada menor o igual a 100 kW, iii) los GD con capacidad instalada menor o igual a 100 kW.

El contenido del estudio de conexión simplificado será diseñado por el CNO y publicado mediante Circular CREG. En el diseño del estudio se deben incluir las causales de rechazo debidamente enumeradas. Cuando este documento de estudio de conexión simplificado deba ser actualizado, el CNO deberá enviar a la Comisión la propuesta de actualización, junto con el documento que soporte la propuesta, para una nueva publicación.

Las pruebas y verificaciones en sitio en la etapa de entrada en operación se definirán conforme a la capacidad nominal o instalada, la potencia máxima declarada, y los acuerdos de pruebas y protecciones del CNO, así:

i. Para los AGPE o los GD con capacidades nominales o instaladas menores a 10 kW:

El OR sólo realizará: 1) inspección visual o de verificación de los parámetros declarados, 2) inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene), y 3) inspección visual o de verificación del esquema de protecciones.

ii. Para los AGPE o los GD con capacidades nominales o instaladas iguales o superiores a 10 kW y menores o iguales a 100 kW:

El OR realizará una inspección visual o de verificación de los parámetros declarados, y la inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene).

Para el esquema de protecciones y para la verificación del tiempo de reconexión, se realizarán las pruebas definidas en el Acuerdo CNO.

iii. Para los AGPE o los GD con capacidades nominales o instaladas mayores a 100 kW e inferiores o iguales a 1 MW, y para los AGGE con potencia máxima declarada inferior a 5 MW o AGGE sin entrega de excedentes:

Deben cumplir con todas las pruebas que sean establecidas en el Acuerdo CNO.

c. En todo caso, los AGPE, AGGE o los GD deberán cumplir con el Acuerdo de Protecciones. El cumplimiento del Acuerdo se verifica en un primer momento, para la aprobación de la conexión, con la documentación entregada en el procedimiento de conexión; luego, a partir de las inspecciones visuales en sitio al momento de energización y/o las pruebas a realizar en caso de que apliquen conforme el literal b) anterior.

d. Los AGGE y los GD deben declarar su programa de generación de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya. El AGPE no es sujeto de dicha declaración.

En el caso del GD, este deberá informar al CND la fecha de entrada en operación y su capacidad máxima declarada, mediante los medios que actualmente disponga el CND para tal fin.

e. Los AGGE y los GD podrán contar con supervisión desde el centro de control del OR en los términos de la regulación vigente. El AGPE no será sujeto de supervisión.

Parágrafo 1°. En un tiempo de treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CNO deberá actualizar o desarrollar el Acuerdo de protecciones, el documento con los lineamientos del estudio de conexión simplificado y el Acuerdo de pruebas, acorde con lo establecido en la presente resolución.

El Acuerdo del CNO de protecciones no podrá limitar de ninguna forma los porcentajes de penetración definidos en el artículo 6 de la presente resolución.

Parágrafo 2°. El CNO determinará, mediante Acuerdo, los requisitos y pruebas a realizar a los sistemas de supervisión de los AGGE y los GD. El CNO tendrá un plazo de treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución para la elaboración de dicho Acuerdo.

Parágrafo 3°. Los Acuerdos de protecciones, pruebas y supervisión, o sus modificaciones, deben ser consultados con todos los interesados, GD y usuarios

autogeneradores antes de su publicación final. En todo caso, de conformidad con el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, los Acuerdos del CNO podrán ser recurridos ante la CREG.

Cuando los Acuerdos se actualicen, y posterior a su publicación como Acuerdo en la página web del CNO, se deberá informar a la Comisión de los cambios realizados.

Artículo 13. *Orden de asignación para las solicitudes de conexión.* Los OR deben garantizar que el orden en que se llenan las redes producto de la asignación de capacidad de acuerdo con la aplicación de los procedimientos del anexo 5 de la presente resolución, es en el de llegada o registro de los proyectos.

Artículo 14. *Procedimientos de conexión simplificados.* Los procedimientos de conexión se presentan en el anexo 5 de la presente resolución, sujetos a los requisitos de documentación que se establecen a continuación:

Tabla 1. Requisitos de documentación de los procedimientos de conexión.

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal	Documentación tipo (SÍ: es necesario, NO: no es necesario)						
			A	B	C	D	E	F (3)	G
Entregan energía a la red	AGPE	≤ 100 kW	NO	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
	GD	≤ 100 kW	NO	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ	SÍ
	AGPE	> 100 kW	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
	GD	> 100 kW	SÍ	SÍ	SÍ	NO	NO	SÍ	SÍ
No entregan energía a la red	AGGE	< 5 MW (2)	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
	AGPE	≤ 1 MW	NO	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
	AGGE	Cualquier capacidad	NO	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ

Notas:
(1) La condición de entrega o no de energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red conforme a su actividad económica.
(2) Corresponde a la potencia máxima declarada para el AGGE.
(3) Solo en el caso de usar inversores para conexión a red. De lo contrario, NO aplica.

Tabla 2. Descripción documentación tipo de la Tabla 1.

Tipo	Descripción del documento tipo
A	Estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente Resolución.
B	Formulario de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente Resolución.
C	Certificado de capacitación o experiencia en la instalación tipo. La empresa encargada de la instalación, o el instalador, deben certificar al menos 1 año de experiencia específica acorde con el tipo de tecnología a instalar, o adjuntar un certificado de capacitación del personal en la instalación tipo que se llevará a cabo. Mientras el Ministerio de Minas y Energía regla lo anterior, la certificación deberá ser clara sobre la experiencia a acreditar y el tiempo requerido, o el certificado de capacitación. Transitoriamente se entiende que son certificaciones de capacitación que pueden ser expedidas por una institución educativa acreditada o que son de índole de educación no formal ofrecida por alguna empresa o que son certificaciones de experiencia certificada por alguna empresa donde se demuestre la experiencia en las instalaciones tipo que se lleven a cabo. La certificación debe contener la información suficiente para que los aspectos anteriormente mencionados puedan ser verificados en caso de aclaraciones.
D	Manual del (de los) dispositivo(s) que controla(n) la no inyección a red o la inyección a red en algún nivel fijo de potencia o energía. Si el inversor cuenta con dicha función, se debe entregar el manual del inversor. Si se tiene entrega de energía a la red y no se tiene un control de inyección en algún nivel fijo de potencia o energía, el documento no es necesario. Si no se tiene entrega de energía a la red, el documento sí es necesario. Para un GD no aplica, pues la potencia máxima declarada corresponde a la capacidad efectiva neta.
E	Archivo de la consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión en la página web del OR, esto para los casos de AGPE que inyectan energía a la red y los GD y que se conectan a nivel de tensión 1. El sistema de información de disponibilidad de red debe generar el archivo con el resultado de la búsqueda en formato PDF, JPG u otros, para que el usuario lo pueda descargar.
F	Documento donde se demuestre el cumplimiento de normas para inversores, definidas en el formulario de conexión simplificado. La demostración del cumplimiento de las normas técnicas debe ser mediante certificado de producto emitido por un organismo de certificación acreditado, que haga parte de acuerdos de reconocimiento internacional. En todo caso, si el RETIE ya establece la demostración anterior, se realizará conforme este o su actualización lo determine.
G	Otra documentación: i) los diagramas unifilares (usar una norma nacional o internacional), ii) documento con la identificación esquemática de la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor correspondiente y que contenga el esquema de protecciones con sus características, iii) documento con las distancias de seguridad respecto a las redes existentes y el cuadro de cargas de la demanda total. Se deberá aplicar lo que el RETIE especifique para la documentación anterior.

Respecto de los requisitos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) se deberán entregar y cumplir conforme a lo que en él se establezca.

En el sistema de trámite en línea deberá existir un campo único donde se cargue toda la documentación que exija el RETIE.

En cualquier caso, en los procedimientos de conexión, la información que dispongan las reglas del RETIE deberá estar cargada en el momento que el solicitante la tenga lista, sin superar el momento en que se realiza la solicitud de entrada en operación en el sistema de trámite en línea.

Artículo 15. *Reglas de vigencia de aprobación de la conexión.* La vigencia de la aprobación de la conexión tiene las siguientes reglas:

1. La fecha de notificación de la aprobación de la conexión conforme los procedimientos del anexo 5 de la presente resolución será considerada como la fecha de inicio de la vigencia de la aprobación.

2. Aunque el solicitante haya diligenciado una fecha de entrada en operación en el formulario de conexión simplificado, se entiende que esta es tentativa. No obstante, la fecha diligenciada, la solicitud de entrada en operación o la entrada en operación, en ningún caso puede superar el período de vigencia de la aprobación o la vigencia de aprobación prorrogada.

3. Si es un AGPE o un GD, la vigencia de la aprobación es de seis (6) meses. En todo caso, el AGPE o GD podrá solicitar, sin costo, un plazo adicional de tres (3) meses de vigencia para realizar la conexión, contados a partir de la finalización de la vigencia de seis (6) meses inicialmente aprobada. Esto se deberá solicitar en el sistema de trámite en línea al menos un (1) mes antes de la finalización de la vigencia de seis (6) meses inicialmente aprobada, y se entenderá aprobada una vez cargada en el sistema.

4. Si es un AGGE, la vigencia de la aprobación será así:

i. Para tecnología de generación hidráulica, la vigencia de la aprobación es de veinticuatro (24) meses.

ii. Para otras tecnologías diferentes a la del literal i) anterior, la vigencia de la aprobación es de doce (12) meses.

iii. Los tiempos de los literales i) y ii) anteriores podrán ser prorrogables en los términos del numeral 7 de este artículo.

5. Si el AGPE, el AGGE o el GD desiste ante el OR de la ejecución de su proyecto de conexión, o el proyecto no entra en operación en la vigencia de conexión aprobada o prorrogada con por lo menos el 90% de la capacidad asignada, el OR liberará la capacidad de transporte no empleada.

6. Transcurrido el período de vigencia aprobado o prorrogado sin que el AGPE, el AGGE o el GD se haya conectado, se deberá iniciar un nuevo trámite y el OR liberará la capacidad asignada.

7. Para aquellos AGGE con potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW, la vigencia de la aprobación solo podrá prorrogarse una única vez y por las siguientes razones:

i. Cuando por razones de orden público, acreditadas por una autoridad competente, el desarrollo del proyecto presente atrasos en su programa.

ii. Por atrasos en la obtención de permisos, licencias o trámites, por causas ajenas a la debida diligencia del AGGE interesado.

iii. Cuando las obras de expansión del SIN presenten atrasos que no permitan la entrada en operación del proyecto.

Para lo anterior:

a. La vigencia de la aprobación se prorrogará en el mismo plazo y reglas establecidas en el numeral 4 de este artículo. Para este fin, se deberá actualizar la fecha de entrada en operación, que igualmente será tentativa.

b. En el sistema de trámite en línea debe quedar registrada la solicitud de prórroga de la vigencia de aprobación de capacidad y se debe visualizar la capacidad de transporte asignada, la cual corresponde a la potencia máxima declarada y aprobada durante el procedimiento de conexión.

El sistema de trámite en línea debe dar aviso de forma automática e inmediata del recibo de la solicitud de prórroga al OR, y debe enviar copia al ASIC de la solicitud, mediante correo electrónico, informando el valor de la capacidad de transporte asignada y la nueva fecha máxima de la vigencia de la aprobación. En todo caso, el ASIC deberá tener acceso a dicha información en el sistema de trámite en línea y a la información de que trata el anexo 3 de esta resolución.

c. Con el propósito de garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada, el AGGE interesado debe suscribir una garantía que cumpla con las condiciones establecidas en el anexo 3 de la presente Resolución y entregarla al ASIC. La entrega de la garantía deberá ser en físico, mientras el ASIC diseña un sistema de garantías que no requiera que sea entregada por ese medio. El AGGE debe prever que la garantía debe quedar aprobada por el ASIC antes de la finalización de la vigencia de la aprobación de la conexión obtenida durante el procedimiento de conexión.

El valor de la cobertura de la garantía para reserva de capacidad se calcula en pesos colombianos, multiplicando diez (10) dólares de los Estados Unidos de América por el número de kW de la capacidad de transporte asignada y establecida durante el procedimiento de conexión, y por la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) vigente el lunes de la semana anterior a la fecha de emisión de la garantía.

La garantía se ejecuta si el AGGE no entra en operación en la fecha final de la vigencia de conexión prorrogada con por lo menos el 90% de la capacidad asignada. El OR tiene la obligación de informar al ASIC de dicha situación el día hábil siguiente al vencimiento

de la vigencia de la aprobación prorrogada. Lo anterior se informa mediante email y se registra en el sistema de trámite en línea. El AGGE debe recibir copia de dicha notificación.

El proceso de ejecución de la garantía se inicia a partir de que el OR informa al ASIC que el AGGE no entró en operación en la fecha de la vigencia aprobada y prorrogada con por lo menos el 90% de la capacidad asignada.

d. El ASIC tendrá una cuenta particular para el manejo de los recursos provenientes de la ejecución de las garantías otorgadas en cumplimiento de lo previsto en este numeral.

Estos recursos, junto con los rendimientos que generen, una vez descontados los costos financieros e impuestos, se utilizarán para que el LAC disminuya el valor del ingreso utilizado para calcular los cargos por uso de distribución asociados al mercado de comercialización donde se iba a conectar el AGGE. La disminución de este valor del ingreso se realizará en el nivel de tensión en donde se iba a conectar el AGGE. Si los recursos generados por la ejecución de las garantías para reserva de capacidad superan el 30% del ingreso mensual del mercado de comercialización donde se iba a conectar el AGGE, solo se aplicará la cantidad equivalente a este porcentaje, y el saldo se usará en los siguientes meses, considerando el tope del 30% en cada caso.

El LAC deberá prever que en todo momento haya recursos suficientes para cubrir los costos en que se incurra por el manejo de la cuenta donde se depositan los recursos de las garantías ejecutadas.

e. La solicitud de prórroga de vigencia de la aprobación debe quedar consignada en el sistema de trámite en línea. El AGGE deberá realizar este paso antes de enviar al ASIC la garantía para aprobación.

f. Cuando el ASIC apruebe la garantía, debe informarlo al OR con copia al AGGE, a través del sistema de trámite en línea y correo electrónico.

Se entiende que la aprobación de la nueva vigencia de conexión fue exitosa una vez se reciba el concepto del ASIC. No se necesita nueva interacción con el OR.

El sistema de trámite en línea debe tener la posibilidad de cargar la copia de la garantía y el concepto sobre la misma; lo cual es realizado por el ASIC en el mismo momento en que envía el concepto sobre la garantía.

g. Mientras el ASIC no tenga acceso al sistema de trámite en línea o a la ventanilla única, el OR será el encargado de cargar la información que corresponde al ASIC en dicho sistema.

En el caso de que la garantía no se apruebe, el ASIC, en su concepto, debe informar qué requisitos se deben cumplir. El AGGE, si así lo considera, enviará de nuevo al ASIC la garantía para aprobación del mismo, y se procederá como se mencionó en los literales anteriores de este numeral.

De igual forma este paso debe quedar registrado en el sistema de trámite en línea.

Artículo 16. *Contrato de conexión.* Los contratos de conexión entre el AGPE, el AGGE o el GD y el OR serán necesarios sólo en los siguientes casos:

a) En caso de que por solicitud del AGPE, del AGGE o del GD, los activos de conexión los suministre o instale el OR. El costo de estos activos se establecerá de mutuo acuerdo entre las partes.

b) En caso de que se tenga que aumentar la capacidad de la red por aplicación del artículo 17 de esta resolución.

El plazo para la firma del contrato entre las partes es de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha de inicio de vigencia de aprobación de la conexión conforme el artículo 15 de la presente resolución.

Parágrafo 1°. Durante los dos (2) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, los OR entregarán al CNO y al Comité Asesor de Comercialización (CAC) la minuta correspondiente a proyectos de los que trata esta resolución que se utilizarían para suscribir contratos de conexión con los interesados en conectarse a los sistemas de los cuales son responsables.

Para lo anterior solo se deberán tener en cuenta las causales mencionadas en este artículo y debe dividirse en contratos tipo por capacidad nominal o instalada (CI), así: CI menor a 10 kW; CI mayor o igual a 10 kW y menor o igual a 100 kW; CI mayor a 100 kW y menor o igual a 1 MW; o para AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW.

Dentro de los tres (3) meses posteriores al anterior plazo, el CNO y el CAC elaborarán y propondrán a la CREG una minuta o, si se considera conveniente, varias minutas que permitan uniformizar los requisitos exigidos en los contratos de conexión, las cuales serán adoptadas por el Comité de Expertos de la CREG y publicadas mediante circular. Los OR deberán cargar dicha minuta en el sistema de trámite en línea para que los AGPE, los AGGE o los GD las usen en caso de que aplique.

Mientras ocurre lo anterior, el contrato de conexión preliminar a usar debe ser cargado por el OR en el sistema de trámite en línea en un tiempo de treinta (30) días hábiles luego de expedida esta resolución. Este contrato de conexión preliminar estará sujeto de ajustes entre las partes.

Parágrafo 2°. En caso de aplicarse este artículo y de no poderse firmar el contrato, el OR deberá cargar en el sistema de trámite en línea las razones y justificaciones de la no firma del contrato en un plazo de cinco (5) días hábiles contados a partir del momento en que se vence el plazo de la firma del contrato.

Artículo 17. *Conexión al SDL de los AGPE y los GD en caso de incumplimiento de los estándares técnicos de disponibilidad del sistema.* En los casos en que se haya

identificado que el circuito o transformador no cumple con los estándares establecidos en el artículo 6 de esta resolución, se deberá seguir el procedimiento en el cual se aplica estudio de conexión simplificado conforme el anexo 5 de la presente resolución para lograr la aprobación.

En cualquier caso, los costos y gastos en que se incurra para aumentar la capacidad de la red para poder atender la conexión del potencial AGPE, AGGE o del GD serán cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión. Para lo anterior, el OR deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos y detallar las obras requeridas para hacer posible la conexión. Esto debe quedar en el sistema de trámite en línea.

Artículo 18. *Causales para desconexión de los AGPE, AGGE o los GD.* En caso de incurrir en algunas de las causales de que trata este artículo, y cuando la red se encuentre en riesgo por modificación de las características técnicas al momento de la conexión, el OR podrá suspender al AGPE, AGGE o desconectar al GD de la red de manera inmediata, y no podrá ser reconectado a la red hasta tanto no se subsane la causal de suspensión o desconexión. La suspensión para el AGPE o AGGE implica el corte de suministro de energía para su demanda, teniendo en cuenta lo establecido en el acuerdo especial anexo al contrato de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica señalado en la Resolución CREG 135 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.

Las siguientes son las causales bajo las cuales se procederá con la suspensión o desconexión, según corresponda:

1. En caso de no seguir el procedimiento establecido en la presente resolución para la conexión de AGPE, AGGE o GD.

2. Cuando se demuestra que una planta de GD fue fraccionada, para efectos de reportarla como planta independiente ante el sistema. Igualmente, cuando se demuestra que el sistema de generación de un autogenerador se ha fraccionado para efectos de reportarlos como varios AGPE o AGGE independientes ante el sistema.

3. Cuando un OR detecte que un AGPE, AGGE o GD está conectado a la red sin atender a lo establecido en la presente resolución.

4. Cuando, con posterioridad a la puesta en servicio de la conexión, el OR encuentre que no se cumple alguna de las características contenidas en la solicitud de conexión.

El procedimiento a seguir para efectuar una suspensión o una desconexión se detalla en el anexo 2 de la presente resolución. Conforme a este procedimiento, el OR establecerá que un hallazgo es grave siempre y cuando se ponga en riesgo la seguridad, calidad y confiabilidad de la red.

Una vez se subsane la condición que dio origen a la suspensión o desconexión, el OR deberá reconectar al GD o reconectar el servicio al AGPE o AGGE, según sea el caso, en los plazos establecidos en el procedimiento. Si una vez subsanada la condición, el AGPE, AGGE o el GD permanece desconectado o suspendido, podrá hacer uso de los recursos de que trata el Artículo 154 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 1°. El OR podrá verificar las condiciones de conexión de un proyecto en cualquier momento con posterioridad a la fecha de su entrada en operación. En caso de requerir realizar una visita, el OR deberá seguir el procedimiento establecido en el anexo 2 de la presente resolución.

Parágrafo 2°. El OR deberá dar aviso a los agentes representantes de la frontera de consumo y de entrega de excedentes sobre el procedimiento de suspensión o desconexión que va a realizar, así como de la respectiva reconexión, si es el caso. Esto se debe realizar por los medios dispuestos de comunicación vigentes entre operadores de red y agentes comercializadores, y a través del sistema de trámite en línea. El OR deberá extender dichos medios de comunicación con agentes generadores.

Parágrafo 3°. El OR deberá disponer de un informe con el detalle técnico de la desconexión o suspensión, el cual deberá poner a disposición del AGPE, AGGE o del GD y de la SSPD mediante el sistema para el trámite en línea.

Parágrafo 4°. Cuando, luego de la entrada en operación, el OR encuentre que se incumpla la regulación de calidad de la potencia expedida por la Comisión, deberá aplicarse lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 024 de 2005, que modifica el Numeral 6.2.2. del Anexo general de la Resolución 070 de 1998, o aquella que la modifique o sustituya.

CAPÍTULO IV

Condiciones de medición

Artículo 19. *Sistema de medición para los AGPE y los GD.* Los requisitos de medición que deberán cumplir los AGPE y los GD son los siguientes:

a) El AGPE que no entrega excedentes no tiene la obligación de modificar sus condiciones de medición existentes hasta tanto el usuario sea incluido en el plan de despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada.

b) El AGPE que entrega excedentes debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, a excepción de las siguientes obligaciones:

i) Contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014.

ii) La verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014.

iii) El reporte de las lecturas de la frontera comercial al ASIC cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

En el caso de los consumos de energía, el sistema de medición debe cumplir los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya, de acuerdo con su condición de usuario regulado o no regulado.

Para los AGPE que vendan su energía al comercializador integrado con el OR o para aquellas fronteras sin obligación de registro en el ASIC, el comercializador que adquiere los excedentes, o el comercializador que representa la frontera, tienen la obligación de reportar al ASIC los excedentes totales de energía de los AGPE, dentro de las 48 horas del mes siguiente al de la entrega de energía, en el formato que el ASIC establezca para tal fin.

Los usuarios no regulados AGPE deberán reportar las medidas horarias de excedentes al ASIC en las mismas condiciones en que se reporta actualmente la medida de su consumo. El representante de la frontera de entrega de excedentes de los usuarios no regulados AGPE existentes dispondrá de un plazo de dos (2) meses contados a partir de la expedición de la presente resolución para realizar el reporte al ASIC.

En los casos en que no sea obligatorio el reporte horario telemedido de las lecturas de la frontera comercial al ASIC, de igual forma no puede ser exigible telemedición entre el AGPE y el comercializador. En todo caso, el usuario podrá, si así lo considera, acordar con el comercializador la interrogación remota de su medidor. Las condiciones en que se realiza la interrogación remota, y los respectivos costos, corresponden a un acuerdo entre las partes. Esta última disposición aplicará hasta tanto el medidor del usuario sea reemplazado de acuerdo con el plan de despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada.

c) Los GD deben cumplir con todos los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 20. Fronteras comerciales. El comercializador que represente al AGPE deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011 y demás normas que la modifiquen o sustituyan para registrar su frontera de comercialización y/o su frontera de generación en las condiciones del artículo 4 de la mencionada resolución. En caso de que sea un agente generador el que represente al AGPE para entrega de excedentes, también se deberá cumplir lo anterior para la frontera de generación.

Parágrafo 1°. Los agentes comercializadores que representen fronteras de comercialización para entrega de excedentes de energía de AGPE, no tienen la obligación de constituirse como agentes generadores.

Parágrafo 2°. Los activos de generación que sean utilizados para atender un consumo propio podrán entregar energía únicamente en la frontera comercial asociada al autogenerador, que deberá corresponder al punto de conexión donde demanda energía.

Artículo 21. Cambio de agente que representa la frontera comercial para entrega de excedentes de un AGPE. Para el cambio de agente que representa la frontera comercial para entrega de excedentes, se deberá proceder conforme a lo siguiente:

a) Los agentes comercializadores y generadores que representen una frontera de entrega de excedentes de AGPE deberán incluir en su página web un enlace en el que únicamente se publique información actualizada sobre el proceso de cambio de agente para la representación de la frontera que entrega excedentes de autogeneración. En el caso de un agente comercializador, deberá actualizar el enlace de que trata el artículo 53 de la Resolución CREG 156 de 2011 con dicha información.

La información publicada deberá ser detallada sobre los requisitos y el proceso para el cambio.

En la publicación se deberá tener un enunciado claro y conciso que informe sobre el derecho que le asiste al usuario a elegir libremente su agente para la frontera de entrega de excedentes.

Los agentes deberán realizar los ajustes necesarios para dar cumplimiento a los requisitos de este literal dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la expedición de la presente resolución.

b) El usuario interesado contactará al agente que haya elegido como nuevo representante de la frontera comercial de entrega de excedentes y lo habilitará expresamente para gestionar el cambio de agente.

El comercializador que le presta el servicio al usuario para el consumo no podrá hacer exigible la participación del mismo en el proceso de cambio de agente.

c) Se debe aplicar lo establecido en los artículos 19 y 20 de esta resolución para los sistemas de medida y el registro de la frontera comercial.

El nuevo agente que representará la frontera de excedentes procederá a realizar, en caso de ser necesario, el cambio o la adecuación del Sistema de Medida de la respectiva Frontera Comercial, en los términos establecidos en la Resolución CREG 38 de 2014, Código de Medida, o aquellas que modifiquen o sustituyan, y conforme lo establecido en el artículo 19 de la presente resolución.

d) Si queda un saldo a favor del usuario que esté asociado a pago de excedentes de autogeneración, el saldo a favor lo deberá pagar el agente que inicialmente representaba la frontera comercial de entrega de excedentes al usuario en los términos del artículo 26 de esta resolución y la Resolución CREG 135 de 2021 sobre derechos de los usuarios autogeneradores.

e) Cuando se solicite cambio de representante para la frontera que entrega excedentes, el agente no podrá exigir requisitos distintos a los contemplados en la normatividad vigente para el cambio de representante en la frontera comercial para el consumo. Así mismo,

el agente en ningún momento desplegará alguna acción u omisión que pueda tener por objeto, o como efecto, la limitación del derecho al cambio del representante en la frontera comercial; y/o cualquier interpretación extensiva de los requisitos establecidos en el marco normativo aplicable. Así mismo no se podrá solicitar permanencia mínima para la frontera que entrega excedentes.

CAPÍTULO V

Comercialización de energía

Artículo 22. Alternativas de comercialización de la generación distribuida. Los GD podrán comercializar su energía de acuerdo con las siguientes alternativas:

a) Puede vender con las Reglas del numeral 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996, modificadas por el artículo 1 de la Resolución CREG 096 de 2019, con excepción de la opción de venta de qué trata el numeral 1.1 del mismo artículo, que queda derogada.

b) Puede vender directamente al comercializador integrado con el operador de red. En este caso, el comercializador está obligado a comprarle la energía al generador distribuido y el precio de venta de la energía entregada a la red se calculará aplicando la siguiente expresión:

$$PVgd_{h,m,n,i,j} = Pbolsa_{h,m} + Beneficios$$

$$Beneficios = 0.5 \times P_{n,m-1,i,j}$$

Donde:

$PVgd_{h,m,n,i,j}$: Precio venta de la generación distribuida en la hora h del mes m en el nivel de tensión n al comercializador i en el mercado de comercialización j, en \$/kWh.

$Pbolsa_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m, en \$/kWh. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, el precio no podrá superar el precio de escasez ponderado.

$P_{n,m-1,i,j}$: Es igual al valor de las pérdidas técnicas en el sistema del OR j acumuladas hasta el nivel de tensión n:

$$P_{n,m-1,i,j} = \frac{G_{m-1,i,j} * PRTe_{n,j,t}}{1 - PRTe_{n,j,t}}$$

Donde

$PRTe_{n,j,t}$: se calcula como se indica en el anexo 4 de la presente resolución.

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, determinados conforme se establece en el Capítulo III de la Resolución CREG 119 de 2007.

Beneficios: Monto reconocido por los beneficios a los que contribuye la generación distribuida en la red de distribución SDL al cual esté conectada, debido a su ubicación cercana a los centros de consumo.

Parágrafo 1°. El precio ponderado de escasez deberá ser publicado mensualmente por el ASIC en su página web.

Parágrafo 2°. Todo generador existente o futuro con capacidad instalada o nominal menor a 1 MW que se conecte o esté conectado al SDL será considerado un GD.

Los generadores existentes que queden dentro de la categoría de GD en el momento de expedición de la presente resolución y que sean de capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW y menor a 1 MW, no les será aplicable el reconocimiento de pérdidas.

En general, el reconocimiento de pérdidas será aplicable para aquellos GD que realicen su conexión al sistema de forma posterior a la fecha de expedición de la presente resolución, o que hayan sido aprobados o estén en trámite de aprobación con las Reglas de la Resolución CREG 030 de 2018.

Parágrafo 3°. Las plantas existentes y operando al momento de expedición de esta resolución, que queden dentro de la categoría de GD y que tengan contratos de venta de energía con algún comercializador o generador, y que el contrato no esté en función de alguna de las alternativas aquí especificadas, continuarán con dicha situación hasta la finalización del contrato. Al terminar el contrato, deberán acogerse a una de las opciones de este artículo.

Los GD que tengan punto de conexión aprobado y un contrato de venta de energía acordado con las reglas de la Resolución CREG 030 de 2018 también les aplicará el presente parágrafo.

Artículo 23. Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE. Los AGPE podrán vender o entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas:

1) Si es un AGPE que no utiliza FNCER,

a) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.

b) Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el precio de venta es el precio horario en la bolsa de energía, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.

2) Si es un AGPE que utiliza FNCER,

a) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.

b) Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el crédito de energía y la valoración horaria de la energía que exceda el crédito se define en el artículo 25 de esta resolución, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.

Parágrafo 1°. En el día que se presente una condición crítica, los precios de compra de excedentes que se hayan pactado al precio de bolsa nacional o estén en función de este, no podrán superar el precio de escasez ponderado, si el precio pactado superó el precio de escasez de activación de que trata la Resolución CREG 071 de 2006, o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 2°. El comercializador que le presta el servicio de energía eléctrica es responsable de adecuar los contratos de servicios públicos o de condiciones uniformes de sus usuarios a quienes compra excedentes, para reflejar sus obligaciones con el usuario respecto de los excedentes recibidos. Esto se debe formalizar con un acuerdo especial conforme lo establece la Resolución CREG 135 de 2021 sobre derechos de los usuarios autogeneradores, o aquella que la modifique o sustituya.

Parágrafo 3°. Los AGPE existentes y operando al momento de expedición de esta resolución que tengan contratos de venta de excedentes con algún comercializador o generador, y que el contrato no esté en función de alguna de las opciones aquí establecidas, continuarán con dicha situación hasta la finalización de su contrato. Al terminar el contrato deberán acogerse a una de las opciones de que trata este artículo.

Artículo 24. *Tratamiento de Excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC.* A continuación, se describe el tratamiento de excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC:

1. Cuando los AGPE venden o entregan sus excedentes de energía al comercializador integrado con el OR, para dicho comercializador el ASIC o el LAC aplicarán las siguientes reglas:

a) En el cálculo de la demanda real del comercializador no se tendrá en cuenta la energía de los excedentes horarios de estos AGPE. La demanda comercial se calculará a partir de esta demanda real.

b) El ASIC calculará y publicará la siguiente información: i) A la demanda comercial no regulada se sumará la energía excedente de los AGPE destinada al mercado no regulado, ii) A la demanda comercial regulada se sumará la energía excedente destinada al mercado regulado.

c) Para el cálculo de los cargos de transmisión y distribución de energía eléctrica el LAC tendrá en cuenta los excedentes horarios de estos AGPE.

2. Cuando los AGPE venden o entregan sus excedentes a un comercializador diferente al integrado con el OR, se aplicarán las siguientes disposiciones:

2.1. El ASIC aplicará las siguientes reglas para el comercializador integrado con el OR:

La energía de los excedentes horarios de los AGPE incrementará su demanda real. La demanda comercial se calculará a partir de esta demanda real.

2.2. El ASIC o el LAC aplicarán las siguientes reglas para el comercializador no integrado con el OR:

a) En el cálculo de la demanda real del comercializador, el ASIC restará los excedentes de estos AGPE. La demanda comercial se calculará a partir de esta demanda real. Además, no se considerará dentro de la generación los excedentes entregados por estos AGPE.

b) El ASIC calculará y publicará la siguiente información: i) A la demanda comercial no regulada se sumará la energía excedente de los AGPE destinada al mercado no regulado, ii) A la demanda comercial regulada se sumará la energía excedente destinada al mercado regulado.

c) Para el cálculo de los cargos de transmisión y distribución de energía eléctrica el LAC tendrá en cuenta los excedentes horarios de estos AGPE.

Parágrafo 1°. En el caso del comercializador integrado con el OR, este debe informar al ASIC, en el mismo formato de que trata el artículo 19 de esta resolución, los excedentes de energía recibidos de los AGPE, para que el LAC los tenga en cuenta para los efectos mencionados en este artículo.

Parágrafo 2°. Los agentes comercializadores deben informar al ASIC el tipo de mercado, regulado o no regulado, al cual es destinada la energía excedente de los usuarios con AGPE. Para las fronteras con reporte al ASIC, el ASIC deberá informar la manera como se envía dicha información, y para las fronteras sin reporte al ASIC, el comercializador deberá suministrar esta información en los formatos destinados para el reporte del total excedentes de los que trata la presente resolución.

Parágrafo 3°. En el presente artículo, la energía excedente en la red se refiere a toda la energía entregada a la red por parte de los AGPE al comercializador que corresponda, de acuerdo con los numerales 1 y 2 de este artículo.

Artículo 25. *Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER.* Al cierre de cada período de facturación, los excedentes de un AGPE se categorizarán en dos tipos de excedentes en los términos del artículo 26 de esta resolución: i) los excedentes acumulados que igualan la importación y que se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER y ii) los excedentes que superan la importación, que se valorarán al precio de bolsa horario.

Lo anterior, de acuerdo con las siguientes reglas:

1) Para el AGPE con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0,1 MW):

a) Crédito de Energía

Los excedentes acumulados de energía que sean menores o iguales a su importación de energía de la red serán permutados, en la misma cantidad, por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación.

Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $C_{vm,i,j}$ de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Si es un usuario no regulado, el costo de comercialización $C_{vm,i,j}$ corresponde al costo pactado.

b) Valoración horaria

Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

2) Para AGPE con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1MW):

a) Crédito de Energía

Los excedentes acumulados de energía que sean menores o iguales a su importación de energía de la red serán permutados, en la misma cantidad, por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación.

Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de agregado de las variables T_m , $D_{n,m}$, $C_{vm,i,j}$, $PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$, según lo definido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.

b) Valoración horaria

Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Parágrafo. En el día que se presente una condición crítica, los precios de compra de excedentes que se hayan pactado al precio de bolsa nacional o estén en función de este, no podrán superar el precio de escasez ponderado, si el precio pactado superó el precio de escasez de activación de que trata la Resolución CREG 071 de 2006, o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 26. *Información al AGPE por la entrega de excedentes.* El comercializador que recibe energía de un AGPE es el responsable de la liquidación, incorporando en cada factura información detallada de importaciones y excedentes de energía, cobros, valor a pagar al usuario por parte del comercializador, entre otros, según corresponda, de acuerdo con los lineamientos de este artículo.

El comercializador tiene la obligación de informar en cada factura, de manera individual, los valores según el segmento a que corresponda y de acuerdo con las distintas valoraciones de los excedentes de energía, tales como las cantidades asociadas a créditos de energía y las cantidades restantes, que se indican a continuación:

a) Para el AGPE que utiliza FNCER con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0,1 MW) y que aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

b) Para el AGPE que utiliza FNCER con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1 MW) y que aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] - [Exc1_{i,j,m,u} * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

c) Para el AGPE que utiliza o no utiliza FNCER y que el precio de venta es el pactado y que no aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{h,i,j,m,u} * PP$$

d) Para el AGPE que no utiliza FNCER y que el precio de venta es el precio de bolsa:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{h,i,j,m,u} * Pbolsa_{h,m}$$

Donde:

i : Comercializador i

j : Mercado de comercialización j

n : Nivel de tensión n

h : Hora h

H : Número total de horas del mes $m-1$

m : Mes m para el cual se calcula la valoración del excedente.

u : Usuario u

hx : Es la hora cuando los Excedentes de Energía Horarios Acumulados (EEHA) igualan o sobrepasan la cantidad de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) de energía en el mes m .

La EEHA se calcula de forma dinámica, como la suma de energía entregada a la red en cada una de las horas en el mes m y a partir de la primera hora de inicio del mismo. La anterior acumulación horaria de entrega de energía a la red se realiza hasta que para una hora h dada se alcance o sobrepase el valor de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) en el mes m .

$VE_{i,j,n,m,u}$: Valoración del excedente del AGPE u (en \$), en el mes m , que se encuentra en el nivel de tensión n , en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i . Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.

$Exc1_{i,j,m,u}$: Excedente de energía horaria acumulada en el mes m con fines de uso para el crédito de energía para el usuario u , que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , en kWh. Se calcula como la suma de energía entregada a la red en todas las horas del mes m , iniciando a partir de la primera hora de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de $Imp_{i,j,m,u}$. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,m,u}$.

$Imp_{i,j,m,u}$: Importación de energía acumulada en el mes m del usuario u , que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , en kWh. Se calcula como la suma de energía importada o consumida de la red en todas las horas del mes m .

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.

$Cv_{m,i,j}$: Margen de comercialización en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.

$Exc2_{i,j,m,h,u}$: Todo excedente de energía en la hora h del AGPE u , en kWh, iniciando h en la hora hx para el mes m , en el mercado de comercialización j . Tener en cuenta que:

- i) La energía de que trata esta variable tiene un tratamiento horario.
- ii) Para poder aplicar esta variable se debe cumplir que la suma de la energía entregada a la red en todas las horas del mes m fue superior al total de la energía importada o consumida durante el mismo mes m .
- iii) En la hora hx pueden existir cantidades de energía que se deben valorar. Esto es, para la hora hx la cantidad de energía que se debe valorar es el cálculo de: EEHA - $Imp_{i,j,m,u}$
- iv) Para las horas h superiores a hx en el mes m , $Exc2_{i,j,m,h,u}$ corresponde exactamente al valor de energía entregada a la red en la hora h .

$Pbolsa_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m , en \$/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado. Se debe tener en cuenta que el precio de bolsa varía de forma diaria y horaria.

T_m : Costo por uso del STN en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$D_{n,m}$: Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$R_{m,i}$: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$ExcT_{h,i,j,m,u}$: Excedentes de energía del AGPE u en la hora h en mes m , en kWh, que tienen precio pactado o venden a precio de bolsa.

PP : Precio de energía pactado para AGPE con o sin FNCER que no aplican crédito de energía.

Parágrafo 1°. Será responsabilidad del comercializador y del usuario AGPE informarse y tomar las acciones respectivas según las obligaciones tributarias a su cargo para efecto de la facturación que deban emitir.

Cuando el AGPE no esté obligado a facturar conforme al estatuto tributario, el comercializador deberá establecer un documento en el que conste la venta de energía teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 1.6.1.4.12 del Decreto 358 de 2020.

Parágrafo 2°. El comercializador que compre o adquiera excedentes de autogeneración debe reportar a la SSPD las cantidades que son usadas para el crédito de energía y las que

no son usadas para el crédito de energía, conforme las variables de que trata este artículo. El reporte se realizará en los términos en que la SSPD lo defina.

Parágrafo 3°. El AGPE que termine una relación de compra de excedentes con un agente comercializador o agente generador, deberá suspender la entrega de excedentes a la red hasta tanto haya conseguido otro agente que lo represente, en los términos establecidos en esta resolución. En caso de entrega de excedentes a la red sin que se tenga un agente comercializador o agente generador que represente dicha venta, los excedentes no serán remunerados.

Artículo 27. *Disposición transitoria de traslado del costo de compras de los AGPE y los GD.* En el anexo 1 se definen las componentes de traslado que tienen relación con compras de los AGPE y los GD para la aplicación de las Resoluciones CREG 119 de 2007, 129 de 2019 y 142 de 2019, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

CAPÍTULO VI

Disposiciones finales

Artículo 28. *Información de AGPE, AGGE y GD en el sistema.* Los TN y los OR deben enviar a la UPME y a la CREG, durante los primeros 30 días de cada semestre, un informe de los proyectos de autogeneración y generación distribuida conectados a sus respectivos sistemas, con las principales características de cada uno de ellos, capacidad nominal o instalada y potencia máxima declarada, tipo de tecnología utilizada, tipo de usuario (regulado o no regulado), identificación de usuario (si es comercial, industrial o residencial), estrato, ubicación geográfica y nivel de tensión, la energía mensual de excedentes entregada a la red, cantidad de solicitudes de conexión simplificadas recibidas, cantidad de solicitudes rechazadas, sistema de medición utilizado, tiempo de ejecución de estudio y de conexión, entre otros. El formato de reporte de la información será establecido conjuntamente por la UPME y la Comisión.

Cualquiera de las dos entidades podrá actualizar este formato de reporte. En el caso de presentarse una actualización del mismo por parte de la CREG, esta será consultada y concertada con la UPME.

Parágrafo. El diligenciamiento de este formato y su envío a las entidades mencionadas será obligatorio hasta el momento en el que entre en funcionamiento y operación la ventanilla única que establecerá y gestionará la UPME incluyendo el módulo que recopile esta información.

Artículo 29. *Fraccionamiento de la capacidad de AGPE, AGGE y GD.* La capacidad instalada o nominal de un AGPE, AGGE o GD no puede ser fraccionada para efectos de reportarlas como plantas o sistemas de generación independientes y aplicar lo establecido en esta resolución.

Cuando se identifique esta situación, el OR procederá conforme las reglas del artículo 18 de esta resolución, sin perjuicio de las acciones que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio adelanten al respecto.

Artículo 30. *Principios rectores en la interpretación y aplicación de las obligaciones por parte del OR.* De conformidad con los principios de libertad de acceso, eficiencia, adaptabilidad y neutralidad contenidos en los artículos 3.9, 11.6 y 170 de la Ley 142 de 1994, así como en el artículo 6° de la Ley 143 de 1994, cada OR deberá cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) Abstenerse de solicitar requisitos distintos a los expresamente previstos en esta resolución.
- b) Cumplir diligentemente con los plazos.
- c) Suministrar información veraz, oportuna, confiable y de calidad. En consecuencia, no podrá negar o dilatar el acceso a la información. También deberá abstenerse de entregar información que no coincida con la realidad, incompleta, que induzca a error, o no cumpla la finalidad para la cual le fue exigido suministrarla.
- d) Otorgar el mismo tratamiento a todos los interesados y no generar condiciones discriminatorias. En consecuencia, no podrá favorecer a ningún interesado, y deberá respetar la prelación y orden de llegada en los trámites previstos en esta resolución.
- e) Abstenerse de cobrar valores no previstos en la regulación, ni valores superiores a los costos en los trámites.

Artículo 31. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*, modifica el numeral 4.5 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 en lo que corresponda a los AGPE y los GD, deroga el numeral 1.1 del numeral 1 del artículo 3° de la Resolución CREG 086 de 1996, modificado por la Resolución CREG 096 de 2019, y deroga la Resolución CREG 030 de 2018 y las demás normas que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 7 de octubre de 2021

El Presidente,

Miguel Lotero Robledo.

Viceministro de Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Jorge Alberto Valencia Marín.

ANEXO 1

Componentes de traslado de compras de energía de AGPE y GD

Transitoriamente, para efectos de traslados de precios de compras de energía de AGPE y los GD que sean con destino al mercado regulado y de acuerdo con las definiciones aquí establecidas, las variables de entrada que se tendrán en cuenta en el componente $G_{m,i,j}$ del $CU_{n,m,i,j}$ de la formula tarifaria establecida en las Resoluciones CREG 119 de 2007, 129 de 2019 y 142 de 2019, o aquellas que las modifiquen o sustituyan, serán las que se presentan a continuación:

$G_{transitorio_{m,i,j}}$: Costo de compra de energía a AGPE y los GD por parte del comercializador i para el mes m , para el mercado de comercialización j , expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh)

$Qagd_{m-1,i}$: Cantidad por unidad de energía total comprada por el comercializador i en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado mediante: i) las compras de energía a los GD que aplican el literal b) del artículo 22 de esta resolución; y ii) excedentes de AGPE que aplican los literales b) de los numerales 1) y 2) del artículo 23 de esta Resolución.

$Pb_{m-1,i}$: Precio de la energía comprada en Bolsa por el comercializador i , en el mes $m-1$, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), cuando las cantidades adquiridas en contratos no cubran la totalidad de la demanda regulada.

Donde:

$$G_{transitorio_{m,i,j}} = (Q11_{m-1,i} \times PP_{11m-1,i}) + (Q21_{m-1,i} \times PP_{21m-1,i}) + (QExc2_{m-1,i} \times PPExc2_{m-1,i}) + (Q3_{m-1,i} \times PP3_{m-1,i}) + (QGD_{m-1,i} \times PPGD_{m-1,i})$$

$$Qagd_{m-1,i} = \min\{1, Q11_{m-1,i} + Q21_{m-1,i} + QExc2_{m-1,i} + Q3_{m-1,i} + QGD_{m-1,i}\}$$

$$Pb_{m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^H (Pbolsa_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1})}{\sum_{h=1}^H D_{i,h,m-1}}$$

Además, para cada variable anterior se tiene:

m : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i : Comercializador minorista i .

j : Mercado de comercialización j .

$DCR_{i,m-1}$: Demanda comercial regulada del comercializador minorista i en el mes $m-1$.

$Pbolsa_{h,m-1}$: Precio en Bolsa en la hora h (\$/kWh), del mes $m-1$.

$D_{i,h,m-1}$: Compras en Bolsa del Comercializador Minorista i (kWh) en la hora h , del mes $m-1$.

h : hora h del mes $m-1$ (H es el total de horas en el mes $m-1$).

$Q11_{m-1,i}$: Relación entre: i) $\sum_{m_j}^J \sum_u^U GExc1_{i,m_j,m-1,u}$: Cantidad de excedentes de energía de los AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 0,1 MW, que se les aplica crédito de energía de acuerdo con el literal a) del numeral 1) del artículo 25 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i , liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado; y ii) $DCR_{i,m-1}$.

Se calcula de la siguiente forma (valor adimensional):

$$Q11_{m-1,i} = \min\left\{1, \frac{\sum_{m_j}^J \sum_u^U GExc1_{i,m_j,m-1,u}}{DCR_{i,m-1}}\right\}$$

Donde:

$GExc1_{i,m_j,m-1,u}$: Corresponde a la energía $Exc1_{i,m_j,m-1,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución, para el AGPE u , con capacidad instalada o nominal menor o igual a 0,1 MW, expresado en kWh, del Comercializador Minorista i , en el mercado de comercialización m_j , en el mes $m-1$.

U : es el número total de AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 0,1 MW, del comercializador minorista i que tienen valores asociados a $Exc1_{i,m_j,m-1,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución (el subíndice u indica el usuario).

J : es el número total de mercados de comercialización donde el comercializador i tiene AGPE con capacidad instalada o nominal menor o igual a 0,1 MW y con valores asociados a $Exc1_{i,m_j,m-1,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución. El parámetro m_j es usado para iterar a través de los mercados de comercialización.

$PP_{11m-1,i}$: Precio promedio ponderado actualizado para el mes $m-1$, de los AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 0,1 MW, para la energía que se les aplica crédito de energía de acuerdo con el literal a) del numeral 1) del artículo 25 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i , liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado. Es expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) y se calcula así:

$$PP_{11m-1,i} = \frac{\sum_{m_j}^J \sum_u^U (P11_{m-1,i,m_j} * GExc1_{i,m_j,m-1,u})}{\sum_{m_j}^J \sum_u^U GExc1_{i,m_j,m-1,u}}$$

Donde:

$$P11_{m-1,i,m_j} = CU_{n,m-1,i,m_j} - Cv_{m-1,i,m_j}$$

U : Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q11_{m-1,i}$.

J : Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q11_{m-1,i}$.

$GExc1_{i,m_j,m-1,u}$: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q11_{m-1,i}$.

$CU_{n,m-1,i,m_j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, en el mes $m-1$, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.

Cv_{m-1,i,m_j} : Margen de comercialización en \$/kWh, en el mes $m-1$, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.

$Q21_{m-1,i}$: Relación entre: i) $\sum_{m_j}^J \sum_u^U GExc2_{21,i,m_j,m-1,u}$: cantidad de excedentes de energía de los AGPE, con capacidad instalada o nominal mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, que se les aplica crédito de energía de acuerdo con el literal a) numeral 2) del artículo 25 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i , liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado; y ii) $DCR_{i,m-1}$.

Se calcula de la siguiente forma (valor adimensional):

$$Q21_{m-1,i} = \min\left\{1, \frac{\sum_{m_j}^J \sum_u^U GExc2_{21,i,m_j,m-1,u}}{DCR_{i,m-1}}\right\}$$

Donde:

$GExc2_{21,i,m_j,m-1,u}$: Corresponde a la energía $Exc2_{i,m_j,m-1,u}$ de que trata el artículo 26 de esta resolución, para el AGPE u , con capacidad instalada o nominal mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, expresado en kWh, del Comercializador Minorista i , en el mercado de comercialización m_j , en el mes $m-1$.

U : es el número total de AGPE, con capacidad instalada o nominal mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, del comercializador

minorista i que tienen valores asociados a la variable $Exc1_{i,m_j,m-1,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución (el subíndice u indica el usuario)

J : es el número total de mercados de comercialización donde el comercializador i tiene AGPE con capacidad instalada o nominal mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, y con valores asociados a la variable $Exc1_{i,m_j,m-1,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución. El parámetro m_j es usado para iterar a través de los mercados de comercialización.

$PP_{21m-1,i}$: Precio promedio ponderado actualizado para el mes $m-1$, de los AGPE, con capacidad instalada o nominal mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, para la energía que le aplica crédito de energía de acuerdo con el literal a) numeral 2) del artículo 25 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i , liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado. Es expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) y se calcula así:

$$PP_{21m-1,i} = \frac{\sum_{m_j}^J \sum_u^U (P21_{m-1,i,m_j} * GExc2_{21,i,m_j,m-1,u})}{\sum_{m_j}^J \sum_u^U GExc2_{21,i,m_j,m-1,u}}$$

Donde:

$$P21_{m-1,i,m_j} = G_{m-1,i,m_j}$$

G_{m-1,i,m_j} : Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes $m-1$, del comercializador minorista i , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.

U : Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q21_{m-1,i}$.

J : Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q21_{m-1,i}$.

$GExc2_{21,i,m_j,m-1,u}$: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q21_{m-1,i}$.

$QExc2_{m-1,i}$: Relación entre: i) $\sum_{m_j}^J \sum_u^U \sum_{h=h_x}^H Exc2_{i,m_j,m-1,h,u}$: cantidad de excedentes de energía de los AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, que les aplica lo establecido en los literales b) de los numerales 1) y 2) del artículo 25 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i , liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado; y ii) $DCR_{i,m-1}$.

Se calcula de la siguiente forma (valor adimensional):

$$QExc2_{m-1,i} = \min\left\{1, \frac{\sum_{m_j}^J \sum_u^U \sum_{h=h_x}^H Exc2_{i,m_j,m-1,h,u}}{DCR_{i,m-1}}\right\}$$

<p>Donde:</p> <p>$Exc2_{i,mj,m-1,h,u}$: corresponde a la energía $Exc2_{i,mj,m-1,h,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución, para el AGPE u, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, expresado en kWh, del Comercializador Minorista i, en el mercado de comercialización mj.</p> <p>U: es el número total de AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, del comercializador minorista i que tienen valores asociados a la variable $Exc2_{i,mj,m-1,h,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución (el subíndice u indica el usuario).</p> <p>J: es el número total de mercados de comercialización donde el comercializador i tiene AGPE con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW y con valores asociados a la variable $Exc2_{i,mj,m-1,h,u}$ de qué trata el artículo 26 de esta resolución. El parámetro mj es usado para iterar a través de los mercados de comercialización.</p> <p>hx: corresponde a la variable definida en el artículo 26 de esta resolución.</p> <p>$PPExc2_{m-1,i}$: Precio promedio ponderado actualizado para el mes $m-1$, de los AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, para la energía que le aplica lo establecido en los literales b) de los numerales 1) y 2) del artículo 25 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i, liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado. Es expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) y se calcula así:</p> $PPExc2_{m-1,i} = \frac{\sum_{mj} \sum_u \sum_{h=1}^H (Pbolsa_{h,m-1} \times Exc2_{i,mj,m-1,h,u})}{\sum_{mj} \sum_u \sum_{h=1}^H Exc2_{i,mj,m-1,h,u}}$ <p>Donde:</p> <p>U: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $QExc2_{m-1,i}$.</p> <p>J: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $QExc2_{m-1,i}$.</p> <p>$Exc2_{i,mj,m-1,h,u}$: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $QExc2_{m-1,i}$.</p> <p>hx: corresponde a la variable definida en el artículo 26 de esta resolución.</p> <p>$Q3_{m-1,i}$: Relación entre: i) $\sum_{mj} \sum_u \sum_{h=1}^H GExc3_{i,mj,m-1,h,u}$: excedentes de energía de los AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, que le aplica lo establecido en el literal b) numeral 1) del artículo 23 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i,</p>	<p>liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado; y ii) DCR_{m-1}.</p> <p>Se calcula de la siguiente forma (valor adimensional):</p> $Q3_{m-1,i} = \min \left\{ 1, \frac{\sum_{mj} \sum_u \sum_{h=1}^H GExc3_{i,mj,m-1,h,u}}{DCR_{m-1}} \right\}$ <p>Donde:</p> <p>$GExc3_{i,mj,m-1,h,u}$: corresponde a la energía excedente en la hora h para el AGPE u, con capacidad instalada menor o igual a 1 MW, expresado en kWh, del Comercializador Minorista i, en el mercado de comercialización mj, en el mes $m-1$, que le aplica lo establecido en el literal b) numeral 1) del artículo 23 de esta resolución.</p> <p>U: es el número total de AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, del comercializador minorista i, que le aplica lo establecido en el literal b) numeral 1) del artículo 23 de esta resolución.</p> <p>J: es el número total de mercados de comercialización donde el comercializador i tiene AGPE con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, y que le aplica lo establecido en el literal b) numeral 1) del artículo 23 de esta resolución. El parámetro mj es usado para iterar a través de los mercados de comercialización.</p> <p>$PP3_{m-1,i}$: Precio promedio ponderado actualizado para el mes $m-1$, de los AGPE, con capacidad instalada o nominal menor o igual a 1 MW, para la energía que le aplica lo establecido en el literal b) numeral 1) del artículo 23 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i, liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado. Es expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) y se calcula así:</p> $PP3_{m-1,i} = \frac{\sum_{mj} \sum_u \sum_{h=1}^H (Pbolsa_{h,m-1} * GExc3_{i,mj,m-1,h,u})}{\sum_{mj} \sum_u \sum_{h=1}^H GExc3_{i,mj,m-1,h,u}}$ <p>Donde:</p> <p>U: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q3_{m-1,i}$.</p> <p>J: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q3_{m-1,i}$.</p> <p>$GExc3_{i,mj,m-1,h,u}$: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $Q3_{m-1,i}$.</p> <p>$QGD_{m-1,i}$: Relación entre: i) $\sum_{mj} \sum_{gd=1}^{\#GD} \sum_{h=1}^H GGD_{i,mj,m-1,h,gd}$: energía de los GD con capacidad instalada o nominal menor a 1 MW, que les aplica lo</p>
<p>establecido en el literal b) del artículo 22 de esta resolución, y que la energía es comprada por el Comercializador Minorista i en los mercados de comercialización mj donde se encuentre integrado con el OR, en la hora h, liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado; y ii) DCR_{m-1}.</p> <p>Se calcula de la siguiente forma (valor adimensional):</p> $QGD_{m-1,i} = \min \left\{ 1, \frac{\sum_{mj} \sum_{gd=1}^{\#GD} \sum_{h=1}^H GGD_{i,mj,m-1,h,gd}}{DCR_{m-1}} \right\}$ <p>Donde:</p> <p>$GGD_{i,mj,m-1,h,gd}$: corresponde a la energía en la hora h para el generador distribuido gd, con capacidad instalada menor a 1 MW, expresado en kWh, que vende al Comercializador Minorista i que está integrado con el OR en el mercado de comercialización mj, en el mes $m-1$, que le aplica lo establecido en el literal b) del artículo 22 de esta resolución.</p> <p>$\#GD$: es el número total de generadores distribuidos, con capacidad instalada menor a 1 MW, del comercializador minorista i en los mercados de comercialización mj donde este se encuentre integrado con el OR y que les aplica lo establecido en el literal b) del artículo 22 de esta resolución.</p> <p>$PPGD_{m-1,i}$: Precio promedio ponderado actualizado para el mes $m-1$, de los generadores distribuidos, con capacidad instalada o nominal menor a 1 MW, para la energía que le aplica lo establecido en el literal b) del artículo 22 de esta resolución, para el Comercializador Minorista i en los mercados de comercialización mj donde este se encuentre integrado con el OR, liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado. Es expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) y se calcula así:</p> $PPGD_{m-1,i} = \frac{\sum_{mj} \sum_{gd=1}^{\#GD} \sum_{h=1}^H (Pbolsa_{h,m-1} * GGD_{i,mj,m-1,h,gd})}{\sum_{mj} \sum_{gd=1}^{\#GD} \sum_{h=1}^H GGD_{i,mj,m-1,h,gd}}$ <p>Donde:</p> <p>$\#GD$: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $QGD_{m-1,i}$.</p> <p>$GGD_{i,mj,m-1,h,gd}$: Aplica misma definición relacionada cuando se definió la variable $QGD_{m-1,i}$.</p> <p>Parágrafo. Para efectos de esta resolución, la demanda comercial regulada para los agentes comercializadores que corresponda tiene en cuenta los excedentes de autogeneración como se calcula en:</p>	<p>a. El numeral 1, literal b), literal ii del artículo 24 de esta resolución.</p> <p>b. El numeral 2.2, literal b), literal ii del artículo 24 de esta resolución.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>MIGUEL LOTERO ROBLEDO Viceministro de Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía Presidente</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>JORGE ALBERTO VALENCIA MARIN Director Ejecutivo</p> </div> </div>

ANEXO 2**Procedimiento de desconexión de generadores distribuidos y de suspensión y reconexión del servicio a usuarios autogeneradores**

Para la suspensión o reconexión del servicio se deberá observar, además de lo dispuesto en los artículos 138, 140, y 142 de la Ley 142 de 1994, las siguientes disposiciones:

1. El OR podrá verificar las condiciones de conexión de un proyecto en cualquier momento con posterioridad a la fecha de su entrada en operación. En caso de requerir realizar una visita, el OR avisará al agente o al usuario, según sea el caso, sobre la intención de realizar la visita, con cuarenta y ocho (48) horas de antelación, por medio del sistema de trámite en línea y por correo electrónico. El OR asumirá el costo de esta visita siempre y cuando las características pactadas en el formulario de solicitud de conexión aprobado o el contrato de conexión (en los casos en que aplique) y las reales sean iguales; en caso contrario, el usuario o agente, según sea el caso, asumirá el costo de la visita, correspondiente al costo eficiente de las visitas adicionales publicado en el sistema de información en el sitio web del OR. Si el OR no tiene publicado el valor, este asumirá el costo de la visita.

2. En caso de que al momento de la visita no se cumpla con alguna de las características contenidas en la solicitud de conexión o que se incurra en alguna de las causales establecidas en el artículo 18 de la presente resolución, el OR deberá determinar la gravedad del hallazgo, conforme a lo establecido en el mencionado artículo, y comunicará al agente o al usuario, según sea el caso, el inconveniente encontrado, y si este es categorizado como grave o no, por medio del sistema de trámite en línea y por correo electrónico, y en un plazo no mayor a dos (2) días calendario.

En caso de que el OR determine que el hallazgo encontrado no es grave, el agente o el usuario, según sea el caso, tendrá un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir del momento en que el OR le comunique sobre el inconveniente, para realizar la subsanación, so pena de perder la conexión. Una vez realizada la subsanación, el agente o el usuario, según sea el caso, deberá informar al OR por medio del sistema de trámite en línea y por correo electrónico. En caso de que el usuario o agente, según sea el caso, no subsane y pierda la conexión, el OR tendrá un plazo de dos (2) días hábiles contados desde el momento en que realizó la desconexión para registrar las razones que justifican la pérdida de la conexión.

3. En el caso de que el hallazgo sea clasificado como grave, los pasos a seguir dependerán de si es un usuario autogenerador o un generador distribuido:

Generador Distribuido:

- i. En el caso de un generador distribuido, el OR deberá desconectar la generación del agente e informar en el sistema de trámite en línea las razones técnicas que justifican la desconexión, en un plazo máximo de dos (2) días hábiles contados a partir del momento de la desconexión. El

agente tendrá un plazo de treinta (30) días hábiles contados a partir del momento en que es avisado por el OR del hallazgo para realizar la subsanación correspondiente, y deberá informarle al OR una vez la haya realizado. El OR determinará la necesidad o no de realizar una visita de verificación y asumirá el costo de la misma. En todo caso, el OR deberá reconectarlo en un plazo no mayor a veinticuatro (24) horas después de recibir el informe de la subsanación. En caso de que el agente no subsane y no informe al OR dentro del plazo estipulado, perderá la conexión y el ASIC procederá a cancelar el registro de la frontera comercial para entrega de excedentes; para esto el OR deberá informar al ASIC a través del sistema de trámite en línea de los hechos.

Autogenerador:

- i. En el caso de un usuario autogenerador, el OR deberá solicitarle al usuario la desconexión voluntaria de la generación, para lo cual el usuario tendrá un plazo de un día (1) hábil después del aviso del OR. El OR deberá informar en el sistema de trámite en línea, en un plazo de dos (2) días hábiles contados a partir del día de la vista, las razones técnicas que justifican la solicitud de desconexión.
- ii. Si el usuario atiende la solicitud del OR y desconecta la generación, deberá dar aviso al OR por medio del sistema de trámite en línea y por correo electrónico.
- iii. Una vez realizada la desconexión, el usuario tendrá un plazo de dos (2) meses contados a partir del momento en que desconecta la generación para realizar la subsanación correspondiente, y deberá informarle al OR una vez la haya realizado, para así proceder a conectar de nuevo la unidad de generación y solicitar al OR la verificación de la energización de la misma. El OR determinará la necesidad o no de realizar una visita de verificación, y asumirá el costo de la misma en dado caso.
- iv. En el caso en el que el usuario no atienda la solicitud de desconexión, el OR deberá programar y realizar las maniobras de suspensión del autogenerador en un plazo máximo de cuatro (4) días hábiles siguientes a la realización de la visita. Esta suspensión significa la desconexión de la generación y la suspensión del servicio de electricidad, conforme a lo establecido en el artículo 18 de la presente resolución. El OR deberá informar en el sistema de trámite en línea, en un plazo de dos (2) días hábiles contados a partir del día de la vista, las razones técnicas que justifican la desconexión.
- v. El usuario tendrá un plazo de dos (2) meses contados a partir de la fecha de la suspensión para realizar la subsanación correspondiente y deberá informarle al OR una vez la haya realizado. El OR determinará la necesidad o no de realizar una visita de verificación, y asumirá el costo de la misma. En todo caso, el OR deberá reconectar al usuario en un plazo no mayor a veinticuatro (24) horas después de ser informado de la subsanación.

- vi. El OR deberá dar aviso a los agentes que representan las fronteras de comercialización y de entrega de excedentes sobre la suspensión o reconexión del servicio al usuario autogenerador, a más tardar el día hábil siguiente a la realización de la suspensión o de la reconexión, según sea el caso.

- vii. En caso de que el usuario no subsane el hallazgo grave, el OR podrá liberar la capacidad, el usuario perderá la conexión y deberá volver a gestionarla conforme a lo establecido en la presente resolución. En este caso, el ASIC procederá a cancelar el registro de la frontera comercial de entrega de excedentes; para esto el OR deberá informar al ASIC a través del sistema de trámite en línea de los hechos.

En cualquiera de los casos listados anteriormente, el usuario o el agente podrá comunicarse con el OR mediante los canales dispuestos para tal fin para controvertir la decisión de suspensión o desconexión, según corresponda. El OR deberá dar respuesta a esta comunicación en los plazos establecidos en los artículos 143 y siguientes de la Ley 142 de 1994.

Si transcurridos los plazos establecidos el OR no ha realizado la reconexión del servicio, se considerará como falla del servicio, de acuerdo con el artículo 142 de la Ley 142 de 1994, y el OR deberá pagar las respectivas compensaciones establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

El OR será responsable de los perjuicios que se lleguen a causar como resultado de la suspensión indebida o la demora en la reconexión del servicio.

Cuando el Usuario no permita el acceso del OR a sus instalaciones para realizar la suspensión, en al menos dos (2) ocasiones entre las cuales medie un término de al menos veinticuatro (24) horas, se entenderá que hay un incumplimiento del contrato de prestación del servicio en materia que afecta gravemente a terceros, caso en el cual el OR procederá a realizar el corte del servicio de forma inmediata.



MIGUEL LOTERO ROBLEDO
Viceministro de Energía, delegado
del Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARIN
Director Ejecutivo

ANEXO 3**Condiciones de las Garantías**

En este anexo se establecen los aspectos generales que deben considerarse para constituir la garantía de reserva de capacidad.

1. Principios y Otorgamiento de las Garantías.

Las garantías deberán cumplir con los siguientes criterios:

- a) Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera domiciliada en Colombia, se deberá acreditar una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de grado de inversión, por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- b) Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera del exterior, esta deberá estar incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el Anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 del Banco de la República, o en las normas que lo modifiquen, adiciónen o sustituyan, y acreditar una calificación de deuda de largo plazo de *Standard & Poor's Corporation* o de *Moody's Investor's Services Inc.*, de al menos grado de inversión.
- c) La entidad financiera otorgante deberá pagar al primer requerimiento del beneficiario.
- d) La entidad financiera otorgante deberá pagar dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento, siempre que se trate de una entidad financiera domiciliada en Colombia, o dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento, siempre que se trate de una entidad financiera del exterior.
- e) El valor pagado por la entidad financiera otorgante deberá ser igual al valor total de la cobertura conforme con lo indicado en la presente resolución. Por tanto, el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción, depósito, comisión, encaje, impuesto, tasa, contribución, afectación o retención por parte de la entidad financiera otorgante y/o de las autoridades cambiarias, tributarias o de cualquier otra índole que pueda afectar el valor del desembolso de la garantía.
- f) Que la entidad financiera otorgante de la garantía renuncie a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada, tanto en Colombia como en el exterior.
- g) Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras domiciliadas en Colombia, el valor de la cobertura de la garantía constituida deberá estar calculado en moneda nacional y ser exigible de acuerdo con la Ley Colombiana.
- h) Que el requerimiento de la garantía por parte del beneficiario pueda realizarse en la ciudad donde este se encuentre localizada.
- i) Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras del exterior, el valor de la garantía constituida deberá estar calculado en

dólares de los Estados Unidos de América, y ser exigible de acuerdo con las Reglas y Usos Uniformes 600 de la Cámara de Comercio Internacional, CCI, (*ICC Uniform Customs and Practice for Documentary Credits, UCP 600*) o aquellas normas que las modifiquen, adicionan o sustituyan, y con las normas del estado de Nueva York de los Estados Unidos de América. Cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía entre el beneficiario y el otorgante, será resuelta definitivamente bajo las reglas de Conciliación y Arbitraje de la CCI, por uno o más árbitros designados, de acuerdo con las mencionadas reglas. En todo caso, uno de los árbitros será de nacionalidad colombiana.

1.1. Acreditación de la entidad otorgante.

Para efectos de demostrar el cumplimiento de los criterios a) y b) del numeral 1, de este anexo, los interesados deberán cargar en el sistema de trámite en línea la información donde se acredite que la entidad financiera otorgante satisface los requerimientos indicados en estos criterios. Lo anterior deberá realizarse al momento de entrega de la garantía y cuando se vaya a hacer algún ajuste sobre la misma. Adicionalmente, el sistema de trámite en línea deberá enviarle un correo al ASIC que contenga esta información. En el sistema de trámite en línea o en la ventanilla única se deberá prever la forma de cargar esta información y de informar al ASIC sobre su actualización.

Para las garantías con vigencia superior a un (1) año, la calificación de riesgo deberá ser actualizada anualmente, a partir de su presentación, por los interesados.

El interesado deberá informar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, cualquier modificación en la calificación de que tratan los literales a) y b) del numeral 1 de este anexo, así como también toda circunstancia que afecte o pueda llegar a afectar en cualquier forma la garantía o la efectividad de la misma. Dicha información deberá ser comunicada a más tardar quince (15) días hábiles después de ocurrido el hecho.

2. Garantías Admisibles.

El cumplimiento de las obligaciones señaladas en esta resolución se deberá garantizar mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

2.1. Instrumentos Admisibles para Garantías Nacionales:

a) **Garantía Bancaria:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable el pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución. La garantía será pagadera a la vista y contra el primer requerimiento escrito en el cual XM S.A. E.S.P., en calidad de ASIC, informe que el interesado no ha dado cumplimiento a las obligaciones objeto de la garantía. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

b) **Aval Bancario:** instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, interviene,

como avalista respecto de un título valor, para garantizar el pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

c) **Carta de Crédito Stand By:** crédito documental e irrevocable mediante el cual una institución financiera, debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución, contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By. La forma y perfeccionamiento de esta se regirán por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

2.2. Instrumentos Admisibles para Garantías Internacionales:

Carta de Crédito Stand By: crédito documental e irrevocable mediante el cual una institución financiera del exterior se compromete, directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución, contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By.

3. Aprobación de las garantías

El original de la garantía deberá entregarse al ASIC, el cual tendrá un plazo de tres días hábiles para su aprobación, contados desde la fecha de recibo de la garantía.

El valor de cobertura de la garantía será calculado por el ASIC con base en lo previsto en esta resolución y con la cantidad de kW de la capacidad de transporte asignada indicada en el sistema de trámite en línea y durante el procedimiento de conexión. La cantidad de kW asignados también es allegada al ASIC por medio de correo electrónico desde el sistema de trámite en línea.

4. Administración de la garantía

El ASIC será el encargado de la custodia y administración de la garantía exigida. Igualmente, el ASIC será el encargado de la ejecución de esta garantía ante la ocurrencia del evento señalado en esta resolución para proceder a ejecutar la garantía.

Se entenderá que se cumple con el requisito de entrega de la garantía cuando se adjunte copia de la aprobación de la garantía emitida por el ASIC, donde, además, conste que la garantía está en poder del ASIC.

5. Actualización del valor de cobertura

Además de los casos previstos en esta resolución para la actualización del valor de la cobertura de la garantía, en los casos de garantías internacionales, este valor se deberá actualizar cada vez que la tasa de cambio representativa del mercado tenga una variación de más del 10%, en valor absoluto, con respecto al valor de la tasa de cambio utilizada para calcular el valor de la cobertura de

la garantía vigente, y se verificará que la cobertura de la garantía sea por lo menos del 105% del valor requerido en pesos colombianos.

Si el valor de la cobertura resulta inferior al 105% del valor requerido se deberá ajustar la garantía para alcanzar por lo menos este valor, en un plazo de 15 días hábiles contados a partir de la fecha en que el ASIC informe de tal requerimiento al interesado. Para lo anterior, el ASIC deberá informar mediante correo electrónico registrado por el solicitante en el sistema de trámite en línea, y también en el sistema de trámite en línea. En caso de que el ASIC no tenga acceso al sistema de trámite en línea, se realizará solo por correo electrónico.

Si dentro del plazo previsto para la actualización, por variaciones en la TRM, la cobertura vuelve a estar por encima del 105%, no es necesario hacer el ajuste de la garantía.

Si el valor de la cobertura resulta superior al 110% del valor requerido, quien constituyó la garantía podrá solicitar la actualización de su valor para que sea por lo menos el 105% del valor requerido en pesos colombianos.

6. Vigencia de la Garantía

La garantía se deberá mantener vigente desde la fecha de su presentación hasta la fecha de puesta en operación del respectivo proyecto y tres (3) meses más.

Se entenderá que se cumple con la obligación de mantener vigente la garantía, cuando esta se presente por la totalidad de la vigencia indicada en este numeral. También se entenderá que se cumple con esta obligación cuando se presente una garantía con una vigencia inicial de un año y se prorrogue conforme al requerimiento de vigencia establecido, por periodos mayores o iguales a un año, con al menos 15 días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.

Las actualizaciones las realizará directamente el usuario autogenerador con el ASIC.



MIGUEL LOTERO ROBLEDO
Viceministro de Energía, delegado
del Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARIN
Director Ejecutivo

ANEXO 4

Determinación de los factores para referir al STN considerando solamente pérdidas técnicas

Los factores técnicos de cada nivel de tensión para referir las medidas de energía al STN, considerando las pérdidas de energía técnicas de los STR o SDL, se determinarán, para cada OR, siguiendo las siguientes expresiones:

Nivel de tensión 3 ($PRTe_{3,j,t}$)

$$PRTe_{3,j,t} = 1 - (1 - Pe_{j,3,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t}) \left(\frac{Fe_{j,A-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left(\frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,3} = Fe_{j,A-3} + Fe_{j,STN-3}$$

Donde,

$PRTe_{3,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el año t considerando únicamente pérdidas técnicas.

$Pe_{j,3,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 3, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2. de la Resolución CREG 015 de 2018.

$P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R , en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 1.1.1. de la Resolución CREG 015 de 2018.

$Fe_{j,n-3}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es STN o 4, y el nivel de tensión 3 del OR j (MWh-año).

$P_{j,STN-3}$: Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 al STN e iguales a 0,23 %.

$Fe_{j,3}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 3 del OR j (MWh-año). En el caso que no existan flujos de energía a este nivel, la variable tomará el valor de 1.

Nivel de tensión 2

$$PRTe_{2,j,t} = 1 - (1 - Pe_{j,2,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t}) (1 - Pe_{j,3,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{4,R,m,t}) (1 - P_{j,A-2}) \left(\frac{Fe_{j,A-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left(\frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,2} = Fe_{j,STN-2} + Fe_{j,A-2} + Fe_{j,3-2}$$

Donde,

7

$PRT_{e_{2,j,t}}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el año t considerando únicamente pérdidas técnicas.

$P_{j,2,t}$: Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 2 del OR j en el año t , según lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.

$P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R , en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 1.1.1. de la Resolución CREG 015 de 2018.

$Pe_{j,2,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 2, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2. de la Resolución CREG 015 de 2018.

$Pe_{j,3,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 3, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2. de la Resolución CREG 015 de 2018.

$Fe_{j,n-2}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es STN, 4 o 3, y el nivel de tensión 2 del OR j , MWh-año.

$Fe_{j,2}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 2 del OR j (MWh-año).

$P_{j,n-2}$: Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 al STN o al nivel de tensión 4 (n es STN o 4) del mismo OR e iguales a 0,23 %.

Nivel de tensión 1

$$PRT_{e_{1,j,t}} = 1 - (1 - PT_{j,1}) \left[(1 - PRT_{e_{3,j,t}}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$$

Donde,

$PRT_{e_{1,j,t}}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR j al STN en el año t considerando únicamente pérdidas técnicas.

$PT_{j,1}$: Índice de pérdidas técnicas del OR j del nivel de tensión 1 según la tabla 6.2 del documento "Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1" de la Circular CREG 052 de 2010 o las definidas en las resoluciones particulares con base en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.

$PR_{3,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el año t .

$PR_{2,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el año t .

$Fe_{j,n-1}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es 3 o 2, y el nivel de tensión 1 del OR j (MWh-año).

$Fe_{j,1}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 1 del OR j (MWh-año).

Pérdidas de transformadores de conexión al STN:

Las pérdidas de transformación para referir las medidas de usuarios que se consideran conectados directamente al STN, independientemente del nivel de tensión de baja tensión del transformador de conexión al STN donde se encuentre su medida, son iguales a 0,23 %.



MIGUEL LOTERO ROBLEDO
Viceministro de Energía, delegado
del Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

ANEXO 5

Procedimientos de conexión

Los tiempos y etapas del procedimiento de conexión, dependiendo del tipo de solicitante (AGPE, AGGE o GD), son los siguientes:

i) Etapa de revisión de completitud de la documentación y tiempos.

Los siguientes son los tiempos de interacción que tienen el OR y el solicitante en esta etapa:

Tabla 3 Tiempos de revisión de la completitud de la información.

Condición (1)	Tipo	Capacidad instalada o nominal (CI)	Tiempo de revisión del OR	Tiempo de subsanación del solicitante	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación
Entregan energía a la red	AGPE	CI > 100 kW	5	5	5
	GD				
	AGGE	CI < 5 MW (2)			
	AGPE				
No entregan energía a la red	AGPE	CI ≤ 100 kW	2	5	2
	AGGE	Cualquier capacidad	2	5	2

Notas

(1) La condición de entregan o no energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red pues es su actividad económica.

(2) Corresponde a la potencia máxima declarada para el AGGE

El proceso de verificación de la documentación es operativo, y solo se verifica que se encuentre completa la información, sin que esto implique una revisión detallada, ni que se revisen aspectos técnicos de la misma. En este sentido, no se emitirá ningún juicio sobre el contenido de los documentos presentados, con excepción del debido diligenciamiento del formulario de conexión simplificado.

En este paso, el OR deberá verificar únicamente la documentación que se cite en el procedimiento de conexión correspondiente.

ii) Etapa de verificación técnica de la documentación y tiempos.

A continuación, se muestran los tiempos de interacción que tienen el OR y el solicitante en esta etapa:

Tabla 4 Tiempos en verificación técnica de documentación

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal (CI) o por conexión en nivel de tensión NT 1, 2 o 3	Tiempo de revisión del OR	Tiempo de subsanación del solicitante	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal (CI) o por conexión en nivel de tensión	Tiempo de revisión del OR	Tiempo de subsanación del solicitante	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación
Entregan energía a la red	AGPE	NT 2 o 3	10	10	5
	GD				
	AGGE	NT 1			
	AGPE				
No entregan energía a la red	AGPE	100 kW < CI ≤ 1 MW	10	10	5
		10 kW ≤ CI ≤ 100 kW	5	5	3
	AGGE	CI < 10 kW	3	5	2
		Cualquier capacidad	10	10	5

Notas:

(1) La condición de entrega o no de energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red pues es su actividad económica.

El OR deberá verificar lo siguiente, conforme se solicite en el procedimiento de conexión correspondiente:

a. Estudio de conexión simplificado, en caso de que aplique, conforme la Tabla 1 del artículo 14 de la presente resolución.

El resultado de la revisión del estudio es aprobado o no aprobado, y las causales de rechazo se encuentran en el mismo documento de estudio de conexión simplificado.

Cuando aplique la realización de este estudio, la etapa de verificación o revisión técnica del mismo por parte del OR tendrá un plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir del momento en que se entregue. Los tiempos de subsanación del solicitante y revisión de la subsanación por parte del OR no cambian respecto de lo establecido en la Tabla 4 de este literal.

b. Cumplimiento de normas de inversores (solo aplica en el caso que la conexión a red sea con inversores). Esta situación se revisa con los documentos aportados en la documentación tipo F, conforme lo establecido en el artículo 14 de la presente resolución.

c. Certificados de capacitación o experiencia específica del personal o empresa. Esto se revisa con base en la información contenida en la documentación tipo C, conforme el artículo 14 de la presente resolución.

d. A partir de la documentación tipo B, D y E conforme el artículo 14 de la presente resolución:

1.d Revisar el caso donde se demuestra la condición de no inyección a red o la condición de control en algún nivel de potencia o energía fijo (en el caso de que aplique) y conforme los literales 2d, 3d y 4d a continuación.

En el formulario de conexión simplificado se deben indicar los elementos que ayudan a verificar las condiciones antes mencionadas:

de protección, de control, de maniobra que limitan la inyección de energía a la red o si el inversor cuenta con dicha función u otros.

2.d En caso de que el AGPE o AGGE se declare sin entrega de energía a la red, únicamente se verifica la condición que controla la no inyección a red.

Si el inversor cuenta con función para limitar a cero la entrega de excedentes, no se requiere verificar equipos adicionales para dicha función.

3.d En caso de que el AGPE entregue energía a la red, se verifica la condición de que no se sobrepase el nivel de potencia máxima declarado y/o la revisión del límite de que trata el artículo 6 de la presente resolución, cuando sea una conexión en nivel de tensión 1 (en el caso de que aplique).

Cuando se entregue energía a la red y no se dispongan de elementos que limiten la entrega de energía en algún nivel de potencia o energía, la revisión del límite de que trata el artículo 6 de la presente resolución en conexiones en el nivel de tensión 1 se realiza con la capacidad nominal o instalada. En niveles de tensión superiores al 1 no se verifican los citados límites, pero si se declara tener capacidad de control en algún nivel de potencia o energía fijo, se deberá verificar dicha situación, de lo contrario se podrá omitir este paso.

Para el GD se verifica el límite de que trata el artículo 6 de la presente resolución con su potencia máxima declarada en caso de que la conexión sea en nivel de tensión 1.

Cuando se entregue energía a la red y no se dispongan de elementos que limiten la entrega de energía en algún nivel de potencia o energía, y aplique el estudio de conexión simplificado, este último debió considerar la capacidad nominal o instalada y las condiciones del diseño para conexión a red. Igualmente, si se aplica estudio de conexión simplificado y se disponen de elementos que limiten la entrega de energía en algún nivel de potencia o energía, el estudio de conexión debió considerar la capacidad nominal o instalada y los elementos que limitan entrega de energía a la red en algún nivel de potencia o energía fijo, y las condiciones del diseño para conexión a la red.

4.d En caso de que el AGGE entregue energía a la red, se verifica la condición de que no se sobrepase el nivel de potencia máxima declarado.

De no existir el sistema de control de inyección en algún nivel fijo de potencia o energía, se podrá omitir este documento y este paso. No obstante, el estudio de conexión simplificado debió considerar la capacidad nominal o instalada y las condiciones del diseño para conexión a red.

Si la actualización del RETIE regula alguno de los aspectos de este literal, se aplicará lo que este reglamento o sus actualizaciones especifiquen.

e. Que el diseño cumpla con los requisitos de protecciones definidos mediante el Acuerdo del CNO.

Cuando no se aplica estudio de conexión simplificado: este paso se verifica con la documentación tipo B y G de que trata el artículo 14 de la presente resolución.

Cuando se aplica estudio de conexión simplificado: este paso se verifica con la documentación Tipo A, B y G de que trata el artículo 14 de la presente resolución. En este caso, la etapa de verificación técnica del OR tendrá un plazo de veinte (20) días hábiles para la revisión de los criterios a partir de que se entregue el estudio y la documentación. Los tiempos de subsanación del solicitante y revisión de la subsanación por parte del OR no cambian respecto de la Tabla 4 de este literal.

iii) Solicitud de subsanación o aclaración en la etapa de revisión de completitud de la documentación del literal i de este anexo.

El OR no podrá solicitar documentación adicional a la especificada. La subsanación de todos los documentos por su ausencia solo se podrá solicitar por una única vez, en la misma solicitud, y dentro del plazo de la etapa de revisión de completitud de la documentación. El OR solo podrá solicitar aclaración sobre el formulario de conexión simplificado en caso de que no esté correctamente diligenciado.

Si el solicitante no aclara la totalidad de los requerimientos se entiende que desistió del proceso.

iv) Solicitud de subsanación o aclaración en la etapa de verificación técnica de la documentación del literal ii de este anexo.

Únicamente en el caso del no cumplimiento de lo especificado en la etapa de verificación técnica de la documentación, por una única vez y con el fin de aclarar aspectos de la solicitud de conexión, el OR deberá solicitar aclaración al solicitante a partir de la documentación entregada y dentro del plazo de verificación técnica de la documentación. Esto significa que el OR deberá solicitar la totalidad de las aclaraciones y no se podrán solicitar aclaraciones adicionales en ninguna de las otras etapas del proceso.

Si el solicitante no aclara la totalidad de los requerimientos, se entiende que desistió del proceso y obtendrá una negación de la conexión.

Para efectos de las aclaraciones, el OR deberá justificar técnicamente las causas que pueden llevar a la negación de la conexión, especificando el fundamento normativo o técnico que lo soporte, los requisitos incumplidos, y se deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para poder otorgar la aprobación. Para esto, el OR deberá usar la información que ha sido suministrada durante el procedimiento de conexión.

Cuando se aplica estudio de conexión simplificado y el OR se encuentra en la etapa de revisión del mismo, además de todo lo anterior, la solicitud de subsanación y aclaración por parte del OR debe ser dentro del plazo de revisión del estudio de conexión simplificado.

La aplicación de subsanación y aclaración de este literal debe quedar registrada en el sistema de trámite en línea y dar aviso de los hechos al solicitante mediante correo electrónico.

v) Etapa de visita para la conexión: costo, energización, inspección de la instalación y/o pruebas.

A continuación, se muestran los tiempos y reglas de interacción que tienen el OR y el solicitante en esta etapa:

Tabla 5 Costo y proceso de la visita para la conexión

Condición del autogenerador o GD (1) (2)	Costo y proceso de la visita	
AGGE y AGPE: Caso sin entrega de energía a la red	En el momento de la conexión, el OR no cobrará la primera visita. En caso de que se requieran ajustes, el OR deberá detallar los requerimientos y programará una nueva visita sin costo dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera visita.	La visita tendrá en cuenta las reglas del literal b, ordinales i, ii y iii del artículo 12 de la presente resolución y el literal c del mismo citado artículo. Cuando el solicitante esté listo para entrar a operar, se deberá realizar la solicitud de entrada en operación al OR mediante el sistema de trámite en línea.
AGPE y GD: Caso con entrega de energía a la red y de capacidades nominales o instaladas menores o iguales a 100 kW	Si el resultado de la segunda visita no es satisfactorio, el OR detallará la razón por la cual no es posible efectuar la conexión y podrá programar visitas adicionales. Para lo anterior, el costo luego de la segunda visita del OR para la conexión es equivalente al costo de la revisión de la instalación de la conexión de que trata la Resolución CREG 225 de 1997 o aquella que la modifique o sustituya. Se podrá cobrar el costo equivalente al de una (1) conexión. Podrá ser un cargo en la factura de consumo.	Luego de efectuada dicha solicitud, el OR tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para presentarse en el sitio para la energización. El OR deberá informar la fecha de la visita con una antelación de dos (2) días hábiles, registrarlo en el sistema de trámite en línea y dar aviso al solicitante mediante correo electrónico.
AGPE, AGGE y GD: Caso con entrega de energía a la red y de capacidad instalada mayor a 100 kW	En el momento de conexión, el OR no cobrará la primera visita. En caso de encontrar deficiencias en su operación, el OR no podrá autorizar la energización hasta tanto sea subsanada la falla. El OR detallará la razón por la cual no es posible efectuar la conexión. El OR deberá coordinar con el solicitante el plan de pruebas a realizar, e informar con por lo menos cuarenta y ocho (48) horas de antelación la fecha prevista para su realización. En caso de ser necesario se deberán programar visitas adicionales. Para lo anterior, el costo luego de la	Este paso debe ser llevado a cabo dentro de la vigencia de la aprobación de la conexión. Aunque el solicitante haya diligenciado una fecha de entrada en operación en el formulario de conexión simplificado, se entiende que esta es tentativa. No obstante, la fecha diligenciada, la solicitud de entrada en operación o la entrada en operación, en ningún caso, pueden superar el periodo de vigencia de la aprobación o la vigencia de aprobación prorrogada (caso en el que aplique la prórroga).

Condición del autogenerador o GD (1) (2)	Costo y proceso de la visita	
	primera visita del OR para la conexión es equivalente al costo de la revisión de la instalación de la conexión de que trata la Resolución CREG 225 de 1997 o aquella que la modifique o sustituya. Se podrá cobrar el equivalente al costo de una (1) conexión. Podrá ser un cargo en la factura de consumo.	Las disposiciones aquí establecidas podrán ser efectivas siempre y cuando el evento programado de la conexión o energización no afecte a otros usuarios del SDL o STR, en cuyo caso el OR dispondrá del periodo adicional mencionado en el numeral 5.5.3.2 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, o aquella que la modifique o sustituya, para tal efecto. Esto deberá quedar registrado en el sistema de trámite en línea y el tiempo adicional no contará dentro del tiempo de vigencia de la aprobación.
Notas: (1) La condición de entrega o no de energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red pues es su actividad económica. (2) Cualquier AGGE de potencia máxima declarada menor a 5 MW con excedentes.		

El OR publicará en su página web el valor de costo de conexión que este en línea con lo aquí establecido. Si no realiza la publicación del costo de conexión, no se podrá cobrar.

En caso de que se llegue a dos iteraciones de aplicación de visitas para la conexión, el OR deberá cargar un informe en el sistema de trámite línea justificando detalladamente las causas del por qué el AGPE, el AGGE o el GD no le ha sido posible conectarse.

vi) Procedimiento de conexión al SDL en caso de no aplicarse estudio de conexión simplificado.

Conforme la Tabla 1 del artículo 14 de la presente resolución, el procedimiento de conexión aquí establecido aplica para los siguientes casos: a) AGPE y AGGE que se declaren sin entrega de excedentes; b) AGPE que se declare con entrega de excedentes y de capacidad nominal o instalada menor o igual a 100 kW; y c) GD con capacidad nominal o instalada menor o igual a 100 kW.

Aplicando las etapas antes descritas en el presente anexo, el procedimiento de conexión es el siguiente:

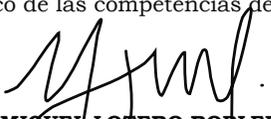
1. Para el caso en que la conexión es en nivel de tensión 1 y para el AGPE o GD: revisión por parte del solicitante de que la red tiene disponibilidad mediante la aplicación de los límites de que trata el artículo 6 de la presente resolución.

Para el caso de AGPE, de no existir el sistema de control de inyección en algún nivel fijo de potencia o energía, esta verificación se realiza con la capacidad nominal o instalada declarada.

Si no se tiene entrega de energía a la red, no aplica este paso.

<p>2. Realizar la solicitud de conexión al OR en el sistema de trámite en línea de que trata el artículo 8 de la presente resolución. Esta solicitud no tiene costo.</p> <p>Al momento de radicación de la solicitud en el sistema de trámite en línea, cargar únicamente la documentación tipo B, C, D (si aplica), E (si aplica), F (si aplica) y G de que trata el artículo 14 de la presente resolución.</p> <p>3. Aplicación por parte del OR de la <i>Etapa de revisión de completitud de la documentación y tiempos</i> sobre la información especificada en el paso 2 anterior. En caso de subsanación o aclaración, se deben aplicar las reglas de que trata el literal iii) de este anexo.</p> <p>Una vez la información esté completa, el OR debe registrar en el sistema de trámite en línea que ya fue terminado este paso y dar aviso mediante correo electrónico al solicitante.</p> <p>El proceso de revisión de completitud de la documentación no tiene costo.</p> <p>4. Aplicación por parte del OR de la <i>Etapa de verificación técnica de la documentación y tiempos</i> usando la información especificada en el paso 2 anterior para verificar: cumplimiento de normas de inversores (si aplica), certificados de capacitación o experiencia específica del personal o empresa, sistema de control de no inyección a red o en algún nivel de potencia o energía fijo (si aplica), límites en el nivel de tensión 1 (si aplica) y el cumplimiento de las reglas de protecciones. En caso de subsanación o aclaración, se deben aplicar las reglas de que trata el literal iv) de este anexo.</p> <p>Luego de la verificación, el OR deberá dar su aceptación y aprobación. Esto debe quedar registrado en el sistema de trámite en línea y dar aviso mediante correo electrónico al solicitante.</p> <p>El solicitante que le sea negada la aprobación podrá iniciar otro nuevo trámite en cualquier momento del tiempo.</p> <p>5. Una vez se obtenga la aprobación, el solicitante tendrá una vigencia de la aprobación en los términos del artículo 15 de la presente resolución.</p> <p>La aprobación debe quedar registrada en el sistema de trámite en línea.</p> <p>6. Cuando el solicitante esté listo para entrar a operar, se deberá realizar la solicitud de entrada en operación al OR mediante el sistema de trámite en línea aplicando la <i>Etapa de visita para la conexión</i>.</p> <p>En el caso del AGPE con excedentes, el agente que represente la frontera comercial que es utilizada para la entrega de excedentes deberá revisar, dentro de la vigencia de la aprobación y antes de la solicitud de entrada en operación comercial, que los equipos de medición cumplan con lo establecido en el artículo 19 de la presente resolución.</p> <p>vii) Procedimiento de conexión al SDL en caso de aplicar estudio de conexión simplificado.</p>	<p>Conforme la Tabla 1 del artículo 14 de la presente resolución, el procedimiento de conexión aquí establecido aplica para los siguientes casos: a) AGPE que se declaren con entrega de excedentes y de capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW y menor o igual a 1 MW; b) AGGE que se declaren con entrega de excedentes y con potencia máxima declarada menor a 5 MW; y c) GD de capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW y menor a 1 MW.</p> <p>Aplicando las etapas antes descritas en el presente anexo, el procedimiento de conexión es el siguiente:</p> <p>1. Realizar la solicitud de conexión al OR en el sistema de trámite en línea de que trata el artículo 8 de la presente resolución. Esta solicitud no tiene costo.</p> <p>Al momento de radicación de la solicitud en el sistema de trámite en línea, cargar únicamente la documentación tipo B de que trata el artículo 14 de la presente resolución.</p> <p>2. Aplicación por parte del OR de la <i>Etapa de revisión de completitud de la documentación y tiempos</i> sobre la información especificada en el paso 1 anterior. En caso de subsanación o aclaración, se deben aplicar las reglas de que trata el literal iii) de este anexo.</p> <p>Una vez la información esté completa, el OR debe registrar en el sistema de trámite en línea que ya fue terminado este paso y dar aviso mediante correo electrónico al solicitante.</p> <p>El proceso de revisión de completitud de la documentación no tiene costo.</p> <p>3. A partir de la finalización del paso anterior, el OR tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para entregar la documentación necesaria, a través del sistema de trámite en línea, al AGPE, AGGE o GD para realizar el estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente Resolución. El CNO en el diseño del estudio de conexión simplificado debe listar la información necesaria para realizar dicho estudio y, en todo caso, si el usuario lo requiere podrá solicitar información adicional.</p> <p>La información debe entregarse en un formato estándar e interoperable, sin que esté sujeto al uso del algún software comercial, de tal forma que sea de fácil acceso y lectura. En todo caso, la información suministrada por los agentes a quienes les aplica la regulación dispuesta en la presente resolución debe ser completa, veraz, transparente, oportuna, verificable, comprensible, precisa e idónea. No se podrán solicitar acuerdos de confidencialidad de la información.</p> <p>Una vez se entregue la información, el OR debe generar el registro en el sistema de trámite en línea, e informar al representante del AGPE, del AGGE o al GD vía correo electrónico.</p> <p>4. El AGPE, el AGGE o el GD tendrá un plazo de cinco (5) meses para realizar el estudio de conexión simplificado. El estudio podrá ser elaborado por el interesado o por el OR a solicitud del interesado. En el estudio de conexión</p>
<p>simplificado se deberá tener en cuenta la capacidad nominal de la planta y/o la potencia máxima declarada.</p> <p>El AGPE, el AGGE o el GD podrá requerir al OR que subsane o le envíe más información que se considere fálte para terminar el estudio de conexión simplificado. Esto se realizará a través del sistema de trámite en línea y el OR tendrá tres (3) días hábiles para subsanar a partir del momento en que el usuario lo solicite en el sistema de trámite en línea. El tiempo que dure el OR en subsanar no se contará dentro de los cinco (5) meses de plazo que tiene el AGPE, el AGGE o el GD para realizar el estudio.</p> <p>Una vez tenga el resultado del estudio, el AGPE, el AGGE o el GD deberá cargarlo en el sistema de trámite en línea y con esto se entenderá como radicada la solicitud de revisión del estudio por parte del OR.</p> <p>Junto con el estudio de conexión simplificado se debe adjuntar la documentación tipo D (si aplica) y G de que trata el artículo 14 de la presente resolución.</p> <p>5. Aplicación por parte del OR de la <i>Etapa de verificación técnica de la documentación y tiempos</i> usando la información especificada en el paso 4 anterior para verificar: el cumplimiento del estudio de conexión simplificado, las reglas de protecciones y el control de inyección en algún nivel de potencia o energía fijo (si aplica).</p> <p>La revisión del estudio y la entrega de la anterior documentación no tendrá ningún costo asociado.</p> <p>En caso de que el resultado de evaluación del estudio sea no aprobado, se deben aplicar las reglas de subsanación o aclaración de que trata el literal iv) de este anexo.</p> <p>Luego de la verificación, el OR deberá dar su aceptación y aprobación. Esto debe quedar registrado en el sistema de trámite en línea y dar aviso mediante correo electrónico al solicitante.</p> <p>El solicitante que le sea negada la aprobación podrá iniciar otro nuevo trámite en cualquier momento del tiempo.</p> <p>6. Una vez se obtenga la aprobación, el solicitante tendrá una vigencia de la aprobación en los términos del artículo 15 de la presente resolución.</p> <p>La aprobación debe quedar registrada en el sistema de trámite en línea.</p> <p>7. Luego del paso anterior, el AGPE, el AGGE o el GD debe cargar en el sistema de trámite en línea únicamente la documentación tipo C y F para su verificación en una nueva aplicación de la <i>Etapa de verificación técnica de la documentación y tiempos</i> sobre dichos documentos, donde se verifica: cumplimiento de normas de inversores (si aplica) y certificados de capacitación o experiencia específica del personal o empresa.</p> <p>En caso de subsanación o aclaración, se deben aplicar las reglas de que trata el literal iv) de este anexo.</p>	<p>Es responsabilidad del solicitante evaluar el momento en el que debe cargar la información aquí solicitada. Eso sí, debe hacerlo antes del inicio de la construcción, teniendo en cuenta los tiempos de aprobación de la vigencia de conexión y pasos para la puesta en servicio. No obstante, esta información puede ser cargada en el sistema de trámite en línea en el mismo paso 4 anterior, y junto con el estudio de conexión simplificado para su verificación técnica.</p> <p>Una vez la información esté completa y verificada, el OR debe registrar en el sistema de trámite en línea que ya fue terminado este paso y dar aviso mediante correo electrónico al solicitante.</p> <p>8. Cuando el solicitante esté listo para entrar a operar, se deberá realizar la solicitud de entrada en operación al OR mediante el sistema de trámite en línea aplicando la <i>Etapa de visita para la conexión</i>.</p> <p>En el caso del AGPE con excedentes, el agente que represente la frontera comercial que es utilizada para la entrega de excedentes deberá revisar, dentro de la vigencia de la aprobación y antes de la solicitud de entrada en operación comercial, que los equipos de medición cumplan con lo establecido en el artículo 19 de la presente resolución.</p> <p>viii) Reglas para modificaciones de instalaciones existentes</p> <p>El AGPE, AGGE o GD existentes, y que requieran modificar sus condiciones actuales de conexión, deberán volver a realizar el procedimiento de conexión establecido en este anexo conforme a su condición específica (dependiendo de si aplica o no aplica estudio de conexión simplificado). Se deberá adicionar a los documentos a entregar listados en la etapa de verificación de completitud de información y para la etapa de verificación técnica, un documento informando que ya es existente e informando los cambios a realizar en la instalación.</p> <p>El documento con los cambios a realizar se deberá entregar junto con el formulario de conexión simplificado al momento de radicación de la solicitud.</p> <p>Para la verificación de capacidad o de disponibilidad de la red, en caso de aplicar, se debe usar la potencia máxima declarada adicional a la aprobada inicialmente.</p> <p>En caso de aplicar estudio de conexión simplificado, este debe realizarse con las nuevas condiciones de la instalación.</p> <p>De no lograr la aprobación de los cambios solicitados, se pueden conservar las condiciones iniciales de aprobación.</p> <p>ix) Información final para el solicitante</p> <p>En los casos en que el OR no ejecute alguna de las acciones aquí indicadas en los plazos otorgados para tal fin, o que el informe de rechazo de conexión no contenga los elementos indicados, el potencial AGPE, AGGE o GD deberá informar dicha situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia. Cualquier conducta llevada a cabo</p>

por un operador de red o comercializador que dificulte, excluya u obstruya la conexión del AGPE, el AGGE o el GD, podrá ser investigada y sancionada en el marco de las competencias de la Superintendencia de Industria y Comercio.


MIGUEL LOTERO ROBLEDO
Vice Ministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARIN
Director Ejecutivo

(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 175 DE 2021

(octubre 8)

por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 2253 de 1994, 1260 de 2013, 2255 de 2015 y,

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que “los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”. Así mismo, estipula que “(l)os servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios (...)”.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14, numeral 14.28, de la Ley 142 de 1994, la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible.

Es derecho de todas las empresas construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos exigidos por la ley a todos los prestadores, como lo garantiza el artículo 28 de la Ley 142 de 1994.

Las personas jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos, pueden prestar las actividades que integran el servicio público, para lo cual deben sujetarse a la Ley 142 de 1994 en sus actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, y están obligadas a constituirse en empresas de servicios públicos cuando la Comisión así lo exija, como está previsto en dicha ley, como lo prevén los artículos 15 y 16 de la Ley 142 de 1994.

La Ley 142 de 1994 obliga a todos los prestadores del servicio a facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos, o que sean grandes usuarios de ellos, a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios; los faculta para celebrar contratos que regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos; y en su defecto, los somete a la servidumbre que puede imponer la CREG para tales efectos.

De acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994, le corresponde a la Comisión ejercer la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad, para lo cual puede, entre otras, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado, conforme a los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994.

La Ley 401 de 1997 establece que el gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, se regirá por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994, con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público domiciliario.

La Comisión debe establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, con sujeción a los criterios que, según dicha ley, deben orientar el régimen tarifario, para lo cual puede establecer topes máximos y mínimos de tarifas, conforme a los artículos 73.11, 73.22 y 88 de la Ley 142 de 1994. Así mismo, la definición de estas tarifas debe considerar los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y la aplicación de estos de acuerdo con cada actividad sujeta a regulación, al igual que no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente por parte de las empresas.

Los numerales 87.1 y 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 definen los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera así:

“87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que estos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por este.

87.4. Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios”.

Las fórmulas tarifarias que defina la Comisión deben garantizar a los usuarios, a lo largo del tiempo, los beneficios de la reducción promedio de costos en las empresas que prestan el servicio, según exigencia del artículo 92 de la Ley 142 de 1994. Toda tarifa debe tener un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras, como lo exige el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994. Por mandato legal, las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de por lo menos cinco años, o hasta que la Comisión defina unas nuevas.

En la definición de las fórmulas tarifarias, la Comisión debe tener en cuenta las condiciones preexistentes de la actividad sujeta a regulación para dicha definición, como son los costos eficientes de los activos existentes en operación, las características de los mercados atendidos y las condiciones de operación del servicio, así como de aquellas que le son propias, en este caso, para la actividad de transporte de gas natural; y otras sobrevinientes durante el período de vigencia de la fórmula, y que por autorización legal pueden incorporarse, principalmente, aquellas que se relacionan con los gastos de administración, operación y mantenimiento, incluyendo los costos de la expansión, las variaciones en los índices de precios, el riesgo de negocios comparables, el aumento en los factores de productividad, las innovaciones tecnológicas y la reducción promedio de los costos, entre otros. Igualmente, allí se deben considerar los lineamientos legales y reglamentarios a los que se sujeta la regulación.

El período de vigencia de las metodologías y fórmulas tarifarias previsto por la Ley 142 de 1994 busca la estabilidad en los criterios, variables y esquemas a través de los cuales se calculan las tarifas aplicables a los usuarios, y dar señales estables de inversión para garantizar la prestación continua del servicio y la ampliación de la cobertura por parte de las empresas.

El ejercicio de las facultades regulatorias previstas en los artículos 73 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, incluidas aquellas en materia tarifaria, debe entenderse como un mecanismo de intervención del Estado en la economía, a fin de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, y el buen

funcionamiento del mercado, entre otros, por lo cual, estas facultades deben atender los fines constitucionales y legales que persigue la prestación de los servicios públicos domiciliarios regulados en dicha ley.

La regulación corresponde entonces a una actividad continua y permanente, la cual comprende el seguimiento de la evolución del sector y la actividad correspondiente, y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados, tanto para orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso, fines que están previstos en la Ley 142 de 1994, así como en los decretos mediante los cuales el Gobierno nacional define los lineamientos de política para el sector regulado, y, también, para permitir el flujo de la actividad socioeconómica respectiva.

De esto hace parte el seguimiento del comportamiento de los agentes, así como la evaluación y el análisis de la forma en que se remuneran estas actividades, a fin de orientar sus conductas y establecer mecanismos que garanticen la aplicación de los criterios previstos en materia tarifaria, dentro de los fines perseguidos en materia de servicios públicos de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994.

En este sentido, la aplicación de los criterios en materia tarifaria, así como su aplicación armónica con los principios constitucionales¹ y legales² en materia de servicios públicos, implica que debe existir una convergencia y equilibrio entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos, como aquellos intereses de las empresas en relación con la competencia, la iniciativa privada y la libertad de empresa. Por tanto, esta convergencia y el equilibrio que se debe generar, entre otros, a través de los mecanismos regulatorios definidos por esta Comisión, los cuales deben garantizar el equilibrio entre la libertad económica (incentivo económico), la promoción de intereses colectivos concretos y la prestación de servicios públicos, es decir, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas.

La Comisión estableció el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, mediante la Resolución CREG 071 de 1999, la cual ha sido modificada, adicionada y complementada, entre otras, por las Resoluciones CREG 084 de 2000, 028 de 2001, 102 de 2001, 014 de 2003, 054 de 2007, 041 de 2008, 077 de 2008, 154 de 2008, 131 de 2009, 187 de 2009, 162 de 2010, 169 de 2011, 171 de 2011, 078 de 2013 y 185 de 2020.

Mediante la Resolución CREG 126 de 2010, modificada y complementada por las Resoluciones CREG 129 de 2010, 079 y 097 de 2011, y 066 y 089 de 2013, se establecieron los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte (SNT), y criterios para la expansión de las redes para una vigencia de la metodología de cinco años conforme al artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

La Comisión, a través de la Resolución CREG 047 de 2014, puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán los análisis correspondientes para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural, en el siguiente período tarifario, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994, y del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Con la Resolución 047 de 2014 se inicia el proceso de análisis para el diseño de la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural para un nuevo período tarifario. En estas bases conceptuales se hace una descripción general del sector, se identifican algunas fortalezas de la metodología vigente, los retos para una nueva regulación, y se señalan, de manera general, los temas que se analizarán para la nueva metodología: el esquema de remuneración del transporte por contrato, los incentivos a la ampliación de la infraestructura, los incentivos para el desarrollo de confiabilidad, las variables consideradas en el cálculo tarifario, las actuaciones para el cálculo tarifario y otros temas.

Como parte de los estudios necesarios para definir la nueva metodología, la Comisión contrató al consultor internacional Frank Gregory Lamberson, para actualizar el valor de algunos insumos utilizados por la CREG para estimar el valor eficiente de los gasoductos. El informe final de esta consultoría se publicó mediante la Circular CREG número 094 de 2014.

La Comisión también contrató al consultor internacional Calvin Peter Oleksuk para actualizar el costo de las principales variables que inciden en la construcción de estaciones de compresión. El informe final de esta consultoría se publicó mediante la Circular CREG número 081 de 2014.

Mediante la Circular 017 de 2018 la CREG publicó el estudio “Factores multiplicadores para trazado de ductos por media ladera y Costos de construcción para cruces subfluviales, aéreos y sísmicos”.

Como parte de las actuaciones administrativas impulsadas por la Comisión para determinar el valor de reposición a nuevo de los activos que cumplieron la vida útil normativa (VUN), conforme a la metodología de remuneración vigente, en las audiencias de contradicción de los dictámenes periciales, los transportadores conocieron la metodología de valoración y los resultados de los peritajes realizados por Tipiel S. A.

Mediante el Decreto 1073 de 2015 se expidió el “Decreto Reglamentario Único Sectorial del Sector Administrativo de Minas y Energía”, el cual, en su Título II, establece

las disposiciones reglamentarias en materia de gas natural, y en su Capítulo 3 incorpora disposiciones particulares para la actividad de transporte de gas natural.

A través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural, así:

- El Artículo 2.2.2.1.4 define la confiabilidad como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura”.

- El Artículo 2.2.2.1.4 define la seguridad de abastecimiento como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo”.

- El Artículo 2.2.2.2.28 establece que “Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años”.

- El Artículo 2.2.2.2.29 establece que la CREG deberá expedir regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural.

- El Artículo 2.2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.

- El párrafo del Artículo 2.2.2.2.29 establece que “La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”.

Mediante la Resolución 40052 de 2016 el Ministerio de Minas y Energía desarrolló el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Artículo 4° del Decreto 2345 de 2015, y dictó otras disposiciones.

En el Artículo 1° de la Resolución 40052 de 2016 se establece, entre otros aspectos, que:

- “Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)”

- “En el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros”.

- El estudio técnico que elabore la UPME contendrá la “identificación de los beneficiarios de cada proyecto”.

En cumplimiento del requisito de publicidad y consulta pública de los proyectos de regulación de carácter general de contenido tarifario que estableció el Decreto 2696 de 2004, incorporado en los Decretos Únicos 1077 y 1078 de 2015, la Comisión, mediante la Resolución CREG 090 de 2016, ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”.

En cumplimiento del artículo 11.5 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión realizó dos audiencias públicas en las ciudades de Barranquilla y Bogotá los días 23 y 30 de noviembre de 2016, respectivamente, en las cuales se presentó la propuesta regulatoria, algunos agentes presentaron sus comentarios y se atendieron las preguntas formuladas por los asistentes a la audiencia y por quienes participaron telefónicamente o mediante correo electrónico.

En la Resolución CREG 107 de 2017 la Comisión estableció los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017, los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que estén embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente se definen como “Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, *IPAT*”.

En el literal c) del Artículo 4° de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que la remuneración para cada proyecto de *IPAT* que ejecute el transportador incumbente se adoptará con base en lo establecido en la metodología vigente al momento de efectuar el cálculo, para remunerar la actividad de transporte de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 155 de 2017 la Comisión definió la regulación asociada a *Open Seasons* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptaron otras disposiciones.

Mediante la Resolución CREG 033 de 2018 la Comisión estableció medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión.

Mediante la Circular CREG 017 de 2018 la Dirección Ejecutiva de la CREG publicó el estudio “*Multiplicadores de dificultad constructiva y costos para transporte por ductos de gas natural y combustibles líquidos*”. Este estudio tiene como objeto estimar los multiplicadores que capturan la dificultad constructiva de ductos de gas natural y combustibles líquidos cuando el trazado cruza zonas por media ladera, así como el análisis

¹ Artículos 365 a 370 de la Constitución Política de Colombia.

² Ley 142 de 1994, artículos 1° a 12.

de costos relacionados con cruces subfluviales, aéreos y sísmicos. Los resultados de este estudio se utilizan para elaborar el modelo de valoración de gasoductos.

Mediante Resolución CREG 155 de 2020 se sometieron a consulta las disposiciones necesarias para la determinación de las tasas de descuento de las actividades reguladas por esta Comisión.

En la Resolución CREG 080 de 2019 se define un marco regulatorio general, en el que se establecen los lineamientos sobre los comportamientos esperados de los agentes que participan en la prestación del servicio. En este sentido, se dictan normas generales de comportamiento, concordantes con un buen funcionamiento del mercado, el libre acceso a los bienes esenciales, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia, la libre competencia, la gestión de los intereses de los usuarios y la no utilización abusiva de la posición dominante.

Con base en el análisis de las observaciones y sugerencias recibidas en el proceso de consulta pública ordenada mediante la Resolución 090 de 2016, en los estudios para calcular el valor a reposición a nuevo de los activos que cumplieron vida útil normativa, en los cambios normativos que entraron en vigencia con posterioridad a la publicación del proyecto, en los resultados de los análisis para definir una nueva metodología para el cálculo de las tasas de descuento aplicables a las actividades reguladas, y en los análisis adicionales sobre la distribución de riesgos, y con el fin de garantizar un mayor grado de eficiencia dentro de la remuneración de la actividad de transporte de gas natural, la Comisión encontró conveniente hacer modificaciones al proyecto de regulación publicado con la Resolución 090 de 2016.

Para propiciar la participación de los agentes, los usuarios y demás interesados frente a los cambios introducidos al proyecto, la Comisión, mediante la Resolución CREG 160 del 27 de octubre de 2020, ordenó hacer público el nuevo proyecto de regulación, en la cual se incorporan ajustes en diversos aspectos de la metodología de transporte de gas natural. De estos hacen parte:

i) Teniendo en cuenta que el transportador cuenta con mayor capacidad para manejar el riesgo cambiario, se establece que la remuneración de las inversiones en transporte de gas natural sea en moneda local (pesos colombianos), y no en dólares americanos, evitando así que el riesgo cambiario continúe en cabeza del usuario;

ii) Disminuir la posibilidad de que se den o trasladen sobrecostos dentro de la remuneración de las inversiones en gasoductos y estaciones de compresión como parte de la actividad de transporte de gas natural, para lo cual es necesario incluir mayores elementos dentro del mecanismo de valoración de inversiones, como nuevos multiplicadores y la inclusión de un método para compartir el riesgo constructivo entre el transportador y los remitentes; ajustar la remuneración de los activos que han cumplido su vida útil normativa; llevar a cabo ajustes a la tasa de descuento atendiendo la realidad macroeconómica y de riesgo país actual y demás elementos propios de la metodología de la Resolución CREG 095 de 2015 o aquella que esté vigente;

iii) Considerar los consumos efectivos facturados de gas natural y electricidad en las estaciones de compresión descontando las ventas que realicen en el mercado secundario;

iv) En el caso de las estaciones de puerta de ciudad que actualmente se encuentran remuneradas dentro de los cargos de transporte de gas natural, se debe incluir un método de transferencia de dichos activos a la actividad de distribución de gas combustible, considerando los impactos que esto puede generar dentro de los mercados de distribución, sin perjuicio de la aplicación de lo establecido en la Resolución CREG 138 de 2014, mediante la cual se adiciona y se modifica la Resolución CREG 202 de 2013;

Ahora, adicionalmente a los objetivos de buscar un mayor grado de eficiencia en las tarifas y la asignación de riesgos regulatorios, encuentra la Comisión que la actividad de transporte de gas natural y su regulación puede ser un elemento importante dentro de la búsqueda de la promoción de la competencia a lo largo de las actividades que hacen parte de la cadena de prestación del servicio de gas combustible, así como para asegurar la prestación continua del servicio.

De acuerdo con esto, la Comisión considera relevante la inclusión de instrumentos y mecanismos regulatorios bajo la consideración de un análisis costo-beneficio, que posibiliten, desde el punto de vista económico y en el agregado de los costos de la prestación del servicio público domiciliario, viabilizar una mayor oferta de gas con destino al servicio público domiciliario, con una reducción de los costos a los usuarios.

Lo anterior, en el marco de la continua búsqueda de alternativas que permitan resolver los problemas asociados con la pérdida de oportunidad de la puesta en operación de nuevas fuentes de gas.

Es por esto que, la presente metodología incluye los siguientes instrumentos regulatorios:

i) La posibilidad de llevar a cabo el estampillamiento de parte de la infraestructura de los sistemas de transporte y/o el fraccionamiento de tramos de gasoductos, sustentada en un análisis costo-beneficio;

ii) La posibilidad de llevar a cabo el desarrollo de infraestructura de transporte de gas, entre otras, ampliaciones de capacidad con períodos de remuneración específicos, o por lo menos inferiores a 20 años, donde su destinación esté dirigida de manera exclusiva a generar una mayor oferta de productores-comercializadores de gas, considerando el concepto de nueva fuente de suministro;

Finalmente, la presente metodología, dentro de una visión de largo plazo, es decir, más allá del período tarifario de 5 años al que hace referencia el artículo 126 de la Ley

142 de 1994, adquiere un carácter transitorio, entendido como la visión que se cuenta de la prestación del servicio al finalizar dicho período tarifario, en el que se ha planteado la importancia y pertinencia de una posible migración hacia un nuevo esquema de cargos, como por ejemplo “entry-exit”, buscando un carácter neutral en las redes de transporte de gas natural. Esto implica una serie de estudios, análisis y cambios normativos, así como del desarrollo de políticas públicas e instrumentos, los cuales avanzarán en la implementación y desarrollo de dicho esquema, mientras se lleva a cabo la aplicación de la presente metodología.

En este sentido, la presente metodología busca llevar a cabo una actualización de los cargos de transporte, con la inclusión de mayores elementos de eficiencia, tanto dentro de la actividad de transporte de gas natural, así como a lo largo de la cadena de prestación del servicio, sin que la misma restrinja la posibilidad y permita dar inicio al posible tránsito de un nuevo esquema de remuneración y la eventual implementación de un esquema “entry-exit”.

En relación con esto, es importante traer como referencia lo expuesto en las conclusiones de la Misión de Transformación Energética, solicitada por el Gobierno nacional, en la cual se expuso³:

“La propuesta de este documento se basa en establecer como prioridad el incremento de la liquidez en los mercados de molécula, lo que aumenta el número de agentes del mercado negociando el mismo bien. Esto a su vez mejora el nivel de competencia en el mercado, lo que aumenta la eficiencia en la coordinación de actividades. En la experiencia internacional, el modelo principal para facilitar la liquidez en el mercado de molécula es el hub virtual combinado con el sistema entrada-salida (metodología entry-exit). La idea básica detrás de este modelo (que no es solo un modelo de determinación de tarifas, sino que es un modelo de definición de las reglas de acceso al sistema de transporte y por lo tanto de estandarización de los puntos de entrega de la molécula) es facilitar la entrada al mercado de gas. Las propuestas contenidas en este documento giran en torno a la idea de implantar un mercado de gas basado en puntos de entrega virtuales”.

(...)

“Coherentemente, el transporte será organizado centralizadamente (common carriage). Esto significa que la remuneración del transportador no depende de la contratación sino de los ingresos reconocidos (Allowed Revenue), que serán pagados por los usuarios a través de las tarifas definidas por la regulación (ver numeral 4 de este documento para más detalles). Desde el punto de vista de esta sección, esto significa que el acceso a la red de transporte será regulado, y no basado en los términos de la negociación contractual (como ocurriría en el caso de escoger contract carriage). Concretamente, las reglas de acceso serán las correspondientes a las resultantes de la aplicación de la metodología entry-exit”.

En el documento CREG 126 de 2020 se presentan los análisis y las respuestas a los comentarios, observaciones y sugerencias presentadas al proyecto publicado mediante la Resolución CREG 090 de 2016, los ajustes y las modificaciones realizadas a dicha propuesta como parte del proceso de consulta, así como los demás análisis que soportan la presente resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión número 1040 del 20 de agosto de 2020, aprobó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del sistema nacional de transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”, proyecto de resolución que fue publicado el 27 de octubre de 2020 en la página web de la Comisión como la Resolución CREG 160 de 2020.

El artículo 2º de la Resolución CREG 160 de 2020 estableció un período de consulta de treinta (30) días calendario a partir de la publicación en la página web de la Comisión, el cual finalizó el 26 de noviembre de 2021.

Mediante la Resolución CREG 217 de 2020, publicada en la web de la CREG el 25 de noviembre de 2020 se amplió el plazo para comentarios de la Resolución CREG 160 de 2020 hasta el 10 de diciembre de 2020.

Mediante Resolución CREG 004 de 2021 se definió el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Mediante Resolución CREG 073 de 2021 se modificó el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Una vez surtido el proceso de consulta, se recibieron comentarios por parte de las siguientes personas naturales y jurídicas, indicando el nombre de la persona o empresa y el número de radicado bajo el cual se encuentra registrado en la CREG: Acolgen E-2020-015151, Andeg E-2020-014443, ENEL E-2020-015189, EPM E-2020-015222, SOUTH 32 ENERGY E-2020-015153, Termobarranquilla S.A. E.S.P. E-2020-014689, TGI E-2020-015209, E-2021-002635, E-2021-005578, E-2021-006642, E-2021-006658, E-2021-008043, ECOPEPETROL E-2020-015224, BMC E-2020-015232, ACP E-2020-015239, Andesco E-2020-015250, E-2021-008072, ANDI E-2020-015258, Naturgas E-2020-015263, CENIT E-2020-015264, Grupo Vanti E-2020-015265, Alfagrés E-2020-015268, CNE OIL & GAS E-2020-015277, HOCOL E-2020-015278, Transmetano

³ Fuente: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco+2+--+Informe+Final.pdf>.

E-2020-015274 E-2020-015275, Promioriente E-2020-015276, Transoccidente E-2020-015280, Llanogas E-2020-015279, Asoenergía E-2020-015281, Gecelca E-2020-015285, GEB E-2020-015292 E-2020-015305, E-2021-007663, E-2021-007685, Cerro Matoso E-2020-015293, Ángel Castañeda Manrique E-2020-015294, Progasur E-2020-015295, Willard E-2020-015296, Postobón E-2020-015297, Ferro E-2020-015381, Puerto Bahía E-2020-015403, Drummond E-2020-015991 y Promigás E-2020-015273, E-2021-002953, E-2021-006409, E-2021-006667, E-2021-008295, E-2021-008296.

En el documento soporte que acompaña la presente resolución se incluye el análisis de los comentarios recibidos a la Resolución CREG 160 de 2020.

Mediante Radicados CREG S-2021-001817 y S-2021-002685, la Comisión remitió a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), el texto de resolución, el respectivo documento soporte y algunas precisiones para lo pertinente.

Mediante Radicados CREG E-2021-006866 y E-2021-007267, la SIC remitió a la Comisión concepto de abogacía de la competencia en el que se realizan recomendaciones en relación con la aplicación de metodología.

Las recomendaciones recibidas de la SIC se refieren a justificar, precisar o sustentar los impactos de la resolución, por lo que esta Comisión entiende que no se requieren ajustes a la resolución, sino explicaciones de algunos aspectos específicos. Debe tenerse en cuenta que esta Comisión realizó los análisis de impacto aplicando una de las alternativas aceptadas como parte del Análisis de Impacto Normativo (AIN), como es la metodología de análisis multicriterio.

A continuación, se presentan las respuestas a dichas recomendaciones.

Recomendación de la SIC Número 1:

Justificar cuantitativamente los beneficios para el mercado derivados de dividir la aplicación de la metodología en dos etapas.

La Comisión presentó en la Resolución de Consulta CREG 160 de 2020 y en el documento soporte D-126-2020 un Análisis de Impacto Normativo (AIN), el cual, mediante un análisis cualitativo, encontró que la propuesta era apropiada para las necesidades de los agentes y los usuarios. Sin embargo, a partir del análisis y las recomendaciones de la SIC, se complementó el ejercicio con un análisis cuantitativo, el cual confirma lo previsto en la mencionada resolución y documento soporte.

Para calcular los beneficios para el mercado considerando el cálculo inicial de los cargos que debe realizar la empresa conforme como lo ordena la presente resolución, se utiliza un modelo simplificado de la red de transporte para simular los impactos en el valor de la factura a los usuarios y en los ingresos de los transportadores. En el documento soporte de la presente resolución se pueden observar los resultados de estas sensibilidades.

En primera instancia, para el análisis cuantitativo se actualizó la tasa de descuento (costo promedio ponderado de capital – WACC, por sus siglas en inglés) que en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, se calculó con información a julio de 2010, arrojó una tasa de 17,7% dólares constantes antes de impuestos para el cargo variable de la actividad de transporte, y, 15,02% dólares constantes antes de impuestos para el cargo fijo de la misma actividad.

Una vez actualizada esta tasa aplicando la metodología que establece la Resolución CREG 004 de 2021 y sus modificaciones, a las condiciones actuales del mercado, con información a 31 de julio de 2021, se calcula en un 10,94% pesos constantes colombianos antes de impuestos para cargos fijos y variables. Esta información está contenida en la Resolución CREG 103 de 2021, por la cual se determinan unos parámetros para la estimación de la tasa de descuento de la actividad de transporte de gas natural y se determina la tasa.

Al aplicar la tasa de descuento actualizada, en un ejercicio *ceteris paribus* en un modelo simplificado de cargos de transporte (el cual se explica en el documento soporte que acompaña la presente resolución), se tiene como efecto estimado una reducción al usuario final del servicio público domiciliario de gas natural en la factura del 2%, promedio ponderado por demanda, considerando los supuestos incluidos en el documento soporte de la presente resolución.

Respecto de la suficiencia financiera, la propuesta regulatoria cumple lo previsto en la ley, en el sentido de remunerar la actividad de transporte de gas natural, considerando para el cálculo de los cargos las variables que los determinan, tales como los activos, los gastos de AOM, demandas previstas en los cargos vigentes y la tasa de rentabilidad de los activos en pesos, calculada de acuerdo con las condiciones actuales de mercado.

En cuanto a la eficiencia económica, la propuesta regulatoria también cumple lo previsto en la ley, al establecer cargos de transporte de gas natural eficientes cuando remunera los activos del transportador con una tasa de rentabilidad a condiciones de mercado actual. En este caso los usuarios pagarán un cargo eficiente.

Recomendación de la SIC Número 2:

Justificar cuantitativamente que la medida de división de la aplicación de la metodología en dos etapas no comprometa la suficiencia financiera de los transportadores al aplicar la conversión a pesos colombianos y la nueva tasa de descuento de manera previa a la actualización de los cargos.

Las aplicaciones de la metodología durante su vigencia cumplen con el principio de la suficiencia financiera de los transportadores por las siguientes razones:

En el cálculo inicial de los cargos de transporte de gas natural que deben realizar los transportadores, se parte de la información reconocida en los cargos vigentes, así:

- Las variables de inversión, AOM y demanda son las mismas de la metodología vigente (Resolución CREG 126 de 2010).

- Las inversiones ejecutadas y que no están en cargos, continúan siendo remuneradas al transportador según acuerdo entre partes.

- El transportador es quien decide cómo financia sus inversiones en moneda local o extranjera. Teniendo en cuenta que el cambio regulatorio fue anunciado a los transportadores con la expedición el 27 de octubre de 2020 de la Resolución CREG 160 de 2020, se considera que se tuvo el tiempo razonable para preparar la reestructuración de la deuda.

- La variación de la tasa de descuento de 17,7% dólares constantes antes de impuestos para el cargo variable de la actividad de transporte, y, 15,02% dólares constantes antes de impuestos para el cargo fijo de la misma actividad, la cual se actualizó a una tasa de 10,94% en pesos constantes colombianos real antes de impuestos para cargos fijos y variables, refleja el cambio de los costos y riesgos de la actividad de transporte entre 2010 y 2021.

- La tasa de descuento actualizada refleja la estimación actual y futura de los inversionistas para el desarrollo de sus negocios como los de la actividad de transporte de gas natural, por tanto, la suficiencia financiera no se ve afectada, por ser un precio de mercado.

- La tasa de descuento podrá ser actualizada conforme a las disposiciones del párrafo del artículo 4° de la Resolución CREG 004 de 2021 o aquella que la modifique, sustituye o deroga, de acuerdo con las condiciones del mercado en su momento.

En el cálculo posterior de los cargos de transporte que apruebe la Comisión se cumple también con el principio de suficiencia financiera, dado que se reconocerán todas las inversiones y AOM eficientes y necesarios para el servicio público de gas natural y las demandas asociadas a estas inversiones, a partir de la información que reporten los transportadores en su solicitud de cargos, y, se utilizará la tasa de descuento vigente. Esta aplicación solo es posible luego de que la CREG verifique y evalúe la solicitud de cargos que presenten los transportadores. Adicionalmente, en esta nueva metodología el transportador tendrá la oportunidad de solicitar a la CREG que le modifique el cargo cada dos (2) años para incorporar nuevas inversiones, y sus correspondientes AOMs y demandas asociadas a dichas inversiones.

La aplicación de la metodología propuesta no afecta la suficiencia financiera de los agentes transportadores, la libre competencia, la propiedad privada o la eficiencia económica, teniendo en cuenta que, del análisis sobre el impacto en los ingresos de los transportadores, se concluye que, la reducción de éstos no es consecuencia de la supresión de ninguno de los costos eficientes de la actividad, sino cambios en la situación del mercado, pasando a remunerar la actividad a los costos eficientes conforme las condiciones de mercado actuales.

La esencia de la regulación de un monopolio natural como el transporte de gas es evitar el abuso de poder de mercado que tendrían los prestadores de dicho servicio si ellos definieran su remuneración y controlarían el acceso al mismo. Por esta razón, la CREG expide una metodología para calcular los cargos de uso a partir de valores eficientes de los activos y una rentabilidad similar a la que recibiría una actividad de riesgo comparable, como ordena la ley 142 de 1994, también los gastos y costos eficientes para la prestación del servicio y la demanda esperada durante la vida útil normativa (20 años).

La rentabilidad de los activos se determina mediante una fórmula específica de aceptación internacional (WACC), establecida en la Resolución CREG 004 de 2021 y las que la modifiquen, que considera el costo promedio ponderado de los recursos utilizados para el desarrollo de las empresas, como son el patrimonio y la deuda. Ello significa que la regulación debe reconocer la rentabilidad que corresponda a dicha actividad (Resolución CREG 103 de 2021 con un WACC de 10,94% en pesos constantes antes de impuestos), en condiciones eficientes de mercado, y las empresas, a partir de la gestión administrativa y financiera, podrán obtener los rendimientos mayores o menores, según logren optimizaciones en costos y gastos a partir de dicha gestión.

En el documento de soporte de esta resolución se presentan los resultados del análisis de impacto para los transportadores considerando el modelo simplificado del sistema ya mencionado anteriormente para simular la aplicación inicial de la metodología.

Recomendación de la SIC Número 3:

Con respecto al ajuste realizado en el artículo 18 de la Resolución 160 de 2020 relacionado con el cálculo de cargos, la SIC recomendó lo siguiente:

Precisar la causa del cambio en el cálculo de los cargos del proyecto inicial que sometió a comentarios respecto del proyecto definitivo, de cara a una posible subaditividad.

En relación con esta recomendación, vale la pena aclarar lo que se estableció en la Resolución CREG 160 de 2020:

- Remuneración de los activos en los cargos una vez se haga la puesta en operación comercial.

- Como parte del cálculo de las parejas de cargos regulados definido en el numeral 18.9 se incluyó la referencia al anexo 11, el cual describía un procedimiento para incluir en los cargos regulados los valores eficientes de las inversiones que entran en operación

comercial con sus respectivos valores, dentro de las cuales se incluyen las inversiones de aumento de capacidad y las que conforman el plan de nuevas inversiones.

Dicho procedimiento contemplaba un cálculo iterativo que utilizaba la función Solver de la hoja de cálculo, el cual partía de las ecuaciones incluidas en los numerales 18.1 a 18.8 para calcular cargos cuando se incluían activos PNI e IAC que podían entrar en diferentes momentos del tiempo en la aplicación de la metodología.

- El proceso iterativo partía de un análisis de los flujos considerando una optimización que permitiera determinar el cargo del tramo de gasoducto una vez entrara en operación el activo.

El ajuste incluido en el texto remitido a la SIC se construyó a partir de los comentarios que se recibieron durante la consulta:

- Dentro del análisis de comentarios se identificó que existía una oportunidad de mejora en la redacción y en el planteamiento para el cálculo de los cargos y, de esa manera, dar mayor claridad y simplicidad en la aplicación de la metodología.

- El cambio realizado en las ecuaciones no afecta la señal de remuneración de activos respecto de lo establecido en la Resolución CREG 160 de 2020, y no requiere utilizar un proceso iterativo para determinar los cargos.

- Se simplifica la ecuación incluida en el artículo 20 de la presente resolución, incluyendo las variables de cálculo que se abordaban de manera separada en la Resolución CREG 160 de 2020, de tal manera que, en el momento en que entre en operación comercial un nuevo activo, se actualizan la inversión y la demanda. El mismo tratamiento se hace para el AOM.

Recomendaciones de la SIC Números 4 y 5:

A propósito de la participación de los distribuidores de gas en la ejecución de redes tipo II, la SIC recomendó:

Sustentar en detalle las causas por las cuales el mecanismo de participación de distribuidores en la ejecución de proyectos de infraestructura de red de transporte tipo II no fue efectivo.

Sustentar las razones por las cuales el mecanismo de participación de distribuidores en la ejecución de proyectos de infraestructura de red de transporte tipo II debe permanecer o eliminarse.

Mediante Resolución CREG 126 de 2010 se incluyó la posibilidad de dar una señal de competencia a la entrada para el desarrollo de infraestructura de Redes Tipo II, con la finalidad de incentivar la extensión de cobertura de la red de transporte de gas natural.

Sin embargo, dentro de la aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010 se ha evidenciado que este mecanismo no generó competencia en la entrada, y no se desarrolló ningún proyecto de Redes Tipo II por parte de agentes distribuidores.

Respecto a estas dos recomendaciones de la SIC, se debe mencionar que una hipótesis sobre la no utilización de este mecanismo por parte de los distribuidores se debe a que el gas natural no era competitivo en las condiciones previstas en la Resolución CREG 141 de 2011, la cual buscaba que, para la prestación del servicio, se utilizara el energético más eficiente en una zona sin estampillar los cargos de la red de gas natural con la red existente, cuando se comparara con el combustible sustituto (GLP en cilindros).

De otra parte, se propone eliminar este mecanismo para los distribuidores, teniendo en cuenta que los transportadores son los que pueden identificar y llevar a cabo de manera más eficiente y efectiva la ejecución de este tipo de infraestructura dentro del Plan de Nuevas Inversiones (PNI), debido a que tienen una visión regional o zonal, comparada con la del distribuidor, que puede estar focalizada en soluciones a nivel municipal.

Adicional a las respuestas sobre las recomendaciones de la SIC, la Comisión, mediante la Circular CREG 057 de 2021, publicó un documento de análisis jurídico soporte de las disposiciones que están contenidas en la presente resolución.

Se recibieron comentarios a la mencionada circular por parte de los siguientes personas naturales y jurídicas, indicando el nombre de la persona o empresa y el número de radicado bajo el cual se encuentra registrado en la CREG: Canacol E-2021-010781, MC2 E-2021-010824, Andesco E-2021-010954, Transoccidente E-2021-010956, Promioriente E-2021-010957, Promigás E-2021-010960 y E-2021-011325, Transmetano E-2021-010961, Enel E-2021-010963, ACP E-2021-010993, Progasur E-2021-010967, Vanti E-2021-010970, TGI E-2021-011010, ANDI E-2021-011012, Asoenergía E-2021-010995 y Coselit E-2021-011000, estos comentarios son respondidos en el documento soporte que acompaña la presente resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión CREG 1128 del 08 de octubre de 2021, de conformidad con los análisis presentados en el Documento CREG 143A de 2021, aprobó expedir la resolución: “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”.

RESUELVE:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES DE LA METODOLOGÍA

Artículo 1°. *Objeto y ámbito de aplicación.* La presente resolución tiene por objeto establecer los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural. Igualmente, se establecen otras disposiciones en materia de transporte de gas natural que no están relacionadas con la determinación de los cargos regulados de

transporte. Se aplicará a todos los agentes que prestan el servicio de transporte de gas natural y a los usuarios del Sistema Nacional de Transporte.

Artículo 2°. *Definiciones.* Para la interpretación y aplicación de la presente resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en la Ley 142 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Año: Es el período de 365 o 366 días, según el calendario común de enero a diciembre.

Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP): Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en el Anexo 5 de la presente resolución.

Condición de contraflujo (CCF): Es la condición en la cual hay transacciones comerciales en direcciones opuestas entre sí en un gasoducto del SNT. La Condición de Contraflujo debe garantizar que el flujo físico de gas contratado es posible en una dirección o en la otra del respectivo tramo de gasoducto, sin requerir ampliación de la infraestructura existente. La Condición de Contraflujo no debe afectar las especificaciones de calidad del servicio de aquellos remitentes que pactaron y perfeccionaron contratos con anterioridad a la solicitud de transporte que ocasiona el contraflujo.

Demanda Máxima de Capacidad (DMC): Es el volumen máximo de transporte de gas en un día de un año, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

Demanda Máxima Esperada de Capacidad (DEC): Es la Demanda Máxima de Capacidad, proyectada anualmente por el transportador para el horizonte de proyección, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

Demanda Esperada de Volumen (DEV): Es el volumen anual de gas que se espera transportar, proyectado por el transportador para el horizonte de proyección, expresado en miles de pies cúbicos por año (kpc-año).

Factor de Carga (FC): Es la relación entre el volumen de gas transportado en un año y su correspondiente demanda máxima de capacidad multiplicada por un factor de 365 o 366, según corresponda.

Factor de Utilización (FU): Es un indicador de utilización de un tramo o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima. El factor de utilización se calculará de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 20 de la presente resolución.

Factor de utilización normativo: Es el mínimo factor de utilización adoptado por la CREG como criterio de eficiencia para efectos tarifarios.

Fecha base: Es la fecha de referencia para realizar los cálculos tarifarios y determinar el flujo de ingresos con base en la información que el transportador presenta a la CREG en cada período tarifario, o cuando realice proyectos del plan de abastecimiento de gas natural en su sistema de transporte, y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud de ajuste de cargos o de la solicitud para ejecutar un proyecto del plan de abastecimiento. Los valores de los cargos y los flujos de ingresos serán expresados en cifras de la Fecha Base.

Fecha de puesta en operación comercial. Corresponde a la fecha en la que el activo inicia la prestación del servicio público de transporte de gas natural. Esta actividad debe registrarse en el CNO gas e informar a la SSPD.

Gas de empaquetamiento: Es el volumen promedio de gas natural contenido en un sistema de transporte de gas, estimado con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones. Este gas no debe incluir gas de parqueo.

Gas de parqueo: Es el volumen de gas natural que un remitente entrega al transportador para almacenarlo en el sistema de transporte durante un período acordado entre las partes.

Gasoducto dedicado: Es el conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción de gas de manera exclusiva para un único consumidor desde un campo de producción, el SNT, un sistema de distribución, un sistema de almacenamiento, o desde una interconexión internacional.

Horizonte de proyección: Es el período de tiempo con una duración igual a la de la vida útil normativa, utilizado para simular el comportamiento de las variables de demanda y de gastos de administración, operación y mantenimiento. El horizonte de proyección se considera a partir de la fecha de la solicitud de ajuste de nuevos cargos.

Índice de Precios al Consumidor (IPC): Es el índice de precios al consumidor, total nacional, reportado por el DANE.

Índice de Precios al Productor (IPP): Es el índice de precios al productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el DANE.

Ingresos de Corto Plazo del Transportador (ICPT): Ingresos del transportador provenientes de contratos de servicios de transporte de corto plazo que excedan la capacidad contratada por un remitente, expresados en pesos colombianos.

Inversión Existente (IE): Es el valor eficiente de los activos necesarios para la prestación del servicio de transporte de gas natural que fue reconocido en el último ajuste o revisión de cargos. De estos valores se excluye el correspondiente a los activos que no se encuentran en operación al momento de la solicitud tarifaria y activos de IPAT.

Inversiones en Aumento de Capacidad (IAC): Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de su sistema de transporte. Para efectos

regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a Loops y compresores que se construirán en el sistema de transporte existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda de capacidad de transporte prevista durante el horizonte de proyección. Se entiende por nueva demanda el aumento de la demanda esperada de capacidad en un tramo regulatorio.

Loop: Es una línea de gasoducto que se deriva de un gasoducto y se vuelve a conectar al mismo en otro punto, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del respectivo gasoducto.

Mes: Es el período de 28, 29, 30 o 31 días, según el calendario común.

Parejas de cargos regulados: Es el conjunto de cargos aplicables al servicio de transporte en contratos firmes, que remuneran los costos de inversión reconocidos por la CREG, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones. Cuando se haga referencia a la determinación de cargos fijos y cargos variables, esto se referirá tanto a las fracciones fija y variable de los cargos (i.e. variables λ_f y λ_v), como a su respectivo valor (i.e. variables CFI_{t,λ_f} y CVI_{t,λ_v}).

Período Estándar de Pagos al Transportador (PEP): Tiempo durante el cual un transportador incumbente espera recibir el Ingreso Anual Esperado (IAE), para remunerar un proyecto de IPAT, definido en 20 años. Durante este período el transportador se obliga a operar y mantener el proyecto de IPAT, incluyendo el abandono, y a cumplir las demás obligaciones adquiridas con la ejecución del proyecto.

Período tarifario t: Período tarifario regulado por la presente resolución. Este período inicia a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución con una duración de cinco años. Vencido este período la metodología continuará rigiendo hasta que se expida una nueva.

Período tarifario t – 1: Período tarifario regulado por la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado y complementado. El período tarifario t - 1 finaliza para cada transportador cuando se calculen los cargos conforme a las disposiciones de la presente resolución.

Producer Price Index (PPI): Es el 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 de América (Serie ID: WPSFD41312).

Programa de Nuevas Inversiones (PNI): Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé poner en operación comercial en cada año del período tarifario, para mantener la continuidad o extender la prestación del servicio de transporte. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos de variantes, de proyectos de red tipo I de transporte y proyectos de la red tipo II de transporte. El programa de nuevas inversiones no incluirá las inversiones en proyectos que hagan parte del plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. La descripción de la red tipo I está incluida en el artículo 3° y para el tipo II en el artículo 4° de la presente resolución.

Sistema de transporte existente: Son los activos del SNT para los cuales, a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, el transportador les aplica cargos regulados.

Servicio de transporte de gas a contraflujo: Es el servicio de transporte de gas en el cual se involucran tramos de gasoductos del SNT que presentan Condición de Contraflujo. Este servicio estará sujeto a las reglas definidas en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la complementen o modifiquen.

Sistema Troncal de Transporte (STT): Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, derivados de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y sistemas de almacenamiento. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

Sistema Regional de Transporte (SRT): Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de transporte, puntos de entrada de campos de producción o puntos de transferencia de otros sistemas de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro(s) sistema(s) regional(es) de transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento. También aquellos que permiten transportar gas natural entre dos o más mercados relevantes de comercialización. Los sistemas regionales de transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de distribución. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado por Servicios de Capacidad – Tkc: Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión y calcular los gastos de administración, operación y mantenimiento, reconocidos por la CREG, a través de cargos fijos por derechos de capacidad firme.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado por Servicios de Volumen – Tkv: Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión reconocidos por la CREG, a través de cargos variables por volumen transportado.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado para proyectos de los Planes de Abastecimiento de Gas -PAG – Tkip: Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión reconocidos por la CREG, a los proyectos PAG.

Tasa Representativa del Mercado (TRM): Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

Vida Útil Normativa (VUN): Es el período de 20 años, del cual dispone el transportador, de acuerdo con la regulación, para recuperar el valor eficiente de la inversión. Vencido este período se asumirá para todos los efectos que el valor eficiente de la inversión reconocida fue remunerado en su totalidad. Para aquellos gasoductos construidos bajo esquema contractual de BOMT, se mantiene el período de treinta (30) años para la vida útil normativa.

Artículo 3°. Red tipo I de transporte. La red tipo I de transporte corresponderá a aquellos gasoductos incluidos en el Anexo 7 de la presente resolución. La Comisión podrá incorporar, mediante resolución, nuevos gasoductos a la red tipo I de transporte teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Que el gasoducto de transporte conecte campos de producción o importación de gas natural con el SNT; y
- Que el nuevo gasoducto conecte el SNT con una ciudad capital de departamento.

Parágrafo. Los gasoductos de la red tipo I de transporte serán parte del Programa de Nuevas Inversiones (PNI). El cálculo de cargos para este tipo de inversiones se hará según lo previsto en el artículo 44 y en el artículo 22, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_{PNI_{II,t,\lambda_f}}$ y $CVI_{PNI_{II,t,\lambda_v}}$

Artículo 4°. Red tipo II de transporte. La red tipo II de transporte corresponderá a aquellos gasoductos del SNT que no estén incluidos en el Anexo 7 de la presente resolución, y a aquellos que la Comisión no incorpore a la red tipo I de transporte de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la presente resolución, así como tampoco a (i) los gasoductos de conexión que se ejecuten mediante los procedimientos que se establecen en la Resolución CREG 033 de 2018, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; (ii) los gasoductos que se ejecuten mediante el mecanismo de *Open Season* adoptado en la Resolución CREG 155 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; y (iii) los gasoductos dedicados.

Harán parte de la red tipo II de transporte:

- Los gasoductos que se deriven de gasoductos de la red tipo I o tipo II del SNT.
- Los gasoductos que conecten una nueva fuente de suministro con un sistema de distribución no conectado al SNT.
- Los gasoductos que se construyan desde un sistema de distribución existente, localizado en un mercado relevante de distribución existente, para entrar a otro mercado relevante de distribución existente, en los cuales el servicio de distribución sea prestado por distribuidores distintos, que no tengan interés económico entre sí, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6° de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

TÍTULO II

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Artículo 5°. Descripción de la metodología. La metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural que establece esta resolución es un conjunto de variables y unos procedimientos de cálculo para determinar los cargos correspondientes. Las variables más relevantes son las inversiones, los gastos AOM, la proyección de la demanda a 20 años y la tasa de descuento.

La metodología considera para el cálculo de los cargos de transporte de gas natural durante el período tarifario, las siguientes aplicaciones: i) cálculo con los valores que se conocen al entrar en vigencia; ii) cálculo con la información que reportan los agentes de las variables de inversiones para la actualización de la base de activos, los gastos AOM, la proyección de la demanda a 20 años, para los cuales la comisión definirá los valores eficientes; iii) cálculo cuando se haga la puesta en operación de los proyectos del plan quinquenal de inversiones u otras no previstas; iv) cálculo cuando existan activos que cumplen VUN y continúan y/o entran en operación.

Las actualizaciones de los cargos de que tratan los numerales iii) y iv) podrán hacerse cada dos años, teniendo en cuenta los proyectos que entren en operación.

CAPÍTULO I

Cálculo y estimación de cargos

Artículo 6°. Cálculo de cargos actualizando Tasa de Costo de Capital y moneda de los cargos. A partir del primer día calendario del séptimo mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución, los agentes transportadores aplicarán los cargos resultantes para el cobro del transporte siguiendo el procedimiento que se describe en los siguientes literales de manera mensual, y hasta que se actualicen los cargos, acorde con el Artículo 10 y siguientes de aplicación de la presente metodología, y estos se encuentren en firme. Los cargos regulados resultantes de la aplicación de este procedimiento reemplazarán los cargos regulados vigentes definidos con base en la Resolución CREG 126 de 2010.

- Procedimiento para calcular los valores de la base de activos en dólares americanos al 31 de diciembre de 2021:** En cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos,

de acuerdo con la resolución particular que se encuentre vigente y aplique para el sistema

de transporte, se calculan los valores de las inversiones que están en los respectivos cargos

en dólares americanos a 31 de diciembre de 2021, conforme la siguiente expresión:

$$IE_a = IE_{ba} \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

$$PNI_a = PNI_{ba} \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

$$IAC_a = IAC_{ba} \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

Donde:

- IE_a:** Valores de las inversiones existentes en cargos vigentes en dólares americanos en la fecha a.
- IE_{ba}:** Valores de las inversiones existentes en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba, conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como IE_t en el artículo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010.
- PNI_a:** Valores del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en cargos vigentes en la fecha a.
- PNI_{ba}:** Valor presente del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba, conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como PNI_t en el artículo 6 de la Resolución CREG 126 de 2010.
- IAC_a:** Valor presente de las inversiones en aumento de capacidad en dólares americanos en cargos vigentes en la fecha a.
- IAC_{ba}:** Valores de las inversiones en aumento de capacidad en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación

de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como IAC_t en el Artículo 8 de la Resolución CREG 126 de 2010.

- PPI_a:** Es el 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 de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha a.
- PPI_{ba}:** Es el 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 de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha ba.
- a:** Diciembre 31 de 2021
- ba:** Fecha base en la que están los cargos aprobados aplicando la Resolución CREG 126 de 2010.

b) Procedimiento para calcular los valores de la base de activos en dólares americanos del 31 de diciembre de 2021 a pesos colombianos a 31 de diciembre de 2021: A partir del procedimiento indicado en el numeral anterior, calcular los valores de las inversiones en pesos colombianos a 31 de diciembre de 2021, conforme a la siguiente expresión:

$$IEcop_a = IE_a \times TRM_a$$

$$PNicop_a = PNI_a \times TRM_a$$

$$IACcop_a = IAC_a \times TRM_a$$

Donde:

- IEcop_a:** Valores de las inversiones existentes en cargos vigentes en pesos colombianos en la fecha a.
- IE_a:** Valores de las inversiones existentes en dólares americanos en los cargos vigentes, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010 en la fecha a.
- PNicop_a:** Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en los cargos vigentes en la fecha a.
- PNI_a:** Valores del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en los cargos actuales, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010 en la fecha a.
- IACcop_a:** Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en cargos vigentes en la fecha a.

- IAC_a:** Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en dólares americanos en los cargos actuales, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010 en la fecha a.
- TRM_a:** Tasa representativa del mercado en la fecha a
- a:** Diciembre 31 de 2021.

c) Procedimiento para calcular los valores de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, en pesos colombianos del 31 de diciembre de 2021: En cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, de acuerdo con la resolución particular que actualmente aplica para el sistema de transporte, calcular los valores de los AOM que están en los respectivos cargos, en pesos colombianos a 31 de diciembre de 2021, conforme la siguiente expresión:

$$AOM_{i,a} = AOM_{i,ba} \times \frac{IPC_a}{IPC_{ba}}$$

Donde:

- AOM_{i,a}:** Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha a.
- AOM_{i,ba}:** Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha ba. Aprobados en los cargos vigentes en la fecha ba, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a la variable AOM_t, definida en el numeral 15.4 del artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010.
- IPC_a:** Índice de precios al consumidor total nacional reportado por el DANE en la fecha a.
- IPC_{ba}:** Índice de precios al consumidor total nacional reportado por el DANE en la fecha ba.
- a:** Diciembre 31 de 2021
- ba:** Fecha base en la que están los cargos aprobados con la Resolución CREG 126 de 2010.

d) Procedimiento para la estimación de los cargos a 31 de diciembre de 2021: Cada transportador, para cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, teniendo en cuenta las instrucciones señaladas en los numerales anteriores, seguirá el siguiente procedimiento:

- i. Cargos fijos.** Utilizando la información de inversión y de AOM señalada en los literales b) y c), y la información de demanda de capacidad y de volumen actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la

siguiente ecuación para el cálculo de los cargos fijos que remunerarán la inversión existente, IE_a, e inversiones del PNI:

$$IE_{f,a} = IEcop_a + VP(PNycop_a, IACcop_a, Tkc)$$

$$CFI_{\lambda_f} = \frac{IE_{f,a} \lambda_f}{VP(CAP_{a,i}, Tkc)}$$

$$CAP_{a,i} = DEC_{a,i} + \sum_{Pr=1}^{Pr} DEC_IAC_{Pr,i}$$

Donde:

- IE_{f,a}:** Valores de las inversiones para la componente fija existentes en pesos colombianos en la fecha a.
- CFI_{λ_f}:** Cargo fijo correspondiente al valor λ_f que remunera costos de inversión, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.
- λ_f:** Corresponde a los siguientes valores: 0; 0,10; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.
- IEcop_a:** Valores de las inversiones existentes en pesos colombianos en la fecha a.
- DEC_{a,i}:** Demanda anual esperada de capacidad para el año i asociada a inversión existente, IE_{a,cop}, expresada en kpcd-año, conforme a la resolución particular aprobada en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010.
- DEC_IAC_{Pr,i}:** Demanda anual esperada de capacidad para el año i de cada proyecto Pr, asociada a las IAC, expresada en kpcd-año, conforme a la resolución particular aprobada en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010.
- CAP_{a,i}:** Demanda anual esperada de capacidad total para el año i, expresada en kpcd-año.
- PNycop_a:** Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en la fecha a.
- IACcop_a:** Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en la fecha a.
- VP(PNycop_a, IACcop_a, Tkc):** Valor presente de PNI_{cop_a} e IAC_{cop_a} descontado a la tasa Tkc.
- VP(CAP_{a,i}, Tkc):** Valor presente del CAP_{a,i}, descontado a la tasa Tkc.

pr : Proyecto IAC.
 Pr : Número de Proyectos IAC.
 a : Diciembre 31 de 2021.

ii. **Cargos variables.** Utilizando la información de inversión y de AOM señalada en los literales b) y c), y la información de demanda de volumen actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la siguiente ecuación para el cálculo de los cargos variables que remuneran la inversión existente, $IE_{a,i}$, e inversiones del PNI:

$$IE_{a,i} = IE_{cop_a} + VP(PNICop_a, IACcop_a, Tkv)$$

$$CVI_{a,i} = \frac{IE_{a,i} \lambda_v}{VP(VOL_{a,i}, Tkv)}$$

$$VOL_{a,i} = DEV_{a,i} + \sum_{pr=1}^{Pr} DEV_IAC_{pr,i}$$

Donde:

$IE_{a,i}$: Valores de las inversiones para la componente variable existentes en pesos colombianos en la fecha a .

$CVI_{a,i}$: Cargo variable correspondiente al valor λ_v que remunera costos de inversión, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc.

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

IE_{cop_a} : Valores de las inversiones en pesos colombianos en la fecha a . Estos valores corresponden a los que están en las siguientes variables: IE_{t-i} .

$DEV_{a,i}$: Demanda anual esperada de volumen asociada a inversión existente para el año i expresada en kpc-año.

$DEV_IAC_{pr,i}$: Demanda anual esperada de volumen para el año i , de cada proyecto Pr , asociada a las IAC, expresada en kpc-año, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010.

$VOL_{a,i}$: Demanda anual esperada de volumen total para el año i , expresada en kpc.

$PNICop_a$: Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en la fecha a .

$IACcop_a$: Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en la fecha a .

$VP(PNICop_a, IACcop_a, Tkv)$: Valor presente de $PNICop_a$ e $IACcop_a$ descontado a la tasa Tkv .

$VP(VOL_{a,i}, Tkv)$: Valor presente del $VOL_{a,i}$, descontado a la tasa Tkv .

pr : Proyecto de las IAC.

Pr : Número de Proyectos IAC.

a : Diciembre 31 de 2021.

iii. **Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, programa de nuevas inversiones e inversiones de ampliación de capacidad.** Utilizando la información actualizada de AOM señalada en el literal c), y la información de demanda de capacidad actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la siguiente ecuación para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM:

$$CFAOM_a = \frac{VP(AOM_{a,i}, Tkc)}{VP(CAP_{a,i}, Tkc)}$$

Donde:

$CFAOM_a$: Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, programa de nuevas inversiones e inversiones de ampliación de capacidad, expresados en pesos colombianos de la fecha a por kpcd-año.

$VP(AOM_{a,i}, Tkc)$: Valor presente de Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha a , descontado a la tasa Tkc .

$CAP_{a,i}$: Demanda esperada de capacidad total del año i , expresada en kpcd-año, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010.

$VP(CAP_{a,i}, Tkc)$: Valor presente del $CAP_{a,i}$, descontado a la tasa Tkc .

a : Diciembre 31 de 2021.

e) **Aplicación de los cargos calculados por el agente, publicación y reporte:**

Cada uno de los transportadores aplicará mensualmente los cargos calculados con el procedimiento anterior, conforme a los literales de este artículo, para lo cual deberá:

i) Publicar, por lo menos cinco (5) días hábiles antes de terminar el mes anterior, los cargos calculados en pesos colombianos, tanto de inversión como de AOM, en sus respectivos BEO, además de enviar al gestor del mercado de gas natural y a cada uno de los

remitentes una comunicación anunciando los nuevos cargos, y su publicación en un diario de amplia circulación en las zonas donde están ubicados sus remitentes. Se deberá indicar la fecha a partir de la cual quedarán vigentes. Los cargos se actualizarán anualmente de acuerdo con lo previsto en el artículo 24.

ii) Reportar a la SSPD, en los formatos que esta defina dentro del SUI, la información con la cual se calculan los nuevos cargos, con el fin de que esta entidad pueda hacer las actividades en el ámbito de sus competencias.

iii) Enviar una comunicación formal a la SSPD y a la CREG, en donde incluya la memoria de cálculo y los soportes de publicación de los nuevos cargos.

Artículo 7°. **Transición para activos VUN.** Los cargos de transporte de los tramos que cuentan con activos que cumplieron el período de VUN a 31 de diciembre de 2020, y para los cuales la CREG aprobó o aprobará los valores a retirar, VRAN y VAO, se ajustarán de acuerdo con la metodología que originó la solicitud de valoración de los activos que cumplieron el período de VUN. Igual tratamiento se aplicará para los activos que: (a) ya fueron valorados, (b) la empresa declaró que los repondría, (c) la empresa declaró el remplazo y la puesta en operación comercial y (d) la SSPD verificó la puesta en operación.

Parágrafo. El presente artículo aplicará hasta el último día calendario del sexto mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Artículo 8°. **Actualización de las variables de inversión, AOM, PNI, IAC y demandas para actualizar los cargos definidos en el Artículo 6°.** Dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución, los transportadores deberán solicitar la actualización de los cargos, para que incluyan a su vez las actualizaciones de inversión, AOM, PNI, IAC y demandas, como se establece en los siguientes literales:

a) La actualización de variables, para actualizar los cargos, surtirá el trámite previsto en los artículos 108 y siguientes de la Ley 142 de 1994, y en lo no previsto en esta norma, se aplicarán las disposiciones del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

b) Los agentes deberán presentar a la Comisión una solicitud de actualización de cargos que contenga la información exigida en los artículos, 9°, 12, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 y 27 de la presente Resolución.

c) Los agentes deberán realizar una presentación a la Comisión de la solicitud de actualización de variables. En esta presentación se deberán exponer, por lo menos, los siguientes puntos: (i) inversión existente; (ii) inversiones en aumento de capacidad y su justificación; (iii) inversiones del programa de nuevas inversiones y su justificación; (iv) determinación de los gastos de AOM; (v) demandas para el horizonte de proyección; (vi) cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo, CMMP; (vii) cargos preliminares calculados por el agente; (viii) activos que cumplen vida útil normativa y su continuidad, e (ix) impactos de estos nuevos cargos.

En comunicación dirigida a cada transportador, la Dirección Ejecutiva de la CREG fijará la fecha y hora para realizar esta presentación.

d) Los agentes deberán solicitar la actualización de variables y los correspondientes cargos para los tramos o grupos de gasoductos actualizados conforme al artículo 6° de la presente Resolución.

Parágrafo 1°. Si el transportador no solicita cargos para un gasoducto existente, en caso de que siga habiendo demanda en este gasoducto, los cargos para ese gasoducto se determinarán de acuerdo con la mejor información disponible, sin perjuicio de que la situación se le envíe a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para los efectos permitentes.

Parágrafo 2°. En caso de no recibir la información requerida dentro del plazo aquí previsto, la Comisión podrá iniciar, de oficio, las actuaciones administrativas tendientes a la actualización de los cargos, para lo cual hará uso de la mejor información disponible, sin perjuicio de que la situación se le envíe a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para los efectos permitentes.

Artículo 9°. **Declaración de información.** La siguiente información deberá ser declarada por el transportador, utilizando para ello los formatos contenidos en los anexos de la presente Resolución.

- Inversión existente en la red tipo I de transporte.
- Inversión existente en la red tipo II de transporte.
- Programa de nuevas inversiones.
- Inversiones en aumento de capacidad.
- Otros gastos de AOM asociados a la inversión existente, el programa de nuevas inversiones y las inversiones en aumento de capacidad.
- Demandas esperadas de capacidad y volumen, y capacidad máxima de mediano plazo.
- Gas de empaquetamiento.
- Información de activos que cumplen vida útil normativa en el período tarifario y su plan de continuidad.

i) Incluir la información del Anexo 2 de la presente Resolución y adjuntar un archivo georreferenciado en formato kmz que incluya cada uno de los tramos y cada estación de compresión. Para cada uno de los tramos de gasoductos: i) existentes, ii) del programa de nuevas inversiones, iii) inversiones en aumento de capacidad y iv) inversiones VUN, si el activo continúa en operación para el siguiente período VUN.

Adicionalmente, el transportador reportará a la Comisión cuáles activos han sido ejecutados o planea ejecutar, parcial o totalmente, con recursos de entidades públicas, o han sido aportados por tales entidades. En estos casos, reportará el monto de los recursos, bienes o derechos aportados, expresado en pesos colombianos de la fecha base, e identificará la entidad pública aportante. Con esta información la Comisión calculará (i)

los cargos de transporte que remuneran la inversión correspondiente a recursos públicos; (ii) los cargos de transporte que remuneran la inversión sin recursos públicos; y, (iii) los cargos de transporte que remuneran la inversión total conformada por recursos públicos y no públicos.

La Dirección Ejecutiva de la CREG podrá, mediante circular, ajustar los formatos de reporte incluidos en los anexos, así como la forma de reportar.

Parágrafo. La información distinta a gastos de AOM del período tarifario $t - 1$ corresponderá a aquella de que disponga el transportador hasta el mes anterior a la fecha de la solicitud de ajuste de cargos con la metodología adoptada en la presente Resolución para el período tarifario t . Para el caso de los gastos de AOM, la información del período tarifario $t - 1$ será aquella de que disponga el transportador hasta el 31 de diciembre del año anterior a la solicitud.

Artículo 10. *Actualización de cargos.* Las variables que se utilizarán para la actualización de los cargos, acorde a las ecuaciones y fórmulas establecidas en la presente Resolución, son las siguientes:

- Inversión existente, IE_t .
- Inversión $IFPNI_{j,z,fb} \in INO_{j,x,fb}$.
- Programa de nuevas inversiones, PNI_t .
- Inversiones en aumento de capacidad, IAC_t .
- Inversiones no previstas en el PNI y en las IAC .
- Inversiones en activos **VUN** si continúan en operación.
- Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, AOM_t^E , AOM_t^{IAC} y AOM_t^{PNI} .
- Factor de utilización FU_x .
- Demandas esperadas de capacidad y de volumen. La demanda esperada de capacidad, DEC , y la demanda esperada de volumen, DEV .
- Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad Tkc .
- Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen Tkv .
- Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado $Tkip$.

Artículo 11. Inversión existente, IE_t . Para la determinación de la inversión existente se utilizará la siguiente ecuación:

$$IE_t = IE_{t,a} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_a}$$

$$IE_t = IE_{t,a} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_a}$$

Donde:

IE_t : Valor de la componente fija de la inversión existente para el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$IE_{t,a}$: Valor de la componente fija de la inversión existente en pesos colombianos de la fecha a , que se ajusta a la fecha base con IPP.

IE_t : Valor de la componente variable de la inversión existente para el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$IE_{t,a}$: Valores de las inversiones para la componente variable existentes en pesos colombianos de la fecha a , que se ajusta a la fecha base con IPP.

a : Diciembre 31 de 2021.

fb : Fecha Base para los cargos.

IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

IPP_a : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre de 2021.

Parágrafo 1. Se excluirán de la inversión existente los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de AOM.

Parágrafo 2. Los terrenos sobre los que están construidas estaciones de compresión se excluirán de la inversión a reconocer, cuando la respectiva estación de compresión cumpla su vida útil normativa. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de AOM.

Parágrafo 3. Los terrenos sobre los que se construyan nuevas estaciones de compresión, a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, no se incluirán en la inversión a reconocer. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de AOM.

Artículo 12. Inversión $IFPNI_j$ e INO_j . Para la determinación de la inversión $IFPNI_j$ e INO_j se utilizará la siguiente ecuación:

$$IFPNI_{j,z,fb} = \left(IFPNI_{j,z} \times \frac{PPI_{fb}}{PPI_{oper}} \right) \times TRM_{fb}$$

$$INO_{j,x,fb} = \left(INO_{j,x} \times \frac{PPI_{fb}}{PPI_{ba}} \right) \times TRM_{fb}$$

$$I_j = \sum_z IFPNI_{j,z,fb} - \sum_x INO_{j,x,fb}$$

Donde:

I_j : Es la diferencia de los valores para cada uno de los años j de las inversiones $IFPNI_{j,z,fb} \in INO_{j,x,fb}$.

$IFPNI_{j,z}$: Valor eficiente de la inversión z que fue ejecutada en el año j del período tarifario $t - 1$, y que no estaba incluida en el programa de nuevas inversiones o en el plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte, que esté y continúe en operación comercial en el período t , siempre y cuando esté justificada, y en criterio de la Comisión, se considere necesaria en el SNT para la atención del servicio público domiciliario de gas natural. Este valor se expresará en dólares americanos de la fecha de puesta en operación comercial (*oper*).

$IFPNI_{j,z,fb}$: Valor eficiente de la inversión z que fue ejecutada en el año j del período tarifario $t - 1$, y no estaba incluida en el programa de nuevas inversiones o en el plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte, que esté y continúe en operación comercial en el período t , siempre y cuando esté justificada, y en criterio de la Comisión se considere necesaria en el SNT para la atención del servicio público domiciliario de gas natural. Este valor se expresará en pesos colombianos de la fecha base, fb .

$INO_{j,x}$: Valor eficiente de la inversión x reconocida en IE_{t-1} o IAC_{t-1} o PNI_{t-1} que no esté o no continúe en operación comercial en el período tarifario t . También corresponde al valor de inversiones que se retiran de la base tarifaria por la ejecución de variantes. Este valor está expresado en dólares americanos de la fecha ba .

$INO_{j,x,fb}$: Valor eficiente de la inversión x reconocida en IE_{t-1} o IAC_{t-1} o PNI_{t-1} que no esté o no continúe en operación comercial en el período tarifario t . También corresponde al valor de inversiones que se retiran de la base tarifaria por la ejecución de variantes. Este valor se expresará en pesos colombianos de la fecha base, fb .

PPI_{fb} : Es el 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 de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha base.

PPI_{ba} : Es el 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 de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha ba .

ba : Fecha base en la que están los cargos aprobados aplicando la Resolución CREG 126 de 2010.

oper: Fecha de puesta en operación comercial.

j : Para $IFPNI$, año dentro el período tarifario $t-1$, y para INO , año dentro de los períodos tarifario $t-1$ y t .

z : Número total de inversiones para los activos $IFPNI$ en el año j .

x : Número total de inversiones para los activos INO en el año j .

fb : Fecha base.

Para la estimación de la variable $IFPNI_{j,z}$ el transportador deberá declarar a la Comisión los valores eficientes de los activos respectivos, y las fechas de entrada en operación de los mismos. Estos valores deberán corresponder a activos que claramente se asocien al rubro de inversiones que se remuneran en la vida útil normativa, y no al rubro de gastos de administración, operación y mantenimiento. Tampoco podrán corresponder a activos que busquen reemplazar infraestructura existente antes de terminar su vida útil normativa.

Adicionalmente se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

i) Cuando se trate de activos distintos a gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga.

ii) Para el caso de gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 de la presente Resolución. Para determinar el valor eficiente el transportador deberá declarar la información de que trata el Anexo 2 de la presente Resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

iii) Si se trata de obras de geotecnia, la Comisión analizará la razonabilidad de incluir dichos valores en la base tarifaria, teniendo en cuenta los siguiente criterios: (i) que estén debidamente justificados; ii) que al momento de iniciar la obra, el gasoducto sobre el cual se realizó tenga más de cinco años de haber entrado en operación comercial; (iii) que al momento de iniciar la obra, el gasoducto sobre el cual se realizó tenga más de cinco años de haberse reconocido un valor para el siguiente período de vida útil normativa; y, (iv) no se incluirán valores que puedan estar cubiertos con pólizas de seguros.

iv) Bajo ninguna circunstancia se incluirá, en el monto de las inversiones existentes, aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En todo caso, en la solicitud tarifaria, dichos retiros deberán: (i) ser declarados de conformidad con el procedimiento establecido en el numeral 4.4.4 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan; (ii) observar las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 080 de 2019, sin perjuicio de que la Comisión pueda considerarlos retirados con base en información que tenga disponible; e, (iii) informar de dicho retiro a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

v. La Comisión podrá realizar auditorías para verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación, y que sean declarados por el transportador en su solicitud tarifaria.

Parágrafo 1°. El período de vida útil normativo de las inversiones para aumentar capacidad que se aprueben en la categoría de *IFPNI* se cuenta a partir de que estas entraron en operación.

Parágrafo 2°. Durante la vigencia de esta metodología, la Comisión podrá actualizar los parámetros tales como IVA, agenciamiento aduanero, gastos en puerto, bodegaje en puerto, gravamen arancelario, flete interno, flete internacional, y flete en el exterior, entre otros, que determinan los coeficientes que utiliza el modelo de valoración de gasoductos y estaciones compresoras con la nueva información que identifique en el mercado. El director ejecutivo de la CREG comunicará la actualización de los parámetros mediante circular. Los resultados del modelo así actualizado sólo aplican para las nuevas inversiones a valorar a futuro.

Artículo 13. *Programa de nuevas inversiones, PNI_t*. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador reportará a la Comisión las variantes y extensiones tipo II que prevé poner en operación comercial durante el período tarifario *t*. Así mismo, deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos, y la información de que trata el Anexo 2 de la presente Resolución.

b) La Comisión determinará el valor a reconocer por estos activos a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 y la información reportada según el Anexo 2 de la presente Resolución. Estos valores corresponderán a las inversiones del Programa de Nuevas Inversiones (*PNI_t*), que se dividirán en:

- i. Inversiones en gasoductos de la red tipo II de transporte, *PN_{III,t}*;
- ii. Inversiones en variantes, *PN_{V,t}*.

Las inversiones de *PN_{V,t}* no podrán corresponder a gasoductos que busquen reemplazar infraestructura existente antes de terminar su vida útil normativa, o a gasoductos que cumplirán su vida útil normativa en el período tarifario *t*.

Las inversiones de *PN_{V,t}* se incluirán en los cargos adoptados con base en la metodología de la presente Resolución en el momento de su entrada en operación comercial, para lo cual se restará de la base tarifaria el valor del tramo de gasoducto que se reemplace con la variante debidamente justificada.

Las inversiones de *PN_{III,t}* se incluirán en los cargos regulados que adopte la Comisión conforme se establece en el artículo 14 de la presente Resolución, una vez entren en operación comercial.

Cuando un gasoducto incluido en el Programa de Nuevas Inversiones (*PNI_t*), entre en operación, el transportador deberá declarar a la Comisión el costo real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en los formatos del Anexo 3 de la presente Resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Cuando un gasoducto incluido en el programa de nuevas inversiones, *PNI_t*, entre en operación, el transportador deberá declarar a la Comisión el costo real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en los formatos del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Si el valor real es distinto del valor *PN_{V,t}* o *PN_{III,t}* aprobado en los cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, o en las resoluciones de cargos particulares que remuneren las inversiones de *PN_{III,t}*, para cada gasoducto, la Comisión determinará un valor ajustado *PN_{V,t}^a* o *PN_{III,t}^a*, así:

$$PN_{V,t}^a \text{ ó } PN_{III,t}^a = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1.3 \times Apr \\ 1.15 \times Apr & \text{si } Real > 1.3 \times Apr \end{cases}$$

Donde *Real* debe ajustarse así:
 $Real = Real_{opr} \times \frac{IPF_{tb}}{IPF_{opr}}$

Donde:

PN_{V,t}^a: Valor ajustado de la inversión en variantes. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

PN_{III,t}^a: Valor ajustado de la inversión en gasoductos tipo II. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr: Valor aprobado para el gasoducto determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución, y aprobado en el programa de nuevas inversiones *PN_{V,t}* o *PN_{III,t}*. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la Fecha Base.

Real: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real_{opr}: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial.

IPF_{tb}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

IPF_{opr}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha de puesta en operación comercial de la variante con la información disponible al momento de cálculo.

c) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para proyectos del programa de nuevas inversiones.

En el plazo definido en el Artículo 8, el transportador deberá entregar un cronograma en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a cada proyecto del PNI. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma de cada proyecto del PNI, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1. Se excluirán del programa de nuevas inversiones los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Los terrenos e inmuebles que se requieran exclusivamente para la prestación del servicio de transporte de gas se remunerarán como un gasto de AOM.

Parágrafo 2. La Comisión incluirá en los cargos regulados los valores de *PN_{V,t}^a* de acuerdo con lo establecido el Artículo 22 de la presente resolución.

Parágrafo 3. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Parágrafo 4. La vida útil normativa de los activos *PN_{III,t}^a*, se empezará a contar a partir del mes siguiente de la fecha de entrada en operación comercial.

Parágrafo 5. La Comisión podrá auditar la información declarada en el Anexo 3 de la presente resolución, y solicitar información adicional si así lo considera.

Parágrafo 6. Cuando se trate de inversiones de *PN_{V,t}*, el valor ajustado *PN_{V,t}^a* se determinará únicamente para aquellas variantes con longitudes superiores o iguales a 1 kilómetro, y diámetros nominales iguales o mayores a 2 pulgadas. Para los gasoductos que no cumplan estas condiciones se mantendrá el valor de *PN_{V,t}*.

Parágrafo 7°. La CREG podrá incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados cuando el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a extensiones de red tipo II, sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo en cilindros, estimado para la misma demanda.

En todo caso, la CREG no aplicará el criterio establecido en este parágrafo, si la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte compromete la neutralidad entre los agentes que prestan el servicio en el área geográfica de influencia del proyecto.

Para efectos de estas estimaciones, la CREG utilizará la mejor información disponible, la cual incluirá, entre otros, información histórica de las diferentes componentes de la tarifa, información estadística por áreas geográficas, etc. Las estimaciones de costo unitario de prestación del servicio se harán teniendo en cuenta costos eficientes de tal forma que no se descontarán aportes que entes gubernamentales hagan para la construcción de gasoductos de red tipo II de transporte.

Las tarifas de transporte se modificarán en concordancia con lo establecido en el artículo 28 cuando se incluyan inversiones de red tipo II de transporte en el cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

Artículo 14. *Ejecución de extensiones de la red tipo II de transporte.* A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, los cargos de los nuevos gasoductos de la red tipo II de transporte de gas natural se determinarán con sujeción a las disposiciones contenidas en la Resolución 141 de 2011, por la cual se establecen las disposiciones para la aplicación de los criterios de análisis para la inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte de gas natural dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

Artículo 15. *Inversiones en Aumento de Capacidad (IAC_t).* Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador declarará a la Comisión las inversiones en aumento de capacidad que prevé poner en operación durante el período tarifario *t*, expresado en pesos colombianos de la fecha base. Así mismo, deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos, y la información de que trata el Anexo 2 de la presente Resolución.

b) La Comisión determinará el valor a reconocer por estos activos a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 y la información reportada según el Anexo 2 de la presente Resolución. Estos son valores de inversión de referencia los cuales se tendrán en cuenta al ajustar los cargos cuando los activos entren en operación comercial.

Cuando un gasoducto o una estación de compresión incluida en las Inversiones en Aumento de Capacidad (*IAC_t*), entre en operación, el transportador deberá declarar a la

Comisión el costo real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en los formatos del Anexo 3 de la presente Resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Si el valor real es distinto del valor IAC_t aprobado en las resoluciones de los nuevos cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, para cada gasoducto o estación de compresión, la Comisión determinará un valor ajustado IAC_t^a , así:

$$IAC_t^a = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 \times Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

Donde Real se ajusta así:
 $Real = Real_{opr} \times \frac{IPPF_h}{IPPF_{opr}}$

Donde:

IAC_t^a	Valor ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
Apr:	Valor aprobado para el gasoducto o la estación de compresión determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución, y aprobado en inversiones en aumento de capacidad, IAC_t . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
Real:	Valor real del gasoducto o de la estación de compresión determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
Real _{opr} :	Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial.
IPPF _h :	Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.
IPPF _{opr} :	Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año en que entró en operación comercial la variante.

c) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para inversiones en ampliación de capacidad.

En el plazo definido en el artículo 8° de la presente Resolución, el transportador deberá entregar un cronograma en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a inversiones en aumento de capacidad. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma de inversiones en aumento de capacidad, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1°. Se excluirán de las inversiones en aumento de capacidad los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Los terrenos e inmuebles que se requieran exclusivamente para la prestación del servicio de transporte de gas se remunerarán como un gasto de AOM.

Parágrafo 2. La Comisión incluirá en los cargos regulados los valores de IAC_t^a de acuerdo con lo establecido en el Artículo 22 de la presente resolución. En los cálculos tarifarios no se incluirán inversiones de IAC que no hayan entrado en operación. La vida útil normativa para estos activos se empezará a contar a partir de la entrada en vigencia de los cargos que remuneren la respectiva inversión.

Parágrafo 3°. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Parágrafo 4°. La Comisión podrá auditar la información declarada en el Anexo 3 de la presente Resolución, y solicitar información adicional si así lo considera.

Parágrafo 5°. Los productores – comercializadores podrán pactar ampliaciones en la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte y el acceso a esas ampliaciones será de uso exclusivo. Para estos efectos, tanto el productor – comercializador como el transportador, declararán la información relevante de la ampliación a la CREG, y mientras permanezca el contrato de la ampliación, la CREG no dará cargos regulados a esa infraestructura. No obstante, sí técnicamente resulta posible que un tercero tenga acceso a esa infraestructura podrá hacerlo, en cuyo caso sólo pagará el cargo regulado del tramo en donde se ubique esa ampliación.

Artículo 16. *Inversiones en estaciones entre transportadores.* Las inversiones en estaciones de transferencia entre transportadores que sean realizadas a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución harán parte de la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador que requiera la estación.

Artículo 17. *Inversiones no previstas en el PNI y en las IAC.* En el evento en que un transportador identifique inversiones no previstas en el PNI, o en las IAC, en el plan de inversiones declarado en el artículo 9°, podrá solicitar su inclusión en el plan de nuevas inversiones. Para esta declaración deberá aplicar los períodos definidos en artículo 28.

Con la información anterior la Comisión determinará su necesidad para la prestación del servicio y si es el caso lo valores eficientes de referencia. La inclusión en los cargos se hará en los períodos previstos en el artículo 28 posterior a la declaración de la puesta en operación comercial. Entretanto, para la remuneración de estas inversiones, el transportador aplicará, para remitentes con demanda regulada y no regulada, los cargos regulados vigentes para el tramo o grupo de gasoductos del cual se derive la nueva inversión.

Artículo 18. Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento para la inversión existente, AOM_t^{IE} , para las inversiones en aumento de capacidad, AOM_t^{IAC} y para las del programa de nuevas inversiones AOM_t^{PNI} se determinarán de acuerdo con los siguientes procedimientos:

18.1. Gastos de administración, operación y mantenimiento, para Inversión Existente (IE_t). Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

18.1.1. Gastos contables de Administración, Operación y Mantenimiento, $AOMg_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM registrados en su contabilidad en los últimos 4 años del período tarifario $t-1$, en el Formato 1 del Anexo 4 de la presente Resolución. Estos gastos se desagregarán por tramo o grupo de gasoductos, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base. En la solicitud de cargos el transportador deberá justificar los criterios para calcular el $AOMg_{t-1}$ por tramos.

b) La Comisión calculará el promedio aritmético de los valores declarados en el literal a), teniendo en cuenta los conceptos identificados con 1 y 1*. Este valor corresponderá a la variable $AOMg_{t-1}$.

Mediante circular de la Dirección Ejecutiva de la CREG, la Comisión podrá ajustar los formatos del Anexo 4 de la presente Resolución cuando sea necesario, a fin de adecuarlo a la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de acuerdo con las medidas que expidan las autoridades en dicha materia.

18.1.2. Gastos reconocidos de Administración, Operación y Mantenimiento, $AOMr_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) La Comisión calculará el promedio aritmético de los gastos de AOM reconocidos por la regulación mediante Resolución de ajuste de cargos, considerando los últimos 4 años del período tarifario $t-1$, expresados en pesos colombianos de la fecha base. Para estimar este valor no se tendrán en cuenta los gastos reconocidos por concepto de: i) compresión asociada al sistema de transporte; ii) corridas con raspador inteligente; iii) gas de empaquetamiento; y, iv) terrenos e inmuebles.

b) Este valor corresponderá a la variable $AOMr_{t-1}$ y estará expresado en pesos colombianos de la fecha base asociada a la aplicación de la presente Resolución.

Dentro de los AOM reconocidos, no se incluirán aquellos AOM asociados a inversiones PNI que se reconocieron en el período tarifario $t-1$ para un período de 5 años.

18.1.3. Gastos de administración, operación y mantenimiento para la inversión existente en el horizonte de proyección, AOM_t^{IE} . Para la estimación de los gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección, AOM_t^{IE} , se considera un mecanismo para incluir una señal de eficiencia. Dicho mecanismo se calcula a partir de los gastos contables de administración, operación y mantenimiento, $AOM_{g,t-1}$, y los gastos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, $AOM_{r,t-1}$, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AOM_t^{IE} = \begin{cases} \frac{1}{2} \times (AOM_{g,t-1} + AOM_{r,t-1}) & \text{Si } AOM_{g,t-1} \leq 1,1 \times AOM_{r,t-1} \\ 1,05 \times AOM_{r,t-1} & \text{Si } AOM_{g,t-1} > 1,1 \times AOM_{r,t-1} \end{cases}$$

Donde:

AOM_t^{IE} : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$AOM_{g,t-1}$: Gastos contables de AOM promedio anual, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$AOM_{r,t-1}$: Promedio de gastos anuales reconocidos de AOM, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

En caso de que el transportador tenga un valor de $AOM_{g,t-1}$ superior a 1,1 veces el valor de $AOM_{r,t-1}$, la Comisión podrá decretar una prueba con el objetivo de comprobar que efectivamente la empresa tiene un valor de AOM eficiente superior al de la señal regulatoria. Cuando esto ocurra la CREG podrá en los cargos incorporar una señal diferente a la establecida en esta sección del artículo.

18.2. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a gasoductos de IAC, AOM_g^{IAC} . Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM asociados a cada proyecto de las inversiones en aumento de capacidad, para cada año del horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en los numerales 18.4, 18.5 y 18.6 de la presente resolución. Estos gastos deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable AOM_g^{IAC} .

Los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión en aumento de capacidad, AOM_t^{IAC} , serán los siguientes:

$$AOM_t^{IAC} = \begin{cases} CFC_t^{IAC} & \text{si IAC es estación de compresión} \\ AOM_g^{IAC} + CAOM_g^{IAC} & \text{si IAC es gasoducto} \end{cases}$$

Donde:

CFC_t^{IAC} : Gastos fijos anuales en compresión asociada a inversión en aumento de capacidad. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_g^{IAC} : Gastos anuales de AOM asociados a la inversión en aumento de capacidad. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$CAOM_g^{IAC}$: Gastos anuales de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, costo de oportunidad del gas de empaquetamiento y terrenos e inmuebles de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de IAC. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.3. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a gasoductos de PNI tipo II, $AOM_{II,t}^{PNI}$. Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM asociados a cada proyecto de $PNI_{II,t}$ para cada año del horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en los numerales 18.4 y 18.5 de la presente resolución. Estos gastos deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable $AOM_{II,t}^{PNI}$.

Los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión de $PNI_{II,t}$ serán los siguientes:

$$AOM_{II,t}^{PNI} = AOM_{II,t}^{PNI} + CAOM_{II,t}^{PNI}$$

Donde:

$AOM_{II,t}^{PNI}$: Gastos anuales de AOM asociados a gasoductos de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$CAOM_{II,t}^{PNI}$: Gastos anuales de AOM asociados a cada proyecto de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$CAOM_{II,t}^{PNI}$: Gastos anuales de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, y terrenos e inmuebles de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.4. Otros gastos de administración, operación y mantenimiento, $OAOM_t$. Corresponderán a la suma de los gastos fijos en compresión asociada al sistema de transporte, GFC , corridas con raspador inteligente, GCR , costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, GGE , y terrenos e inmuebles, GTI , como se dispone a continuación:

18.4.1. Gastos fijos en compresión asociada a inversión existente, GFC_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

18.4.1.1 Gastos de compresión fijos contables, $AOM_{fc,t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- El transportador declarará a la Comisión los gastos directamente relacionados con cada estación de compresión, distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, incluidos en su contabilidad para los últimos cuatro años del periodo tarifario $t-1$, en el formato del Anexo 8 de la presente resolución. Estos gastos incluirán los relacionados con lubricantes, mano de obra para operación y mantenimiento, y demás gastos administrativos y operativos de la respectiva estación, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- La Comisión calculará el promedio aritmético de los valores anuales declarados según el literal a) del presente numeral. Este valor corresponderá a la variable $AOM_{fc,t-1}$.

18.4.1.2 Gastos de compresión fijos reconocidos, $AOM_{fr,t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- La Comisión calculará el promedio aritmético de los gastos de compresión distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas reconocidos por la regulación mediante resolución de ajustes de cargos, para cada uno de los últimos cuatro años del periodo tarifario $t-1$, y para cada estación de compresión.
- Este valor, expresado en pesos colombianos de la fecha base, corresponderá a la variable $AOM_{fr,t-1}$.
- Para las estaciones de compresión que entraron en operación hace menos de 4 años o tengan falencias de información el cálculo se hará con la mejor información disponible en la Comisión.

18.4.1.3 Gastos fijos de cada estación de compresión asociada al sistema de transporte para el horizonte de proyección, $GFC_{i,t}$. Para la estimación de

$CAOM_{II,t}^{PNI}$: Gastos anuales de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, y terrenos e inmuebles de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.4. Otros gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, $OAOM_t$. Corresponderán a la suma de los gastos fijos en compresión asociada al sistema de transporte, GFC , corridas con raspador inteligente, GCR , costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, GGE , y terrenos e inmuebles, GTI , como se dispone a continuación:

18.4.1. Gastos fijos en compresión asociada a inversión existente, GFC_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

18.4.1.1. Gastos de compresión fijos contables, $AOM_{fc,t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- El transportador declarará a la Comisión los gastos directamente relacionados con cada estación de compresión, distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, incluidos en su contabilidad para los últimos cuatro años del periodo tarifario $t-1$, en el formato del Anexo 8 de la presente Resolución. Estos gastos incluirán los relacionados con lubricantes, mano de obra para operación y mantenimiento, y demás gastos administrativos y operativos de la respectiva estación, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- La Comisión calculará el promedio aritmético de los valores anuales declarados según el literal a) del presente numeral. Este valor corresponderá a la variable $AOM_{fc,t-1}$.

18.4.1.2. Gastos de compresión fijos reconocidos, $AOM_{fr,t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- La Comisión calculará el promedio aritmético de los gastos de compresión distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas reconocidos por la regulación mediante Resolución de ajustes de cargos, para cada uno de los últimos cuatro años del periodo tarifario $t-1$, y para cada estación de compresión.
- Este valor, expresado en pesos colombianos de la fecha base, corresponderá a la variable $AOM_{fr,t-1}$.
- Para las estaciones de compresión que entraron en operación hace menos de 4 años o tengan falencias de información el cálculo se hará con la mejor información disponible en la Comisión.

18.4.1.3. Gastos fijos de cada estación de compresión asociada al sistema de transporte para el horizonte de proyección, $GFC_{i,h}$. Para la estimación de esta variable se aplicarán las siguientes ecuaciones:

$$GFC_{i,h} = \begin{cases} \frac{1}{2} \times (AOMf_{c_{i,t-1}} + AOMf_{r_{i,t-1}}) & \text{Si } AOMf_{c_{i,t-1}} \leq 1,1 \times AOMf_{r_{i,t-1}} \\ 1,05 \times AOMf_{r_{i,t-1}} & \text{Si } AOMf_{c_{i,t-1}} > 1,1 \times AOMf_{r_{i,t-1}} \end{cases}$$

Donde:

$GFC_{i,h}$: Gastos anuales fijos de cada estación de compresión i por año para el horizonte de proyección h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AOMf_{r_{i,t-1}}$: Gastos anuales de compresión fijos reconocidos. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AOMf_{c_{i,t-1}}$: Gastos anuales de compresión fijos contables. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Los gastos de compresión fijos para un tramo o grupo de gasoductos se determinarán así:

$$GFC_h = \sum_{i=1}^n GFC_{i,h}$$

Donde:

GFC_h : Gastos fijos de compresión asociados a un tramo o grupo de gasoductos por año para el horizonte de proyección h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

n : Número de estaciones de compresión asociadas a un tramo o grupo de gasoductos para el horizonte de proyección.

$GFC_{i,h}$: Gastos fijos de cada estación de compresión i por año para el horizonte de proyección h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.4.2. Gastos fijos en compresión asociada a inversión en aumento de capacidad IAC, $CFC_{i,h}^{IAC}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador declarará los gastos anuales esperados directamente relacionados con cada estación de compresión c para el horizonte de proyección distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, e indicará el tramo o grupo de gasoductos al que está asociada la estación. Así mismo, entregará los soportes técnicos de estos gastos: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores y mantenimientos mayores, copia de las curvas típicas de consumo de lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros.

b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable $CFC_{i,h}^{IAC}$.

18.4.3. Gastos en corridas con raspador inteligente para el horizonte de proyección, GCR_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador reportará a la Comisión la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente para cada año del horizonte de proyección en que se realice dicho procedimiento. Así mismo, entregará los soportes técnicos de esta estimación, incluyendo el registro de las corridas del período tarifario $t - 1$. Se reconocerá máximo una corrida con raspador inteligente cada cinco años. Estos gastos deberán ser expresados en pesos colombianos de la fecha base. Se debe presentar a la CREG un informe ejecutivo de los resultados de cada corrida.

b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable GCR_h .

Los gastos en corridas con raspador inteligente se reconocerán únicamente para gasoductos de diámetros iguales o superiores a 4 pulgadas.

18.4.4. Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección, GGE_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador reportará a la Comisión el gas de empaquetamiento para cada tramo de gasoducto, QGE_p , expresado en MBTU, y adjuntará los soportes del cálculo del QGE_p en la solicitud tarifaria. Para realizar los cálculos del QGE_p de los activos asociados a la inversión existente, se utilizarán las condiciones físicas promedio de operación de los treinta y seis (36) meses anteriores a la solicitud tarifaria.

Para los proyectos de IAC y PNI de proyectos de red tipo I y proyectos de la red tipo II de transporte, el transportador deberá realizar los cálculos teniendo en cuenta las condiciones físicas promedio de operación esperadas en el respectivo proyecto para los primeros doce (12) meses de operación. La Comisión podrá verificar o solicitar ampliación a la información reportada por el transportador.

b) La Comisión tomará el precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas

natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información de los últimos doce meses en los que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado. Este precio corresponderá al precio para valorar el gas de empaquetamiento PGE_p .

Este precio estará expresado en dólares de la fecha base. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Dirección Ejecutiva de la CREG podrá definir, mediante circular, un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

c) La Comisión estimará el valor del gas de empaquetamiento, VGE_p , multiplicando la variable QGE_p por la variable PGE_p .

d) La Comisión determinará el costo de oportunidad del capital invertido en el gas de empaquetamiento para cada año del horizonte de proyección, GGE_h , con base en la siguiente expresión:

$$GGE_h = VGE_p \times TRM \times Tkc$$

Donde:

GGE_h : Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

VGE_p : Precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el Artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información del año anterior más reciente en el que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado.

Este precio estará expresado en dólares americanos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante circular un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

TRM : IRM de la fecha base.

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

18.4.5. Gastos en terrenos, inmuebles y servidumbres para el horizonte de proyección, GTI_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador declarará a la Comisión el valor catastral de los terrenos, inmuebles y las escrituras de las servidumbres asociados exclusivamente a la prestación del servicio de transporte de gas natural, por tramo de gasoducto, expresado en pesos colombianos de la fecha base. Así mismo, entregará los soportes de esta valoración.

b) La Comisión determinará el valor anual a incorporar en los gastos de AOM, durante el horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, calculado como el costo de deuda real, según definición en la metodología de tasa de descuento vigente, multiplicado por el valor catastral vigente reportado por el transportador. Este valor corresponderá a la variable GTI_h .

18.4.6 AOM totales de la inversión existente.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión existente, AOM_t^{IE} , serán los siguientes:

$$AOM_t = AOM_t^{IE} + OAOM_t + AGIM$$

Donde:

AOM_t : Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión existente. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_t^{IE} : Gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$OAOM_t$: Otros gastos de administración, operación y mantenimiento. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AGIM$: Remuneración de inversiones menores en el AOM, este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.5. Gastos en combustible o energía para compresión, GEC . Los gastos en combustible o energía eléctrica para la compresión se liquidarán y facturarán dentro de los

primeros cinco días calendario del mes $m + 2$ donde m es el mes de prestación del servicio de transporte:

a) El transportador determinará el costo del suministro de combustible, o energía eléctrica (en estaciones que comprimen el gas utilizando energía eléctrica), en cada estación de compresión para liquidar y facturar a sus remitentes los costos fijos y los variables en combustible o energía eléctrica en que incurrió el transportador para operar dichas estaciones de compresión. Para esto, el transportador deberá:

1. Tomar el valor facturado por los proveedores de combustible o energía eléctrica para las estaciones de compresión, correspondiente al mes m de prestación del servicio de transporte.

En caso de que los proveedores de combustible o energía eléctrica incluyan en su factura el costo de cantidades distintas a las utilizadas para compresión, por ejemplo, cantidades para desbalances, pérdidas de gas o energía no destinada a estaciones de compresión, el transportador deberá desagregar el valor correspondiente a estaciones de compresión y a otros con base en las cantidades contratadas para el funcionamiento de las estaciones en el respectivo período.

La cantidad de combustible o energía eléctrica contratada para operar las estaciones de compresión deberá estar fundamentada en los consumos máximos esperados según las curvas típicas de consumo de combustible y energía eléctrica de las máquinas, de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes. Esta contratación deberá realizarse bajo criterios objetivos y transparentes de acuerdo con las reglas previstas en los mercados de cada uno de estos energéticos de los cuales deberá almacenar los soportes e información auditable.

2. Una vez determinado el valor del combustible y la energía eléctrica del mes m para las estaciones de compresión, el transportador lo asignará a cada estación a prorrata de la capacidad de compresión, según su uso, utilizadas en el mes m en cada estación.

El valor asignado a cada estación i corresponderá al valor de la variable GEC_i a facturar a los remitentes en el mes $m + 2$.

b) El transportador calculará los gastos en combustible o energía a facturar a los remitentes en el mes $m + 2$ por la prestación del servicio de transporte en el mes m en cada tramo o grupo de gasoductos, k , que se definan para efectos tarifarios y donde haya estaciones de compresión, así:

$$GEC_k = \sum_{i=1}^n GEC_i$$

Donde:

GEC_k : Gastos en combustible o energía para compresión asociados a un tramo o grupo de gasoductos k a facturar en el mes $m + 2$. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

n : Número de estaciones de compresión asociadas a un tramo o grupo de gasoductos k .

GEC_i : Gastos en combustible o energía para compresión para la estación

i . Este valor estará expresado en pesos colombianos.

c) El transportador publicará en su boletín electrónico de operaciones, para sus remitentes y para las entidades de vigilancia y control, la información que haya utilizado para determinar los costos en combustible o energía para cada estación de compresión a facturar a sus remitentes en el mes $m + 2$. Esta información incluirá valores facturados por los proveedores, valores facturados correspondientes a combustible y energía para estaciones de compresión, cantidades consumidas en cada estación de compresión, capacidad instalada en cada estación utilizada para asignar costos de combustible por estación, entre otros.

d) El transportador conservará los soportes de cálculo de los costos en combustible o energía para cada estación de compresión, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten.

18.6. Remuneración de inversiones menores en el AOM, AGIM. Durante los primeros cinco años del horizonte de proyección dentro de los valores de AOM se remunerarán, con el debido soporte y justificación, los valores eficientes de las inversiones menores no incluidas en las inversiones IET, PNI e IAC asociadas exclusivamente al servicio de transporte para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente:

a) El transportador deberá declarar los activos de inversiones menores por tramo para cada uno de los años del período tarifario t acorde a la clasificación definida en el Formato 3 del Anexo 4. Gastos de administración y mantenimiento.

b) Los períodos de remuneración serán de cinco años.

c) Se deberá presentar la información acorde a lo estipulado en el artículo 9°.

d) Como en cada sistema de transporte los conceptos son generales a todo el sistema el transportador deberá, con criterios de eficiencia, desagregarlos en cada tramo regulatorio.

Parágrafo 1°. La CREG podrá hacer auditorías sobre toda la información reportada por los transportadores relacionada con el cálculo del AOM.

Parágrafo 2°. En la declaración de la información de $AOMg_{t-1}$ toda conducta que tenga por objeto o efecto incorporar gastos de AOM que regulatoriamente no se deben

reconocer será reportada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia, en concordancia con las disposiciones de la Resolución CREG 080 de 2019 sobre reglas de comportamiento en el mercado.

Parágrafo 3°. Los valores de AOM de que trata el presente artículo deberán ser declarados de manera anual para el período comprendido entre el 1° de enero y 31 de diciembre para cada año.

Parágrafo 4°. Los gastos de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento y terrenos e inmuebles, de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de IAC y de $PNI_{II,t}$, se determinarán siguiendo el procedimiento

el procedimiento descrito en los numerales 18.4.3. a 18.4.5. del presente artículo, cuando estos apliquen. Para estos efectos, el transportador reportará los gastos esperados por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos. La suma de estos tres gastos corresponderá a la variable $CAOM_{II}^{AG}$ para inversiones de IAC y a la variable $CAOM_{II}^{PNI}$ para inversiones de $PNI_{II,t}$.

Artículo 19. *Inversiones y gastos de AOM que se excluyen de los cargos de transporte.* Las inversiones y los gastos de AOM correspondientes a activos de conexión, puntos de entrada, puntos de salida, estaciones de entrada, estaciones de salida, estaciones para transferencia de custodia, sistemas de almacenamiento, estaciones de compresión diferentes a las requeridas para el transporte de gas no serán consideradas para los cálculos de los cargos de transporte. Los costos de estos activos serán cubiertos por los agentes o usuarios que se beneficien de los mismos.

Aquellas conexiones, puntos de entrada, puntos de salida, estaciones de entrada, estaciones de salida y estaciones para transferencia de custodia, que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución se encuentren incluidas en los cargos de transporte, podrán mantenerse en la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador correspondiente. Igual tratamiento se dará a las ampliaciones o actualizaciones de dichos activos. El transportador, en su solicitud de nuevos cargos, deberá presentar la relación detallada de todos los elementos anteriormente enumerados.

Artículo 20. *Cálculo del factor de utilización.* Para la determinación del factor de utilización se utilizará la siguiente ecuación:

$$FU_x = \frac{\sum_b DMC + \sum_{e+1} DEC}{\sum_b CM + \sum_{e+1} CME}$$

Donde:

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x .

DMC : Demanda máxima de capacidad real, reportada por el transportador, para cada uno de los años del período comprendido entre el año b y el año e . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible. Esta demanda deberá ser mayor o igual a la máxima capacidad contratada para cada uno de los años comprendidos entre el año b y el año e . Expresada en kpcpd.

DEC : Demanda máxima esperada de capacidad, para cada uno de los años del período comprendido entre el año $e + 1$ y el año y . Esta demanda deberá ser mayor o igual a la máxima capacidad contratada para cada uno de los años comprendidos entre el año $e + 1$ y el año y . Expresada en kpcpd.

CM : Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los años del período comprendido entre el año b y el año e . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible. Expresado en kpcpd.

CME : Es el máximo volumen de gas esperado transportable en un día de gas, para cada uno de los años del período comprendido entre el año $e + 1$ y el año y , calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en el Anexo 5 de la presente resolución. Expresado en kpcpd.

b : Es el primer año de la vida útil normativa del tramo o grupo de gasoductos x . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o loops, la variable b corresponderá al resultado de calcular el promedio entre el primer año de vida útil normativa del tramo o grupo de gasoductos x , y el primer año de vida útil normativa de la ampliación.

e : Es el último año del período tarifario $t - 1$.

y : $y = b + 20$.

Parágrafo 1°. El transportador deberá reportar las anteriores variables, debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos, tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos de transporte, entre otros.

Parágrafo 2°. En el cálculo de factor de utilización no se incluirán cantidades de las variables DMC , DEC , CM y CME que resulten de la ejecución de proyectos de plan de abastecimiento de gas natural definido en el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2345 del mismo año, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 3°. Cuando un tramo o grupo de gasoductos termine su primer período de vida útil normativa, el factor de utilización se volverá a contabilizar a partir del siguiente período de vida útil normativa. Si el tramo o grupo de tramos tuvo ampliaciones dentro del

período tarifario anterior ($t - 1$), se considera para el cálculo del factor de utilización contar el primer período de vida útil normativa a partir del valor de la variable b promediada.

Parágrafo 4°. Para el cálculo de las variables e , b , y , se tomará el año calendario independiente del mes.

Artículo 21. *Demandas esperadas de capacidad y de volumen.* La demanda esperada de capacidad, DEC , y la demanda esperada de volumen, DEV , se determinará de conformidad con lo dispuesto a continuación:

a) El transportador reportará las demandas esperadas de capacidad y de volumen para cada tramo o grupo de gasoductos asociadas a la inversión existente, IE_p , y las demandas esperadas de capacidad y de volumen asociadas a cada uno de los proyectos de IAC_t y de $PNI_{II,r}$.

Las demandas asociadas a la inversión existente, IE_p , corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_p , y las demandas esperadas de volumen, DEV_p , para el horizonte de proyección.

Las demandas asociadas a cada uno de los proyectos de IAC_t corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_t^{IAC} , y las demandas esperadas de volumen, DEV_t^{IAC} , para el horizonte de proyección de cada proyecto contado a partir del año de entrada en operación del respectivo activo. Para estos efectos, el transportador reportará las demandas esperadas por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Las demandas asociadas a cada uno de los proyectos de PNI_{II} corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_{II}^{PNI} , y las demandas esperadas de volumen, DEV_{II}^{PNI} , para el horizonte de proyección de cada proyecto contado a partir del año de entrada en operación del respectivo activo. Para estos efectos, el transportador reportará las demandas esperadas por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Estas demandas deberán estar debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos, tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos firmes de transporte vigentes para el horizonte de proyección, entre otros.

Cuando se trate de un tramo con condición de contraflujo, las demandas esperadas de capacidad y de volumen a reportar por el transportador corresponderán a las capacidades agregadas esperadas en ambas direcciones, y a los volúmenes agregados esperados en ambas direcciones, respectivamente. Además, el transportador deberá reportar dichas demandas para cada dirección contractual.

Adicionalmente, el transportador deberá declarar a la CREG la capacidad total contratada por tramo o grupo de gasoductos definido para efectos tarifarios, desagregada por tipo de remitente (distribuidor-comercializador, industria, generador térmico, comercializador de gas natural vehicular), para cada año del horizonte de proyección. Esta información deberá ser consistente con la declarada por el transportador al gestor del mercado.

b) Una vez se inicie el trámite administrativo tendiente a resolver la solicitud tarifaria, el director ejecutivo de la Comisión publicará, mediante circular, las demandas esperadas de capacidad y de volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente.

c) En las Demandas Esperadas de Capacidad DEC y en las Demandas Esperadas de Volumen DEV no se considerarán los proyectos IPAT.

d) Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la Comisión, los terceros interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la Comisión en relación con las proyecciones de demanda del transportador. De estas preguntas y comentarios se dará traslado al transportador para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, responda las preguntas y se pronuncie sobre los comentarios, en documento que deberá presentar a la Comisión dentro de este último plazo.

e) La Comisión analizará la información mencionada en los literales a) y c) de este numeral, la confrontará con la disponible en la Comisión, y podrá exigir explicaciones al transportador, de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición.

Así mismo, la Comisión podrá decretar pruebas dentro del proceso tarifario para evaluar las proyecciones de demanda reportadas por el respectivo agente. De ser necesario, la Comisión solicitará al transportador que revise y ajuste, si es necesario, la proyección de demanda.

f) En todo caso, no se admitirán demandas esperadas de capacidad y de volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el factor de utilización normativo que se define en el numeral 21.1 de la presente resolución.

g) Las demandas resultantes de los análisis previstos en los literales d) y e) de este numeral corresponderán a: (i) las variables DEC_t^a y DEV_t^a que serán utilizadas para el cálculo de los cargos de transporte que remuneran la inversión existente, IE_t ; (ii) las variables $DEC_t^{IAC^a}$ y $DEV_t^{IAC^a}$ que serán consideradas en la revisión tarifaria de que trata el Artículo 3 de la presente resolución al momento de incluir la inversión IAC_t^a en los cargos regulados; y, (iii) las variables $DEC_{II}^{PNI^a}$ y $DEV_{II}^{PNI^a}$ que serán consideradas en los cargos regulados que se adopten para inversiones de $PNI_{II,t}$.

h) Para efectos del cálculo de los cargos de transporte se tendrá en cuenta: (i) la proyección de demanda entregada por el transportador, sin incluir las pérdidas de gas en el sistema de transporte; (ii) las observaciones que las partes interesadas formulen a las proyecciones del transportador; y, (iii) la información en el gestor del mercado del valor de la demanda para cada tramo o grupo de gasoductos en los últimos tres (3) años. Para los primeros cinco (5) años del horizonte de proyección, los valores de demanda no podrán ser inferiores al promedio de los valores de los 3 últimos años del período tarifario $t - 1$. El gestor deberá tener disponible dicha información, de no haber sido recibida de los agentes, el Gestor deberá hacer el respectivo reporte a la SSPD.

i) Cuando se observe que la declaración de la demanda en cada uno de los primeros 5 años del horizonte de proyección es inferior al promedio de los 3 últimos años de los valores que están en el gestor del mercado, la CREG utilizará el promedio de demanda del gestor para cada uno de los años que estén por debajo de dicho promedio, salvo en los casos en los que el transportador demuestre lo contrario.

j) Si al aplicar el factor de ajuste a la DEC_t y la DEV_t se obtienen valores superiores a la $CMMP$, la DEC_t^a y la DEV_t^a se acotarán a la $CMMP$.

k) Para el cálculo de la capacidad máxima de mediano plazo, el transportador deberá aplicar el procedimiento establecido en el Anexo 5 de la presente resolución. Esta capacidad deberá estar desagregada para el sistema de transporte asociado a: (i) la inversión existente, IE_p ; (ii) la inversión existente, IE_p , más cada uno de los proyectos de IAC_p , como se establece en el Anexo 5 de la presente resolución; y, (iii) la inversión de $PNI_{II,r}$.

21.1. Factor de utilización normativo. Cuando se trate de grupo de gasoductos, para efectos de aplicar el factor de utilización normativo, se tendrá en cuenta la capacidad máxima de mediano plazo del tramo donde se encuentren los puntos de entrada o las inyecciones de gas del respectivo grupo de gasoductos. El factor de utilización normativo se establecerá con sujeción a las siguientes reglas:

21.1.1. Factor de utilización normativo para STT. El factor de utilización normativo para un STT será igual a 0,5. Si el factor de utilización de un STT es inferior al factor de utilización normativo, la Comisión ajustará la DEC y la DEV , multiplicándolas por el siguiente factor:

$$FA_x = 0,5 \times \left(\frac{1}{FU_x} \right)$$

Donde:

FA_x : Factor de ajuste para el tramo o grupo de gasoductos x . Factor de ajuste a las demandas para el tramo o grupo de gasoductos x .

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x , según lo definido en el Artículo 20 de la presente resolución.

21.1.2. Factor de utilización normativo para SRT. El factor utilización normativo para un SRT será igual a 0,4. Si el factor de utilización de un SRT es inferior al factor de utilización normativo, la Comisión ajustará la DEC y la DEV multiplicándolas por el siguiente factor:

$$FA_x = 0,4 \times \left(\frac{1}{FU_x} \right)$$

Donde:

FA_x : Factor de ajuste para el tramo o grupo de gasoductos x .

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x , según lo definido en el Artículo 20 de la presente resolución.

Artículo 22. *Cargos máximos regulados por servicios de transporte de capacidad firme.* La Comisión establecerá, para cada tramo o grupo de gasoductos, cargos máximos regulados para remunerar los costos de inversión y gastos de AOM, aplicables al servicio de transporte de capacidad firme, siguiendo los siguientes lineamientos.

a) Para incluir en los cargos regulados los valores de IAC_t^a y ADM_t^{IAC} , el transportador deberá solicitar el ajuste tarifario un mes antes al cumplimiento de los periodos definidos en el Artículo 26 de la presente resolución.

b) Se somete el servicio de transporte en contratos de capacidad firme al régimen de libertad regulada definido en la Ley 142 de 1994. En consecuencia, este servicio se remunerará a través de los cargos regulados de que trata la presente resolución. De conformidad con los artículos 14.10 y 88.1 de la misma ley, los cargos fijos y variables que remuneran los costos de inversión son cargos máximos. Por tanto, para la aplicación del procedimiento de que trata el artículo 41 de la presente resolución, el transportador podrá ofrecer cargos fijos y variables inferiores a los calculados según lo dispuesto en los numerales 22.1 a 22.3 de la presente resolución, dando cumplimiento en todos los casos al principio de neutralidad, en los términos de la Ley 142 de 1994.

c) Conforme a los lineamientos indicados en el artículo 29 de la presente resolución, la CREG podrá establecer cargos regulados de transporte para remunerar la inversión y los gastos de AOM agregando (i) tramos regulatorios, o (ii) dividiendo tramos regulatorios,

correspondientes a los grupos de gasoductos que se definieron en las resoluciones particulares de cargos aplicados en el período tarifario $t - 1$.

d) En el cálculo de los cargos regulados de que trata el presente artículo no se considerarán demandas generadas por proyectos de IPAT.

e) Para el cálculo de los cargos regulados de referencia de los tramos que tengan inversiones y gastos para atender necesidades de contraflujo, se deberá tener en cuenta la inversión total en dichos tramos y la demanda equivalente como la suma de las demandas en los dos sentidos. El AOM será el total de los gastos de AOM en dichos tramos. El transportador y el remitente aplicarán los artículos 41 y 42 de la presente resolución para la determinación de los cargos que remuneran inversiones y gastos de AOM.

22.1. Cálculo de cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de la inversión. Para el cálculo de los cargos fijos se aplicará la siguiente expresión:

$$CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}} = \frac{(IE_t + I_t + PNI_{v,t}^a + PNI_{II,t}^a + IAC_t^a) \times \lambda_t}{VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI,II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde:

$CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$: Cargo fijo que remunera costos de inversión existente y las inversiones I_t , $PNI_{v,t}^a$, $PNI_{II,t}^a$, IAC_t^a , expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

- IE_t : Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- I_t : Es el valor presente de los valores I_j con la Tkc , conforme al Artículo 12.
- $PNI_{v,t}^a$: Valor presente ajustado de la inversión en variantes con la Tkc . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{v,t}^a$ entre en operación conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$, teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.
- $PNI_{II,t}^a$: Valor presente ajustado de inversiones del PNI correspondientes a redes tipo II con la Tkc . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{II,t}^a$ entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$, teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.
- IAC_t^a : Valor presente ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión con la tasa Tkc . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 14 de la presente resolución. Cuando la IAC_t^a entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$, teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.
- λ_t : Corresponde a uno de los siguientes valores: 0; 0,10; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.
- DEC_t^a : Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ o IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.
- $DEC_t^{PNI,II}$: Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II, $PNI_{II,t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ o IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.
- DEC_t^{IAC} : Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme

a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ o IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

$VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI,II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de la demanda $DEC_t^a + DEC_t^{PNI,II} + DEC_t^{IAC}$ descontada a la tasa Tkc .

22.2. Cálculo de cargos variables regulados de referencia para la remuneración de la inversión. Para el cálculo de los cargos variables se aplicará la siguiente expresión:

$$CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}} = \frac{(IE_t + I_t + PNI_{v,t}^a + PNI_{II,t}^a + IAC_t^a) \times \lambda_t}{VP(DEV_t^a + DEV_t^{PNI,II} + DEV_t^{IAC}, Tkv)}$$

Donde:

$CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$: Cargo variable que remunera costos de inversión existente y las inversiones I_t , $PNI_{v,t}^a$, $PNI_{II,t}^a$, IAC_t^a , expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc-año.

IE_t : Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base.

I_t : Es el valor presente de los valores I_j con la Tkv , conforme al Artículo 12.

$PNI_{v,t}^a$: Valor presente ajustado de la inversión en variantes con la Tkv . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{v,t}^a$ entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$, teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

$PNI_{II,t}^a$: Valor presente ajustado de inversiones del PNI correspondientes a redes tipo II con la tasa Tkv . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{II,t}^a$ entre en operación conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$, teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

IAC_t^a : Valor presente ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión con la tasa Tkv . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 14 de la presente resolución. Cuando la IAC_t^a entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$, teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

λ_t : $1 - \lambda_t$

DEV_t^a : Demanda esperada de volumen asociada a la inversión existente, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ o IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.

$DEV_t^{PNI,II}$: Demanda anual esperada de volumen asociada a la inversión tipo II, $PNI_{II,t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ o IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.

DEV_t^{IAC} : Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ o IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

$VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI,II} + DEC_t^{IAC}, Tkv)$: Valor presente de la demanda $DEV_t^a + DEV_t^{PNI,II} + DEV_t^{IAC}$ descontada a la tasa Tkv .

22.3. Parejas de cargos regulados. Corresponderán al conjunto de parejas de cargos que se formarán teniendo en cuenta los cargos calculados de conformidad con lo establecido en el Artículo 22 de la presente resolución, así:

$$(CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}, CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}})$$

Donde:

$CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda}}$: Cargo fijo total, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

$CVI_{IE_PNI_IAC_{t, \lambda}}$: Cargo variable total, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc-año

22.4. Cálculo de cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, IE_t . Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, se aplicará la siguiente expresión:

$$CFAOM_t^{IE_PNI_IAC} = \frac{VP(AOM_t^{IE} + AOM_t^{PNI} + AOM_t^{IAC}, Tkc)}{VP(DEC_t^{II} + DEC_t^{PNI, II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde:

$CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$: Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, PNI e IAC para el periodo tarifario t, expresados en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

AOM_t^{IE} : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones $IE_t + I_t$ para el horizonte de proyección, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_t^{PNI} : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones $PNI_{II,t}$. Cuando la $PNI_{II,t}$ entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

AOM_t^{IAC} : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones IAC_t^u . Cuando la IAC_t^u entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

DEC_t^{II} : Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}$ ó IAC_t^u en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.

$DEC_t^{PNI, II}$: Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II, $PNI_{II,t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}$ ó IAC_t^u en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.

DEC_t^{IAC} : Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión

$PNI_{II,t}$ ó IAC_t^u en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21.

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

$VP(AOM_t^{IE} + AOM_t^{PNI} + AOM_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de los gastos de administración, operación y mantenimiento para $AOM_t^{IE} + AOM_t^{PNI} + AOM_t^{IAC}$, descontados a la tasa Tkc .

$VP(DEC_t^{II} + DEC_t^{PNI, II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de la demanda esperada de capacidad $DEC_t^{II} + DEC_t^{PNI, II} + DEC_t^{IAC}$, descontadas a la tasa Tkc .

Parágrafo 1. Para la actualización de la información cuando se incluyen inversiones $PNI_{II,t}$ ó IAC_t^u se extenderán las series de demanda de capacidad y de volumen así como de los gastos de AOM hasta completar el horizonte de proyección de 20 años, a partir de la aplicación de las disposiciones del Artículo 21. En el caso del AOM_t^{IE} se extenderán los valores hasta completar el horizonte de proyección de 20 años, considerando los valores i) AOM_t^{IE} y ii) $OAOM_t$.

Parágrafo 2. La CREG podrá establecer cargos regulados de transporte para una porción de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a un grupo de gasoductos. En tal caso, la porción restante se remunerará a través de cargos independientes para cada tramo.

Artículo 23. Cargos para el servicio de transporte de gas a contraflujo. Los cargos máximos para el servicio de transporte de gas a contraflujo serán los mismos adoptados para el respectivo tramo o grupo de gasoductos, de conformidad con el Artículo 22 de la presente resolución.

Parágrafo. El transportador estará obligado a atender las solicitudes de servicio de transporte a contraflujo si la prestación de este servicio es técnicamente viable. En caso de que el transportador indique que no es factible la prestación del servicio a contraflujo, deberá justificarlo.

Artículo 24. Actualización de cargos regulados. Los cargos regulados calculados de conformidad con el Artículo 22 de la presente resolución se actualizarán aplicando las siguientes reglas:

24.1. Actualización de las Parejas de Cargos Regulados. El transportador actualizará las parejas de cargos regulados al finalizar cada año transcurrido desde la fecha base, de acuerdo con la variación anual del IPP definido en el Artículo 2 de la presente resolución, mediante la siguiente fórmula:

$$(CFI_{t, \lambda_r}, CVI_{t, \lambda_w})_x = (CFI_{IE_PNI_IAC_{t, \lambda_r}}, CVI_{IE_PNI_IAC_{t, \lambda_w}})_{fb} \times \frac{IPP_{x-1}}{IPP_{fb}}$$

Donde:

$(CFI_{t, \lambda_r}, CVI_{t, \lambda_w})_x$: Pareja de cargos regulados aplicables en el año x

$(CFI_{IE_PNI_IAC_{t, \lambda_r}}, CVI_{IE_PNI_IAC_{t, \lambda_w}})_{fb}$: Pareja de cargos regulados, para la fecha base, establecida de conformidad con el numeral 22.3 de la presente resolución.

IPP_{x-1} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año x - 1.

IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año de la fecha base.

x: Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

24.2. Actualización de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM. El transportador actualizará los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM al finalizar cada año transcurrido desde la fecha base, de acuerdo con la variación anual del IPC nacional definido en el Artículo 2 de la presente resolución, mediante la siguiente fórmula:

$$CFAOM_x = CFAOM_t^{IE_PNI_IAC} \times \frac{IPC_{x+1}}{IPC_{fb}}$$

Donde:

$CFAOM_x$: Cargo regulado de AOM aplicable en el año x.

$CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$: Cargo regulado de AOM para la fecha base, establecido de conformidad con el numeral 22.4 de la presente resolución.

IPC_{x+1} : Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes de diciembre del año x + 1.

IPC_{fb} : Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes de diciembre del año de la fecha base.

x: Año en el cual se aplica el cargo regulado de AOM.

Parágrafo 1°. En caso de que alguno de los índices que se utilizan para actualización se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante circular el nuevo índice.

Parágrafo 2°. La aplicación de los cargos a las cantidades contratadas y a los volúmenes transportados se hará como se establece en el artículo 43 de la presente resolución.

Artículo 25. Costo de capital. La Comisión aplicando la metodología incluida en la Resolución CREG 004 de 2021 y aquella que la modifique adicione o sustituya, en resolución aparte, determinará las siguientes tasas para hacer el cálculo de los cargos:

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

$Tkip$: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos IPAT de los planes de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo. Cuando se dé aplicación a lo previsto en el Artículo 28 y se ajusten los cargos, para el tramo o grupo de gasoductos objeto del cálculo tarifario, se utilizará en el cálculo la tasa de descuento con el procedimiento previsto en el parágrafo del artículo 4° de la Resolución CREG 004 de 2021, o la que la modifique o sustituya.

CAPÍTULO II

Disposiciones sobre vida útil normativa

Artículo 26. Determinación de la vida útil de un activo. Para los activos asociados a la IE_t la vida útil se contará, según cada caso, a partir de: i) su fecha de entrada en operación comercial, ii) el reconocimiento de un costo de oportunidad de acuerdo con la Resolución CREG 001 de 2000, iii) el reconocimiento por primera vez en los cargos tarifarios aprobados por la CREG, o iv) el ajuste tarifario por aplicación de un nuevo período de vida útil normativa con los valores VAO_t o $VRAN_t$.

Para los activos asociados a las IAC_{t-1} , la vida útil se contará a partir de la fecha de entrada en vigencia de los cargos calculados con la Resolución CREG 126 de 2010. Para los activos asociados a las IAC_p , $PNI_{II,t}$ y activos que se remplacen al finalizar el período de vida útil normativa, la vida útil normativa se contará a partir del mes y del año de la entrada en vigencia de los cargos del respectivo activo.

En el caso de los activos $PNI_{v,t}$ la vida útil normativa corresponde a la del activo principal.

Artículo 27. *Inversión a reconocer en activos que cumplan el período de vida útil normativa.* Para aquellos activos en servicio, exceptuando terrenos y edificaciones, cuya vida útil normativa se cumpla dentro del período tarifario vigente, se aplicarán las siguientes reglas:

a) Dentro del término establecido en el artículo 8° de la presente resolución, el transportador deberá declarar los activos que cumplirán el período de vida útil normativa durante los primeros cinco años del período tarifario t .

En esta identificación, el transportador declarará, en el Anexo 2 de la presente resolución, tal como consta en las respectivas resoluciones particulares y/o en los documentos soporte:

- i. Nombre del activo.
- ii. El año y mes de entrada en operación.
- iii. El año y mes en el que la Comisión por primera vez lo reconoció en los cargos tarifarios.
- iv. El año y mes en el que se cumplirá el período de vida útil normativa.
- v. Si tiene variantes, debe declarar la fecha de entrada en operación y sus características de acuerdo con el Anexo 2.

Si dentro del término establecido en el artículo 8°, el transportador no declara la información requerida, la Comisión podrá iniciar, de oficio, las actuaciones administrativas que permitan asignar valor cero al activo y el ajuste en los cargos.

b) Para cada uno de los activos que terminan el período de vida útil normativa, el transportador declarará:

- i. La decisión de reponer o continuar con el activo para la siguiente vida útil normativa, con base en la información de que dispone el transportador y el mecanismo de valoración CREG del Anexo 1 de la presente resolución.
- ii. Para los activos que decida seguir operando, la información solicitada en el Anexo 2 de la presente resolución.

iii. Para los activos que decida reemplazar manteniendo la misma capacidad de transporte, la información solicitada en el Anexo 2 de la presente resolución. En este caso, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones, se deberá aplicar lo dispuesto en el artículo 22, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda v}$.

iv. Si el transportador considera que el activo que cumple vida útil normativa tiene una capacidad diferente a la requerida y decide reemplazarlo en su totalidad por uno de mayor capacidad, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones se deberá aplicar lo dispuesto en el artículo 22, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda v}$.

v. Si el transportador mantiene el activo existente y hace una ampliación de capacidad mediante un loop o una estación de compresión, deberá seguir el procedimiento previsto para una IAC, y para el activo que continúa operando deberá entregar la información correspondiente a lo definido en el literal e) del presente artículo.

c) La Comisión verificará el año de finalización del período de vida útil normativa, e identificará los valores de los activos en los cargos tarifarios vigentes que cumplirán el período de vida útil normativa durante el período tarifario t de cinco años, de acuerdo con la información contenida en las respectivas resoluciones particulares y/o en los documentos soporte, entre otros.

d) En caso de que la empresa declare que requiere reponer el 100% del activo que finaliza el período de vida útil normativa, la Comisión aplicará el procedimiento establecido en el Anexo 1 de la presente resolución para determinar el costo de reposición a nuevo de cada activo, $VRAN$. Este valor no incluirá estaciones reguladoras de puerta de ciudad, $ERPC$, las cuales se valorarán según lo establecido en el artículo 45 de la presente resolución. En este caso, el AOM y la demanda de capacidad y de volumen serán los previstos para el respectivo tramo antes de su reemplazo.

Para el caso de gasoductos en los que se hayan construido variantes durante el período de vida útil normativa, no será necesario declarar que se requiere reponer la variante, siempre y cuando la variante no tenga más de cinco años de construida y esté en condiciones de continuar en operación durante un nuevo período de VUN, contado a partir de la fecha de entrada en operación comercial. El transportador deberá documentar y declarar la condición de la variante.

e) Si la decisión del transportador es continuar operando el activo existente, deberá seguir el siguiente procedimiento:

i. El transportador declarará el tipo de inversión y su valor, para los siguientes cinco años, que requiere el activo para continuar operando durante su vida útil normativa, con el suficiente detalle y justificación. Esta información deberá ser declarada de acuerdo con el Anexo 2 de la presente resolución.

ii. Según el tipo de inversión y el valor de la inversión, la CREG podrá contratar un auditor para: (i) verificar la necesidad de la inversión, y (ii) establecer un valor eficiente de referencia de la inversión.

iii. En la determinación de los cargos tarifarios, la CREG incluirá el valor de las inversiones eficientes calculadas en el literal vi) que requiere el transportador para mantener en operación el activo. En este caso, el AOM y la demanda de capacidad y de volumen serán los previstos para el respectivo tramo, antes de su reemplazo.

iv. Mientras el transportador ejecuta el 100% de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, se retirará de la base de activos el valor correspondiente al activo que ha cumplido período de vida útil normativa, y en la base tarifaria se reconocerá el valor eficiente determinado por la CREG del valor presente de las inversiones para mantener en operación el activo. En las resoluciones de cargos particulares se reconocerán las inversiones declaradas para los siguientes cinco años con el valor eficiente determinado por la CREG.

v. Los valores de inversión aprobados en el presente literal remunerarán todas las inversiones eficientes requeridas, tales como inversiones en reparaciones, variantes y reposiciones parciales, para mantener la integridad y seguridad de los activos correspondientes durante su nuevo período de vida útil normativa.

vi. Cuando el transportador ejecute el 100% de cada una de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, en la base tarifaria solo se reconocerá el valor eficiente de las inversiones ejecutadas, las cuales se incluirán en cargos de acuerdo con lo establecido en el artículo 28 de la presente resolución. El valor eficiente, VAO , se determinará siguiendo las siguientes fórmulas:

$$VAO = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{jt}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

VAO: Valor eficiente de la inversión en caso de que el transportador decida continuar operando el activo durante el siguiente período de vida útil normativa. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr: Valor aprobado de las inversiones para mantener el activo en operación, determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real: Valor real de las inversiones para mantener el activo en operación determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real_{opr}: Valor real de las inversiones para mantener el activo en operación, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial. Los valores en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos utilizando la TRM de la fecha de puesta en operación comercial.

IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

IPP_{opr} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes en que entró en operación comercial.

f) Si la decisión del transportador es reemplazar el activo existente, deberá seguir el siguiente procedimiento:

i. Cuando el transportador decida reemplazar un activo que cumple vida útil normativa por otro de distintas características de longitud y diámetro, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 22 de la presente resolución, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_{PNI_{II_{L_A}}}$ y $CVI_{PNI_{II_{L_A}}}$ en los siguientes casos:

a. Cuando sea un diámetro diferente al existente.
b. Cuando la longitud tenga una diferencia de +/- 10% a la del trazado original.

En caso de aplicarse cualquiera de los literales a. o b. el transportador deberá justificar el cambio en su solicitud.

ii. Mientras el transportador repone el activo, se continuará reconociendo el valor del activo que se encuentra en la base tarifaria.

iii. Cuando el transportador remplace el 100% del activo, el valor eficiente, VRAN, se determinará siguiendo las siguientes fórmulas:

$$VRAN = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 * Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 * Apr \end{cases}$$

$$Real = Real_{opr} * \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

VRAN: Valor eficiente de la inversión del nuevo activo. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr: Valor aprobado para el nuevo activo, determinado con base en lo establecido en el Anexo 1, en la información reportada según el

Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real: Valor real del nuevo activo, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real_{opr}: Valor real del nuevo activo, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial. Los valores en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos utilizando la TRM de la fecha de puesta en operación comercial.

IPP_{fb}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

IPP_{opr}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año en que entró en operación comercial el nuevo activo.

g) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para: (i) construir el gasoducto que va a reemplazar, y (ii) realizar las inversiones para mantener el gasoducto en operación.

En el plazo definido en el artículo 8° de la presente resolución, el transportador deberá entregar un cronograma, en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a cada proyecto. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1°. El gasoducto ramal al cual se le apliquen las disposiciones descritas en el presente artículo continuará estampillado.

Parágrafo 2°. Para variantes el período de vida útil normativo será el mismo del tramo correspondiente.

Parágrafo 3°. Para inversiones IAC el período de vida útil normativo será determinado a partir de su puesta en operación comercial.

Parágrafo 4°. Para gasoductos tipo II que al cumplir su VUN, cambian su punto de entrada o punto de salida o su CMMP se considerará para el trámite de cargos con un

tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI.

Parágrafo 5°. En el caso de que el transportador identifique que un tramo de gasoducto debería ser abandonado por razones insalvables de tipo técnico o de suficiencia financiera bajo condiciones de eficiencia económica deberá presentar a la CREG la justificación correspondiente y un plan de acción en el que se establezca cómo se va a atender a la demanda que depende del gasoducto que pretende abandonar y la CREG determinará la necesidad del abandono. El plan de atención a la demanda deberá presentarse al menos un año antes de que este hecho suceda. Si se confirma lo solicitado por el transportador la CREG retirará dicho activo de la base correspondiente.

Parágrafo 6°. Durante la vigencia de la presente metodología, si el transportador requiere desarrollar inversiones adicionales a las declaradas para los primeros 5 años del nuevo período VUN el transportador podrá presentarlas con la justificación correspondiente a consideración de la Comisión. En caso de ser aceptadas se aplicarán las disposiciones del artículo 28.

Artículo 28. Reglas para la inclusión de inversiones que han cumplido período de vida útil normativa, IAC, PNI_{II}, PNI_{VLI}, y valores de AOM_{IAC} y AOM_{II} en los cargos regulados. La Comisión podrá realizar revisiones tarifarias de oficio cada dos años a partir de la fecha de entrada en vigencia de los cargos aprobados por la CREG con base en la metodología de la presente resolución, teniendo en cuenta las inversiones, las demandas y los gastos de AOM asociados a proyectos IAC, PNI_{II}, PNI_{VLI}, así como las incluidas en el Artículo 17 y en el Artículo 29 de la presente resolución.

TÍTULO III OTRAS DISPOSICIONES CAPÍTULO I

Agregación o seccionamiento de tramos

Artículo 29. *Agregación o seccionamiento de tramos existentes.* La Comisión, cuando evidencie que la agregación de los tramos regulatorios o seccionamiento de tramos permiten aumentar la oferta de gas en el mercado y, en consecuencia, garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia, aplicará los siguientes aspectos:

a) **Casos en los que iniciará el proceso:** podrá establecer cargos regulados de transporte agregando dos (2) o más tramos regulatorios o seccionando un (1) tramo, en los siguientes casos:

i. Cuando en los planes de abastecimiento de gas natural se solicite agregar tramos regulatorios o seccionar un (1) tramo.

ii. Cuando en los análisis de la CREG se determine la conveniencia de agregar tramos regulatorios o seccionar un (1) tramo para aumentar y hacer más competitiva la oferta de gas natural en el mercado.

iii. Cuando un agente o un tercero interesado lo solicite.

b) **Condiciones:** Para la agregación de los tramos regulatorios o seccionamiento de tramos se deben cumplir las siguientes condiciones:

i. Deben estar determinados los tramos involucrados.

ii. Debe haber un análisis de beneficio costo y de las implicaciones que tendrá para el mercado a cargo de quien solicite de acuerdo al literal a)

iii. Todos los tramos incluidos deben ser parte activa en el transporte de gas asociado al nuevo tramo.

c) **Procedimiento:** El procedimiento a seguir para la agregación o seccionamiento de tramos es como sigue:

i. La CREG evaluará la conveniencia de la agregación o seccionamiento de tramos.

ii. El director ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, la información, análisis y los estudios de beneficio – costos disponibles.

iii. Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la CREG, los agentes productores, la demanda, usuarios, remitentes y demás interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la CREG en relación con la información reportada en la Circular.

iv. De las preguntas y comentarios recibidos se dará traslado a la parte interesada en la agregación o seccionamiento de tramos regulatorios para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, envíe a la CREG sus comentarios y respuestas.

v. La CREG evaluará la información recibida, la confrontará con la disponible en la Comisión y hará los análisis correspondientes. Adicionalmente, podrá exigir explicaciones a la parte interesada para adoptar la decisión final.

vi. La solicitud de agregación de tramos se puede hacer i) en la solicitud de cargos, el transportador incumbente podrá solicitar la agregación de tramos, teniendo en cuenta lo previsto en este artículo, ii) durante el período tarifario vigente, al menos un año antes a las revisiones tarifarias previstas en el artículo 28 de la presente resolución.

Parágrafo 1°. Cuando en el proceso de agregación se involucren tramos de más de un transportador los agentes deberán convenir entre ellos las condiciones y ponerlas a consideración de la CREG como parte del proceso de estampillamiento.

Parágrafo 1°. Cuando la solicitud de que trata este artículo se realice antes de la entrada en vigencia de los nuevos cargos regulados de transporte aprobados con base en la metodología de la presente resolución, la Comisión analizará la procedencia de acumular dicha solicitud dentro de la actuación administrativa que decida la solicitud de nuevos cargos regulados por parte del transportador del respectivo sistema de transporte. En caso de no acumular esta solicitud en la actuación administrativa de ajuste de nuevos cargos, esta se resolverá de manera separada.

Parágrafo 2°. Cuando la solicitud de que trata este artículo se realice después de la entrada en vigencia de los nuevos cargos regulados de transporte aprobados con base en la metodología de la presente resolución, la Comisión adelantará el análisis de la solicitud y, si hay lugar a adoptar la agregación o seccionamiento de unos tramos o del tramo, se aplicarán los períodos de ajuste dispuestos en el Artículo 28 de la presente resolución.

Parágrafo 3°. Cuando, dentro de una actuación administrativa a efectos de establecer los cargos regulados para un sistema de transporte, simultáneamente se presentan solicitudes para la aplicación de ambas alternativas que cobijan un mismo tramo, la Comisión evaluará ambas solicitudes de acuerdo con los procedimientos aquí establecidos, considerando la aplicación de la alternativa que mejor permita el cumplimiento de los fines y objetivos en relación con aumentar la oferta de gas en el mercado, a fin de garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia.

Artículo 30. *Procedimiento para agregar o seccionar tramos regulatorios.* Cuando, de acuerdo con las disposiciones del artículo 29, se decida agregar o seccionar tramos regulatorios, se procederá así:

i. Cuando la decisión sea agregar dos o más tramos regulatorios los valores de las inversiones y los gastos de AOM existentes en la base tarifaria, más las inversiones que se aprueben para el nuevo tramo se agregarán. En el caso de los valores de las demandas, estas corresponderán a las del nuevo tramo.

ii. Cuando la decisión sea seccionar un tramo regulatorio existente los valores de las inversiones y los gastos de AOM existentes en la base tarifaria se desagregarán en función de la separación. El mismo tratamiento tendrán las nuevas inversiones y los valores de las demandas.

Parágrafo. El trámite del estampillamiento o seccionamiento debe cumplir con todos los pasos para determinación de cargos previstos en esta resolución o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

CAPÍTULO II

Remuneración de proyectos IPAT

Artículo 31. *Inversión en proyectos de IPAT que ejecuta el transportador incumbente.* Durante el período tarifario t el transportador podrá ejecutar inversiones en proyectos prioritarios incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, que se encuentren embebidos dentro de su sistema de transporte, $IPAT$, para lo cual se aplicará el procedimiento establecido en el artículo 4° de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Cuando se trate de gasoductos y estaciones de compresión, el transportador deberá declarar a la Comisión la información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución asociada al respectivo proyecto $IPAT$. Con base en esta información, y aplicando el mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 de la presente resolución, la Comisión determinará el valor a reconocer por los activos correspondientes a gasoductos y estaciones de compresión u otros activos, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

Para el caso de activos distintos a gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión establecerá el valor a reconocer de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

Los anteriores valores corresponderán a las inversiones del plan de abastecimiento asociados a cada proyecto $IPAT$ en el respectivo tramo de gasoducto.

Cada vez que un proyecto $IPAT$ entre en operación comercial, y dentro de los tres meses siguientes, el transportador deberá declarar a la Comisión el valor real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en el formato del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

Si el valor real del activo es distinto del valor aprobado mediante resolución I_{IPAT} , para cada proyecto $IPAT$ la Comisión determinará un valor ajustado IA_{IPAT} , así:

$$IA_{IPAT} = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 \times Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

Donde:

IA_{IPAT} : Valor ajustado de I_{IPAT} , expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

Apr : Valor reconocido del proyecto $IPAT$, I_{IPAT} expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información. Este valor será determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución.

$Real$: Valor real del proyecto $IPAT$ determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

La Comisión realizará el ajuste a que haya lugar, con el fin de incluir en el flujo de ingresos el valor ajustado de las inversiones del proyecto I_{PAT} I_{IPAT} .

Parágrafo 1°. La Comisión podrá verificar la información reportada en el Anexo 3 de la presente resolución mediante los mecanismos que considere pertinentes.

Parágrafo 2°. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Artículo 32. *Gastos de administración, operación y mantenimiento de proyectos de IPAT que ejecuta el transportador incumbente.* Para determinar los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a cada proyecto $IPAT$, AOM_{IPAT} , se aplicará el siguiente procedimiento:

El transportador declarará a la CREG los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM , asociados a cada proyecto $IPAT$, como se dispone a continuación:

a) Gastos fijos en compresión asociada a proyectos de $IPAT$, CFC_{IPAT} : Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

1. El transportador declarará los gastos esperados directamente relacionados con cada estación para el período PEP , distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, e indicará el tramo o grupo de gasoductos al que está asociada la estación. Estos gastos estarán expresados en pesos colombianos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos de estos gastos: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores, copia de las curvas típicas de consumo de lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros.

2. La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable CFC_{IPAT} , para cada año del PEP .

b) Gastos en gasoductos asociados a proyectos de $IPAT$: Para gasoductos se aplicará el siguiente procedimiento:

1. El transportador declarará a la Comisión, para cada año del PEP , la estimación de los gastos asociados al gasoducto, distintos a gastos en corridas con raspador inteligente y gastos asociados al costo de oportunidad del gas de empaquetamiento. Estos gastos estarán expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible.

2. El transportador declarará a la Comisión, para el $PEPT$, la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos de esta estimación. Se reconocerá máximo una corrida con raspador inteligente cada cinco años. Los gastos en corridas con raspador inteligente se reconocerán únicamente para gasoductos de diámetros iguales o superiores a 4 pulgadas.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes corresponderán a los gastos en corridas con raspador inteligente asociados al gasoducto, GCR_{IPAT} .

3. El transportador declarará a la Comisión el gas de empaquetamiento asociado al gasoducto, QGE_{IPAT} , expresado en MBTU, y adjuntará los respectivos soportes de cálculo. Para realizar los cálculos del QGE_{IPAT} se utilizarán las condiciones físicas promedio de operación esperadas en el respectivo gasoducto para los primeros 12 meses de operación. La Comisión podrá verificar o solicitar ampliación a la información reportada por el transportador.

La Comisión calculará los gastos asociados al costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, GCR_{IPAT} utilizando la siguiente expresión:

$$GGE_{IPAT} = PGE \times QGE_{IPAT} \times TRM \times Tkip$$

Donde:

GGE_{IPAT} : Gastos asociados al gas de empaquetamiento del gasoducto $IPAT$ para cada año del $PEPT$, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

PGE : Precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el Artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información del año anterior más reciente en el que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado.

Este precio estará expresado en dólares americanos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante circular un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

$Tkip$: Tasa promedio de costo de capital establecida en el Artículo 25 de la presente resolución.

TRM : TRM del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador.

QGE_{IPAT} : Gas de empaquetamiento asociado al gasoducto en kpc.

c) Gastos asociados a infraestructura distinta a estaciones de compresión y gasoductos, $AOMO_{IPAT}$ para esta infraestructura se aplicará el siguiente procedimiento:

- 1) El transportador declarará a la Comisión la estimación de los gastos totales asociados a esta infraestructura para cada año del $PEPT$, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos que justifiquen los respectivos valores.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes corresponderán a los gastos asociados al proyecto $IPAT$ correspondiente a infraestructura distinta a estaciones de compresión y gasoductos, $AOMO_{IPAT}$ para cada año del $PEPT$.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al proyecto $IPAT$, AOM_{IPAT} , serán los siguientes, según el tipo de proyecto:

$$AOM_{IPAT} = \begin{cases} CFC_{IPAT} & \text{si el } IPAT \text{ es estación de compresión} \\ AOMD_{IPAT} + GCR_{IPAT} + GGE_{IPAT} & \text{si el } IPAT \text{ es gasoducto} \\ AOMD_{IPAT} & \text{si el } IPAT \text{ es otro proyecto} \end{cases}$$

Parágrafo 1°. Con base en las disposiciones de los artículos 33, 34 y 35 de la presente resolución, la Comisión expedirá una resolución en la que adoptará el flujo de ingresos para remunerar el valor eficiente de las inversiones y los gastos de AOM del proyecto e $IPAT$, como se establece en el Capítulo VI de la presente resolución.

Artículo 33. *Flujo de ingresos para remunerar inversión.* Para cada proyecto $IPAT$, la CREG calculará anualidades para remunerar la inversión durante el período estándar de pagos al transportador incumbente, así:

Flujo de ingresos en pesos: Para cada año del período estándar de pagos al transportador incumbente se fijará el valor obtenido de aplicar la siguiente expresión:

$$IAEI_COP_{IPAT} = (I_{IPAT} + OI_{IPAT}) \times \frac{Tkip}{1 - (1 + Tkip)^{-na}}$$

Donde:

$IAEI_COP_{IPAT}$: Ingreso anual esperado para remunerar la inversión del proyecto de $IPAT$, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

I_{IPAT} : Valor eficiente de la inversión del proyecto $IPAT$, determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo 31 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

OI_{IPAT} : Valor eficiente de otras inversiones en el proyecto $IPAT$, que corresponderá a la suma de los costos de (i) la fiducia que contratará al auditor, (ii) los servicios que prestará el auditor, y (iii) de constituir el patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

$Tkip$: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

na : 20 años

Parágrafo 1°. Los costos de la fiducia que contratará el auditor y los de constituir el patrimonio autónomo deberán reflejar precios de mercado.

Parágrafo 2°. Los valores que remuneran la inversión se calcularán dividiendo en 12 el $IAEI_COP_{IPAT}$ del año correspondiente y se actualizarán mensualmente con la variación del IPP del mes anterior al mes a actualizar con respecto del IPP del mes de diciembre del año de la declaración de la información.

Artículo 34. *Flujo de ingresos para remunerar los gastos de AOM.* En la misma resolución que se apruebe el flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión del proyecto $IPAT$, la Comisión aprobará los valores eficientes de los gastos de AOM para el proyecto $IPAT$ para cada año del período estándar de pagos al transportador, AOM_{IPAT} , determinados de conformidad con lo establecido en el artículo 32 de la presente resolución. Estos valores de AOM estarán expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

Parágrafo 1°. Los valores que remuneran el AOM se calcularán dividiendo en 12 el AOM_{IPAT} del año correspondiente y se actualizarán mensualmente con la variación del IPC del mes anterior al mes a actualizar con respecto del IPC del mes de diciembre del año de la declaración de la información.

Artículo 35. *Oficialización de ingresos para el transportador incumbente.* Mediante resolución, la Comisión aprobará los valores del flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto $IPAT$.

Parágrafo 1°. La Comisión ajustará la resolución mediante la cual se apruebe el flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión del proyecto $IPAT$, cuando sea necesario incluir el valor ajustado de inversiones, IA_{IPAT} , de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la presente resolución.

Artículo 36. *Remuneración de tramos o grupos de gasoductos donde haya proyectos de IPAT.* La remuneración de los tramos o grupos de gasoductos en los que haya proyectos $IPAT$ ejecutados por el transportador incumbente, o por terceros mediante los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, estará sujeta a las siguientes reglas:

a) El servicio de transporte en el tramo o grupo de gasoductos, k , incluido el servicio de transporte a contraflujo, estará sujeto a los cargos máximos regulados calculados como se establece en el artículo 22 de la presente resolución.

b) El ingreso total generado por la prestación del servicio del mes m lo facturará el transportador en el mes $m + 1$, así:

$$\Pi_{k,m} = \sum_{j=1}^n \left[CC_{k,j} \times (CF_{k,j} + AOM_{k,j}) \times \frac{d}{D} + CV_{k,j} \times V_{k,j} \right]$$

Donde:

$\Pi_{k,m}$: Ingreso total por la prestación del servicio de transporte del mes m en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos.

$CC_{k,j}$: Capacidad contratada a través del contrato j para el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresada en miles de pies cúbicos por día. Incluye la capacidad contratada a contraflujo.

$CF_{k,j}$	Cargo fijo pactado en el contrato j , actualizado para el año a , en el tramo o grupo de gasoductos k , y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.
$AOM_{k,j}$	Cargo fijo del contrato j que remunera los gastos de AOM aprobado por la CREG para tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.
d	Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes m .
D	Número de días del año x .
x	Año en el cual se actualizan los cargos regulados.
$CV_{k,j}$	Cargo variable pactado en el contrato j , actualizado para el año x , para tramo o grupo de gasoductos k , y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos.
$V_{k,j}$	Volumen transportado en virtud del contrato j durante el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en miles de pies cúbicos.
n	Número de contratos en el tramo o grupo de gasoductos.

c) El transportador liquidará en el mes $m+1$ el ingreso máximo por la prestación del servicio en el mes m , así:

$$IM_{k,m} = \frac{d}{D} \times [CMMP_{k,x} \times (CF_{k,x} + AOM_{k,x}) + (CV_{k,x} \times VMMP_{k,x})]$$

$IM_{k,m}$: Ingreso total máximo para el transportador por la prestación del servicio de transporte en el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos.

d : Número de días de prestación del servicio durante el mes m .

D : Número de días del año x .

$CMMP_{k,x}$: Capacidad máxima de mediano plazo para el año x utilizada para el cálculo de los cargos fijos del tramo o grupo de gasoductos k , como se establece en el Artículo 22 de la presente resolución, expresada en miles de pies cúbicos por día. En los valores de la CMMP no se considerarán los valores de los proyectos IPAT.

En la resolución mediante la cual la CREG apruebe los cargos regulados para el para tramo o grupo de gasoductos k se deberá indicar explícitamente la demanda esperada de capacidad para cada año a .

$CF_{k,x}$: Cargo fijo de la pareja 80% fijo - 20% variable aprobado por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día-año.

x : Año para el cual se actualizan los cargos regulados.

$AOM_{k,x}$: Cargo fijo que remunera los gastos de AOM aprobado por la CREG para el para tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.

$CV_{k,x}$: Cargo variable de la pareja 80% fijo - 20% variable aprobado por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos.

$VMMP_{k,x}$: Volumen máximo de mediano plazo para el año a utilizada para el cálculo de los cargos variables del tramo o grupo de gasoductos k , como se establece en el Artículo 22 de la presente resolución, expresada en miles de pies cúbicos. En los valores VMMP no se considerarán los valores de los proyectos IPAT.

En la resolución mediante la cual la CREG apruebe los cargos regulados para el respectivo tramo o grupo de gasoductos se deberá indicar explícitamente la demanda esperada de volumen para cada año x .

Donde:

$$VMMP_{k,x} = CMMP_{k,x} + 365$$

x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

d) A partir de la información de los literales b) y c) anteriores, el transportador determinará la diferencia de ingreso, $ID_{k,m}$, así:

$$ID_{k,m} = IT_{k,m} - IM_{k,m}$$

e) Si $ID_{k,m}$ es menor o igual a cero, el transportador tomará el ingreso $IT_{k,m}$.

Si $ID_{k,m}$ es mayor que cero, el transportador disminuirá este valor del costo de prestación del servicio de transporte a los remitentes beneficiarios de los proyectos IPAT construidos en el tramo o grupo de gasoductos k , en concordancia con las disposiciones definidas en la resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 1°. El gestor del mercado realizará anualmente máximo cinco auditorías aleatorias por sistema de transporte, para verificar la liquidación del $ID_{k,m}$ de cualquier mes del año y en cualquier tramo o grupo de gasoductos, k . Para esto, el transportador

deberá mantener disponible la información correspondiente para los últimos doce meses liquidados. Para estas auditorías, el gestor del mercado seleccionará auditores independientes e idóneos, y los costos de estos auditores serán asumidos por el transportador auditado.

Parágrafo 2°. En resolución aparte, la Comisión podrá establecer un mecanismo particular para determinar los cargos máximos aplicables al servicio de transporte de gas a contraflujo para transportar gas proveniente de la infraestructura de importación de gas del Pacífico de que trata la Resolución CREG 152 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 37. *Ajuste de disposiciones aplicables a proyectos de IPAT que ejecuta el transportador incumbente.* Las disposiciones establecidas en los artículos 33 a 36 de la presente resolución, se podrán ajustar cuando sea necesario para dar cumplimiento a las disposiciones adoptadas en el Decreto 2345 de 2015, por el cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, en relación con el plan de abastecimiento de gas natural. Esto incluye ajustes que se puedan requerir a las disposiciones adoptadas en la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 38. *Asignación de gastos en combustible o energía eléctrica para estaciones de compresión.* Los gastos en combustible o energía eléctrica para compresión en cada tramo o grupo de gasoductos, GEC_k , se asignarán, a cada beneficiario del proyecto definidos por la UPME de conformidad con lo establecido en la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan que se benefició del servicio de transporte prestado en proporción a las capacidades de transporte que tengan contratadas en el mes m en el tramo o grupo de gasoductos k que incluyan el punto de salida del SNT de transferencia de custodia al beneficiario definido por la UPME con base en la siguiente expresión:

$$GECR_{i,m+2} = \frac{CAPR_{i,m}}{\sum_{i=1}^n CAPR_{i,m}} \times GEC_{k,m} \times B_{UPME_{k,m}}$$

Donde:

$GECR_{i,m+2}$: Gastos en combustible y energía para estaciones de compresión a cargo del remitente i a facturar en el mes $m+2$. Este valor estará expresado en pesos colombianos corrientes.

$CAPR_{i,m}$: Suma de las capacidades máximas contratadas por el remitente i durante el mes m . Incluye todas las modalidades de contratos de transporte en el tramo o grupo de gasoductos k , definidos para efectos tarifarios. Este valor estará expresado en miles de pies cúbicos por día, kpcd.

$GEC_{k,m}$: Gastos en combustible y energía para estaciones de compresión durante el mes m asociados al tramo o grupo de gasoductos, k , definidos para efectos tarifarios. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

TR : Número total de remitentes que contrataron capacidad de transporte durante el mes m en el tramo o grupo de gasoductos, k , definidos para efectos tarifarios, bajo cualquier modalidad de contrato de transporte.

$B_{UPME_{k,m}}$: Factor ponderador para cada uno de los puntos de salida del SNT definidos por la UPME para identificar la porción del aporte de los beneficiarios en el nodo respectivo.

Parágrafo 1°. El valor $GECR$ hará parte del costo de prestación del servicio de transporte como se establece en el artículo 43 de la presente resolución, y se deberá mostrar de manera desagregada de otros costos en la factura del servicio de transporte.

Parágrafo 2°. A partir de la vigencia de la presente resolución y hasta la entrada en vigencia de los cargos aprobados con base en la metodología de la presente resolución, los transportadores deberán realizar las adecuaciones que requieran en sus sistemas de información para cumplir con lo dispuesto en la presente resolución.

Parágrafo 3°. La ecuación incluida de este artículo se podrá ajustar considerando entre otros elementos la definición de la variable $B_{UPME_{k,m}}$ cuando sea necesario para dar cumplimiento a las disposiciones adoptadas en el Decreto 2345 de 2015, por el cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, en relación con el plan de abastecimiento de gas natural.

Artículo 39. *Capacidad adicional generada por obras del plan de abastecimiento de gas natural.* Cuando se ejecuten proyectos IPAT, o proyectos a través de los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que generen aumento en la capacidad de transporte de un sistema de transporte existente, el transportador responsable de este sistema deberá determinar la capacidad final del sistema con los nuevos proyectos, así:

$$CMMP_{PAG} = CMMP + \sum_{w=1}^n CMMP_w$$

Donde:

CMMP_{PAG}: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, incluyendo proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

CMMP_w: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, de los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

CMMP: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, sin proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

w: Proyecto del plan de abastecimiento de gas natural ejecutado por el transportador o por un tercero. Puede corresponder a proyectos de IPAT o a proyectos ejecutados mediante procesos de selección.

n: Número de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por terceros.

La **CMMP_{PAG}** se debe calcular de manera separada para cada sentido o dirección del tramo o grupo de gasoductos, cuando se presente condición de contraflujo.

Parágrafo 1°. Cuando un proyecto IPAT sea desarrollado por un transportador diferente al incumbente, deberá declarar al incumbente todos los parámetros técnicos necesarios para el cálculo de la CMMP con quince (15) días calendario de anticipación a la entrada de operación del IPAT.

Parágrafo 2°. El transportador incumbente, cuando se requiera, asignará hasta el 100% de la capacidad asociada a los proyectos IPAT aplicando las disposiciones de que trata el artículo 41.

Parágrafo 3°. Cuando se requiera usar la capacidad de un proyecto IPAT para eventos de confiabilidad esta se asignará por el transportador incumbente siguiendo el procedimiento que para esos efectos trata el Decreto 1073 de 2015 o el que lo modifique o sustituya.

CAPÍTULO III

Gasoductos dedicados

Artículo 40. *Disposiciones para gasoductos dedicados.* Los gasoductos dedicados deben cumplir las siguientes disposiciones:

- Mientras sea de uso exclusivo, no requiere solicitar cargos a la CREG.
- Este gasoducto debe tener libre acceso a terceros, si técnicamente es posible considerando la demanda actual y proyectada del propietario del gasoducto dedicado.
- Si hay una solicitud de conexión de un productor comercializador, un transportador, un distribuidor o un usuario no regulado y esta es técnicamente factible el servicio deberá ser prestado por un transportador, quien deberá solicitar cargos a la CREG. En este caso, el gasoducto ya no será dedicado y pasará a ser de uso y le serán aplicables todas las disposiciones contenidas en esta resolución.

La aplicación de la disposición anterior deberá implementarse en un plazo no mayor a un año calendario contado desde que el tercero se conecte al gasoducto. Si ya hay un tercero conectado al gasoducto dedicado el plazo será de un año calendario a partir de la vigencia de la presente resolución.

d) Para el cálculo de los cargos se aplicará el procedimiento descrito en el artículo 10 y siguientes de la presente resolución. Respecto a la valoración de la inversión de gasoductos en operación se tendrá en cuenta (i) el valor en libros incluyendo la depreciación del gasoducto al momento de la definición del cargo, y (ii) el plan de inversiones para los siguientes cinco años. Los cargos así determinados estarán vigentes hasta la definición de nuevos cargos con la expedición de una nueva metodología.

CAPÍTULO IV

Negociación de cargos

Artículo 41. *Opciones para negociar cargos que remuneran inversión.* Los remitentes podrán utilizar las siguientes opciones para negociar los cargos aplicables al servicio de transporte pactado en contratos de capacidad firme, que remuneran inversión:

a) Los comercializadores que representan demanda no regulada y los usuarios no regulados podrán acogerse a cualquiera de las siguientes opciones:

- Determinación libre de cargos por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.1 de este artículo.
- Determinación de las parejas de cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.2 de este artículo.

En caso de que los remitentes y el transportador no lleguen al mutuo acuerdo previsto en los numerales anteriores, o si las partes lo convienen, deberán aplicar el procedimiento de aproximación ordinal establecido en el numeral 41.3 de este artículo, dentro de los tres (3) meses siguientes al inicio de la negociación. Para el caso de los remitentes que den aplicación a lo dispuesto en este literal en virtud de sus contratos vigentes, según lo señalado en el parágrafo 3° de este artículo, se entenderá que el inicio de la negociación se da a la entrada en vigencia de los nuevos cargos.

b) Los comercializadores que representan demanda regulada podrán determinar los cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.2 de este artículo, teniendo en cuenta que el cargo fijo deberá considerar un λ_f que sea como mínimo el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$. En caso de que no lleguen al mutuo acuerdo, o si las partes lo convienen, deberán seguir el procedimiento de aproximación ordinal, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.3 de este artículo, dentro de los tres (3) meses siguientes al inicio de la negociación. Para el caso de los remitentes que den aplicación a lo dispuesto en este literal en virtud de sus contratos vigentes, según lo señalado en el parágrafo 3° de este artículo, se entenderá que el inicio de la negociación se da a la entrada en vigencia de los nuevos cargos.

41.1. Determinación libre de cargos de transporte

Opción mediante la cual los remitentes podrán convenir libremente con el transportador los cargos o esquema de remuneración por servicios de transporte.

Las opciones comerciales que diseñe el transportador deberán ser conocidas por todos los remitentes y dar estricta aplicación al criterio de neutralidad establecido por el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, y no podrán afectar el costo del servicio de los demás usuarios de un tramo o grupo de gasoductos.

41.2. Determinación de cargos regulados por mutuo acuerdo entre las partes

Opción mediante la cual los remitentes y el transportador podrán seleccionar, libremente y de común acuerdo, las parejas de cargos regulados que se ajusten a su conveniencia, a partir de los cargos establecidos por la CREG según el artículo 22 de la presente resolución.

41.3. Determinación de cargos regulados por el procedimiento de aproximación ordinal

Opción mediante la cual los remitentes y el transportador aplican el siguiente procedimiento para establecer las parejas de cargos regulados:

- El transportador preparará una oferta que refleje sus preferencias, en orden descendente, de las diferentes parejas de cargos regulados de que trata el artículo 22 de la presente resolución.
- El remitente, en forma similar, preparará una oferta que refleje sus preferencias, en orden descendente, de las diferentes parejas de cargos regulados de que trata el artículo 22 de la presente resolución.
- El transportador y el remitente depositarán sus ofertas en urna sellada, en presencia de un tercero neutral designado de común acuerdo entre las partes.
- El tercero designado, quien obrará como secretario *ad hoc* del proceso, abrirá las ofertas y establecerá la pareja de cargos regulados a aplicar por las partes, con sujeción a las siguientes reglas:

1. Elaborará una tabla con las preferencias del transportador y del remitente, en orden descendente.

2. Iniciará el recorrido de la tabla anterior, comenzando por las parejas de cargos regulados de mayor preferencia para las partes. El secretario *ad hoc* detendrá el recorrido cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones: i) hay coincidencia en el orden de preferencia por una misma pareja de cargos regulados; o ii) se presentan dos parejas de cargos regulados en diferente orden de preferencia.

3. Si se cumple la primera de las condiciones previstas en el numeral anterior, dicha pareja de cargos regulados corresponderá a los cargos a aplicar por las partes.

4. Si se cumple la segunda condición prevista en el numeral 2 de este literal, el cargo a aplicar corresponderá al promedio de las parejas de cargos regulados en diferente orden de preferencia.

5. Del resultado de la aplicación del procedimiento descrito se elaborará un acta que será suscrita por las partes y por el secretario ad hoc.

41.3.1. Procedimiento de aproximación ordinal si el factor de carga del remitente es igual o superior a 0,5

Cuando el factor de carga promedio de un remitente durante el período tarifario $t - 1$ sea igual o superior a 0,5, para el procedimiento de aproximación ordinal, este remitente y el transportador solo podrán expresar preferencias por todas las parejas de cargos regulados disponibles en las que λ_f sea como mínimo el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$.

Cuando el valor del factor de carga no coincida con alguno de los valores de λ_f , definidos en el artículo 22 de la presente resolución, se tomará como λ_f mínimo el valor λ_f inmediatamente siguiente al valor del factor de carga.

Para el caso de nuevos remitentes en el SNT, se tendrá en cuenta el factor de carga proyectado por dicho remitente.

41.3.2. Procedimiento de aproximación ordinal si el factor de carga del remitente es inferior a 0,5

Cuando el factor de carga promedio de un remitente durante el período tarifario $t - 1$ sea inferior a 0,5, para el procedimiento de aproximación ordinal, este remitente y el transportador solo podrán expresar preferencias por todas las parejas de cargos regulados disponibles en las que λ_f sea como mínimo uno (1) menos el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$.

Cuando el valor resultante de restar el factor de carga a la unidad (1) no coincida con alguno de los valores de λ_f , definidos en el artículo 22 de la presente resolución, se tomará como λ_f mínimo el valor λ_f inmediatamente siguiente al valor resultante de restar el factor de carga a la unidad (1).

Para el caso de nuevos remitentes en el SNT se tendrá en cuenta el factor de carga proyectado por dicho remitente.

Parágrafo 1°. Para casos en los cuales el servicio de transporte cubra varios tramos de gasoducto, el porcentaje de inversión remunerado a través de cargos fijos, determinado por el procedimiento de aproximación ordinal, aplicará de manera uniforme a todos los tramos involucrados en el servicio de transporte respectivo, siempre que dichos tramos sean de propiedad de un mismo transportador.

Parágrafo 2°. Las parejas de cargos regulados, independientemente del porcentaje de inversión remunerado a través del cargo fijo, otorgarán derechos de capacidad firme por el 100% de la capacidad contratada.

Parágrafo 3°. Aquellos remitentes con contratos vigentes darán aplicación a las opciones definidas en este artículo para, de acuerdo con lo pactado en los respectivos contratos, establecer las parejas de cargos y su respectivo valor. La aplicación de las opciones previstas en el presente artículo se dará en aquellos casos donde las partes, en sus contratos firmes de transporte, previeron cambiar las fracciones fija y variable de los cargos pactados (i.e. variables λ_f y λ_v del numeral 22.3 del artículo 22 de la presente resolución). En este sentido, el valor de la nueva pareja de cargos o fracción fija y variable determinada con el procedimiento previsto en el presente artículo, se ajustará al valor que sea aprobado de acuerdo con la aplicación de la presente metodología (variables CFI_{t,λ_f} y CVI_{t,λ_v}) del numeral 22.3 del artículo 22 de la presente resolución) en caso de que las partes así lo hayan previsto en el contrato.

Artículo 42. *Determinación de los cargos que remuneran gastos de AOM.* Los contratos entre transportadores y remitentes deberán prever el pago, por parte de los remitentes, de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM, determinados de acuerdo con el artículo 22 de la presente resolución.

**CAPÍTULO V
Aplicación de cargos**

Artículo 43. *Aplicación de cargos por el servicio de transporte.* La remuneración del servicio de transporte de gas natural se basará en un esquema de cargos de paso, consistente en la suma de los cargos correspondientes a cada tramo o grupo de gasoductos comprendidos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas de cada remitente. Los transportadores harán la liquidación mensual del servicio de transporte de acuerdo con lo establecido en el Capítulo VI de la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, aplicando las siguientes expresiones:

43.1. Remitentes que no se benefician de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAG. Para el caso de remitentes que no se benefician de proyectos de PAG, se aplicarán las siguientes expresiones:

$$CT_i = \sum_k Ct_k$$

$$Ct_k = Cc \times (CFI_{t,\lambda_f} + CFAOM_x) \times \frac{d}{D} + CVI_x \times Vt + GEC + ICPT$$

Donde:

- CT_i : Costo de prestación del servicio de transporte para el remitente i que no se benefician de proyectos de IPAT, expresado en pesos colombianos en el año x .
- Ct_k : Costo por el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- k : Número de tramos o grupos de gasoductos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas de cada remitente.
- GEC : Gastos en combustible o energía para estaciones de compresión, como se define en el Artículo 18 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- Cc : Capacidad contratada, expresada en kpcd.
- CFI_x : Cargo $(CFI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
- $CFAOM_x$: Cargo fijo de AOM aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.2 de la presente resolución.
- d : Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes m de prestación del servicio.
- D : Número de días del año x .
- x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.
- CVI_x : Cargo $(CVI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
- Vt : Volumen transportado al remitente durante el período de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.
- $ICPT$: Ingresos de corto plazo para el transportador, tal como se definen en el Artículo 2 de la presente resolución.

43.2. Remitentes que se benefician de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAG. Para el caso de remitentes que se benefician de proyectos de PAG se aplicarán las siguientes expresiones:

$$CT_{i\mu} = CTR_{i\mu} - CTC_{i\mu}$$

$$CTR_{i\mu} = \sum_k Ct_k + PBat_{PAG,m,\lambda_j}$$

$$Ct_k = Cc \times (CFI_x + CFAOM_x) \times \frac{d}{D} + CVI_x \times Vt + GEC + ICPT$$

$$CTC_{i\mu} = CTR_{i\mu} * (FIC)$$

Donde:

- $CT_{i\mu}$: Costo de prestación del servicio de transporte para remitentes que se benefician de proyectos de IPAT, expresado en pesos colombianos.
- FIC : Fracción de ingresos por el servicio de transporte del mes m .
- $CTR_{i\mu}$: Costo de prestación del servicio de transporte al remitente $i\mu$, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- $CTC_{i\mu}$: Valor que se disminuye del costo de prestación del servicio según se define en el literal e) del Artículo 36 de la presente resolución, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- Ct_k : Costo por el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- k : Número de tramos o grupos de gasoductos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas de cada remitente.
- GEC : Gastos en combustible o energía para estaciones de compresión, como se define en el Artículo 18 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- $PBat_{PAG,m,\lambda_j}$: Valor a facturar en el mes $m + 1$, del sistema de transporte λ , por los servicios prestados en el mes m , al beneficiario j . Valor expresado en pesos colombianos.
- Cc : Capacidad contratada, expresada en kpcd.
- CFI_x : Cargo $(CFI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
- $CFAOM_x$: Cargo fijo de AOM aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.2 de la presente resolución.
- d : Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes m .
- D : Número de días del año x .

$CVI_{i,t}$	Cargo ($CVI_{i,t}$) _t aplicable en el año a , como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
$V_{t,i}$	Volumen transportado al remitente durante el periodo de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.
x	Año en el cual se actualizarán los cargos regulados.
$ICPT$	Ingresos de corto plazo del transportador como se definen en el Artículo 2 de la presente resolución.

Parágrafo 1°. En los proyectos del PAG distintos a IPATs, los ingresos de corto plazo, definidos en el artículo 19 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, incluirán los valores recaudados por concepto de ejecución de garantías exigidas en el proceso de comercialización de los servicios asociados a los proyectos.

Parágrafo 2°. Cuando la CREG apruebe o haya aprobado cargos que debe asumir toda la demanda del respectivo sistema de transporte, según lo establecido en el parágrafo 2° del artículo 22 de la presente resolución, y una determinada cantidad de gas natural sea transportada bajo diferentes contratos mediante los cuales se haya contratado capacidad de diferentes tramos o grupos de gasoductos, la remuneración que recibirá el transportador por concepto de estos cargos se calculará con base en los cargos pactados en cada contrato, ponderados por la longitud de gasoducto involucrado en el respectivo contrato. El factor de ponderación será calculado como el cociente entre la longitud de los tramos o grupos de gasoductos utilizados bajo el respectivo contrato para transportar la cantidad de gas, y la longitud total de los tramos o grupos de gasoductos utilizados para transportar dicha cantidad desde el punto de entrada hasta el punto de salida. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos en las resoluciones particulares de cargos.

Parágrafo 3°. La Comisión podrá ajustar el presente artículo, con el fin de incluir el pago al transportador, cuando se establezca el mecanismo para remunerar a los transportadores que realicen la liquidación, actualización, facturación, recaudo y transferencia de los pagos mensuales para el transportador incumbente que ejecute proyectos IPAT, o para el adjudicatario cuando se trate de proyectos ejecutados mediante los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 4°. La remuneración del adjudicatario de los proyectos IPAT en lo que corresponde al saldo después descontar los ingresos por los servicios prestados se determinará en resolución aparte.

CAPÍTULO VI

Ejecución de extensiones tipo I

Artículo 44. *Ejecución de extensiones de la red tipo I de transporte.* Con el objeto de realizar cualquier extensión de los gasoductos de la red tipo I de transporte de gas natural a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, distintos a (i) gasoductos de proyectos del PAG, (ii) los gasoductos de conexión que se ejecuten mediante los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 033 de 2018 o aquellas que la modifiquen o sustituyan; (iii) los gasoductos que se ejecuten mediante el mecanismo de *Open Season* adoptado en la Resolución CREG 155 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; y (iv) los gasoductos dedicados, se aplicará el siguiente procedimiento con el fin de obtener información sobre los interesados en el proyecto de red Tipo I, para garantizar que el mismo se realice de manera eficiente y al mínimo costo, y aprobar los respectivos cargos por uso:

a) Cualquier transportador interesado en ejecutar un tramo o un grupo de gasoductos de la red tipo I de transporte podrá presentar solicitud de cargos regulados a la Comisión. Esta solicitud tarifaria se tramitará de la siguiente forma:

1. El transportador radicará en las oficinas o según el mecanismo que disponga la Comisión un primer sobre, marcado como Sobre No. 1, el cual contendrá la descripción del proyecto: i) identificación de la demanda a atender en MPCD, correspondiente a los usuarios no regulados y mercados relevantes de distribución; ii) las cantidades máximas de gas que se esperan extraer a lo largo del proyecto, especificando los sitios (i.e. km de recorrido del gasoducto desde su punto de inicio) en los cuales se extraerán estas cantidades sin utilizar o hacer uso del SNT existente una vez se retira el gas del gasoducto en cuestión. Las cantidades deberán estar expresadas en kpcd; iii) sitio aproximado del punto de salida del SNT y tramo de gasoducto del SNT del cual se derivaría el nuevo tramo o grupo de gasoductos de red tipo I del SNT; iv) soporte de la solicitud e inicio del trámite de licenciamiento ambiental del proyecto, en los términos del artículo 2.2.2.3.6.1 del Decreto 1076 de 2015 o aquel que lo modifique adicione o sustituya; v) haber informado a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), sobre las características del proyecto frente al cual se lleva a cabo la solicitud tarifaria.

Adicionalmente, mediante comunicación separada, y en el mismo momento de presentar el Sobre No 1, el transportador interesado deberá reportar a la Comisión la información con la caracterización del gasoducto objeto del proyecto de acuerdo con lo previsto en el Anexo 2 de la presente resolución. Dicha información hará parte del expediente administrativo, pero estará sujeta a reserva, y la misma será de acceso público una vez se haga lectura de los sobres de acuerdo con el acto público a que hace referencia el literal e) del presente artículo.

2. El transportador preparará un segundo sobre, marcado como Sobre No. 2, que contendrá la siguiente información relacionada con el cálculo de los cargos propuestos para el proyecto definido en el numeral anterior, y será presentado por el proponente en los términos del literal b) del presente artículo:

- i. Valor de la inversión en el proyecto en pesos colombianos de la fecha base.
- ii. Descripción detallada del gasoducto de acuerdo con lo establecido en el Anexo 2 de la presente resolución.
- iii. Pares de cargos según los valores de λ_f y λ_v calculados como se establece en el artículo 22 de la presente resolución.
- iv. Cargo fijo, $CFAOM$, que remunera los gastos de AOM asociados a la inversión, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.
- v. El cargo equivalente, CE, calculado así:

$$CE = CF + CFAOM'$$

Donde:

CE :	Cargo equivalente, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.
CF :	Pareja de cargos en la que λ_f es igual a 1.
$CFAOM'$:	Cargo Fijo AOM expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

vi. Archivo con la simulación y memorias de cálculo, en las que utilizando modelos de dinámica de fluidos se pueda establecer que la capacidad máxima de mediano plazo del proyecto propuesto, determinada como se establece en el Anexo 5 de la presente resolución, permite atender la demanda identificada. Esta simulación debe contener el archivo fuente y los resultados, así como todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, y deberá considerar el perfil de demanda, las características de longitud y diámetro del proyecto, presiones de recibo y extracciones en cada punto de entrada y salida a lo largo del gasoducto de acuerdo con lo previsto en la regulación, así como la cromatografía del proyecto.

3. El transportador preparará un tercer sobre, marcado como Sobre No. 3, que contendrá la información de que tratan los artículos 18 y 21 de la presente resolución. Este sobre solo se abrirá en caso de que ocurra el escenario previsto en el literal g) de este artículo.

b) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la solicitud tarifaria a que hace referencia el numeral 1 del literal a) del presente artículo, y una vez verificado que el Sobre No. 1 de que la solicitud contiene la información requerida, la Comisión publicará la información de dicho sobre, mediante circular.

La Comisión, mediante circular, fijará la fecha en la que, en acto público, el transportador deberá depositar el sobre No 2. En el evento en que no llegue a ser depositado el sobre No 2 del transportador, y si durante el lapso de los dos meses a que hace referencia el literal c) del presente artículo no se presentan sobres de otros proponentes, la Comisión podrá, con base en lo dispuesto en el artículo 18 y el numeral 11 del artículo 9° de la Ley 1437 de 2011, y en la medida que sea identificada una demanda que deba ser atendida, aprobar de oficio un cargo de transporte, con el fin de que cualquier transportador pueda llevar a cabo la ejecución del gasoducto para la atención del mercado previsto para el efecto, reflejando una correcta aplicación de los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y su aplicabilidad en la metodología de transporte de gas natural.

La Comisión dispondrá de una urna sellada y debidamente marcada para este proceso, donde se depositarán los sobres No 2.

c) Durante el término de dos meses, contados a partir de la publicación de la información del sobre No. 1, se recibirán solicitudes de otros transportadores interesados en ejecutar el proyecto descrito en la circular correspondiente. Estas solicitudes deberán presentarse en sobre cerrado y contendrán la información relacionada en el numeral 2 del literal a) del presente artículo.

Estos sobres se depositarán en la urna sellada dispuesta para el proceso. Estas solicitudes no contendrán los Sobres Nos. 1 y 3 a los que se hace referencia en el literal a) del presente artículo. La demás información hará parte del correspondiente expediente administrativo.

d) Una vez la Comisión reciba una solicitud tarifaria para un tramo o grupo de gasoductos de la red tipo I, no tendrá en cuenta solicitudes posteriores, distintas a las señaladas en el literal c) anterior, con las que se busque atender la demanda previamente identificada. En tal caso, la Comisión le indicará a los solicitantes que ya existe solicitud sobre dichos gasoductos y que se surtirá el proceso regulatorio previsto.

e) Transcurridos los dos (2) meses de publicación, y dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes, la Comisión abrirá en un acto público los sobres depositados en la urna por parte de los proponentes, y hará una lectura de la información de cada transportador según lo definido en el numeral 2 del literal a) del presente artículo. De este acto quedará acta donde se indicarán los participantes y la información reportada por cada transportador según lo definido en el numeral 2 del literal a) del presente artículo.

Una vez terminado el acto público, la Comisión establecerá si los sobres de los proponentes cumplen con la totalidad de la información prevista en el numeral 2 del literal a) del presente artículo. Así mismo, establecerá si efectivamente las propuestas permiten

atender la demanda identificada de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 1 del literal a) del presente artículo.

Cuando esta información no se encuentre completa o se establezca que el proyecto no permite atender la demanda identificada, la Comisión declarará que el contenido y la información allegada en el Sobre No 2 por parte de alguno de los proponentes no fue presentada en los términos previstos en el presente artículo o que la misma no permite definir un cargo en los términos del literal f) presente artículo.

f) Si en el proceso hubo dos (2) o más transportadores que no tienen interés económico entre sí, frente a los cuales las propuestas del Sobre No. 2 no se hayan declarado inválidas en los términos del literal anterior, la Comisión aprobará, mediante resolución de carácter particular, los cargos del solicitante que haya presentado el menor valor del cargo equivalente, *CE*. Estos cargos de transporte serán independientes para cada tramo o grupo de gasoductos de red tipo I, según el caso. Los cargos estarán vigentes por un período de veinte (20) años, período condicionado a lo establecido en el literal h) del presente artículo. Finalizado este período, a estos activos se les aplicará la metodología que esté vigente para remunerar la actividad de transporte de gas.

El interés económico se deberá entender en la forma como se define en el artículo 6° de la Resolución 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

g) Si dentro de este procedimiento solo se presenta una solicitud tarifaria frente a la cual el Sobre No. 2 no se haya declarado inválido, o en el evento en que las propuestas del Sobre No. 2 se hayan declarado inválidas en los términos del literal anterior, y se identifique por parte de la Comisión, a partir de la información del expediente tarifario, la existencia de una demanda que debe ser atendida, con base en lo dispuesto en el artículo 18 y el numeral 11 del artículo 9° de la Ley 1437 de 2011, la Comisión de oficio aprobará, mediante resolución de carácter particular, los cargos regulados aplicando la metodología de cálculo de cargos regulados aplicando el artículo 9° y siguientes. Con estos cargos cualquier transportador pueda llevar a cabo la ejecución del gasoducto para la atención del mercado previsto para el efecto, reflejando una correcta aplicación de los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y su aplicabilidad en la metodología de transporte de gas natural. Los cargos estarán vigentes por el período tarifario *t*; finalizado este período, a estos activos se les aplicará la metodología que esté vigente para remunerar la actividad de transporte de gas.

h) El transportador que haya presentado la solicitud para realizar la extensión con el menor valor del cargo equivalente, *CE*, al cual se le hayan aprobado los cargos según lo previsto en el literal f) anterior, deberá publicar el cronograma del proyecto en su página web, y deberá mantener actualizada la información sobre el avance del mismo. Si transcurridos doce (12) meses desde que haya quedado en firme el ajuste de los cargos regulados, este transportador no ha iniciado la construcción del gasoducto, quedará sin efectos la resolución mediante la cual se aprobaron los cargos regulados en los términos del numeral 4 del artículo 91 de la Ley 1437 de 2011 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, salvo que el agente demuestre que no inició la construcción por no haber sido expedida la licencia ambiental por razones ajenas al mismo.

Se entenderá que el transportador no ha iniciado la construcción del gasoducto doce (12) meses después de que haya quedado en firme el ajuste de los cargos regulados, si al finalizar este plazo no ha concluido los diseños, no ha obtenido la licencia ambiental, no ha adquirido tubería y no ha iniciado las obras de ingeniería necesarias y asociadas para poner en operación el gasoducto.

i) Dentro de la inversión del nuevo tramo o grupo de gasoductos de red tipo I de transporte se debe incluir la estación de transferencia de custodia entre transportadores, tal como se establece en el RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o sustituyan. En esta situación, el transportador al cual se conectará el nuevo proyecto debe indicar, en forma desagregada y soportada, a todos los transportadores interesados en participar en este procedimiento, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al requerimiento realizado por los mismos, los costos eficientes de conexión, para que sean incluidos en las solicitudes de los interesados en ejecutar el proyecto. El no suministro o el suministro inoportuno de esta información será informado a la autoridad competente.

Parágrafo 1°. El procedimiento previsto en este artículo se adelantará para los propósitos previstos en los artículos 14.12 y 92 de la Ley 142 de 1994. Por tanto, tendrá como objetivos específicos obtener información sobre los interesados en el proyecto, garantizar que el mismo se realice al mínimo costo y aprobar los respectivos cargos por uso, y no tendrá como fin seleccionar a un contratista ni celebrar contrato alguno con el Estado.

Parágrafo 2°. Los proyectos asociados a inversiones en aumento de capacidad no serán considerados extensiones de la red tipo I de transporte.

Parágrafo 3°. En el caso de que el contenido de los sobres no corresponda la descripción definida en este artículo, se considerará que no presentó oferta.

CAPÍTULO VII

Estaciones reguladoras de puerta de ciudad en transporte

Artículo 45. *Estaciones reguladoras de puerta de ciudad, ERPC, incluidas en los cargos de transporte.* Para aquellas *ERPC* que hayan sido incluidas y remuneradas en la base de activos del respectivo sistema de transporte, y que hayan cumplido su vida útil normativa, o que cumplan su vida útil normativa dentro de los cinco años siguientes a

entrada en vigencia de la presente resolución, y que no hayan sido incluidas dentro de una solicitud tarifaria de cargos de distribución de gas combustible atendiendo lo dispuesto en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, como parte de un programa de reposición de activos, se aplicará lo siguiente:

a) El distribuidor que se beneficie de la respectiva *ERPC* y el transportador responsable del sistema de transporte del cual se derive la *ERPC* acordarán quién asume la responsabilidad de la estación, entendida esta como la obligación de mantenerla disponible, en operación o ampliarla, y con destino a la prestación del servicio público domiciliario. En este caso, la remuneración será como sigue:

i. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de transporte si el transportador asume la responsabilidad de la estación. Estos valores harán parte del grupo de gasoductos ramales en aquellos sistemas donde aplique, o del tramo de gasoducto del cual se derive la estación cuando no haya grupo de gasoductos ramales.

ii. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de distribución bajo los principios que remuneran los activos de dicha actividad, si el distribuidor que se beneficie de la estación asume la responsabilidad de la misma. Estos valores se incluirán en la base de activos y de gastos del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC*.

iii. El agente que asuma la responsabilidad de la estación deberá informarlo a la Comisión y solicitar el ajuste de cargos de transporte o de distribución derivado de la *ERPC* asociada a un tramo o grupo de gasoductos que cumplieron su vida útil normativa. Esta solicitud deberá realizarse dentro del término establecido en el artículo 8° de la presente resolución y en el formato conjunto establecido en el Anexo 9 de la presente resolución.

b) En caso de que el distribuidor que se beneficie de la respectiva *ERPC* y el transportador responsable del sistema de transporte del cual se derive la *ERPC* no presenten el formato establecido en el Anexo 9 de la presente resolución manifestando el acuerdo sobre quién asume la responsabilidad de la estación, dentro de los tres (3) meses siguientes a la expedición de la presente resolución, se aplicará lo siguiente:

i. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de transporte si el cargo de distribución vigente del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC* se incrementa en más del 10% al incluir en la base de activos y de gastos de este mercado relevante el valor de reposición a nuevo y los gastos de la *ERPC*. En este caso, el valor a reconocer y los gastos de *AOM* harán parte del grupo de gasoductos ramales en aquellos sistemas donde aplique, o del tramo de gasoducto del cual se derive la estación cuando no haya grupo de gasoductos ramales.

ii. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de distribución si el cargo de distribución vigente del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC* se incrementa hasta un 10% al incluir en la base de activos y de gastos de este mercado relevante el valor de reposición a nuevo y los gastos de *AOM* de la *ERPC*. En este caso, el valor a reconocer y los gastos de *AOM* se incluirán en la base de activos y de gastos del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC*.

iii. La Comisión ajustará de oficio los cargos de transporte o de distribución según corresponda.

Parágrafo 1°. Las *ERPC* que hayan sido incluidas y remuneradas en la base de activos del respectivo sistema de transporte, y que hayan cumplido su vida útil normativa, o que cumplan su vida útil normativa dentro de los cinco años siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberán ser declaradas por el transportador y el distribuidor beneficiario dentro del término establecido en el artículo 8° de la presente resolución, y en el formato conjunto establecido en el Anexo 10 de la presente resolución.

Parágrafo 2°. El valor de reposición a nuevo y el valor a reconocer por *ERPC* y sus gastos de *AOM* se determinarán como se establece en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013, modificado por la Resolución CREG 138 de 2014, o aquellas que los modifiquen o sustituyan. El valor a reconocer en transporte se convertirá a pesos colombianos de la fecha base utilizando el Índice de precios al Productor Oferta Interna.

Parágrafo 3°. Los cargos de distribución o de transporte se ajustarán en los momentos determinados en el artículo 24 de la presente resolución, para dar aplicación a las disposiciones establecidas en el presente artículo.

Parágrafo 4°. Los transportadores y los distribuidores deberán incluir en el formato conjunto del Anexo 10 de la presente resolución las *ERPC* que estaban incluidas y remuneradas en la base de activos del sistema de transporte, y que a la entrada en vigencia de la presente resolución no están incluidas, ni en la base de activos de transporte, ni en la de distribución de gas natural.

Parágrafo 5°. En el caso de una *ERPC* que haya sido remunerada en la actividad de transporte y pase a ser remunerada en distribución de gas natural, el valor a reconocer por parte del distribuidor al transportador estará acotado a lo establecido en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013.

Parágrafo 6°. La Comisión utilizará en el análisis la mejor información disponible además de la declarada por el transportador. En el caso de que el transportador no cuente con la información relacionada con los costos, la Comisión utilizará el valor eficiente y

podrá tener en cuenta el valor contable en libros declarado por el transportador, para lo cual el transportador deberá presentar los respectivos soportes.

TÍTULO IV DISPOSICIONES FINALES

Artículo 46. *Otras disposiciones.* i) Cuando en el artículo 1°, de la Resolución CREG 141 de 2011 se haga referencia a los artículos 8°, y 9° de la Resolución CREG 126 de 2010 debe entenderse a que se hace referencia a los artículos 18, y 21 de la presente resolución. ii) Cuando en el artículo 2°, de la Resolución CREG 141 de 2011 se haga referencia al párrafo 4° artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010 debe entenderse a que se hace referencia al párrafo 7° del artículo 13 de la presente resolución iii) Cuando en el artículo 3°, de la Resolución CREG 141 de 2011 se haga referencia al literal f) artículo 24 de la Resolución CREG 126 de 2010 debe entenderse a que se hace referencia al literal f) del artículo 44 de la presente resolución.

Artículo 47. *Derogatorias.* La presente resolución deroga la Resolución CREG 126 de 2010, así como aquellas que la modifiquen, el artículo 4° de la Resolución CREG 090 de 2016, y el párrafo 5° del artículo 15 y el párrafo 2° del artículo 19 de la Resolución CREG 185 de 2020, así como aquellas que le sean contrarias.

Artículo 48. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 8 de octubre de 2021.

El Presidente,

Diego Mesa Puyo,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Jorge Alberto Valencia Marín.

Anexo 1. Valoración de inversiones en gasoductos, estaciones de compresión y otros activos

1 Mecanismo de valoración

Para establecer el valor a reconocer por inversiones en gasoductos, estaciones de compresión y otros activos se utilizará el siguiente procedimiento, y en el mismo orden:

i. La Comisión realizará la revisión de la información para verificar que permita realizar la estimación del valor de referencia correspondiente. Como parte de esta revisión, se verificará si las características de los activos a valorar se encuentran dentro del rango de aplicación de los modelos de valoración de la Comisión para gasoductos y estaciones de compresión.

ii. Se determinará un valor de referencia con base en el modelo de valoración descrito en el numeral 2 del presente anexo para gasoductos, y en el numeral 3 para estaciones de compresión.

En el caso de activos distintos a gasoductos o estaciones de compresión, la comisión podrá contratar un Auditor para llevar a cabo la valoración de los activos, cuyo insumo podrá ser utilizado dentro de la estimación del valor de referencia y en las demás actividades que considere la Comisión.

La Comisión podrá aplicar costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga para determinar el valor a reconocer, si a partir de otra información disponible, la Comisión, en el marco del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, identifica que el valor de referencia determinado según lo dispuesto en el inciso anterior puede trasladar costos ineficientes al usuario en los cargos de transporte, o dejar de reconocer costos eficientes al transportador.

iii. En caso de que los activos a valorar se encuentren por fuera de los rangos de aplicación de los modelos de valoración de gasoductos y de estaciones de compresión con que cuenta la Comisión, se recurrirá a otras fuentes de información, con el objetivo de contar con la mejor estimación posible de la valoración de estos activos.

iv. Si el valor solicitado por el agente en el Anexo 2 de la presente resolución es menor o igual al valor determinado por la Comisión, el valor de referencia será el valor solicitado por el agente.

v. Una vez construido el activo se realizará la comparación entre el valor de referencia determinado en el literal ii, con el valor real declarado por el agente en el Anexo 3 de la presente resolución. La determinación del valor a reconocer en cargos se realizará mediante la comparación del valor real y del valor estimado, aplicando la banda de ajuste descrita mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Valor a reconocer} = \begin{cases} \text{Banda de ajuste} \\ \text{Est} - \frac{\text{Est} - \text{Real}}{2} & \text{si } \text{Real} \leq \text{Est} \\ \text{Est} + \frac{\text{Real} - \text{Est}}{2} & \text{si } \text{Est} < \text{Real} \leq 1,3 \times \text{Est} \\ 1,15 \times \text{Est} & \text{si } \text{Real} > 1,3 \times \text{Est} \end{cases}$$

Donde:

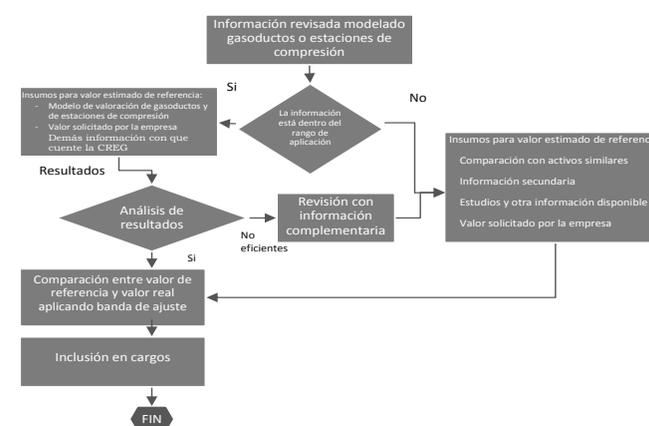
Valor a reconocer: Valor ajustado de la inversión que será incluido dentro de los cargos de transporte. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

Est: Valor estimado mediante los modelos de valoración para gasoductos y estaciones de compresión de la Comisión o mediante la mejor información disponible, considerando lo establecido en el literal ii) del numeral 1 del presente anexo. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

Real: Valor real del activo determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

El proceso se puede resumir en la siguiente figura:

Figura 1. Mecanismo de valoración



2 Modelo de valoración de gasoductos de referencia

En este numeral se presenta el modelo de valoración que recoge las principales variables que determinan el costo de un gasoducto.

El modelo parte de valores estándar de gasoductos que tienen las condiciones constructivas más sencillas. Luego, a partir de multiplicadores, estas condiciones constructivas se ajustan a las condiciones a las que estarían expuestos. Por otro lado, en los cruces especiales, dada su complejidad específica en su desarrollo y valoración, se han calculado valores unitarios para los diferentes tipos de cruces.

En este anexo se explican los detalles del modelo que permitan a los agentes replicar su modelamiento para valorar gasoductos.

Para el entendimiento del modelo de valoración, se debe tener en cuenta que se utiliza como separador de miles el punto (.) y la coma (,) para los decimales.

2.1 Fuentes de información

El modelo de valoración de gasoductos toma elementos del modelo desarrollado por la Comisión en 2012, para estimar el valor eficiente de gasoductos que entraron en los cargos adoptados mediante las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011.

El modelo, además, se alimenta en su estructuración de análisis tomados de los resultados de los estudios:

- Expert report: pipeline variable assessments: nit-900-034-993-1 – base cost of 50 kilometers 4- inch pipeline built in good conditions with variable assessments(International Construction Consulting, 2014).
- Expert report: pipeline system useful life and Valuations; contract 2015-190”(International Construction Consulting, 2015).
- Factores multiplicadores para trazado de ductos por media ladera(TIPIEL, 2017b).
- Costos de construcción para cruces subfluviales, aéreos y sísmicos(TIPIEL, 2017a).
- Valores de gasoductos que cumplieron la vida útil normativa (Tipiel 2019)

Además, se tomó información de la circular CREG 028 de 2017, en la cual se recogió información de los costos de inversión de los agentes transportadores en gasoductos bajo las siguientes características:

- Inclinación del gasoducto en todo el trazado: entre 0% y 5%
- Tipo de suelo en todo el trazado: arcilloso
- Tipo de vegetación en todo el trazado: estepa seca

- d) 'Class location' en todo el trazado: tipo I
- e) En el trazado no se requieren técnicas de manejo de nivel freático
- f) En el trazado no hay cruces de cuerpos de agua
- g) En el trazado no hay cruces sísmicos
- h) En el trazado no se utilizan técnicas constructivas de doble junta
- i) Para diferentes longitudes desde 100m hasta 150 kms
- j) Diámetros desde 2" a 36", dicha información fue remitida por las empresas:

Las siguientes empresas remitieron información:

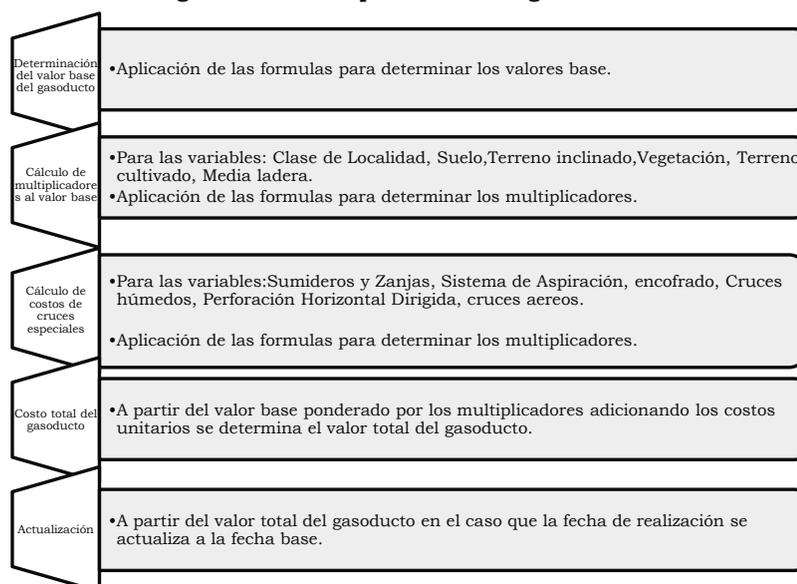
- a) Coinogas
- b) Progasur
- c) Promigas
- d) Promioriente
- e) TGI
- f) Transmetano

Los valores base, considerando la fecha de reporte de la circular CREG 028 de 2017, están definidos a diciembre de 2016.

2.2 Proceso para valorar los gasoductos

El Proceso para determinación la valoración de gasoductos se puede resumir en la siguiente figura:

Figura 2-1 Proceso para valorar los gasoductos



Fuente: CREG.

2.3 Valor base (V_{b0})

El valor base se obtuvo de varias fuentes de información descritas en el numeral 2.1, así como las valoraciones de gasoductos que cumplieron su vida útil normativa - VUN, valorados por Tipiel 2019. A partir de dicha información, se hicieron las regresiones respectivas y se determinaron las ecuaciones que permiten caracterizar el valor base.

Para determinar el valor base se debe consultar el valor incluido en Tabla 2-1. El valor base se calcula así

$$V_{b_0} = (a_{\phi} \times l_{base}^{-b_{\phi}})$$

Donde:

- V_{b0}: Valor base [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- a_φ: Coeficiente ver en matriz de valores base. Ver Tabla 2-1.[USD/m]
- b_φ: Coeficiente ver en matriz de valores base. Ver Tabla 2-1.[adimensional]

l_{base}: Longitud del gasoducto a valorar [m].⁴
 φ: Diámetro. [pulgadas].

En la Tabla 2-1 se presentan los coeficientes para calcular el valor base:

Diámetro φ [inch]	a _φ	b _φ
2	145,740	0,058
3	142,870	0,070
4	140,870	0,079
6	138,100	0,091
8	136,160	0,100
10	134,680	0,107
12	133,480	0,112
14	132,470	0,117
16	131,610	0,121
18	130,850	0,125
20	130,180	0,128
22	129,570	0,131
24	129,020	0,134
26	128,510	0,136
28	128,050	0,138
30	127,610	0,140
32	127,210	0,142
34	126,830	0,144
36	126,480	0,146

Fuente: Análisis Propios CREG.

2.4 Inclusión de costos ambientales sociales, de contingencia y de abandono -V_{b1}

Ahora es necesario incluir los costos ambientales, sociales y de contingencia, los cuales se incluyen mediante la siguiente expresión:

$$V_{b_1} = V_{b_0} \times (1 + C_{SA} + C_{aba} + C_{con})$$

Donde:

- V_{b1}: Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- C_{SA}: Porcentaje costos asociados con la parte social y ambiental. Ver Tabla 2-2.
- C_{aba}: Porcentaje costos de abandono. Ver Tabla 2-2.
- C_{con}: Porcentaje contingencia. Ver Tabla 2-2.

Porcentaje Costos asociados con la parte social y ambiental -Csa	5,000%
Porcentaje Costos de abandono - Caba	3,310%
Porcentaje Contingencia - Ccon	6,610%

⁴ La longitud considerada en la ecuación no debe contener la longitud de los cruces especiales.

Porcentaje total social ambiental, abandono y contingencia	14,920%
--	---------

Fuente: Análisis Propios CREG a partir de valoraciones Tipiel para activos que cumplieron VUN.

2.4.1 Costos adicionales o ahorros por variación en el precio de combustible V_{b2}

El valor de la obra civil de los gasoductos depende, entre otras cosas, del costo del combustible que utilizan las maquinarias en la construcción. En esta parte se incluye la variación del precio del combustible utilizado teniendo en cuenta el valor de referencia del ACPM (cb1). Para ello, se utilizan las siguientes ecuaciones que permiten determinar el valor base afectado por el precio del combustible:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } V_{comb} = Cb1 \quad V_{b_2} = V_{b_1} \\ \text{Si } V_{comb} \neq Cb1 \quad V_{b_2} = V_{b_1} \times [1 + (V_{comb} - Cb1) \times (cc \cdot diam^3 + cd \cdot diam^2 + ce \cdot diam + cf)] \end{array} \right\}$$

Donde:

- V_{b2}: Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- V_{b1}: Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- V_{comb}: Valor del ACPM en Colombia al usuario final en USD por galón estimado para la fecha de puesta en operación del proyecto en USD/galón diciembre de 2016.
- Cb1: Valor del ACPM considerando en el modelo 4,5 USD/galón.
- cc: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- cd: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- ce: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- cf: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.

En la Tabla 2-3 se presentan los coeficientes de las ecuaciones, así como el diámetro al cual se le puede aplicar la ecuación en términos de diámetros

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor
Variación precio Combustible:	2<=diam<=36	cb1_	4,500000
		cc	0,000010
		cd	-0,000600
		ce	0,007900
		cf	0,010200

Fuente: Análisis Propios CREG.

2.5 Variables de modelamiento de complejidades en el trazado

En la siguiente matriz se presentan las variables incluidas en el modelamiento.

Variable	Alternativas en el modelamiento de complejidad						
Localidad Clase	Localidad Clase 1	Localidad Clase 2	Localidad Clase 3	Localidad Clase 4			
Suelo	Arcilloso	Arenoso	Rocoso				
Terreno inclinado	0%-5%	5%-10%	10%-15%	15%-20%	20%-25%	más de 25%	
Vegetación	Tundra	Bosque Templado	Selva Subtropical	Desierto Árido	Estepa Seca	Sabana	Selva Tropical Tundra Alpina
Cruces cuerpos de agua	Perforación Horizontal Dirigida	CruceAéreo	Zanja				
Nivel freático	Sumideros y Zanjas	Sistema de Aspiración	Ataguías				
Otras Variables	Cruces sísmicos						
	Doble junta						
	Terreno cultivado						
Media ladera	15%	25%	35%				
Costos efecto combustible	Ajustes en el valor de combustible (4,5 USD por galón)						
Costos de conexiones	Diámetros 2" - 36"						

Fuente: CREG.

2.5.1 Incluir el efecto de los multiplicadores en el valor gasoducto Vb_3

Para determinar los multiplicadores a aplicar al valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible - Vb_2 se aplica la siguiente expresión:

$$Vb_3 = Vb_2 \cdot \left[\frac{M_{SA} \cdot l_{SA} + M_{SAre} \cdot l_{SAre} + M_{Sroc} \cdot l_{Sroc} + M_{vtun} \cdot l_{vtun} + M_{vBtem} \cdot l_{vBtem} + M_{vSsub} \cdot l_{vSsub} + M_{SAri} \cdot l_{SAri} + M_{SES} \cdot l_{SES} + M_{vsab} \cdot l_{vsab} + \dots}{l_{SA} + l_{SAre} + l_{Sroc} + l_{vtun} + l_{vBtem} + l_{vSsub} + l_{SAri} + l_{SES} + l_{vsab} + \dots} + \frac{M_{vstrop} \cdot l_{vstrop} + M_{vta} \cdot l_{vta} + M_{CL1} \cdot l_{CL1} + M_{CL2} \cdot l_{CL2} + M_{CL3} \cdot l_{CL3} + M_{CL4} \cdot l_{CL4} + M_{Tcul} \cdot l_{Tcul} + M_{Ti05} \cdot l_{Ti05} + M_{Ti510} \cdot l_{Ti510} + \dots}{l_{vstrop} + l_{vta} + l_{CL1} + l_{CL2} + l_{CL3} + l_{CL4} + l_{Tcul} + l_{Ti05} + l_{Ti510} + \dots} + \frac{M_{Ti1015} \cdot l_{Ti1015} + M_{Ti1520} \cdot l_{Ti1520} + M_{Ti2025} \cdot l_{Ti2025} + M_{Ti25} \cdot l_{Ti25} + M_{Dj} \cdot l_{Dj} + M_{ac} \cdot l_{ac} + M_{ml15} \cdot l_{ml15} + M_{ml25} \cdot l_{ml25} + M_{ml35} \cdot l_{ml35}}{l_{Ti1015} + l_{Ti1520} + l_{Ti2025} + l_{Ti25} + l_{Dj} + l_{ac} + l_{ml15} + l_{ml25} + l_{ml35}} \right]$$

Donde:

- Vb_3 : Valor base incluyendo los componentes de Vb_2 y el efecto de los multiplicadores asociados a las complejidades del trazado. [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- Vb_2 : Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- M_{SA} : Multiplicador Suelo Arcilloso.
- l_{SA} : Longitud Suelo Arcilloso [m].
- M_{SAre} : Multiplicador Suelo Arenoso.
- l_{SAre} : Longitud Suelo Arenoso [m].
- M_{Sroc} : Multiplicador Suelo Rocoso.
- l_{Sroc} : Longitud Suelo Rocoso [m].
- M_{vtun} : Multiplicador vegetación Tundra.
- l_{vtun} : Longitud vegetación Tundra [m].
- M_{vBtem} : Multiplicador vegetación Bosque Templado.

- l_{vBtem} : Longitud vegetación Bosque Templado [m].
- M_{vSsub} : Multiplicador vegetación Selva Subtropical.
- l_{vSsub} : Longitud vegetación Selva Subtropical [m].
- M_{SAri} : Multiplicador vegetación Desierto Árido.
- l_{SAri} : Longitud vegetación Desierto Árido [m].
- M_{SES} : Multiplicador vegetación Estepa Seca.
- l_{SES} : Longitud vegetación Estepa Seca [m].
- M_{vsab} : Multiplicador vegetación Sabana.
- l_{vsab} : Longitud vegetación Sabana [m].
- M_{vstrop} : Multiplicador vegetación Selva Tropical.
- l_{vstrop} : Longitud vegetación Selva Tropical [m].
- M_{vta} : Multiplicador vegetación Tundra Alpina.
- l_{vta} : Longitud vegetación Tundra Alpina [m].
- M_{CL1} : Multiplicador Localidad Clase 1.
- l_{CL1} : Longitud Localidad Clase 1 [m].
- M_{CL2} : Multiplicador Localidad Clase 2.
- l_{CL2} : Longitud Localidad Clase 2 [m].
- M_{CL3} : Multiplicador Localidad Clase 3.
- l_{CL3} : Longitud Localidad Clase 3 [m].
- M_{CL4} : Multiplicador Localidad Clase 4.
- l_{CL4} : Longitud Localidad Clase 4 [m].
- M_{Tcul} : Multiplicador Terreno cultivado.
- l_{Tcul} : Longitud Terreno cultivado [m].
- M_{Ti05} : Multiplicador Terreno inclinado entre 0%-5%.
- l_{Ti05} : Longitud Terreno inclinado entre 0%-5% [m].
- M_{Ti510} : Multiplicador Terreno inclinado entre 5%-10%.
- l_{Ti510} : Longitud Terreno inclinado entre 5%-10% [m].
- M_{Ti1015} : Multiplicador Terreno inclinado entre 10%-15%.
- l_{Ti1015} : Longitud Terreno inclinado entre 10%-15% [m].
- M_{Ti1520} : Multiplicador Terreno inclinado entre 15%-20%.
- l_{Ti1520} : Longitud Terreno inclinado entre 15%-20% [m].
- M_{Ti2025} : Multiplicador Terreno inclinado entre 20%-25%.
- l_{Ti2025} : Longitud Terreno inclinado entre 20%-25% [m].
- M_{Ti25} : Multiplicador Terreno inclinado más de 25%.
- l_{Ti25} : Longitud Terreno inclinado más de 25% [m].
- M_{Dj} : Multiplicador Doble junta.
- l_{Dj} : Longitud Doble junta [m].
- M_{ac} : Multiplicador Área congestionada.
- l_{ac} : Longitud Área congestionada [m].
- M_{ml15} : Multiplicador media ladera con pendiente media del 15%.
- l_{ml15} : Longitud media ladera con pendiente media del 15% [m].
- M_{ml25} : Multiplicador media ladera con pendiente media del 25%.
- l_{ml25} : Longitud media ladera con pendiente media del 25% [m].
- M_{ml35} : Multiplicador media ladera con pendiente media del 35%.
- l_{ml35} : Longitud media ladera con pendiente media del 35% [m].

En la Tabla 2-4 se incluyen los coeficientes y las ecuaciones para calcular los diferentes multiplicadores incluyendo el rango de aplicación de las fórmulas para los diferentes diámetros - *diam*.

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Suelo Arcilloso	2<=diam<=36	c	1,0000	$M_{SA} = c$
Suelo Arenoso	2<=diam<=36	d	0,0001	$M_{SAre} = d \cdot diam^2 + e \cdot diam + f$
		e	-0,0020	
		f	1,2740	
		g	0,0001	
Suelo Rocoso	2<=diam<=36	h	-0,0021	$M_{Sroc} = g \cdot diam^2 + h \cdot diam + i$
		i	1,6958	
		j	0,0000	
		k	0,0037	
Tundra	2<=diam<=36	l	2,0281	$M_{vtun} = j \cdot diam^2 + k \cdot diam + l$
		m	1,2500	
		n	1,2600	
		o	1,2630	
Bosque Templado	20<=diam<=28	p	1,7100	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 20 \\ 20 \leq diam \leq 28 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} M_{vBtem} \\ m \\ n \\ o \end{array} \right\}$
		q	1,7200	
		r	1,7100	
Selva Subtropical	20<=diam<=28	s	1,7100	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 20 \\ diam \geq 20 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} M_{vSsub} \\ p \\ q \end{array} \right\}$
		t	1,7200	
Desierto Árido	2<=diam<=36	r	1,0000	$M_{SAri} = r$
		s	1,0000	
Estepa Seca	2<=diam<=36	t	1,0500	$M_{SES} = s$
		u	0,0017	
Sabana	2<=diam<=36	v	1,0133	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 26 \\ diam \geq 26 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} M_{vsab} \\ t \\ v \end{array} \right\}$
		w	2,1700	
Selva Tropical	20<=diam<=28	x	2,1800	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 20 \\ 20 \leq diam \leq 28 \\ diam \geq 20 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} M_{vstrop} \\ w \\ x \\ y \end{array} \right\}$
		y	2,1870	
		z	1,4100	
Tundra Alpina	14<=diam<=22	aa	1,4200	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 14 \\ 14 \leq diam < 24 \\ diam \geq 24 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} M_{vta} \\ z \\ aa \\ ab \end{array} \right\}$
		ab	1,4300	
Localidad Clase 1	2<=diam<=36	ac	1,0000	$M_{CL1} = ac$
		ad	0,0029	
Localidad Clase 2	2<=diam<=36	ae	0,9910	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 16 \\ diam \geq 16 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} M_{CL2} \\ M_{CL2} = ad \cdot diam + ae \\ M_{CL2} = af \cdot diam + ag \end{array} \right\}$
		af	0,0024	
		ag	1,0930	
Localidad Clase 3	2<=diam<=36	ah	1,2200	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Eq} \\ diam < 14 \\ diam \geq 14 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} M_{CL3} \\ ah \\ aj \end{array} \right\}$
		ai	0,0080	
		aj	1,3080	
Localidad Clase 4	2<=diam<=36	ak	0,0004	$M_{CL4} = ak \cdot diam^2 + al \cdot diam + am$
		al	0,0019	
		am	1,2080	
Terreno cultivado	14<=diam<20	an	1,1500	
		ao	1,1600	
	16<=diam<20	ap	1,1700	

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Terreno inclinado entre 0%-5%	20<=diam<26	aq	1,1700	$M_{Ti05} = as$
		ar	1,1800	
		ar1	1,1900	
		ar2	0,0004	
		ar3	-0,0208	
		ar4	1,4467	
Terreno inclinado entre 5%-10%	2<=diam<=36	at	0,0005	$M_{Ti510} = at \cdot diam^2 + au \cdot diam + av$
		au	0,0052	
		av	1,7838	
Terreno inclinado entre 10%-15%	2<=diam<=36	aw	0,0003	$M_{Ti1015} = aw \cdot diam^2 + ax \cdot diam + ay$
		ax	0,0053	
Terreno inclinado entre 15%-20%	2<=diam<=36	ay	2,2456	$M_{Ti1520} = az \cdot diam^2 + ba \cdot diam + bb$
		az	0,0003	
		ba	0,0053	
Terreno inclinado entre 20%-25%	2<=diam<=36	bb	2,8456	$M_{Ti2025} = bc \cdot diam^2 + bd \cdot diam + be$
		bc	0,0004	
Terreno inclinado más de 25%	2<=diam<=36	bd	0,0003	$M_{Ti25} = bf \cdot diam^2 + bg \cdot diam + bh$
		be	3,7522	
Doble junta	2<=diam<=36	bf	0,0004	$M_{Dj} = bj \cdot diam^2 + bk \cdot diam + bl$
		bg	0,0003	
		bh	4,0022	
		bi	1,0910	
Área congestionada	2<=diam<=36	bj	0,0016	$M_{ac} = bm \cdot diam^2 + bn \cdot diam + bo$
		bk	-0,0993	
		bl	1,9143	
		bm	0,0011	
		bn	0,0385	
		bo	1,3266	

Fuente: CREG

En el desarrollo del estudio de (TIPIEL, 2017b) se incluyeron factores multiplicadores para media ladera, los cuales, además de ser función del diámetro, son dependientes de la longitud que se construye en media ladera y son aplicables para longitudes entre 30 y 15.000 metros, los cuales son aplicables para inclinaciones de 15%, 25% y 35%. En la Tabla 2-5 y la Tabla 2-6 incluyen las ecuaciones para calcular dichos multiplicadores:

Tabla 2-5 Multiplicadores Media Ladera - 1

ID Variable	Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 15% - M_{m15}			Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 25% - M_{m25}		
	Eq_ml_15p	e _d diam	eC _{diam}	Eq_ml_25p	e _d diam	eC _{diam}
Unidades	adm			adm		
Longitud mín. [m]	30			30		
Longitud máx. [m]	15.000			15.000		
Diámetro						
2	Eq_ml_15p_2=eb_2.diam+ec_2	2,39538E-05	1	Eq_ml_25p_2=ed_2.diam+ec_2	3,00658E-05	1
3	Eq_ml_15p_3=eb_3.diam+ec_3	1,52712E-05	1	Eq_ml_25p_3=ed_3.diam+ec_3	1,92030E-05	1
4	Eq_ml_15p_4=eb_4.diam+ec_4	6,58850E-06	1	Eq_ml_25p_4=ed_4.diam+ec_4	8,34020E-06	1
6	Eq_ml_15p_6=eb_6.diam+ec_6	4,83600E-06	1	Eq_ml_25p_6=ed_6.diam+ec_6	6,22920E-06	1
8	Eq_ml_15p_8=eb_8.diam+ec_8	4,66250E-06	1	Eq_ml_25p_8=ed_8.diam+ec_8	5,88770E-06	1
10	Eq_ml_15p_10=eb_10.diam+ec_10	4,12900E-06	1	Eq_ml_25p_10=ed_10.diam+ec_10	5,19970E-06	1
12	Eq_ml_15p_12=eb_12.diam+ec_12	3,558500E-06	1	Eq_ml_25p_12=ed_12.diam+ec_12	4,55910E-06	1
14	Eq_ml_15p_14=eb_14.diam+ec_14	2,70350E-06	1	Eq_ml_25p_14=ed_14.diam+ec_14	3,52170E-06	1
16	Eq_ml_15p_16=eb_16.diam+ec_16	3,05990E-06	1	Eq_ml_25p_16=ed_16.diam+ec_16	3,76930E-06	1
18	Eq_ml_15p_18=eb_18.diam+ec_18	2,11620E-06	1	Eq_ml_25p_18=ed_18.diam+ec_18	2,72040E-06	1
20	Eq_ml_15p_20=eb_20.diam+ec_20	2,55130E-06	1	Eq_ml_25p_20=ed_20.diam+ec_20	3,08360E-06	1
22	Eq_ml_15p_22=eb_22.diam+ec_22	2,55810E-06	1	Eq_ml_25p_22=ed_22.diam+ec_22	3,05420E-06	1
24	Eq_ml_15p_24=eb_24.diam+ec_24	2,56490E-06	1	Eq_ml_25p_24=ed_24.diam+ec_24	3,02480E-06	1
26	Eq_ml_15p_26=eb_26.diam+ec_26	3,48030E-06	1	Eq_ml_25p_26=ed_26.diam+ec_26	3,91720E-06	1
28	Eq_ml_15p_28=eb_28.diam+ec_28	4,39560E-06	1	Eq_ml_25p_28=ed_28.diam+ec_28	4,80970E-06	1
30	Eq_ml_15p_30=eb_30.diam+ec_30	5,31090E-06	1	Eq_ml_25p_30=ed_30.diam+ec_30	5,70210E-06	1
32	Eq_ml_15p_32=eb_32.diam+ec_32	5,59210E-06	1	Eq_ml_25p_32=ed_32.diam+ec_32	5,96350E-06	1
34	Eq_ml_15p_34=eb_34.diam+ec_34	5,87330E-06	1	Eq_ml_25p_34=ed_34.diam+ec_34	6,22480E-06	1
36	Eq_ml_15p_36=eb_36.diam+ec_36	6,15440E-06	1	Eq_ml_25p_36=ed_36.diam+ec_36	6,48610E-06	1

Tabla 2-6 Multiplicadores Media Ladera - 2

ID variable	Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 35% - M_{m35}		
	Eq_ml_35p	ef	eg
Unidades	adm		
Longitud mín. [m]	30		
Longitud máx. [m]	15.000		
Diámetro			
2	Eq_ml_35p_2=ef_2.diam+eg_2	3,77866E-05	1
3	Eq_ml_35p_3=ef_3.diam+eg_3	2,47502E-05	1
4	Eq_ml_35p_4=ef_4.diam+eg_4	1,17137E-05	1
6	Eq_ml_35p_6=ef_6.diam+eg_6	8,91230E-06	1
8	Eq_ml_35p_8=ef_8.diam+eg_8	8,24700E-06	1
10	Eq_ml_35p_10=ef_10.diam+eg_10	7,26170E-06	1
12	Eq_ml_35p_12=ef_12.diam+eg_12	6,53180E-06	1
14	Eq_ml_35p_14=ef_14.diam+eg_14	5,12050E-06	1
16	Eq_ml_35p_16=ef_16.diam+eg_16	5,16290E-06	1
18	Eq_ml_35p_18=ef_18.diam+eg_18	3,90030E-06	1
20	Eq_ml_35p_20=ef_20.diam+eg_20	4,12150E-06	1
22	Eq_ml_35p_22=ef_22.diam+eg_22	4,04660E-06	1
24	Eq_ml_35p_24=ef_24.diam+eg_24	3,97180E-06	1
26	Eq_ml_35p_26=ef_26.diam+eg_26	4,50460E-06	1
28	Eq_ml_35p_28=ef_28.diam+eg_28	5,03740E-06	1
30	Eq_ml_35p_30=ef_30.diam+eg_30	5,57030E-06	1
32	Eq_ml_35p_32=ef_32.diam+eg_32	6,10310E-06	1
34	Eq_ml_35p_34=ef_34.diam+eg_34	6,63590E-06	1
36	Eq_ml_35p_36=ef_36.diam+eg_36	7,16870E-06	1

2.5.2 Costos de complejidades y su adición al valor del gasoducto V_{b3a} .

Existen variables en el modelamiento que representan obras y equipos específicos en la intervención del trazado en lo referente a cruces especiales para los cuales se desarrolló un análisis puntual en el estudio de (TIPIEL, 2017a), cuyos tipos de cruces se listan a continuación:

- a) Sumideros y Zanjas (Tabla 2-7)
- b) Sistema de Aspiración (Tabla 2-7)
- c) Ataguías (Tabla 2-8)
- d) Cruces húmedos (Tabla 2-8)
- e) Perforación Horizontal Dirigida (Tabla 2-9)
- f) Cruces aéreos (Tabla 2-9)
- g) Cruces sísmicos (Tabla 2-10)

En dichos casos el resultado del consultor incluyó tablas donde se identifican valores totales de los cruces desde 2" hasta 48" y desde 30 metros hasta 15 km, los cuales para ser incluidos en el modelo Tabla 2-7 a la Tabla 2-10. Se aclara que para las variables de estos cruces especiales relacionados previamente se aplicarán los porcentajes de la Tabla 2-2⁵.

Para calcular el valor a adicionar al valor base V_{b3} el costo de las complejidades se aplica las siguientes ecuaciones

$$V_{b3a} = V_{b3} \cdot diam \cdot l_{base} + C_{SZ} + C_{SA} + C_{AT} + C_{CH} + C_{CS} + C_{phd} + C_{ac}$$

Donde:

- V_{b3a} : Valor base incluyendo componentes de V_{b2} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
- V_{b3} : Valor base incluyendo los componentes de V_{b2} y el efecto de los multiplicadores asociados a las complejidades del trazado. [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- $diam$: Diámetro [pulgadas].
- l_{base} : Longitud total del gasoducto a valorar descontando la longitud de los cruces especiales[m].
- C_{SZ} : Costo de Sumideros y Zanjas [USD] diciembre de 2016.
- C_{SA} : Costo de Sistema de Aspiración [USD] diciembre de 2016.
- C_{AT} : Costo de Ataguías [USD] diciembre de 2016.
- C_{CH} : Costo de Cruces húmedos [USD] diciembre de 2016.
- C_{CS} : Costo de Cruce sísmico [USD] diciembre de 2016.
- C_{phd} : Costo de Perforación Horizontal Dirigida [USD] diciembre de 2016.
- C_{ac} : Costo de cruce aéreo [USD] diciembre de 2016.

Los costos de complejidades que al modelarlos se caracterizan por ecuaciones que dependen del diámetro y de la longitud tales como se presentan en las siguientes tablas: Los costos de complejidades que al modelarlos se caracterizan

⁵ Dado que como lo señala los informes de Tipiel ya se tiene incluido un 1% de gestión social se incluirán los porcentajes de la Tabla 2-2 restando en el rubro social el 1% por ya estar incluido.

por ecuaciones que dependen del diámetro y de la longitud tales como se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 2-7 Ecuaciones valorar complejidades 1

unidades	Sumideros y Zanjas C_{SZ}			Sistema de Aspiración Variable C_{SA}		
	Eq_SZ	cl	cm	Eq_SA	co	cp
2	Eq_SZ_2=cl_2.long+cm_2	141,1356	0,0000E+00	Eq_SA_2=co_2.long+cp_2	201,2576	0,0000E+00
3	Eq_SZ_3=cl_3.long+cm_3	172,6307	0,0000E+00	Eq_SA_3=co_3.long+cp_3	232,7614	5,8208E-11
4	Eq_SZ_4=cl_4.long+cm_4	204,1258	5,8208E-11	Eq_SA_4=co_4.long+cp_4	264,2652	1,1642E-10
6	Eq_SZ_6=cl_6.long+cm_6	246,9943	-5,8208E-11	Eq_SA_6=co_6.long+cp_6	307,1512	-1,7462E-10
8	Eq_SZ_8=cl_8.long+cm_8	284,3889	0,0000E+00	Eq_SA_8=co_8.long+cp_8	344,5623	-1,1642E-10
10	Eq_SZ_10=cl_10.long+cm_10	323,4455	0,0000E+00	Eq_SA_10=co_10.long+cp_10	383,6363	-1,1642E-10
12	Eq_SZ_12=cl_12.long+cm_12	364,5145	-5,8208E-11	Eq_SA_12=co_12.long+cp_12	430,7529	0,0000E+00
14	Eq_SZ_14=cl_14.long+cm_14	440,5683	1,1642E-10	Eq_SA_14=co_14.long+cp_14	506,8170	-1,1642E-10
16	Eq_SZ_16=cl_16.long+cm_16	520,7342	-1,1642E-10	Eq_SA_16=co_16.long+cp_16	586,9993	-1,1642E-10
18	Eq_SZ_18=cl_18.long+cm_18	596,1688	2,3283E-10	Eq_SA_18=co_18.long+cp_18	662,4503	0,0000E+00
20	Eq_SZ_20=cl_20.long+cm_20	698,0904	3,4925E-10	Eq_SA_20=co_20.long+cp_20	764,3884	0,0000E+00
22	Eq_SZ_22=cl_22.long+cm_22	779,9405	0,0000E+00	Eq_SA_22=co_22.long+cp_22	849,0932	2,3283E-10
24	Eq_SZ_24=cl_24.long+cm_24	861,7906	2,3283E-10	Eq_SA_24=co_24.long+cp_24	933,7981	2,3283E-10
26	Eq_SZ_26=cl_26.long+cm_26	959,6087	0,0000E+00	Eq_SA_26=co_26.long+cp_26	1031,6325	-2,3283E-10
28	Eq_SZ_28=cl_28.long+cm_28	1057,4267	0,0000E+00	Eq_SA_28=co_28.long+cp_28	1129,4670	0,0000E+00
30	Eq_SZ_30=cl_30.long+cm_30	1155,2448	0,0000E+00	Eq_SA_30=co_30.long+cp_30	1227,3015	2,3283E-10
32	Eq_SZ_32=cl_32.long+cm_32	1245,0719	-2,3283E-10	Eq_SA_32=co_32.long+cp_32	1317,1450	0,0000E+00
34	Eq_SZ_34=cl_34.long+cm_34	1334,8990	4,6566E-10	Eq_SA_34=co_34.long+cp_34	1406,9886	6,9849E-10
36	Eq_SZ_36=cl_36.long+cm_36	1424,7261	4,6566E-10	Eq_SA_36=co_36.long+cp_36	1496,8321	-2,3283E-10

Tabla 2-8 Ecuaciones valorar complejidades 2

unidades	Ataguías C_{AT}			Cruces húmedos C_{CH}		
	Eq_At	cr	cs	Eq_CH	cu	cv
2	Eq_At_2=cr_2.long+cs_2	204,9132	0,0000E+00	Eq_CH_2=cu_2.long+cv_2	547,6225	0,0000E+00
3	Eq_At_3=cr_3.long+cs_3	237,2144	-5,8208E-11	Eq_CH_3=cu_3.long+cv_3	567,3669	0,0000E+00
4	Eq_At_4=cr_4.long+cs_4	269,5157	0,0000E+00	Eq_CH_4=cu_4.long+cv_4	587,1113	-1,1642E-10
6	Eq_At_6=cr_6.long+cs_6	313,9965	0,0000E+00	Eq_CH_6=cu_6.long+cv_6	684,7499	0,0000E+00
8	Eq_At_8=cr_8.long+cs_8	352,9085	0,0000E+00	Eq_CH_8=cu_8.long+cv_8	710,4114	-2,3283E-10
10	Eq_At_10=cr_10.long+cs_10	393,5774	-1,1642E-10	Eq_CH_10=cu_10.long+cv_10	739,5623	0,0000E+00
12	Eq_At_12=cr_12.long+cs_12	436,6955	0,0000E+00	Eq_CH_12=cu_12.long+cv_12	820,3738	-2,3283E-10
14	Eq_At_14=cr_14.long+cs_14	513,6977	-2,3283E-10	Eq_CH_14=cu_14.long+cv_14	908,7730	0,0000E+00
16	Eq_At_16=cr_16.long+cs_16	595,3810	2,3283E-10	Eq_CH_16=cu_16.long+cv_16	1023,0667	0,0000E+00
18	Eq_At_18=cr_18.long+cs_18	672,3330	0,0000E+00	Eq_CH_18=cu_18.long+cv_18	1125,1606	2,3283E-10
20	Eq_At_20=cr_20.long+cs_20	775,7721	-2,3283E-10	Eq_CH_20=cu_20.long+cv_20	1272,5793	4,6566E-10
22	Eq_At_22=cr_22.long+cs_22	859,4350	2,3283E-10	Eq_CH_22=cu_22.long+cv_22	1376,4280	4,6566E-10
24	Eq_At_24=cr_24.long+cs_24	943,0980	-4,6566E-10	Eq_CH_24=cu_24.long+cv_24	1480,2766	0,0000E+00
26	Eq_At_26=cr_26.long+cs_26	1042,4335	2,3283E-10	Eq_CH_26=cu_26.long+cv_26	1619,3942	0,0000E+00

Tabla 2-8 Ecuaciones valorar complejidades 2

unidades	Ataguías C_{AT}			Cruces húmedos C_{CH}		
	Eq_At	cr	cs	Eq_CH	cu	cv
28	Eq_At_28=cr_28.long+cs_28	1141,7690	0,0000E+00	Eq_CH_28=cu_28.long+cv_28	1758,5117	-4,6566E-10
30	Eq_At_30=cr_30.long+cs_30	1241,1044	-4,6566E-10	Eq_CH_30=cu_30.long+cv_30	1897,6293	4,6566E-10
32	Eq_At_32=cr_32.long+cs_32	1332,4490	-2,3283E-10	Eq_CH_32=cu_32.long+cv_32	2082,0190	-9,3132E-10
34	Eq_At_34=cr_34.long+cs_34	1423,7935	0,0000E+00	Eq_CH_34=cu_34.long+cv_34	2266,4086	4,6566E-10
36	Eq_At_36=cr_36.long+cs_36	1515,1380	2,3283E-10	Eq_CH_36=cu_36.long+cv_36	2450,7983	0,0000E+00

Tabla 2-9 Ecuaciones valorar complejidades 3

ID Variable	Eq_Phd	Perforación Horizontal Dirigida C_{phd}		Cruce aéreo C_{ac}		
		cx _{diam}	cy _{diam}	Eq_Ca	d _{z_{diam}}	e _{d_{diam}}
Unidades	USD		USD			
Longitud mín. [m]	60		30			
Longitud máx. [m]	5.000		5.000			
Diámetro						
2	Eq_Phd_2=cx_2.long+cy_2	1128,6562	4436,3834	Eq_Ca_2=dx_2.long+ca_2	1919,5896	-9293,6073
3	Eq_Phd_3=cx_3.long+cy_3	1283,8419	4512,2616	Eq_Ca_3=dx_3.long+ca_3	1841,3964	3104,8078
4	Eq_Phd_4=cx_4.long+cy_4	1439,0277	4588,1397	Eq_Ca_4=dx_4.long+ca_4	1763,2031	15503,223
6	Eq_Phd_6=cx_6.long+cy_6	1674,5448	4594,6294	Eq_Ca_6=dx_6.long+ca_6	2396,0961	-1348,9583
8	Eq_Phd_8=cx_8.long+cy_8	1853,2761	4601,2462	Eq_Ca_8=dx_8.long+ca_8	2305,0751	15470,7727
10	Eq_Phd_10=cx_10.long+cy_10	2043,6927	4608,8384	Eq_Ca_10=dx_10.long+ca_10	2483,9866	10849,1462
12	Eq_Phd_12=cx_12.long+cy_12	2352,743	7493,3282	Eq_Ca_12=dx_12.long+ca_12	3311,3271	31479,4517
14	Eq_Phd_14=cx_14.long+cy_14	2504,4591	7497,8579	Eq_Ca_14=dx_14.long+ca_14	3653,8767	33191,4949
16	Eq_Phd_16=cx_16.long+cy_16	2707,6978	7506,125	Eq_Ca_16=dx_16.long+ca_16	4034,6817	25705,7053
18	Eq_Phd_18=cx_18.long+cy_18	2901,0005	7514,9507	Eq_Ca_18=dx_18.long+ca_18	4184,7777	29760,5107
20	Eq_Phd_20=cx_20.long+cy_20	3110,8794	7524,3529	Eq_Ca_20=dx_20.long+ca_20	4742,5612	27257,7043
22	Eq_Phd_22=					

USD			
unidades	Eq_CS	eh _{diam}	ei _{diam}
6	Eq_CS_6=eh_6.long+ei_6	524,1809	-2,328E-10
8	Eq_CS_8=eh_8.long+ei_8	580,3292	0,000E+00
10	Eq_CS_10=eh_10.long+ei_10	639,7224	-1,164E-10
12	Eq_CS_12=eh_12.long+ei_12	697,1771	3,492E-10
14	Eq_CS_14=eh_14.long+ei_14	785,4505	0,000E+00
16	Eq_CS_16=eh_16.long+ei_16	885,5229	-2,328E-10
18	Eq_CS_18=eh_18.long+ei_18	981,3538	-2,328E-10
20	Eq_CS_20=eh_20.long+ei_20	1103,9254	2,328E-10
22	Eq_CS_22=eh_22.long+ei_22	1204,7218	-4,657E-10
24	Eq_CS_24=eh_24.long+ei_24	1305,5181	2,328E-10
26	Eq_CS_26=eh_26.long+ei_26	1425,1778	2,328E-10
28	Eq_CS_28=eh_28.long+ei_28	1544,8375	0,000E+00
30	Eq_CS_30=eh_30.long+ei_30	1664,4972	0,000E+00
32	Eq_CS_32=eh_32.long+ei_32	1777,4884	0,000E+00
34	Eq_CS_34=eh_34.long+ei_34	1890,4796	0,000E+00
36	Eq_CS_36=eh_36.long+ei_36	2003,4708	-4,657E-10

2.5.3 Costos de las Conexiones y su adición al valor del gasoducto Vb_4

Las conexiones pueden ser del tipo corte en frío (*cold cut*), corte en caliente (*hot tap*), conexión con tapón doble más *hot tap* y conexión con tapón doble más *hot tap* y *bypass*.

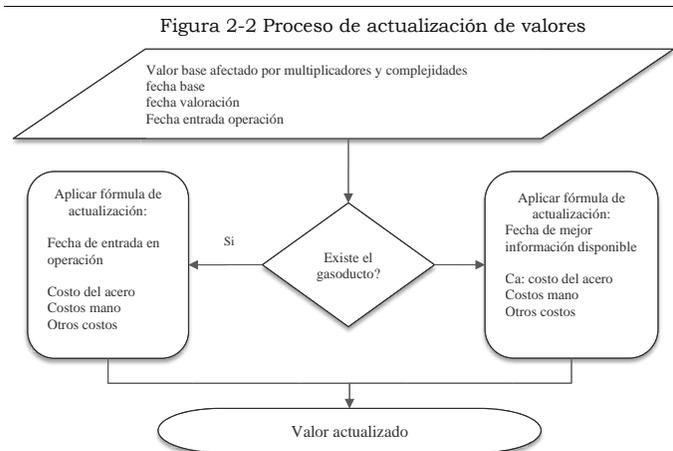
Estas conexiones se reconocen al transportador como parte de la inversión en transporte cuando se requieren para conectar un gasoducto *loop* o para conectar una extensión del gasoducto. De acuerdo con lo establecido en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, los costos de conexiones que benefician a un remitente en particular deben ser asumidos por dicho remitente.

A partir de la información disponible se puede establecer el costo de cada tipo de conexión como se muestra en la Tabla 2-11. Cabe anotar que la información disponible permite calcular directamente los valores para los diámetros de 4, 6, 12, 18, 24 y 30 pulgadas. Los valores para diámetros intermedios se obtuvieron con interpolación lineal. Las ecuaciones para determinar el valor del gasoducto incluyendo el costo de las conexiones

$$Vb_4 = Vb_{3a} + Ct_{ctdmhtyb} + Ct_{ctdmht} + Ct_{cccht} + Ct_{ctcf}$$

Donde:

Vb_4 :	Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
Vb_{3a} :	Valor base incluyendo componentes de Vb_2 , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.



Fuente: CREG.

Este valor se considera que se compone de tres parámetros: costos del acero, costos de mano de obra, y otros costos. En concordancia, se establece la forma de actualizarlo para determinar su valor en dólares de una fecha base⁹. Para su actualización se debe considerar los siguientes dos casos posibles.

2.6.1 Definición de fechas para calcular la actualización

Para llevar a cabo la actualización es necesario incluir en el modelo de las siguientes fechas cuyas definiciones se incluyen a continuación:

- fecha de entrada en operación del gasoducto *feop*: corresponde a la fecha que entro en operación el gasoducto y en caso de que sea distinta a la fecha que se definió en la base tarifaria se tomará esta última, solo se podrán valorar gasoductos cuya entrada operación sea posterior al 1 de enero de 2003¹⁰.
- fecha de valor base del modelo *fv*: Corresponde a diciembre de 2016.
- fecha base valoración *fb*: corresponde a la fecha base definida en la metodología
- fecha de evaluación del gasoducto *feva*: Corresponde a la fecha con la mejor información disponible¹¹ para valorar los gasoductos que se pretenden construir.

⁹ La fecha base se define para establecer el valor de la inversión en dólares de una fecha específica para la valoración de todos los gasoductos por parte de la CREG y establecerlo mediante resolución.

¹⁰ Esta restricción se debe a la información disponible sobre series del acero.

¹¹ En este caso diciembre de 2019, para la cual se tiene información de PPI e índices del acero.

$Ct_{ctdmhtyb}$:	Costo total conexión tapón doble más hot tap y bypass [USD] diciembre de 2016.
Ct_{ctdmht} :	Costo total conexión tapón doble más hot tap [USD] diciembre de 2016.
Ct_{cccht} :	Costo total conexión corte en caliente, hot tap [USD] diciembre de 2016.
Ct_{ctcf} :	Costo total conexión corte en frío, cold tap [USD] diciembre de 2016.

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Conexión tapón doble más hot tap y bypass $Ct_{ctdmhtyb}$	<14	bp	14157,0000	$Ct_{ctdmhtybmeno14} = bp \cdot diam + bq$
		bq	31935,0000	
		br	43507,0000	$Ct_{ctdmhtybmay14} = br \cdot diam + bs$
Conexión tapón doble más hot tap	2<=diam<=36	bt	856,4500	
		bu	-2215,6000	
		bv	57062,0000	
Conexión corte en caliente, hot tap	2<=diam<=36	bw	505,6300	$Ct_{cccht} = bw \cdot diam^2 + bx \cdot diam + by$
		bx	-913,8600	
		by	338994,0000	
Conexión corte en frío, cold tap	2<=diam<=36	bz	81,8680	$Ct_{ctcf} = bz \cdot diam^2 + ca \cdot diam + cb$
		ca	-566,6300	
		cb	5572,4000	

Es importante señalar que las ecuaciones presentadas en la tabla permiten el calcular el valor de una conexión. Si existen varias conexiones, se deben calcular cada una con la ecuación correspondiente.

Este resultado corresponde a una estimación de costos clase 3 según la clasificación de costos generalmente aceptada en ingeniería⁸. El rango de exactitud esperado de esta estimación tiene una variación en el rango bajo de -10% a -20% y de +10% a +30% en el rango alto.

2.6 Actualización de valores de gasoducto

Los valores determinados hasta el numeral 2.5 están definidos en dólares americanos de diciembre de 2016. Sin embargo, para determinar los valores a otras fechas, es necesarios aplicarle indexadores. En el presente numeral se incluye el procedimiento para actualizar los valores. En el diagrama se presenta el proceso de actualización.

⁸ Para mayor información la página www.aacei.org 18R-97: Cost Estimate Classification System.

2.6.2 Actualizar el valor de un gasoducto existente Va_e

La valoración de un gasoducto que ya entró en operación comercial se actualiza a la fecha base, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Va_e = Vb_4 \times (Aea + Aemo + Aeoc)$$

Donde:

Va_e :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base
Vb_4 :	Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016
Aea :	Indexador actualización acero.
$Aemo$:	Indexador actualización mano obra
$Aeoc$:	Indexador actualización otros costos

Las fórmulas para determinar los indexadores se incluyen en la Tabla 2-12.

constante	Gasoducto existente
Actualización acero	$Aea = Ca \cdot \frac{IA_{feop}}{IA_{fv}} \cdot \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$
Actualización mano obra	$Aemo = Cmo \cdot \frac{TRM_{fv}}{TRM_{feop}} \cdot \frac{SMLV_{feop}}{SMLV_{fv}} \cdot \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$
Actualización Otros costos	$Aeoc = Coc \cdot \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$

Las variables utilizadas en las fórmulas de la Tabla 2-12. se incluyen a continuación:

Ca :	Coefficiente indexador equivalente a 0,35.
IA_{feop} :	Es el índice para actualización de precios del acero, CDSRDRBJ Index ¹² fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.
IA_{fv} :	Es el índice para actualización de precios del acero, CDSRDRBJ Index ¹³ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de valor base del modelo fv.
PPI_{fb} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha base valoración fb.
PPI_{feop} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.
Cmo :	Coefficiente indexador equivalente a 0,4.

¹² The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

¹³ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

TRM_{fv} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .
TRM_{feop} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de entrada en operación del gasoducto $feop$.
$SMLV_{feop}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de entrada en operación del gasoducto $feop$.
$SMLV_{fv}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .
Coc :	Coefficiente indexador equivalente a 0,25.

Para la conversión del valor a pesos colombianos, se utiliza la siguiente expresión:

$$Va_{e,p} = Va_e \times TRM_{fb}$$

Donde:

$Va_{e,p}$:	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , pesos colombianos de la fecha base.
Va_e :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
TRM_{fb} :	Tasa representativa del mercado de la fecha base.

2.6.3 Valorar un gasoducto que se pretende construir

La valoración de un gasoducto que se pretende construir se hará con la mejor información disponible al momento de la actualización. Mediante la siguiente expresión se actualiza a la fecha base:

$$Va_f = Vb_4 \cdot (Afa + Afmo + Afoc)$$

Donde:

Va_f :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
Vb_4 :	Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
Afa :	Indexador actualización acero.
$Afmo$:	Indexador actualización mano obra.
$Afoc$:	Indexador actualización otros costos.

Las fórmulas para determinar los indexadores se incluyen en la Tabla 2-13.

constante	Gasoducto se pretende construir
Actualización acero	$Afa = Ca \cdot \frac{IA_{feva}}{IA_{fv}} \cdot \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feva}}$
Actualización mano obra	$Afmo = Cmo \cdot \frac{TRM_{fv}}{TRM_{fb}} \cdot \frac{SMLV_{fb}}{SMLV_{fv}}$
Actualización Otros costos	$Afoc = Coc \cdot \frac{PPI_{fb}}{PPI_{fv}}$

- La longitud del valor base corresponde a la longitud total del gasoducto sin tener en cuenta la longitud de los cruces especiales.
- Se deben observar las restricciones en la aplicación de las variables de multiplicadores y de complejidad en longitud y en diámetro, para situaciones en los cuales el gasoducto a modelar no se encuentre en dichos rangos, el agente deberá llenar la información de caracterización y señalar expresamente que no está dentro del rango de aplicación del modelo.
- Para construcciones que se desarrollan en media ladera se podrán interpolar en caso de ángulos intermedios es decir entre 15°, 25° y 35°, si hay casos superiores a 35° se utilizara los multiplicadores de media ladera de 35°.

2.8 Restricciones de aplicación del modelo e información

Tal como se ha incluido a lo largo del presente numeral 2, en las diferentes tablas se han integrado rangos de aplicación para las diferentes fórmulas, en algunos casos para diámetros y en otro para longitudes. Complementario a ello, en la siguiente tabla se resumen las restricciones de aplicación del modelo.

Variable	Diámetros (inch)	Longitudes (m)
Valor base (Vb)	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36.	1.000m- 200.000 m
Multiplicador de media ladera (15%, 25%, 35% de inclinación)	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30m- 15.000 m
CU Perforación Horizontal Dirigida, CU Cruce Aéreo	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30m-5.000m ver adicionalmente la Tabla 2-15
CU. Sumideros y zanjas, sistema de aspiración, ataguías, cruces húmedos, cruces sísmicos	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30m - Tipiel 50,000m

longitud (m)	Diámetro																		
	2	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36
30						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
45									X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
60														X	X	X	X	X	X

X: en dichos casos no es factible aplicar la valoración con el modelo.

Las variables utilizadas en las fórmulas de la Tabla 2-13 se incluyen a continuación:

Ca :	Coefficiente indexador equivalente a 0,35.
IA_{feva} :	Es el índice para actualización de precios del acero, CDSPDRBJ Index ¹⁴ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de evaluación del gasoducto $feva$.
IA_{fv} :	Es el índice para actualización de precios del acero, CDSPDRBJ Index ¹⁵ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de valor base del modelo fv .
PPI_{fb} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha base valoración fb .
PPI_{fv} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de valor base del modelo fv .
PPI_{feva} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de evaluación del gasoducto $feva$.
Cmo :	Coefficiente indexador equivalente a 0,4.
TRM_{fv} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .
TRM_{fb} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha base valoración fb .
$SMLV_{fb}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha base valoración fb .
$SMLV_{fv}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .
Coc :	Coefficiente indexador equivalente a 0,25.

Para la conversión del valor a pesos colombianos, se utiliza la siguiente expresión:

$$Va_{e,p} = Va_e \times TRM_{fb}$$

Donde:

$Va_{f,p}$:	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 en pesos colombianos de la fecha base.
Va_f :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
TRM_{fb} :	Tasa representativa del mercado de la fecha base.

2.7 Reglas de aplicación de modelo

Para aplicar el modelo de valoración de gasoductos integrado en este numeral 2, se deben observar las siguientes reglas:

¹⁴ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.
¹⁵ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

3 Valoración de estaciones de compresión

3.1 Información disponible

Como parte de los estudios requeridos para establecer la nueva metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural, en 2014 la Comisión realizó un estudio para actualizar el valor de algunos insumos utilizados por la CREG para estimar el valor eficiente de estaciones de compresión¹⁶.

3.2 Valores de referencia

En la Tabla 3-1 se muestran las principales variables que inciden en el costo de inversión en estaciones de compresión recíprocantes, y para distintos niveles de potencia instalada. Estos valores corresponden a los propuestos por el experto Calvin Peter Oleksuk en 2014, e incluyen el valor eficiente de elementos adicionales considerados necesarios para estaciones de compresión en Colombia. Estos elementos adicionales son enfriadores, edificios y bodegas, conexiones *hot tap* y pavimentación de vías. la desagregación de variables correspondientes a estaciones recíprocantes. Para estaciones de compresión centrifugas se presenta en la Tabla 3-2..

Tabla 3-1. Desagregación de variables que inciden en el costo estándar de inversión en estaciones de compresión recíprocantes

Equipos
Compresor
Enfriadores [1]
Transporte, bodegaje seguros, porteo [2]
IVA y arancel [3]
Otros
Materiales
Simmentaciones, estructuras, edificios, tuberías, controles
Construcción
Contratos, subcontratos, costos indirectos
Ingeniería
Costos locales
Ambiental, consultas públicas, legal
Adicionales [4]
Edificios y bodegas, conexión <i>hot tap</i> y vías

Contingencias 10%

Fuente: Adaptado del informe presentado por Calvin Peter Oleksuk, publicado mediante la Circular CREG 081 de 2014
[1] Rubro considerado necesario en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 20,08% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.
[2] Corresponde al 1,3% del valor del compresor más enfriadores. Este es el porcentaje reconocido por la CREG para este rubro en valoraciones anteriores.
[3] Corresponde a 19% de IVA y 5% de arancel sobre el valor del compresor más enfriadores. Porcentajes reportados por la DIAN (E-2012-003178).

¹⁶ El estudio lo realizó Calvin Peter Oleksuk, experto internacional en construcción de estaciones de compresión, y se publicó mediante la Circular No. 081 de 2014. La estimación de costos realizada por el consultor Oleksuk corresponde a una estimación clase III.

[4] Rubros considerados necesarios en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 9,13% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

Para valorar las unidades de compresión recíprocas que componen las estaciones de compresión se debe aplicar la siguiente ecuación

$$V_u = (25607 \times P_u^{-0,218})$$

$$V_t = \sum_{u=1}^{UT} V_u \times P_u$$

Donde:

V_t : Valor total estación de compresión [USD2009]

V_u : Valor unitario de cada unidad de compresión [USD2009/HP]

P_u : Potencia unidad a valorar [hp]

u : unidad de la estación a compresión a valorar

UT : numero total de unidades de compresión a valorar

Tabla 3-2. Desagregación de variables que inciden en el costo estándar de inversión en estaciones de compresión centrífugas

Equipos

Compresor
Enfriadores [1]
Transporte, bodegaje, seguros, porteo [2]
IVA y arancel [3]
Otros

Materiales

Simentaciones, estructuras, edificios, tuberías, controles

Construcción

Contratos, subcontratos, costos indirectos

Ingeniería

Costos locales

Ambiental, consultas públicas, legal

Adicionales [4]

Edificios y bodegas, conexión hot tap y vías

Contingencias 10%

Fuente: Adaptado del informe presentado por Calvin Peter Oleksuk, publicado mediante la Circular CREG 081 de 2014

[1] Rubro considerado necesario en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 20,08% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

[2] Corresponde al 1,3% del valor del compresor más enfriadores. Este es el porcentaje reconocido por la CREG para este rubro en valoraciones anteriores.

[3] Corresponde a 19% de IVA y 5% de arancel sobre el valor del compresor más enfriadores. Porcentajes reportados por la DIAN (E-2012-003178).

[4] Rubros considerados necesarios en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 9,13% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

Para valorar las unidades de compresión centrífugas que componen las estaciones de compresión se debe aplicar la siguiente ecuación

$$V_u = (149871 \times P_u^{-0,431})$$

$$V_t = \sum_{u=1}^{UT} V_u \times P_u$$

Donde:

V_t : Valor total estación de compresión [USD2009]

V_u : Valor unitario de cada unidad de compresión [USD2009/HP]

P_u : Potencia unidad a valorar [hp]

u : unidad de la estación a compresión a valorar

UT : numero total de unidades de compresión a valorar

Sobre las cifras que se calculan a partir de las ecuaciones se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La actualización de estas cifras se realizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales (Serie ID: WPSFD41312).
- Se asume que los equipos correspondientes a compresor y enfriadores son importados y sobre ellos aplica IVA y arancel. La información disponible en la Comisión al momento de elaborar este documento indica que para estos equipos el IVA es del 19% y el arancel del 5%. Estos porcentajes se podrán ajustar a los valores vigentes al momento de valorar una estación para efectos tarifarios.
- Las ecuaciones tienen un rango de aplicación para unidades de compresión desde 1500-30,000HP

El resultado de aplicar la anterior ecuación corresponde a una estimación de costos clase 3 según la clasificación de costos generalmente aceptada en ingeniería¹⁷. El rango de exactitud esperado de esta estimación tiene una variación en el rango bajo de -10% a -20% y de +10% a +30% en el rango alto. Los anteriores valores de referencia no incluyen infraestructura adicional que pueda requerirse en la estación de compresión por situaciones particulares tales como condiciones del terreno o gasoductos de conexión de longitudes apreciables. Esta infraestructura adicional se podrá evaluar en cada caso con la justificación debida que reporte el transportador.


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

¹⁷ Para mayor información, consultar www.aacei.org

Anexo 2. Información

Este anexo incluye los formatos para que los agentes declaren la información para valorar gasoductos, estaciones de compresión, inventario de activos y activos que cumplen periodo de vida útil normativa.

1 Variables del formato 1 - Gasoductos

1.1 Descripción de tipos de suelo

1.1.1 Suelo arcilloso

Se refiere al tipo de suelo cohesivo con una resistencia compresiva igual o superior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa).

1.1.2 Suelo arenoso

Tipo de suelo que además de ser cohesivo, con una resistencia compresiva inferior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa), en la construcción de los gasoductos se presentan paredes de las zanjas más inestables, lo cual generalmente conduce a una secuenciación en la construcción un poco diferente a través de las áreas impactadas. Normalmente en áreas arenosas el tubo es colocado en primer lugar, y la excavación y hundimiento se realiza después en estrecha proximidad a fin de no tener hundimientos en la excavación de la zanja.

1.1.3 Suelo rocoso

Tipo de suelo que presenta roca en camas sólidas o masas, en su formación original, encontrada en la excavación de zanjas para la tubería. Requiere extracción por medio de la utilización de cubos para roca, o perforación y voladura para su extracción. Una definición común es "aquello que no puede ser extraído con un D-8 equipado con un extractor, o excavado con una excavadora 330 equipada con un cubo para roca". Normalmente en la excavación en roca la profundidad de la zanja es menor y a menudo proporciona un mínimo de 60 cm para cubrir la superficie del tubo.

1.2 Descripción de tipos de vegetación

1.2.1 Tundra

Es un bioma que se caracteriza por su subsuelo helado, falta de vegetación arbórea, o en todo caso de árboles naturales, lo que es debido a la poca heliofania y al estrés del frío glacial. Los suelos que están cubiertos de musgos y líquenes son pantanosos con turberas en muchos sitios.

1.2.2 Bosque Templado

Es un bioma de clima templado y lluvioso, con estación seca. Se trata de bosques dominados por angiospermas (bosques de hojas anchas), e incluye también los bosques mixtos, donde se mezclan angiospermas y gimnospermas, se caracteriza principalmente por poseer una vegetación con hojas caducas.

1.2.3 Selva Subtropical

El concepto de selva, jungla o bosque lluvioso, se aplica a los bosques tropicales y subtropicales, es decir, a las florestas densas con gran diversidad de especies arbóreas y, por lo general, dosel cerrado, denso sotobosque y diversos "pisos", "estratos" o "niveles" de vegetación: desde árboles que pueden superar los 20 metros en los pisos altos hasta los musgos y mohos al ras del suelo, al cual difícilmente llega la luz solar (por este motivo también abundan los hongos).

1.2.4 Desierto Árido

En geografía se define como desierto a la zona terrestre en la cual las precipitaciones casi nunca superan los 250 milímetros al año y el terreno es árido. El desierto puede ser considerado un ecosistema o un bioma.

1.2.5 Estepa Seca

La Estepa Seca es una expresión comúnmente utilizada para designar el clima de una región del planeta donde las lluvias anuales están entre los 200 y los 400 mm. Una cantidad de lluvia inferior a los 200 mm anuales caracteriza a los desiertos. La vegetación está normalmente compuesta de arbustos que pierden las hojas en los meses más secos, así como de pastajes que también se secan en los periodos de estiaje.

1.2.6 Sabana

La sabana es una llanura ubicada en climas tropicales en la cual la vegetación se encuentra formando un estrato herbáceo continuo por gramíneas perennes, salpicada por algún árbol, arbusto o matorral individual o en pequeños grupos de talla inferior a 10 m. Normalmente, las sabanas son zonas de transición entre bosques y estepas. Se extiende en zonas de clima cálido a templado. Combina características del bosque y del pastizal. En los suelos cubiertos por pastos altos crecen árboles en grupos aislados.

1.2.7 Selva Tropical

El bosque tropical lluvioso es propio de las zonas tropicales en las que no existe una verdadera estación seca, hay uno o más meses relativamente secos (con menos de 100 mm de lluvia) y solamente algunas áreas son húmedas durante todo el año.

1.2.8 Tundra alpina

La tundra alpina está situada en las montañas a través del mundo en alta altitud donde los árboles no pueden crecer. La estación de crecimiento y desarrollo dura aproximadamente 180 días. La temperatura de la noche es generalmente por debajo de bajo 0 °C. Se diferencia de la tundra andina, por sus suelos bien drenados. Las comunidades de plantas son similares a las árticas.

1.3 Técnicas de manejo de nivel freático

1.3.1 Métodos de Sumideros y Zanjas

Un procedimiento de desagüe elemental consiste en la instalación de las cunetas, desagües franceses, y sumideros dentro de una excavación, de las que el agua que entra en la excavación puede ser bombeada. A menudo, una bomba de zanja de 6" o una serie de bombas de zanja se utilizan para bombear agua temporalmente de una excavación o zanja de la tubería para permitir el empuje que se realiza por debajo del suelo.

Este método de extracción de agua generalmente no debe ser considerado cuando el nivel del agua subterránea debe ser reducido a más de unos pocos pies, ya que la filtración en la excavación podría perjudicar la estabilidad de las pendientes de excavación y tener un efecto perjudicial sobre la integridad la cimentación de los suelos. Mantas de filtro o drenajes pueden ser incluidos en los sistemas de zanja y sumideros para superar desmoronamiento de menor importancia y facilitar la recolección de la filtración. Las desventajas de un sistema colector de desagüe son la lentitud en el drenaje de las pendientes, las condiciones potenciales de humedad durante la excavación y relleno, que pueden obstaculizar la construcción y afectan negativamente el suelo subrasante; el espacio requerido en el fondo de la excavación de los desagües, zanjas, colectores y bombas; y la frecuente falta de trabajadores expertos en la construcción u operación adecuada de sumideros.

1.3.2 Métodos de Sistemas de Aspiración

Los sistemas de aspiración Wellpoint son un método comúnmente utilizado de desagüe, ya que son aplicables a una amplia gama de excavaciones y a condiciones de aguas subterráneas.

Un sistema de aspiración convencional consta de una o varias series de puntas filtrantes (wellpoints) con tuberías verticales de 3,8 cm o 5 cm de diámetro, instaladas en una línea o anillo en espaciados entre aproximadamente 0,9 y 3 metros, con las verticales conectadas a un colector común y bombeado con una o más bombas de aspiración wellpoint. Los wellpoints son pequeñas cortinas hechas de latón o de malla de acero inoxidable, latón ranurado o tubería de plástico, o alambre envuelto en barras de forma trapezoidal para formar una cortina.

Por lo general oscilan en tamaño de 5 a 10 cm de diámetro y 0,6 a 1,5 metros de longitud y están construidas, ya sea con extremos cerrados o puntas de auto-inyección. Pueden o no estar rodeadas de un filtro según el tipo de suelo drenado. Las cortinas de aspiración y tuberías verticales pueden ser tan grandes como 15,25 cm y tan largas como 7,6 metros en ciertas situaciones.

Una bomba de aspiración utiliza un vacío combinado y una bomba centrífuga conectada a la cabecera para producir un vacío en el sistema y para bombear el agua que drena a los wellpoints. Una o más bombas de vacío complementarias se pueden añadir a las bombas principales donde una capacidad adicional de tratamiento de aire se requiere o es deseable. Generalmente, una etapa de

aspiración (wellpoints conectados a una cabecera en una elevación común) es capaz de bajar el nivel freático alrededor de 4,5 metros; bajar el agua subterránea más de 4,5 metros por lo general requiere una instalación de wellpoints en múltiples etapas.

Un sistema de aspiración es generalmente el método más práctico para el desagüe donde el sitio es accesible y donde la excavación y las capas acuíferas a ser drenadas no son demasiado profundas. Para las excavaciones de gran tamaño o profundidad, donde la profundidad de la excavación es más de 9 o 12 metros, o donde la presión artésiana en un acuífero profundo debe ser reducida, puede ser más práctico utilizar wellpoints del tipo eductor o pozos profundos (discutido más adelante) con turbina o bombas sumergibles, utilizando puntas filtrantes (wellpoints) como un método complementario de desagüe, si es necesario. Los wellpoints son más adecuados que los pozos profundos, donde la inmersión disponible para las cortinas es pequeña y se requiere espacio cerrado para interceptar las filtraciones.

1.3.3 Métodos de Ataguías

Un método común de la excavación por debajo del nivel freático en áreas confinadas es impulsar la madera o tablestacas de acero por debajo de la elevación subrasante, instalar refuerzos, excavar la tierra, y bombear las posibles filtraciones que entran en el área de las ataguías.

El desagüe de una excavación entoldada con sumideros y zanjas está sujeta a las mismas limitaciones y graves desventajas que las que se dan en excavaciones abiertas. Sin embargo, el peligro de empuje hidráulico en el fondo de una excavación en la arena podría ser reducido si la lámina puede ser conducida en un estrato impermeable subyacente, reduciendo así la filtración al fondo de la excavación.

Las excavaciones por debajo de la capa freática a veces pueden ser realizadas con éxito utilizando laminado y bombeo de sumidero. Sin embargo, el uso de lámina y arriostamiento deben ser diseñados para presiones hidrostáticas y soporte reducido de pie por las fuerzas de filtración hacia arriba. Cubrir el fondo de la excavación con una manta filtro de arena y gravilla invertida facilitará la construcción y el bombeo de las aguas de filtración.

1.4 Cruces Subfluviales

En ocasiones, en el trazado de un ducto es necesario atravesar diversas fuentes de agua como ríos y quebradas, o tierras pantanosas, que implican la utilización de técnicas de construcción especiales para realizar cruces subfluviales, los cuales abarcan cruces húmedos con zanjas, perforaciones horizontales dirigidas y cruces aéreos.

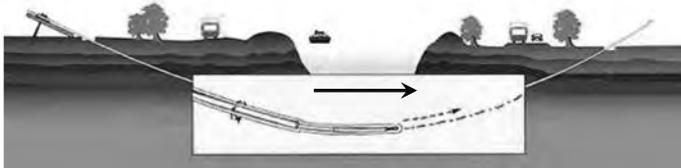
1.4.1 Cruce húmedo con zanja

Esta técnica se usa en humedales y pantanos, en los cuales las zanjas deben ser excavadas usando excavadoras de orugas que trabajan fuera de la orilla del pantano, utilizando caminos o revestimientos de madera o dispositivos similares. Los despojos excavados se almacenan en el lado no funcional del derecho de vía.

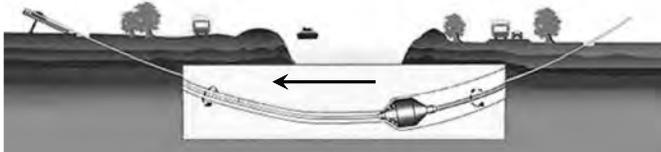
Los humedales inundados normalmente necesitan ser excavados mediante la utilización de excavadoras de oruga o dragas trabajando sobre barcazas o dispositivos similares, o utilizando excavadoras con equipo de pantano. Los despojos se apilan generalmente adyacentes a la zanja de la tubería y son mediante los mismos equipos depositados como material de relleno posteriormente.

1.4.2 Perforación Horizontal Dirigida

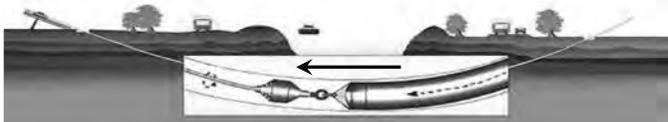
La instalación de una tubería a través de la perforación horizontal direccionada (HDD) es un proceso de dos etapas. La primera etapa consiste en perforar un orificio piloto de diámetro pequeño junto con una ruta de dirección diseñada. La segunda etapa implica la ampliación de este agujero piloto para obtener un diámetro que se acomode al de la tubería para luego meterla en un agujero agrandado. Los siguientes diagramas explican el proceso en general: Perforación del paso del piloto a lo largo de la trayectoria planeada



Ampliación del paso del piloto a un diámetro mayor al de la tubería



Instalación de la tubería



Cruces aéreos

Esta técnica corresponde a la construcción de puentes o utilización de soportes sobre los cuales se atraviesa la fuente hídrica.

Formato 1. Información para valorar gasoductos

El formato 1 incluye los campos declarar la información correspondiente a gasoductos, este formato también estará en formato Excel adjunto a la resolución.

Datos generales del gasoducto:

Nombre del gasoducto troncal asociado al reporte:	
Tipo de activo que se está reportando:	
Nombre del activo que se está reportando:	
Fecha Base:	
Valor total (en \$COP de la fecha base):	
Año de entrada en operación	

Caracterización del gasoducto:

Formato 1			
Columnas			
1	2	...	20

Donde:

Variables formato 1	
Columna	Variable
1	No. Segmento
2	Longitud segmento
3	Latitud (Decimal)
4	Longitud (Decimal)
5	Altura (metros sobre el nivel del mar)
6	Diámetro (pulgadas)
7	Tipo de suelo
8	Vegetación
9	Nivel freático
10	Clase de localidad
11	Cruces de cuerpos de agua
12	Cruces fallas geológicas (cruces sísmicos)
13	Terreno cultivado
14	Inclinación de terreno
15	Media ladera
16	Gasoducto construido a Doble junta
17	Área congestionada
18	No. de conexiones tapón doble más hot tap y bypass
19	No. de conexiones tapón doble más hot tap

20	No. de conexiones corte en caliente, hot tap
21	No. de conexiones corte en frío, cold tap

Este anexo debe incluir la siguiente declaración.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Para incluir la información en la tabla se debe tener en cuenta:

Consideraciones para declarar la información para gasoductos

Caracterización	Descripción
Valor total	Declarar valor en pesos colombianos de la fecha base.
Longitud total	Declarar longitud en metros.
Diámetro	Declarar diámetro en pulgadas.
Año de entrada en operación	Declarar año.
Diagrama de flujo	Reportar el diagrama de flujo del gasoducto en donde sea visible su ubicación dentro del sistema de transporte.
Conexiones	Declarar qué tipo y cuántas conexiones serán necesarias: i) conexión en frío <i>cold cut</i> , ii) conexión con <i>hot tap</i> (roscado en caliente); iii) conexión con tapón doble más <i>hot tap</i> ; ó iv) conexión con tapón doble más <i>hot tap</i> y <i>bypass</i> .
Combustible	Declarar el costo del combustible requerido durante la construcción en USD por galón.
Tipo de suelo	
Arcilloso	Suelos típicos en el recorrido de un gasoducto. Declarar valores en metros. Se debe especificar el tipo de suelo kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Rocoso	
Arenoso	
Vegetación	
Tundra	Vegetación típica en el recorrido de un gasoducto. Declarar valores en metros. Se debe especificar el tipo vegetación kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Bosque Templado	
Selva Subtropical	
Desierto Árido	
Estepa Seca	
Sabana	
Selva Tropical	
Tundra Alpina	
Nivel freático	
Sumideros y zanjas	Técnicas para el manejo de nivel freático durante la construcción. Declarar valores en metros. Se debe especificar la técnica
Sistema de aspiración	

Consideraciones para declarar la información para gasoductos

Caracterización	Descripción
Ataguías	predominante utilizada kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Clase de localidad	
Localidad Clase 1	Definición de norma técnica ASME B31.8. Declarar valores en metros. Se debe indicar la cantidad de metros de gasoducto que se ubican en cada tipo de localización para cada kilómetro del recorrido del gasoducto.
Localidad Clase 2	
Localidad Clase 3	
Localidad Clase 4	
Cruces de cuerpos de agua	
Zanja	Técnicas para el cruce de cuerpos de agua como ríos y pantanos durante la construcción del gasoducto. Declarar a) el tipo de cruce, b) el nombre del cruce asociado al nombre de la fuente de agua que cruza, c) la abscisa (en km) del recorrido del gasoducto en el que se presente el cruce, y d) la longitud del cruce en metros para cada tipo de cruce.
Perforación horizontal dirigida	
Aéreo	
Cruces sísmicos	
Cruce de falla geológica	Técnica para cruce de falla geológica durante la construcción. Declarar valor en metros y la cantidad de metros del gasoducto construidos con especificaciones de cruce sísmico. Estas especificaciones corresponden a una configuración de zanja trapezoidal y en soldadura para <i>X-70 pipe x .500 pipe</i> . Además, deberá indicarse la abscisa (en metros) del recorrido del gasoducto en que se presentan estos cruces.
Terreno cultivado	
	Terrenos en donde hay cultivos con técnicas de riego y tubos de drenaje. En estas zonas los gasoductos se instalan a una profundidad suficiente para dar cabida al drenaje. Declarar valor en metros. Se debe especificar la longitud en terreno cultivado kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Inclinación del terreno	
	Pendientes del terreno en el recorrido del gasoducto. Reportar la georreferenciación cada 100 metros recorridos en el trazado. Se debe presentar la latitud y longitud en coordenadas decimales (i.e. 49,500 - 123,500) y la altitud en metros sobre el nivel del mar.
Doble junta	
	Recorrido del gasoducto construido con la técnica de doble junta. La técnica consiste en soldar dos tramos de gasoductos (e.g. de 12 m cada uno) y llevar el tramo unido al sitio de instalación. Se debe especificar la longitud en la que se utilizó la técnica de juntas dobles kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Área congestionada	
	Recorrido del gasoducto que está instalado en localidad clase 4 y que cruza o cruzará una población de más de 50.001 habitantes para cada kilómetro del recorrido del gasoducto. Declarar la longitud en metros. Se debe especificar esta longitud kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.

Nota: La información de este formato se declarará en el formato Excel que se publique con la presente Resolución.

Formato 2. Información para valorar estaciones de compresión

Para cada una de las estaciones de compresión se deberá incluir la siguiente información:

Nombre del compresor:	
Capacidad total:	[MMPCD]
Potencia total:	[HP]
Presión mínima entrada:	[psig]
Presión máxima salida:	[psig]
Temperatura de succión:	[°F]
Temperatura de descarga:	[°F]
Fecha inicio del proyecto:	[DD-MM-AAAA]
Fecha Puesta en operación comercial:	[DD-MM-AAAA]
Valor insonorización:	COP
Valor total estación compresora:	COP
Incluye tea:	[Si, No]

Ubicación geográfica del compresor	
Latitud:	[0,000000000]
Longitud:	[0,000000000]
Altura:	[0,00] [msnm]

Breve descripción del alcance del sistema de control:
Breve descripción del alcance del sistema de monitoreo y protección del equipo:
Si se incluye tea haga la descripción aquí:
Descripción insonorización:

Caracterización compresor								
No. Unidad	Tecnología	Potencia	Presión mínima entrada	Presión máxima salida	Número de etapas	Tipo de combustible que usa el compresor para operar	Consumo a plena carga [BTU/hora]	Consumo a plena carga [kWh]
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Formato 3. Información para otros proyectos

Nombre:

Tipo (a):

Días de ejecución (c):

Fecha de inicio:

Fecha de finalización:

Gasoducto troncal asociado:

Tipo de activo asociado:

Nombre del activo asociado:

No. del segmento reportado al que se conecta:

Ubicación geográfica del proyecto

Latitud (d):

Longitud (d):

Altura: [msnm]

Descripción del proyecto (b):

Flujo de construcción							
No.	Año	Inversión total (e)	Costo de equipos (f)	Costo obra civil y mecánica (g)	Costo de permisos temporales servidumbres (h)	Costo de inversión socio ambiental (i)	Total
1	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
2	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
3	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
4	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
5	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
6	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Total		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

- (a) Por ejemplo: obras tales como contraflujo, almacenamiento, otros incluidos los IPAT.
 - (b) Breve descripción del alcance del proyecto y referencia a documentación complementaria.
 - (c) Periodo de ejecución de la obra hasta su puesta en servicio.
 - (d) Coordenadas decimales de ubicación del proyecto.
 - (e) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación.
 - (f) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
 - (g) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
 - (h) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
 - (i) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.
- Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Formato 4. Información para proyectos que cumplen VUN

Para proyectos de activos distintos a Gasoductos y estaciones de compresión se deberá enviar la información en la solicitud definida en el siguiente formato:

Proyectos para activos que cumplen VUN y el transportador declara que siguen operando													
No.	Tipo proyecto	General				Punto geográfico donde se proyecta a hacer el proyecto.			Tipo de proyecto e información				
		Año y mes de entrada en operación	Año y mes en el que la CREC por primera vez lo reconoció en los cargos tarifarios	Gasoducto troncal	Tramo al que se le aplica el proyecto	Latitud (Decimal)	Longitud (Decimal)	Altura (metros sobre el nivel del mar)	Descripción del proyecto	Justificación del proyecto.	Carpeta con la descripción del proyecto	Nombre del archivo kmz con trazado y ubicación del proyecto	Nombre de la carpeta del archivo kmz asociada al gasoducto
1													
2													
3													
4													
5													
...													
17													
18													
19													
...													

DM
DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

Jorge Valencia
JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Anexo 3. Costos reales de gasoductos y estaciones de compresión correspondientes a las variables IAC_t, PNI_t e IPAT_t

Una vez concluida la construcción y puesta en operación comercial de los activos deberá entregarse a la Comisión la información de caracterización del formato 1 del Anexo 2 de la presente resolución para el caso de gasoductos y el archivo tipo kmz o kml, así como el formato 1 que se incluye a continuación:

Formato 1. Gasoductos

Datos generales

Nombre del gasoducto:	<input type="text"/>	Ubicación geográfica del proyecto
Capacidad máxima de mediano plazo:	<input type="text"/> [KPCD]	Latitud: <input type="text"/> 0,0000000000
Días de ejecución del proyecto:	<input type="text"/>	Longitud: <input type="text"/> 0,0000000000
Longitud de construcción por día:	<input type="text"/> [m/ día]	Altura: <input type="text"/> 0,00 [msnm]
Longitud total del gasoducto:	<input type="text"/> [m]	
No. de conexiones tapón doble más hot tap y bypass:	<input type="text"/>	
No. de conexiones corte en caliente, hot tap:	<input type="text"/>	
No. de conexiones corte en frío, cold tap:	<input type="text"/>	
Fecha inicio del proyecto:	<input type="text"/>	
Fecha finalización del proyecto:	<input type="text"/>	

Flujo de construcción

No.	Año	Metros construidos	Costo de construcción del gasoducto (a)	Costo de todos los materiales permanentes (b)	Costo de permisos temporales servidumbres (c)	Costo en inversión social (d)	Costo en inversión ambiental (e)	Costo en inversión de estación de transferencia entre transportadores (f)	Total
1	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
2	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
3	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
4	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
5	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
6	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Total		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

- (a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto.
 - (b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de materiales, tales como la compra de la tubería.
 - (c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
 - (d) Incluir todos los costos en los que se incurrieron por inversiones sociales derivadas exclusivamente de la construcción del gasoducto.
 - (e) Incluir todos los costos por inversiones ambientales derivadas exclusivamente de la construcción del gasoducto.
 - (f) Incluir todos los costos por inversiones en estación de transferencia en el caso de conectarse a otro sistema de transporte.
- Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal
Todos los valores de este formato podrán ser auditados

- (a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión.
- (b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
- (c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
- (d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
- (e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal
Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Formato 3. Otros proyectos

Nombre:		
Tipo (a):		
Días de ejecución (c):		
Fecha de inicio:		
Fecha de finalización:		
Gasoducto troncal asociado:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>
Tipo de activo asociado:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>
Nombre del activo asociado:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>
No. del segmento reportado al que se conecta:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>

Ubicación geográfica del proyecto

Latitud (d):	0,0000000000
Longitud (d):	0,0000000000
Altura:	0,00 [msnm]

Descripción del proyecto (b):

Flujo de construcción							
No.	Año	Inversión total (e)	Costo de equipos (f)	Costo obra civil y mecánica (g)	Costo de permisos temporales servidumbres (h)	Costo de inversión socio ambiental (i)	Total
1	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
2	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
3	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
4	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
5	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
6	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Total		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

- (a) (Por ejemplo: obras tales contraflujo, almacenamiento, otros incluidos los IPAT)
 - (b) Breve descripción del alcance del proyecto y referencia a documentación complementaria
 - (c) Periodo de ejecución de la obra hasta su puesta en servicio
 - (d) Coordenadas decimales de ubicación del proyecto
 - (e) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación.
 - (f) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
 - (g) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
 - (h) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
 - (i) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.
- Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal
Todos los valores de este formato podrán ser auditados


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C17		3	Gastos asociados al lleno de línea	3.Asociados al lleno de línea: Erogaciones asociadas a compras de gas natural para completar el lleno de línea:
C18		4	Gastos asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio	4.Asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio: Son todas las erogaciones correspondientes a actividades distintas al transporte de gas del tramo, incluye los gastos asociados a la remuneración de la inversión de activos de terceros.
C19		5	Gastos asociados a activos de conexión al SNT	5.Asociados a activos de conexión al SNT: Son las erogaciones atribuidas a los activos de conexión de otro agente o activos de conexión de usuarios siempre y cuando estos activos no estén en la base de inversión, y los agentes y/o usuarios no estén pagando gastos de AOM al transportador.
C20		6	Gastos asociados con la reposición de activos del tramo	6.Asociados a la reposición de activos: Erogaciones asociadas a refuerzos estructurales, variantes, geotecnia, y demás asociados al tramo sujeto a reposición.

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C21		7	Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura	7.Asociados con los costos de la inversión en infraestructura: Tales como arrendamiento de infraestructura de transporte de gas, entre otras, y en general todo lo relacionado con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de transporte de gas natural.
C22		8	Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida	8.Asociados a puntos de entrada y salida: Son las erogaciones asociadas a los Hot tap, accesorios de derivación, válvulas, actuadores, cajas en los puntos de entrada y salida del SNT.
C23		9	Gastos de AOM asociados a proyectos de IPAT	9.AOM asociado a proyectos de IPAT: Erogaciones asociadas a los proyectos de loops, estaciones de compresión, y equipos de reversión de flujos, para proyectos definidos como IPAT en los planes de abastecimiento de gas natural.
C24		10	Gastos asociados al combustible utilizado para impulsar las estaciones	10 Erogaciones asociadas al combustible / energía utilizados para impulsar las estaciones.

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C25		11	Gastos asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio	11.Asociados a otras actividades no relacionadas anteriormente: Demás erogaciones asociadas a otras actividades que no estén descritas anteriormente.
C26	Total gastos AOM otras actividades			
C27	Total gasto AOM transporte gas natural			
C28	Observaciones			

Nota: La asignación de la columna reconocido corresponde a:
 1 Rubros reconocidos
 0 Rubros no reconocidos
 1* Estas erogaciones son una lista indicativa que podrán ser consideradas en la remuneración siempre y cuando correspondan a convenciones colectivas suscritas previo a la expedición de la presente Resolución y sean revisadas por el

Auditor que designe la Comisión, el agente deberá entregar los soportes y las explicaciones requeridas, adicional a ello deberá expedirse certificación firmada por el representante legal, contador público y revisor fiscal para cada vigencia donde conste el valor de cada una de las partidas solicitadas.

El presente formato será incluido en el archivo Excel adjunto a la Resolución.

Representante Legal
C.C

Contador
C.C
T.P

Revisor Fiscal
C.C
T.P

Formato 2. Reporte de Predios

Los terrenos, construcciones y edificaciones serán excluidos de la inversión base, y se remunerarán como otros gastos AOM, los cuales se calcularán a partir de la información catastral de predios propios del servicio, la cual deberá consignarse en la siguiente tabla:

Año	Municipio	Código Divipola	Tramo	Cédula Catastral	Área del terreno (M ²)	Valor catastral	%T	%OA	%Total

1. Año: Corresponde al año del valor catastral del terreno y/o inmuebles a la fecha base.
2. Municipio: Área geográfica donde se encuentra ubicado el inmueble.
3. Código Divipola: Nomenclatura estandarizada, diseñada por el DANE para la identificación de Entidades Territoriales (departamentos, distritos y municipios), Áreas No Municipalizadas y Centros Poblados, mediante la asignación de un código numérico único a cada una de estas unidades territoriales.
4. Tramo: Corresponde al gasoducto o grupo de gasoductos definido por la regulación al que está asignado el predio
5. Cédula catastral: Conjunto de números o caracteres que identifican a cada inmueble incorporado en el censo predial y que a su vez lo georreferencia.
6. Área del terreno: Corresponde al número de metros cuadrados del predio.
7. Valor Catastral: Es el valor asignado a cada uno de los bienes inmuebles ubicado en el territorio del estado de acuerdo con los procedimientos a que se refiere la ley.
8. %D: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de distribución de GLP.
9. %C: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de comercialización minorista de GLP.
10. %T: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de transporte.
11. %ON: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de otros negocios u actividades diferentes de las anteriores.

El presente formato se diligencia en (Ciudad), a los XX días del mes de XXXX de 20XX.

Representante Legal	Contador Público	Revisor Fiscal
C.C	C.C T.P	C.C T.P

5. Total activos: Es la suma del valor del activo atribuido a transporte y otras actividades y debe corresponder al valor total del activo a la fecha de corte
- El presente formato se diligencia en (Ciudad), a los XX días del mes de XXXX de 20XX.

Representante Legal	Contador Público	Revisor Fiscal
C.C	C.C T.P	C.C T.P
 DIEGO MESA PUYO Ministro de Minas y Energía Presidente	 JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN Director Ejecutivo	

Formato 3. Reporte De Otros Activos Menores

Descripción	Año	Tramo	Activos asociados al transporte	Activos asociados a otras actividades	Total activos
Equipo de construcción					
Maquinaria industrial					
Herramientas y accesorios					
Equipo de centros de control					
Equipo de laboratorio					
Muebles y enseres					
Equipo y máquina de oficina					
Equipo de comunicación					
Equipo de computación					
Líneas telefónicas					
Satélites y antenas					
Equipo de transporte Terrestre					
Equipo de transporte Marítimo y fluvial					
Equipo de tracción					
Equipo de elevación					
Intangibles Licencias					
Intangibles Software					

1. Descripción: Agrupa los bienes tangibles e intangibles utilizados para la prestación del servicio o uso de la empresa que no están disponibles para la venta que no son remunerados como inversión
2. Tramo: Corresponde al gasoducto o grupo de gasoductos definido por la regulación al que está asignado el activo.
3. Activos asociados al transporte: Valor del activo cuyo uso es directamente atribuido a la actividad de transporte.
4. Activos asociados a otras actividades: Valor de los activos usados o atribuidos a la actividad de distribución y/o a otras actividades identificadas en el anexo de AOM

Anexo 5. Metodología para la estimación de la capacidad máxima de mediano plazo

Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT o de un SRT se aplicarán las siguientes reglas:

1. Parámetros técnicos del fluido y del gasoducto. Los parámetros del fluido y del gasoducto utilizados para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo deben corresponder a los parámetros validados mediante simulaciones operacionales del transportador, teniendo en cuenta información histórica.

2. Presiones en puntos de entrada de campos de producción. Se utilizará como presión en puntos de entrada de campos de producción 1200 psig.

3. Máxima presión de operación permisible. Las presiones que se simulen no deberán exceder las máximas presiones de operación permisibles establecidas por la norma NTC-3838 o aquellas normas que la modifiquen, aclaren o sustituyan.

4. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT, se simulará la red integrada por la totalidad de los gasoductos del STT, empleando modelos de simulación en estado transitorio y siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

4.1. Para cada punto de salida de un STT se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección.

4.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún punto de salida la presión sea inferior a la mínima pactada contractualmente o inferior a 250 psig si el transportador no tiene contratos firmes para ese punto, o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada. En los puntos de salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

4.3. Para aquellos STT que se deriven de un sistema de transporte de otro transportador, se utilizarán las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el punto de transferencia correspondiente.

4.4. Para aquellos STT que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

5. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT, se efectuarán simulaciones independientes a las del STT del cual se deriven, empleando modelos de simulación en estado transitorio y siguiendo el procedimiento que se establece a continuación:

5.1. Para cada punto de salida de un SRT se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección.

5.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún punto de salida la presión sea inferior a la mínima pactada contractualmente o inferior a 60 psig si el transportador no tiene contratos firmes para ese punto, o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada. En los puntos de salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

5.3. Para aquellos SRT que se deriven de un sistema de transporte de otro transportador, se utilizará el mayor valor entre la presión pactada contractualmente en el punto de transferencia de custodia y la mínima presión observada en el mismo punto durante los tres años anteriores al año del cálculo. En caso de no existir presión pactada contractualmente, se tomará la presión promedio obtenida por el transportador que entrega en el punto de transferencia correspondiente. En los demás casos se utilizará una presión de entrada de 250 psig.

5.4. Para aquellos SRT que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

5.5. Si dentro de un sistema de transporte la capacidad máxima de mediano plazo, calculada para cualquier gasoducto, es inferior a la suma de las capacidades máximas de mediano plazo de los gasoductos que se desprenden de él, los valores de capacidades calculados para estos últimos se disminuirán en forma proporcional, hasta lograr que su capacidad acumulada no exceda la del gasoducto del cual se desprenden.

6. Envío de Información. El transportador deberá enviar a la CREG las memorias del cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo para cada gasoducto o grupo de gasoductos. Estas memorias deben incluir todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, así como las capacidades, presiones y extracciones en cada tramo y en cada punto de salida a lo largo del gasoducto. En el caso de que se disponga del archivo de simulación en el software Pipeline Studio se debe adjuntar a la información.

Los cálculos anteriores deberán realizarse para cada dirección del flujo de gas, en el caso de que exista la posibilidad de contraflujo.

Como parte de las memorias de cálculo el transportador deberá reportar la siguiente información:

Formato 1. Información utilizada para el cálculo de la CMMP

Información	
Tramo:	<input type="text"/>
Presión en cada punto de recibo:	<input type="text"/> [psig]
temperatura punto de recibo:	<input type="text"/> [°F]
longitud:	<input type="text"/> [m]
Diámetro:	<input type="text"/> [pulgadas]
Espesor:	<input type="text"/> [pulgadas]
Rugosidad (inicio vida útil):	<input type="text"/> [pulgadas]
Eficiencia ducto (1):	<input type="text"/> [%]
temperatura punto de entrega:	<input type="text"/> [°F]

(1) Introducir el valor de eficiencia que el simulador utiliza para relacionar la fricción de un fluido en movimiento a través de una tubería ideal versus la fricción de una tubería actual.

NOTA: La fricción ideal es típicamente menor que la real.

Formato 2. Cromatografía gas*

Componente	Metano	Nitrógeno	Dióxido de Carbono	Etano	Propano	Agua	Sulfuro de Hidrógeno	Hidrógeno	Monóxido de Carbono	Oxígeno	i-Butano	n-Butano	i-Pentano	n-Pentano	Hexano	Heptano	n-Octano	n-Nonano	n-Decano	Helio	Argón	Total		
Formulación química:	CH ₄	N ₂	CO ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	H ₂ O	H ₂ S	H ₂	CO	O ₂	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈	C ₈ H ₁₈	C ₁₀ H ₂₂	He	Ar	100%		
Punto de recibo: Composición porcentual molar:																							0.00 %	
Punto de recibo: Composición porcentual molar:																								0.00 %
Punto de recibo: Composición porcentual molar:																								0.00 %

* Valores normalizados

Formato 3. Perfil de demanda horario

Hora:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
MPCD:																									

La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá verificar, dentro de los términos legales, el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de los SRT o STT realizado por el transportador.


DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Anexo 6. Formatos para el reporte de información

Formato 1. Inversión existente en red tipo I de transporte

Tramo o grupo de gasoductos:

Componente	Nombre	Año de entrada en operación	Clasificación de variables	Inversión (Pesos de la fecha base)	Diámetro (pulg.)	Longitud (km.)	Potencia instalada (HP)
Gasoducto [1]							
Estación de compresión [2]							
Cruce subfluvial [2]							
Gasoducto loop [2]							
Total							

[1] Incluye sistema SCADA, centros principales de control, sistema de comunicaciones, muebles, enseres y equipos de oficina, equipos de transporte, computación y accesorios.
 [2] Se deben agregar las necesarias para incluir todos los componentes presentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada componente se le debe asignar un nombre.
 [3] Para cada componente se debe indicar su clasificación según las variables IET-1, PNI-1, $IFPN_{j,x,fb}$, $INO_{j,x,fb}$ establecidas en la presente resolución.
 Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Formato 2. Inversión existente en red tipo II de transporte

Tramo o grupo de gasoductos:

Componente	Nombre	Año de entrada en operación	Clasificación de variables	Inversión (Pesos de la fecha base)	Diámetro (pulg.)	Longitud (km.)	Potencia instalada (HP)
Gasoducto [1]							
Estación de compresión [2]							
Cruce subfluvial [2]							
Gasoducto loop [2]							
TOTAL							

[1] Incluye sistema SCADA, centros principales de control, sistema de comunicaciones, muebles, enseres y equipos de oficina, equipos de transporte, computación y accesorios.
 [2] Se deben agregar las filas necesarias para incluir todos los componentes presentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada componente se le debe asignar un nombre.
 [3] Para cada componente se debe indicar su clasificación según las variables IET-1, PNI-1, $IFPN_{j,x,fb}$, $INO_{j,x,fb}$ establecidas en la presente resolución.
 Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Formato 3. Programa de nuevas inversiones, PNI

Tramo o grupo de gasoductos:

No.	Nombre Proyecto [1]	Año de entrada en operación	Longitud (m)	Diámetro (pulg.)	Año:					Descripción del proyecto
					Inversión Año 1	Inversión Año 2	Inversión Año 3	Inversión Año 4	Inversión Año 5	
1										
2										
3										
4										

[1] Se deben agregar las filas necesarias para incluir los proyectos (PNI) existentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.

Formato 4. Inversiones en aumento de capacidad, IAC

Información											
Tramo o grupo de gasoductos: <input type="text"/>											
Componente	Nombre	Mes y año de entrada en operación	Longitud (m)	Diámetro (pulg.)	Potencia instalada (HP)	Año:					Descripción del proyecto
						Inversión Año 1	Inversión Año 2	Inversión Año 3	Inversión Año 4	Inversión Año 5	
Gasoducto loop [1]											
Estación de compresión [1]											

[1] Se deben agregar las filas necesarias para incluir los proyectos (IAC) existentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.

Formato 5. Gastos de AOM para el horizonte de proyección

Tramo o grupo de gasoductos: _____

Horizonte de proyección (VUN): 20 años

Fecha Base: _____

Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año 20
AOM asociado a inversión existente [I+II]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
I. Gastos en raspador inteligente [1]:							
II. Gastos en terrenos e inmuebles [2]:							
AOM asociado a proyecto IAC [3]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Gastos en compresión [4]:							
Gastos en raspador inteligente [1]:							
Gastos en terrenos e inmuebles [2]:							

- [1] Gastos en raspador inteligente de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.
 [2] Gastos en terrenos e inmuebles de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.
 [3] Gastos de AOM de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución. Se deben agregar las filas necesarias para incluir los proyectos existentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.
 [4] Gastos en compresión de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución. Se debe asignar un nombre a la estación de compresión. En documento aparte se deben reportar los soportes técnicos requeridos en la presente Resolución.
 Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.

Formato 6. Demandas de capacidad y volumen

Tramo o grupo de gasoductos: _____

Horizonte de proyección (VUN): 30 años

Año Base: _____

Año b: _____

Año e: _____

Demandas de capacidad (kpcd) y de volumen (kpcv)

	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año 30
Demanda esperada de capacidad, DEC (kpcd):	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dirección contractual B [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capacidad contratada [4]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
i. Distribuidor-comercializador:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ii. Industria:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
iii. Generador térmico:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
iv. Comercializador de GNCV:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Demanda esperada de volumen, DEV (kpcv):	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dirección contractual B [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP (kpcd) [8]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Demanda máxima de capacidad real, DMC (kpcd)

	Año (b)	Año (b+1)	Año (b+2)	...	Año 30
Demanda máxima de capacidad real, DMC (kpcd) [5]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Máximo volumen transportable en un día, CME (kpcv) [6]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Máximo volumen transportable en un día, CM (kpcv) [7]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

Inversiones en Aumento de Capacidad, IAC, para la demanda esperada de capacidad, DEC

	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año 30
Proyecto de IAC [3]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A [2]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
II. Dirección contractual B [2]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

Inversiones en Aumento de Capacidad, IAC, para la demanda esperada de volumen, DEV

	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año 30
Proyecto de IAC:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
II. Dirección contractual B:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

- [1] Se debe diligenciar la información de demandas para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.
 [2] Demanda de capacidad en ambas direcciones en caso de existir condición de contraflujo.
 [3] Se deben diligenciar para cada proyecto IAC existente.
 [4] Se debe diligenciar la información de capacidad contratada para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.
 [5] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del periodo que va desde el año b hasta el año e, como se indica en el Artículo 20 de la presente resolución. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.
 [6] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del periodo que va desde el año e+1 hasta el año y como se indica en el Artículo 20 de la presente resolución. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.
 [7] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del periodo que va desde el año b hasta el año e, como se indica en el Artículo 20 de la presente Resolución. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.
 [8] El Año 1 corresponde al año (e+1), el Año 2 al Año (e+2) y así sucesivamente. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.
 Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.

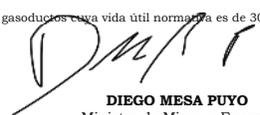
Formato 7. Gas de empaquetamiento

Tramo o grupo de gasoductos: _____

Horizonte de proyección (VUN): 20 años

Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año 20
Gas de empaquetamiento asociado a inversión existente:							
Gas de empaquetamiento asociado a proyecto de IAC:							

Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.


DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Anexo 7. Red tipo I de transporte

Tramos de gasoductos	Año inicio VUN	Diámetro (pulg.)	Longitud (km)
Sistema de Promigas			
Ballena - La Mami	2014	20, 24	143
La Mami - Barranquilla	2014	20, 24	142
Barranquilla - Cartagena	2014	20	113
Cartagena - Sincelejo	2002	10	123
Sincelejo - Jobo	2002	10	70
La Creciente - Sincelejo	2014	8, 6, 2	51
Sistema de TGI			
Ballena - Barrancabermeja	1996	18	579
Barrancabermeja - Sebastopol	1997	20	111
Sebastopol - Vasconia	1997	20	62
Vasconia - Mariquita	1997	20	123
Mariquita - Pereira	1997	20	155
Pereira - Armenia	1997	20	60
Armenia - Cali	1997	20	128
Mariquita - Gualanday	1997	6	123
Gualanday - Neiva	1997	12, 6	169
Cusiana - El Porvenir	2002	20	33
El Porvenir - La Belleza	2000	20	189
La Belleza - Vasconia	1997	12, 14	91
La Belleza - Cogua	1997	22	115
Cusina - Apiay	1995	10, 12	150
Apiay - Usme	1995	6	122
Apiay - Villavicencio - Ocoa	1995	6	40
Morichal - Yopal	1994	4	13
Cogua - Zipalandia	1999	20	6,0
Zipalandia - Guacari	1999	20	7,0
Guacari - Cajicá	1999	20	7,6
Cajicá - Chía	1999	20	9,4
Guacari - Briceño	1999	14	5,0
Chía - Estación Guaymaral	1999	14	8,5
Chía (troncal) - Pueblo Viejo	2004	20	7,7
Pueblo Viejo - San Rafael	2004	20	8,8
San Rafael - La Ramada	2004	20	8,2
La Ramada - Mosquera (troncal)	2004	20	5,1
Sistema de Transmetano			
Sebastopol - Medellín	1997	12, 14	147,5

Sistema de Progasur

Neiva - Hobo	1996	8	50
Sardinata - Cúcuta		4	66
Cali - Popayán	2011	4	116

Sistema de Promioriente

Payoa - Bucaramanga	1997	6, 8	50
Barrancabermeja - Payoa	,216	8	58
Gibraltar - Bucaramanga	2003	12	177

Sistema de Transoccidente

Yumbo - Cali	1996	4, 6, 8, 14, 16	11
--------------	------	-----------------	----

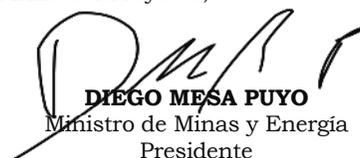
Sistema de Coinogas

Floreña - Yopal	2006	6	17,56
-----------------	------	---	-------

OTROS

Cualquier gasoducto que conecte campos de producción, o sistemas de importación, con el SNT o con un sistema de distribución.

Firma del Proyecto,


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Anexo 8. Gastos históricos en compresión

Datos generales		Ubicación geográfica del compresor	
Nombre de la estación de compresión:	<input type="text"/>	Latitud:	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Capacidad de compresión:	<input type="text" value="[KPCD]"/>	Longitud:	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Potencia total instalada:	<input type="text" value="[HP]"/>	Altura:	<input type="text" value="0,00"/> [msnm]
Presión mínima entrada:	<input type="text" value="[psig]"/>		
Presión máxima salida:	<input type="text" value="[psig]"/>		
Tecnología:	<input type="text" value="[Seleccionar]"/>		
Energía que usa el compresor para operar:	<input type="text" value="[Seleccionar]"/>		
Fecha base:	<input type="text"/>		

Costos distintos a combustible o energía [1]					
No. Unidad	Año	Lubricantes	Mano de obra para operación y mantenimiento	Otros	Especificación otros
1	2020	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
2	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
3	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
4	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
5	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
6	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
7	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
8	2027	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
9	2028	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
10	2029	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
11	2030	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
12	2031	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
13	2032	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
14	2033	\$0,00	\$0,00	\$0,00	

Costos distintos a combustible o energía [1]					
No. Unidad	Año	Lubricantes	Mano de obra para operación y mantenimiento	Otros	Especificación otros
15	2034	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
16	2035	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
17	2036	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
18	2037	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
19	2038	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
20	2039	\$0,00	\$0,00	\$0,00	

[1] Declarar los valores en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

Firma Revisor Fiscal


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Anexo 9. Formato de declaración de acuerdo entre transportador y distribuidor para asumir responsabilidad de ERPC

Información																	
Datos generales																	
Nombre de la estación:																	
Nombre de gasoducto al que está conectada la estación:																	
Agente que está operando y manteniendo la ERPC:																	
Agente que asume responsabilidad de operación y mantenimiento de la ERPC:																	
Nombre de la ERPC:																	
Fecha de puesta en servicio:																	
Fecha de finalización de vida útil normativa:																	
Información técnica																	
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Cantidad</th> <th>Descripción de la documentación adjunta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>Diagrama de tuberías e instrumentación:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Filtros:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Válvulas:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Presión mínima entrada (psig):</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Presión máxima salida (psig):</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Capacidad PCH:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Estación de medición:</td> </tr> </tbody> </table>	Cantidad	Descripción de la documentación adjunta		Diagrama de tuberías e instrumentación:		Filtros:		Válvulas:		Presión mínima entrada (psig):		Presión máxima salida (psig):		Capacidad PCH:		Estación de medición:
Cantidad	Descripción de la documentación adjunta																
	Diagrama de tuberías e instrumentación:																
	Filtros:																
	Válvulas:																
	Presión mínima entrada (psig):																
	Presión máxima salida (psig):																
	Capacidad PCH:																
	Estación de medición:																
Ubicación geográfica de la estación																	
Latitud:	0,0000000000																

Longitud: 0,0000000000

Altura: 0,00 [msnm]

Inversión							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Valor (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión total (a):</td> </tr> <tr> <td>Costo de equipos (b):</td> </tr> <tr> <td>Costo obra civil y mecánica (c):</td> </tr> <tr> <td>Costo de permisos temporales servidumbres (d):</td> </tr> <tr> <td>Costo de inversión socio ambiental (e):</td> </tr> </tbody> </table>	Valor (\$)	Inversión total (a):	Costo de equipos (b):	Costo obra civil y mecánica (c):	Costo de permisos temporales servidumbres (d):	Costo de inversión socio ambiental (e):
Valor (\$)							
Inversión total (a):							
Costo de equipos (b):							
Costo obra civil y mecánica (c):							
Costo de permisos temporales servidumbres (d):							
Costo de inversión socio ambiental (e):							

(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación.
 (b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
 (c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
 (d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
 (e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.
 Nota 1: Los costos se declararán en pesos colombianos de la fecha base.
 Nota 2: Se deberá llenar un formato para cada estación.
 Nota 3: Todos los valores de este formato podrán ser auditados.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

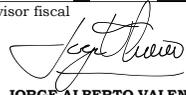

DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Anexo 10. Formato de declaración de ERPC en el sistema de transporte

Datos generales	
Nombre de la estación:	
Nombre de gasoducto al que está conectada la estación:	
Agente que está operando y manteniendo la ERPC:	
Nombre de la ERPC:	
Fecha de puesta en servicio:	
Fecha de finalización de vida útil normativa:	

Información técnica																	
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Cantidad</th> <th>Descripción de la documentación adjunta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>Diagrama de tuberías e instrumentación:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Filtros:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Válvulas:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Presión mínima entrada (psig):</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Presión máxima salida (psig):</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Capacidad PCH:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Estación de medición:</td> </tr> </tbody> </table>	Cantidad	Descripción de la documentación adjunta		Diagrama de tuberías e instrumentación:		Filtros:		Válvulas:		Presión mínima entrada (psig):		Presión máxima salida (psig):		Capacidad PCH:		Estación de medición:
Cantidad	Descripción de la documentación adjunta																
	Diagrama de tuberías e instrumentación:																
	Filtros:																
	Válvulas:																
	Presión mínima entrada (psig):																
	Presión máxima salida (psig):																
	Capacidad PCH:																
	Estación de medición:																

<p>Ubicación geográfica de la estación</p> <p>Latitud: <input type="text" value="0,0000000000"/></p> <p>Longitud: <input type="text" value="0,0000000000"/></p> <p>Altura: <input type="text" value="0,00"/> [msnm]</p>		<p>Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX</p> <p>_____ Nombre y firma del representante legal vigente Empresa transportadora</p> <p>_____ Firma de revisor fiscal</p> <p>_____ Nombre y firma del representante legal vigente Empresa distribuidora</p> <p>_____ Firma de revisor fiscal</p> <p> DIEGO MESA PUYO Ministro de Minas y Energía Presidente</p> <p> JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN Director Ejecutivo</p>											
<p>Inversión</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Valor (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversión total (a):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo de equipos (b):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo obra civil y mecánica (c):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo de permisos temporales servidumbres (d):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo de inversión socio ambiental (e):</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación (b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos. (c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica. (d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres. (e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión. Nota 1: Los costos se declararán en pesos colombianos de la fecha base. Nota 2: Se deberá llenar un formato para cada estación. Nota 3: Todos los valores de este formato podrán ser auditados.</p>				Valor (\$)	Inversión total (a):		Costo de equipos (b):		Costo obra civil y mecánica (c):		Costo de permisos temporales servidumbres (d):		Costo de inversión socio ambiental (e):
	Valor (\$)												
Inversión total (a):													
Costo de equipos (b):													
Costo obra civil y mecánica (c):													
Costo de permisos temporales servidumbres (d):													
Costo de inversión socio ambiental (e):													

(C. F.).

Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 00750 DE 2021

(noviembre 4)

por medio de la cual se realiza un nombramiento en provisionalidad.

El Secretario General de la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas (UAEGRTD), en ejercicio de sus facultades legales y en especial las que le confiere la Resolución número 00773 de 2018, el artículo 8° de la Resolución número 00852 de 2018, el Decreto número 1083 de 2015 modificado por el Decreto número 648 de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 8° de la Resolución número 00852 de 2018, el director general de la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas (UAEGRTD) delegó en el secretario general la facultad de expedir todos los actos administrativos, incluida la facultad nominadora, y adelantar todas las actuaciones necesarias en los asuntos relacionados con la administración de personal y las situaciones administrativas de los funcionarios de la Unidad.

Que el inciso 3° del artículo 2.2.5.3.1 del Decreto número 1083 de 2015 modificado por el artículo 1° del Decreto número 648 de 2017, respecto de la provisión de las vacantes definitivas de empleos de carrera administrativa, prevé que: “Mientras se surte el proceso de selección, el empleo de carrera vacante de manera definitiva podrá proveerse transitoriamente a través de las figuras del encargo o del nombramiento provisional, en los términos señalados en la Ley 909 de 2004 y en el Decreto-ley 760 de 2005 o en las disposiciones que regulen los sistemas específicos de carrera (...)”.

Que el artículo 24 de la Ley 909 de 2004, modificado por el artículo 1° de la Ley 1960 de 2019, establece el derecho a encargo con que cuentan los funcionarios de carrera mientras los empleos de carrera se encuentran vacantes en forma temporal o definitiva.

Que mediante el Decreto número 4801 de 2011, emitido por el Gobierno nacional se estableció la estructura orgánica de la UAEGRTD y a su vez a través del Decreto número 4939 de 2011, se aprobó la planta global de personal, dentro de la cual existe el empleo denominado secretario ejecutivo, Código 4210, Grado 20, ubicado en la Dirección Territorial Norte de Santander, sede Cúcuta, y que a la fecha se encuentra en vacancia definitiva.

Que en virtud de lo anterior y con el fin de dar cumplimiento a las disposiciones del artículo 24 de la Ley 909 de 2004, modificado por la Ley 1960 de 2019, el Grupo de Gestión de Talento y Desarrollo Humano de la Secretaría General de la UAEGRTD, revisó la planta global de personal de la Unidad Administrativa y concluyó que no existen funcionarios públicos de carrera administrativa que cumplan con los requisitos del Manual Específico de Funciones y Competencias Laborales, para ser encargados en el empleo denominado Secretario Ejecutivo, Código 4210, Grado 20, ubicado en la Dirección Territorial Norte de Santander, sede Cúcuta, resultando procedente proveerlo transitoriamente a través de nombramiento provisional.

Que se analizó la hoja de vida de la señora Leidy Paola Rivera Rincón, identificada con la cédula de ciudadanía número 1093141577 y se evidenció que cumple con los requisitos de estudio, experiencia y las competencias requeridas en el Manual Específico de Funciones y Competencias Laborales para ser nombrada en provisionalidad en el empleo denominado secretario ejecutivo, Código 4210, Grado 20 de la planta global de personal de la UAEGRTD, ubicado en la Dirección Territorial Norte de Santander, sede Cúcuta, por lo cual es procedente nombrarla en provisionalidad hasta que se realice la provisión definitiva del empleo mediante concurso público de méritos.

Que la existencia de la vacante definitiva del empleo denominado secretario ejecutivo, Código 4210, Grado 20, fue informada a la Comisión Nacional del Servicio Civil (CNSC) a través de la herramienta Sistema de Apoyo para la Igualdad, el Mérito y Oportunidad (SIMO), dispuesta por la CNSC para el reporte de vacantes definitivas por parte de las entidades sujetas a su administración y vigilancia, dando con ello cumplimiento al párrafo 2° del artículo 24 de la Ley 909 de 2004, modificado por el artículo 1° de la Ley 1960 de 2019.

Que el nombramiento para el empleo secretario ejecutivo, Código 4210, Grado 20 cuenta con apropiación presupuestal conforme el Certificado de Disponibilidad Presupuestal (CDP) número 7321 del 4 de enero de 2021, expedido por la Coordinación del Grupo de Gestión Económica y Financiera de la Secretaría General de la UAEGRTD.

Que en mérito de lo expuesto,