



**Shape the future
with confidence**

CNS-0280-25
16 de mayo de 2025

Informe de Auditoría

I. Alcance del trabajo

Hemos sido contratados por Bolsa Mercantil de Colombia S.A. para auditar respecto del cumplimiento de la regulación aplicable a la Auditoría Anual del año 2024 de la información publicada conforme a lo establecido en los en los numerales 1.2, 2.2, 3.1, 4, 5, 6, 7 y 8 del Anexo 2 de la resolución CREG 185 de 2020 y del Anexo 1 de la resolución CREG 186 de 2020 y sus modificaciones.

II. Criterios aplicados por la Bolsa Mercantil de Colombia S.A.

Los Criterios que fueron considerados en el alcance de nuestros procedimientos corresponden a los principios generales de la información publicada especificados en los numerales 1.2, 2.2, 3.1, 4, 5, 6, 7 y 8 del Anexo 2 de la resolución CREG 185 de 2020 y del Anexo 1 de la resolución CREG 186 de 2020. Estos principios fueron diseñados de forma específica para la información publicada y por lo tanto podrían no ser adecuados para otro propósito.

III. Responsabilidad de la administración

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. es responsable de implementar los Criterios y de presentar la conformidad con dichos Criterios, en todos los aspectos significativos. Esta responsabilidad incluye el establecimiento y mantenimiento de controles internos, el mantenimiento de registros adecuados y la realización de estimaciones que sean pertinentes para la preparación de la materia, de modo que esté libre de inexactitudes materiales, ya sea por fraude o error.

Ernst & Young S.A.S.
Bogotá D.C.
Carrera 11 No 98 - 07
Edificio Pijao Green Office
Tercer Piso
Tel. +57 (601) 484 7000

Ernst & Young S.A.S.
Medellín – Antioquia
Carrera 43A No. 3 Sur-130
Edificio Milla de Oro
Torre 1 – Piso 14
Tel: +57 (604) 369 8400

Ernst & Young S.A.S.
Cali – Valle del Cauca
Avenida 4 Norte No. 6N – 61
Edificio Siglo XXI
Oficina 502
Tel: +57 (602) 387 6688

Ernst & Young S.A.S.
Barranquilla - Atlántico
Calle 77B No 59 – 61
Edificio Centro Empresarial
Las Américas II Oficina 311
Tel: +57 (605) 310 0444

IV. Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es la auditar los Criterios, basados en los procedimientos ejecutados y la evidencia que hemos obtenido, para evaluar si la Bolsa Mercantil de Colombia S.A., ha implementado los Criterios establecidos en la regulación aplicable a la información publicada establecidos en los numerales 1.2, 2.2, 3.1, 4, 5, 6, 7 y 8 del Anexo 2 de la resolución CREG 185 de 2020 y del Anexo 1 de la resolución CREG 186 de 2020 y sus modificaciones, del año 2024.

La naturaleza, oportunidad y extensión de los procedimientos ejecutados dependen de nuestro juicio, incluyendo la evaluación de riesgo de errores materiales, bien sea debido a fraude o error.

V. Nuestra independencia y control de calidad

Hemos mantenido nuestra independencia y confirmamos que hemos cumplido con los requisitos del Código de Ética para Contadores Profesionales emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores, y tenemos las competencias y experiencia requeridas para conducir esta auditoría.

EY también aplica la Norma Internacional de Gestión de la Calidad, Gestión de la Calidad para Empresas que Realizan Auditorías o Revisiones de Estados Financieros, u Otros Compromisos de Aseguramiento o Servicios Relacionados, que requiere que diseñemos, implementemos y operemos un sistema de gestión de la calidad que incluya políticas o procedimientos relacionados con el cumplimiento de los requisitos éticos, las normas profesionales y los requisitos legales y reglamentarios aplicables.

VI. Procedimientos realizados

Los procedimientos del trabajo incluyeron:

- A. Entendimiento a través de entrevistas del modelo de operación, la definición de actores y la operación de cada declaración según la regulación vigente
- B. Indagación al personal de la Bolsa para entender los procedimientos y componentes técnicos que soportan la operación de las declaraciones y publicaciones
- C. Examinar, con base en evidencias y entrevistas acerca del cumplimiento de la Bolsa, el administrador de la subasta, el subastador y los compradores y vendedores frente a los requerimientos mencionados
- D. Inspección de documentación técnica relacionada con los servicios acordados

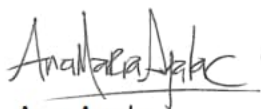
VII. Conclusión

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. calculó de forma precisa los indicadores de gestión definidos en el anexo 5 de la Resolución CREG 055 de 2019, correspondientes al primer trimestre del año 2025, que abarca desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo de dicho año.

VIII. Restricciones de uso y distribución

Este informe está destinado exclusivamente para información y uso de la administración de Bolsa Mercantil de Colombia S.A., la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y los Agentes y terceros interesados en el mercado de gas natural en los términos de publicación indicados en el artículo 20 de la Resolución CREG 055 de 2019, y no está destinado a ser y no debe ser utilizado por cualquier otra persona con excepción de las partes mencionadas.

Cordialmente,



Ana Ayala
Partner
Ernst & Young S.A.S.

Se adjunta Anexo 1: Criterios definidos en el Anexo 5 de la Resolución CREG 055 de 2019 para el cálculo de los indicadores de gestión correspondientes al primer trimestre de 2025 (Enero - marzo).

Anexo 1

Criterios definidos en los Anexo 2 de la resolución CREG 185 de 2020 y del Anexo 1 de la resolución CREG 186 de 2020 para la información publicada en 2024

CRITERIO		CONFORME	
		SI	NO
Resolución Creg185-2020 - Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural			
Anexo 2. Información transaccional y operativa de transporte			
1. Información transaccional del mercado primario			
1.1. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado primario		X	
a) Información a recopilar de los contratos Verificar que el formato de declaración de información de los contratos a recopilar por parte del gestor de cada vendedor y comprador incluya los campos de: I. Número del contrato. II. Fecha de suscripción del contrato. III. Nombre de cada una de las partes. IV. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 6 de esta resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta resolución, se deberá declarar la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo. V. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios. VI. Sentido contratado para el flujo del gas natural. VII. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos. VIII. Presión pactada en el contrato para el punto de terminación del servicio, expresada en psig. IX. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en la moneda vigente por KPC. X. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año). XI. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año). XII. La demás información que determine la CREG. Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones, gas para compresión u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.			
Otra información a recopilar		X	
Verificar que el gestor del mercado recopile la siguiente información, la cual le deberá ser declarada mensualmente por los transportadores o cada vez que sufra una modificación:			
I. Perfil de la capacidad firme para el período de los contratos vigentes, expresada en			

CRITERIO		CONFORME	
		SI	NO
KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. II. Perfil de la capacidad disponible primaria para el mismo período del numeral anterior, expresada en KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. III. La demás información que determine la CREG.			
Verificar que el sistema tenga un control para el diligenciamiento de todos los campos.		X	
Verificar que los campos donde hay información predeterminada se realice bajo selección.		X	
1.2 Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado primario a) Verificación El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado primario. En particular, verificará que: I. La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo. II. La suma de la capacidad firme más la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, [CDP] _0, sea igual a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el párrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución. III. La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales sea igual o inferior a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el párrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución. Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral i anterior, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, dentro de las 24 horas siguientes al recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar 24 horas después del recibo de la solicitud de verificación. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control. Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales ii y iii anteriores, el gestor del mercado deberá informarle esta situación al transportador y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control. Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.		X	
b) Registro de contratos El registro de los contratos del mercado primario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado primario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en el literal a) de este numeral. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado. Para el caso de los contratos que se suscriban con posterioridad a la fecha mencionada en el		X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en literal a) del numeral 1.1 de este Anexo se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato. El gestor del mercado dispondrá de hasta tres (3) días hábiles, contados a partir del recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para verificar la información, registrar el contrato cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados. Para el caso de los contratos suscritos en el mercado primario antes de la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo se deberá realizar dentro del mes siguiente a dicha fecha. El gestor del mercado dispondrá de dos (2) meses, contados a partir de la fecha establecida en el primer inciso de este literal para verificar la información recibida oportunamente, registrar los contratos cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados. Una vez transcurridos los dos (2) meses aquí señalados no se podrán aceptar nominaciones ni realizar entregas de gas natural correspondientes a los contratos vigentes que no estén debidamente registrados. Los transportadores no podrán aceptar las nominaciones ni podrán transportar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado. Para facilitar el cumplimiento de esta medida el gestor del mercado, a través del BEC, pondrá a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC, la lista de sus contratos debidamente registrados.		
c) Publicación El gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad indicada: I. La CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución. II. La capacidad de transporte contratada bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Si en el respectivo tramo de gasoducto hay condición de contraflujo, se deberán especificar las cantidades contratadas, y la modalidad de contrato para cada dirección contractual en el respectivo tramo. Esta información se actualizará cada vez que cambie la capacidad firme o la capacidad interrumpible. III. Perfil de la capacidad disponible primaria para un horizonte de diez (10) años, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Esta información se actualizará cuando: i) cambie la capacidad firme; o ii) cambie la CMMP de conformidad con lo establecido en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución. El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.	X	
Verificar que el sistema realice la publicación de la información sobre información verificada y que determine que es consistente.	X	
Verificar que se publique todo el contenido establecido en la regulación.	X	
2. Información transaccional del mercado secundario		
2.1. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado secundario a) Información a recopilar de los contratos El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de transporte de gas natural que se suscriban en el mercado secundario. Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 y en el parágrafo 2 del Artículo 27 de esta resolución deberán	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
registrar ante el gestor del mercado los contratos de transporte de gas natural que suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos: I. Número del contrato. II. Fecha de suscripción del contrato. III. Nombre de cada una de las partes. IV. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 23 de esta resolución, indicando adicionalmente si hay cesión de derechos. V. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios. VI. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos. VII. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en la moneda vigente por KPC. VIII. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año). IX. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año). X. La demás información que determine la CREG. Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones, gas de compresión u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.		
Verificar que el sistema tenga un control para el diligenciamiento de todos los campos.	X	
Verificar que los campos donde hay información predeterminada se realice bajo selección.	X	
2.2. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado secundario Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones: a) A más tardar a las 14:00 horas del día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.	X	
b) A las 15:00 horas del día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC: I. La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos. II. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos. El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada. Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.	X	
c) A más tardar a las 8:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
que haya celebrado en el mercado secundario entre las 12:00 y las 24:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.		
d) A las 9:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC: I. La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos. II. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos. III. Los precios mínimos y máximos de la capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoducto, al igual que el número total de negociaciones realizadas. IV. La capacidad de transporte negociada el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 33 de esta resolución. V. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural para el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 33 de esta resolución, para cada ruta. El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada. Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.	X	
e) El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado secundario. En particular, verificará que: I. La información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo, coincida con la declarada por cada comprador, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo. El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado secundario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en este literal. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado. Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral i anterior, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control. Si la rectificación conlleva a cambios en la información publicada por el gestor del mercado, éste deberá publicar la información ajustada durante el tercer día calendario siguiente al día de gas. Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.	X	
Verificar que el sistema realice la publicación de la información sobre información verificada y que determine que es consistente.	X	
Verificar que se publique todo el contenido establecido en la regulación.	X	

CRITERIO		CONFORME	
		SI	NO
3. Información operativa			
3.1 Recopilación de información operativa			
La declaración de la información señalada en el presente numeral se deberá realizar a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado. Dicha declaración se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente. a) Transporte A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas: - Cantidad de energía recibida en cada punto de entrada o de transferencia del SNT, y cantidad de energía en gas consumida por estaciones de compresión operadas con gas natural y cantidad de energía eléctrica consumida por estaciones de compresión operadas con electricidad en cada uno de los tramos de gasoductos definidos por la CREG en las resoluciones de cargos, expresada en MBTU. - Cantidad de energía tomada en cada punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU. Adicionalmente, el transportador declarará el número del contrato de transporte bajo el cual el remitente tomó dicha energía en el respectivo punto de salida. En los puntos de transferencia entre transportadores se deberá declarar la cantidad total transferida al siguiente transportador, expresada en MBTU. Para cada punto de salida y de transferencia entre transportadores el transportador indicará si la cantidad declarada corresponde a medición con telemetría o sin telemetría. En caso de medición sin telemetría, o en aquellos con telemetría en los que se haya presentado falla, la información reportada estará sujeta a verificación y rectificación por parte del transportador durante los siguientes 30 días calendario. En la rectificación de la medición con telemetría se debe especificar la falla que justifica el ajuste de la información. - En el punto de salida donde haya más de un contrato el transportador declarará al gestor la medición real y los números de los contratos con sus respectivos remitentes, asociados al punto de salida. - Cantidad de energía que cada remitente tomó en el punto de salida del respectivo sistema de transporte correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU. - Cantidad de energía que el transportador autorizó transportar en su sistema, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas. - La demás información que determine la CREG. El transportador le declarará al gestor del mercado el nombre del tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios al cual se asocia cada punto de salida del SNT. Para el caso de puntos de salida que tienen asociadas estaciones de medición sin telemetría, la información diaria a declarar al gestor del mercado la estimará el transportador como el promedio diario del antepasado mes calendario. Una vez se disponga de la información real, el transportador ajustará y enviará dicha información al gestor del mercado.		X	
b) Información sobre nominaciones de capacidad de transporte de gas			
Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:		X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
• Código contraparte. • Número de operación asignado por el gestor. • Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas. • Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas. • Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior. • Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica, gas para compresión u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros. II. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes: - Código contraparte. - Número de operación asignado por el gestor. - Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas. - Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas. - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior. - Hora en la cual el transportador recibió la renominación. - Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo, esto es el final después de renominaciones, para el día de gas por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros. Cuando el transportador no disponga de la información para declarar al gestor la energía por sectores, este podrá exigir que en la nominación el remitente le presente una estimación de la desagregación por sectores de consumo de la energía nominada. El remitente deberá entregar la estimación el mismo día de la nominación y en el formato que establezca el transportador.		
Verificar que el sistema tenga un control el diligenciamiento de todos los campos.	X	
Verificar que el formato de declaración de información a recopilar incluya los campos establecidos en la regulación.	X	
4. Conservación de información		
El gestor del mercado deberá conservar toda la información que recopile. En desarrollo de esta labor deberá:		
a) Conservar toda la información declarada a él durante el período de vigencia de la obligación de prestación del servicio. Los datos deberán tener el correspondiente back-up por fuera de su aplicativo web.	X	
b) Asegurar que todos los datos y registros se mantengan en un formato convencional para su entrega a quien eventualmente lo sustituya como gestor del mercado, según lo determine la CREG.	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
c) Asegurar que la información histórica agregada esté disponible para ser descargada del BEC en un formato convencional, y de alta compatibilidad con diferentes plataformas informáticas.	X	
Resolución Creg186-2020 - Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural		
Anexo 1. Información transaccional y operativa		
1. Información transaccional del mercado primario		
1.1. Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el mercado primario	X	
a) Información a recopilar de los contratos Verificar que el formato de declaración de información de los contratos a recopilar por parte del gestor de cada vendedor y comprador incluya los campos de: - Número del contrato. - Fecha de suscripción del contrato. - Nombre de cada una de las partes. - Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 8 de esta Resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta Resolución, se deberá declarar la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo. - Punto de entrega de la energía al comprador. Se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Se deberá indicar el nombre de la fuente de suministro de la cual se contrató la cantidad de energía pactada en el contrato. - Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD. - Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. - Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año). - Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año). - La demás información que determine la CREG. Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.		
Verificar que el sistema permita actualizar la información en los eventos que establezca la regulación (eventos de cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural).	X	
Verificar que el sistema tenga un control para el diligenciamiento de todos los campos.	X	
Verificar que los campos donde hay información predeterminada se realice bajo selección.	X	
1.2. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado primario	X	
El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado primario. En particular, verificará que: La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo. Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral i anterior el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, dentro de las 24 horas siguientes al recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de		

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
cada contrato, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar 24 horas después del recibo de la solicitud de verificación. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control. Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.		
b) Registro de contratos El registro de los contratos del mercado primario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado primario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en el literal a) de este numeral. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado. Para el caso de los contratos que se suscriban con posterioridad a la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en literal a) del numeral 1.1 este Anexo se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato. El gestor del mercado dispondrá de hasta tres (3) días hábiles, contados a partir del recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para verificar la información, registrar el contrato cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados. Para el caso de los contratos suscritos en el mercado primario antes de la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo se deberá realizar dentro del mes siguiente a dicha fecha. El gestor del mercado dispondrá de dos (2) meses, contados a partir de la fecha establecida en el primer inciso de este literal para verificar la información recibida oportunamente, registrar los contratos cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados. Una vez transcurridos los dos (2) meses aquí señalados no se podrán aceptar nominaciones ni realizar entregas de gas natural correspondientes a los contratos vigentes que no estén debidamente registrados. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado no podrán aceptar las nominaciones ni podrán entregar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado. Para facilitar el cumplimiento de esta medida el gestor del mercado, a través del BEC, pondrá a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC, la lista de sus contratos debidamente registrados.	X	
Verificar que el sistema actualice la lista de contratos registrados.	X	
Verificar que a través del BEC se ponga a disposición de los participantes los contratos registrados.	X	
c) Publicación El gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad indicada: i. La cantidad total de energía negociada mediante cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega. Esta información se actualizará cada vez que cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el Artículo 8 de esta Resolución.	X	
ii. La cantidad total de energía negociada mediante cada modalidad de contrato y	X	

CRITERIO		CONFORME	
		SI	NO
para cada punto de entrega. Esta información se actualizará cada vez que cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el Artículo 8 de esta Resolución. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se negoció cada modalidad de contrato de suministro, en cada punto de entrega. Esta información se actualizará cuando cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el Artículo 8 de esta Resolución; o se actualice el precio pactado en los contratos como consecuencia de la actualización de precios a que se refiere el Artículo 15 de la presente Resolución.			
iii.	El precio promedio nacional por modalidad de contrato, calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior. Este valor se actualizará con la frecuencia señalada en el numeral anterior.	X	
iv.	Los índices requeridos para aplicar las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de esta Resolución. Esta información se publicará a más tardar el último día hábil del mes de noviembre de cada año.	X	
Verificar que el sistema realice la publicación de la información sobre información verificada y que determine que es consistente.		X	
Verificar que se publique todo el contenido establecido en la regulación.		X	
2. Información transaccional del mercado secundario			
2.1.	Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el mercado secundario. El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos: a) Información contractual I. Número del contrato. II. Fecha de suscripción del contrato. III. Nombre de cada una de las partes. IV. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 26 de esta Resolución. V. Punto de entrega. Corresponderá a un punto estándar de entrega. En el caso de los contratos con interrupciones se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. VI. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD. VII. Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. VIII. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos con duración menor a veinticuatro horas durante el día de gas también se deberá declarar la hora de inicio. IX. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos con duración menor a veinticuatro horas durante el día de gas también se deberá declarar la hora de terminación. X. La demás información que determine la CREG. Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.		
b) Información sobre contratos con interrupciones pactados a través de negociaciones directas Información contractual: A más tardar 7 días hábiles antes del inicio de la ejecución, los compradores y vendedores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información relacionada con el contrato: I. Número del contrato. II. Fecha de suscripción del contrato. III. Nombre de cada una de las partes. IV. Precio único pactado en el contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, como se establece en el numeral 2 del literal B del Artículo 40 de la presente Resolución. V. Cantidad máxima pactada en el contrato expresada en MBTUD, como se establece en el numeral 3 del literal B del Artículo 40 de la presente Resolución. VI. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año). VII. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año). VIII. La demás información que determine la CREG. Los vendedores y los compradores deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.	X	
Información sobre la ejecución del contrato: A más tardar a las 24:00 horas del día D+1, los compradores y vendedores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información sobre la ejecución del contrato, por cada punto de entrega: I. Número de contrato en ejecución. II. Cantidad total de gas en MBTU autorizada por el vendedor al comprador para el día de gas. La cantidad autorizada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador. III. Valor facturado por la cantidad de gas autorizada para el día de gas, expresado en dólares de los Estados Unidos de América. En ningún momento el precio unitario acordado para el día de gas, podrá superar el precio único al que hace referencia el numeral 2 del literal B del Artículo 40 de la presente Resolución. IV. Punto de entrega de las cantidades de gas autorizadas por el vendedor. Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con la ejecución del contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.	X	
Verificar que el sistema tenga un control para el diligenciamiento de todos los campos.	X	
Verificar que los campos donde hay información predeterminada se realice bajo selección.	X	
2.2. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado secundario	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
El registro de los contratos del mercado secundario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones: a) A más tardar a las 14:00 horas del día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.		
b) A las 15:00 horas del día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC: I. La cantidad de energía negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega. II. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato en cada punto de entrega. El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada. Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.	X	
c) A más tardar a las 8:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 12:00 y las 24:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.	X	
d) A las 9:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC: I. La cantidad de energía negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega. II. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada punto de entrega. III. Los precios mínimos y máximos de la energía negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega, al igual que el número total de negociaciones realizadas. IV. La cantidad de energía negociada el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 36 de esta Resolución. V. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural para el día de gas mediante el proceso de que trata el Artículo 36 de esta Resolución, para cada punto de entrega. VI. El precio promedio nacional de la energía negociada mediante el proceso de que trata el Artículo 36 de esta Resolución para el día de gas calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior. El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada. Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.	X	
e) El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado secundario. En particular, verificará que: I. La información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a)	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
del numeral 2.1 de este Anexo, coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo. El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado secundario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en este literal. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado. Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral i anterior, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control. Si la rectificación conlleva a cambios en la información publicada por el gestor del mercado, éste deberá publicar la información ajustada durante el tercer día calendario siguiente al día de gas. Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.		
Verificar que el sistema realice la publicación de la información sobre información verificada y que determine que es consistente.	X	
Verificar que se publique todo el contenido establecido en la regulación.	X	
3. Información de otras transacciones en el mercado mayorista		
3.1. Recopilación de información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados a) Información a recopilar de los contratos El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural a usuarios no regulados. Los comercializadores deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural a usuarios no regulados. Para estos efectos deberán declarar la siguiente información de cada uno de sus contratos: I. Número del contrato. II. Fecha de suscripción del contrato. III. Nombre de cada una de las partes. IV. Tipo de demanda: comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica u otros. Se deberá declarar el nombre del usuario, la cantidad contratada con el mismo y su ubicación, para lo cual se deberá especificar si se trata de un usuario conectado al SNT o a un sistema de distribución. Si el usuario está conectado al SNT, el comercializador deberá declarar en cuál municipio y departamento se encuentra el punto de salida del usuario. Si el usuario está conectado a un sistema de distribución, el comercializador deberá declarar el mercado relevante al que pertenece el sistema de distribución. V. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD. VI. Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, a la fecha de suscripción del contrato. VII. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año). VIII. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año). IX. Garantías. X. Plazo para realizar el pago.	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
XI. La demás información que determine la CREG. La terminación anticipada o la modificación del contrato dará lugar a la actualización del registro ante el gestor del mercado. Para estos efectos los comercializadores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada. b) Información de los usuarios no regulados Los usuarios no regulados que estén dispuestos a declarar ante el gestor del mercado la información listada previamente, lo harán a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.		
3.2. Registro de contratos y publicación de información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados El registro de los contratos suscritos entre comercializadores y usuarios no regulados se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. El registro se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato. Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones: a) Registro de contratos y publicación de información declarada por los comercializadores El gestor del mercado registrará los contratos con base en la información declarada por los comercializadores. Con base en dicha información, el gestor del mercado publicará lo siguiente en el BEC, el quinto día hábil de cada mes: I. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. II. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió el gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.	X	
b) Información declarada por los usuarios no regulados Cuando los usuarios no regulados declaren información sobre los contratos suscritos con los comercializadores, el gestor del mercado verificará la consistencia entre ésta y la información declarada por los comercializadores. Con base en la información consistente, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, el quinto día hábil de cada mes: I. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. II. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.	X	
Verificar que el sistema realice el registro de la información.	X	
Verificar que se publique todo el contenido establecido en la regulación.	X	
4. Información operativa		
4.1. Recopilación de información operativa a) Suministro A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los productores-comercializadores que operen campos de producción y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:	X	

CRITERIO		CONFORME	
		SI	NO
I.	Cantidad total de energía inyectada en cada punto de entrada al SNT y la cantidad total entregada a través de otros medios de transporte como gasoductos dedicados y gas natural comprimido, expresada en MBTU. Los comercializadores de gas importado y los productores-comercializadores de campos aislados también deberán declarar al gestor del mercado aquella cantidad total de energía que es consumida en el territorio nacional y no pasa por el SNT, expresada en MBTU.		
II.	Cantidad de energía a suministrar en cada punto de entrada al SNT, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas.		
III.	Cantidad de energía exportada, expresada en MBTU, con sujeción a las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte sobre la materia.		
IV.	La demás información que determine la CREG.		
b)	Entregas a usuarios finales A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los comercializadores y los distribuidores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas: I. Cantidad total de energía tomada en el punto de salida del SNT para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de demanda regulada y no regulada. El distribuidor será el responsable de declarar esta información cuando el punto de salida del SNT corresponda a una estación de puerta de ciudad. En los demás casos el responsable será el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda. En los casos señalados en el parágrafo 5 del artículo 36 de la Resolución CRE 185 de 2020, el transportador deberá reportar al gestor las cantidades tomadas en el punto de salida por cada remitente, de conformidad con la asignación de medición acordada entre ellos. A partir de la medición real del día de gas la demanda no regulada se deberá desagregar en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU. Con base en mediciones históricas la demanda regulada se deberá desagregar en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU. El distribuidor, el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda, declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas. II. La demás información que determine la CREG. Los usuarios no regulados que participen como compradores en el mercado primario deberán declarar mensualmente al gestor del mercado, a través del medio y del formato que éste defina, la información señalada en este literal.	X	
c)	Información sobre nominaciones de suministro de gas III. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el día de gas, antes de las 12:00 horas del día de gas, por cada fuente de suministro y para cada una de sus contrapartes: - Código contraparte. - Número de operación asignado por el gestor. - Nombre de los puntos de entrada donde se inyecta la energía al SNT. Estos puntos de entrada deberán corresponder a los puntos de entrada con código asignado por el gestor del mercado. - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior. - Cantidad de energía a suministrar incluida en el programa de suministro de gas definitivo, esto es el dato final después de renominaciones, expresada en MBTU,	X	

CRITERIO		CONFORME	
		SI	NO
	determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.		
IV.	Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, por cada campo de producción y para cada una de sus contrapartes: - Código contraparte. - Número de operación asignado por el gestor. - Nombre de los puntos de entrada donde se inyecta la energía al SNT. Estos puntos de entrada deberán corresponder a los puntos de entrada con código asignado por el gestor del mercado. - Hora en la cual el productor-comercializador o el comercializador de gas importado recibió la renominación. - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior. - Cantidad de energía a suministrar incluida en el programa de suministro de gas definitivo, esto es el dato final después de renominaciones, expresada en MBTU, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros. Cuando el productor-comercializador o el comercializador de gas importado no disponga de la información para declarar al gestor la energía por sectores, estos participantes del mercado exigirán que en la nominación el comprador les señale la desagregación por tipo de demanda de la energía nominada. El remitente deberá entregar la desagregación el mismo día de la nominación y en el formato que establezca el productor-comercializador o el comercializador de gas importado.	X	
d)	Otra información operativa Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información, cada vez que sea necesario para mantenerla actualizada, por cada fuente de suministro que debe corresponder al código que el gestor asignó al punto de entrada donde el productor inyecta el gas al SNT: - Tipo de fuente de suministro: planta de importación de gas, campo de producción especificando si se trata de un menor, aislado, en pruebas extensas, yacimiento no convencional, nuevo campo y otros. - Nombre del punto de entrada: punto de entrada donde se inyecta el gas al SNT que corresponda al nombre y código asignado por el gestor del mercado. En caso de que el punto de entrada esté sobre un sistema de distribución se deberá indicar el nombre del mercado relevante y del municipio donde está ubicado el punto de entrada. Si se trata de una fuente que no tiene conexión al SNT o a un sistema de distribución, como podría ser el caso de entrega de gas a sistemas de transporte de gas natural comprimido, el nombre del punto de entrada será igual al nombre de la fuente.	X	
4.2.	Verificación y publicación de la información operativa	X	
a)	Verificación		
A partir de la información operativa recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2			

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
de la Resolución 185 de 2020, el gestor del mercado verificará la consistencia de la información operativa declarada por las partes que intervienen en los contratos. En particular, verificará que: I. Las cantidades de energía inyectadas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, coincidan con las cantidades de energía recibidas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los transportadores. II. Las cantidades de energía que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declaradas por los transportadores, coincidan con las cantidades de energía tomadas en cada punto de salida del SNT, declaradas por los distribuidores, los comercializadores y los usuarios no regulados. III. El número del contrato bajo el cual se transportó el gas que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declarado por el transportador, coincida con el número del contrato bajo el cual se transportó el gas tomado en cada punto de salida del SNT, declarado por los distribuidores, los comercializadores y los usuarios no regulados. IV. contratos bajo los cuales se transportó gas natural, declarados por los transportadores, los comercializadores, los distribuidores y los usuarios no regulados, estén debidamente registrados ante el gestor del mercado. Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales i, ii y iii anteriores, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control. Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral iv anterior, el gestor del mercado deberá informarle esta situación a las partes responsables de declarar la respectiva información y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.		
b) Publicación A partir de la información operativa recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución 185 de 2020, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad aquí establecida: I. Las cantidades totales de energía inyectadas diariamente en cada punto de entrada al SNT y las cantidades totales provenientes de campos aislados, desagregadas en producción nacional e importaciones, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 8 de esta Resolución.	X	
II. La cantidad total de energía tomada diariamente de cada tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios y de cada sistema de transporte, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada, no regulada o tomada por otro transportador; la demanda regulada y no regulada deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros)	X	
III. La cantidad total de energía tomada diariamente del SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y	X	

CRITERIO		CONFORME	
		SI	NO
	deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada y no regulada, desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros) y por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 8 de esta Resolución.		
IV.	La cantidad total de energía declarada por los comercializadores de gas importado resultante de adicionar aquella inyectada al SNT más aquella consumida en el territorio nacional sin haber ingresado al SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 8 de esta Resolución.	X	
V.	Cantidad total de energía tomada diariamente en los puntos de salida de cada sistema de transporte, o entregada en los puntos de transferencia entre transportadores, correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.	X	
VI.	Las cantidades totales de energía a suministrar diariamente, según las nominaciones de suministro, en cada punto de entrada al SNT, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.	X	
VII.	Las cantidades totales de energía autorizada diariamente, según las nominaciones de transporte, por cada sistema de transporte, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.	X	
VIII.	La demás que determine la CREG.	X	
5. Conservación de información			
	El gestor del mercado deberá conservar toda la información que recopile. En desarrollo de esta labor deberá:	X	
	a) Conservar toda la información declarada a él durante el período de vigencia de la obligación de prestación del servicio. Los datos deberán tener el correspondiente back-up por fuera de su aplicativo web. b) Asegurar que todos los datos y registros se mantengan en un formato convencional para su entrega a quien eventualmente lo sustituya como gestor del mercado, según lo determine la CREG. c) Asegurar que la información histórica agregada esté disponible para ser descargada del BEC en un formato convencional, y de alta compatibilidad con diferentes plataformas informáticas.		
6. Divulgación anual de información			
	El gestor del mercado deberá publicar un informe anual en el BEC en el que se presente la siguiente información agregada del mercado primario, del mercado secundario y de las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados:	X	
	a. Promedio de las cantidades de energía negociadas durante cada mes del año, expresada en MBTUD. b. Promedio de las cantidades de energía negociadas diariamente, expresada en MBTUD. c. Cantidad total de energía negociada durante el año, expresada en MBTU. d. Cantidad total de energía negociada durante cada mes del año, expresada en MBTU. e. Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada durante el año, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.		

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
f. Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada durante cada mes del año, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. g. Número de negociaciones durante el año. h. Número promedio de negociaciones diarias. i. Índices del mercado. j. Cualquier otra información relevante relacionada con sus actividades en el año anterior.		
7. Indicadores del mercado primario (MP)		
El gestor del mercado deberá calcular, con la periodicidad que en cada caso se expone y a partir de la información recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020, los indicadores del mercado primario que se describen a continuación: MP1: Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular: Producción total disponible para la venta PTDV en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PP y PTDV.	X	
MP2: Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF y cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDVF, CIDVF, PTDV y CIDV.	X	
MP3: Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF con el potencial de producción PP. Según definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación.		
Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDVF y PP.		
MP4: Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: todos los meses. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	X	
MP5: Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: todos los meses. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	X	
MP6: Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo: todos los meses. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.	X	
MP7: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con la demanda regulada que atiende cada comercializador. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. todos los comercializadores con demanda regulada) y para cada comercializador con demanda regulada. La demanda regulada corresponderá a la que declare cada comercializador que atiende usuarios regulados al gestor.	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
Periodicidad de cálculo: anual después del proceso de negociación.		
Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.		
MP8: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDFV y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.	X	
Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente.		
Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.		
Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.		
MP9: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todo el gas natural contratado en firme por la demanda regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.	X	
En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural.		
Estos indicadores deben calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente.		
Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.		
Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.		
MP10: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDFV y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.	X	
Estos indicadores deben calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (i.e. Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial).		
Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.		
Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.		
MP11: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todo el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.	X	
En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural.		
Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial).		
Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.		
Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.		
MP12: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con el total contratado por la demanda regulada (incluye todas las modalidades). Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.		
MP13: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda no regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con el total contratado por la demanda no regulada (incluye todas las modalidades). Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	X	
MP14: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todos los contratos firmes de suministro por fuente para la demanda regulada en relación con toda la capacidad de transporte contratada en contratos firmes. El valor de la capacidad de transporte contratada en contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante. Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	X	
MP15: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todos los contratos firmes de suministro por fuente para la demanda no regulada en relación con toda la capacidad de transporte contratada en contratos firmes. El valor de la capacidad de transporte contratada en contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado. Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	X	
MP16: Para cada tramo regulatorio de transporte, calcular capacidad máxima comprometida en el mes (i.e. incluyendo todas las modalidades) en relación con la capacidad de transporte del tramo. El valor de la capacidad comprometida corresponderá al valor máximo de contratación en alguno de los días del correspondiente mes. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. Este indicador debe calcularse para cada tramo regulatorio.	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para el mes anterior al mes de cálculo y para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.		
MP17: Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contrato de la demanda regulada en relación con el total de la demanda regulada en contratos. Este indicador debe calcularse de manera agregada y para cada comercializador que tenga contratos de demanda regulada. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	X	
MP18: Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad en relación con el total de la demanda no regulada en contratos. Este indicador debe calcularse de manera agregada y para cada comercializador que atiende demanda no regulada. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12.	X	
MP19: Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. Para los mercados relevantes, el cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante. Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	X	
MP20: Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. El cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado. Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados. Periodicidad de cálculo: mensual.	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.		
MP21: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por fuente y por productor, calcular qué agentes tienen los contratos, así: contratos que tiene cada agente en relación con la oferta comprometida. En este cálculo no se tendrán en cuenta los contratos con interrupciones. En la oferta comprometida también deben incluirse todos los contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde se haya comprometido la oferta.	X	
MP22: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por cada tramo regulatorio, calcular qué agentes tienen los contratos de capacidad de transporte, así: contratos que tiene cada agente en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de los contratos de un agente corresponderá al valor máximo de contratación de ese agente en algunos de los días del correspondiente mes. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	X	
MP23: Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por fuente, por productor, por modalidad contractual, de manera agregada (i.e. total nacional) y desagregada (i.e. por campo) y por tipo de demanda calcular precios promedios. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: Puntual en el momento de cálculo.	X	
8. Unificación de puntos en el SNT		
Los puntos sobre el SNT en los que se pueda generar información relevante para el mercado, se deberán codificar teniendo en cuenta los siguientes aspectos: a) Información que debe declarar el transportador: I. Para cada punto de entrada y de salida del sistema de transporte, los transportadores deberán declarar al gestor del mercado, y cada vez que exista una modificación o actualización, la siguiente información para todos los tramos del SNT que corresponda: - Nombre - Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa, Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística, DANE, del centro poblado. - Tramo o grupo de gasoductos sobre el cual está ubicado el punto de salida o de entrada, de acuerdo con aquellos tramos o grupos de gasoducto definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG. - Un diagrama donde se relacione la información anterior.	X	
II. Para (i) cada punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal; (ii) cada punto sobre el sistema de transporte donde termina un	X	

CRITERIO	CONFORME	
	SI	NO
tramo de gasoducto, definido en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG, e inicia el siguiente tramo; (iii) cada punto sobre sistema donde se ubica una estación de compresión; (iv) cada punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores; el transportador declarará al gestor del mercado la siguiente información: - Nombre - Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa, Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística, DANE del centro poblado. Tramo o grupo de gasoductos asociado, de acuerdo con aquellos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG. - En el caso de puntos de transferencia de custodia, se deberá declarar el nombre del transportador a quien le transfiere la custodia del gas en ese punto. - Un diagrama donde se relacione la información anterior. La anterior información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el gestor del mercado. El gestor establecerá estos formatos previa coordinación con los transportadores.		
b) Unificación de puntos sobre el SNT El gestor del mercado deberá unificar la información sobre puntos de entrada, puntos de salida, punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal, punto sobre el sistema de transporte donde termina un tramo de gasoducto, punto sobre el sistema donde se ubica una estación de compresión y punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores del SNT declarada por los transportadores, de tal modo que sean únicos y fácilmente identificables. Esta codificación seguirá una numeración secuencial, y deberá ser publicada en el BEC.	X	
c) Una vez el gestor del mercado publique la codificación en el BEC, la misma deberá ser utilizada en el registro de información de que trata este Anexo.	X	
Contar con un certificado de gestión de calidad vigente conforme a la ISO 9001:2008 o aquella que la actualice		
Numeral 5 del artículo 6 de la resolución CREG 055 de 2019. 1. Verificar que el gestor del mercado cuente con un certificado de gestión de la calidad conforme a la ISO 9001:2008 o aquella que la actualice.	X	