



MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GAS NATURAL

DOCUMENTO CREG-902 182
19 DE DICIEMBRE DE 2025

CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES.....	3
2. ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO.....	5
2.1. Definición del problema.....	5
2.2. Causas.....	7
2.3. Consecuencias.....	8
2.4. Objetivos.....	9
3. ALTERNATIVAS.....	9
3.1. Alternativa 1.....	9
3.2. Alternativa 2.....	9
4. IMPACTO.....	12
4.1. Alternativa 1.....	12
4.2. Alternativa 2.....	12
5. INDICADORES DE SEGUIMIENTO.....	13
6. PROPUESTA PROYECTO DE RESOLUCIÓN.....	13

MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GAS NATURAL

1. ANTECEDENTES

Las disposiciones que rigen el mercado mayorista de suministro gas natural en Colombia, entendido como el conjunto de transacciones de compraventa de gas natural en los mercados primario y secundario, se encuentran principalmente en la Resolución CREG 102 015 de 2025, cuya aplicación inició a partir del 1º de junio de ese mismo año. Se indica en la resolución que las transacciones se deben realizar con sujeción al reglamento de operación de gas natural y que los compradores que van al mercado mayorista adquieren moléculas para la atención del servicio público de gas combustible.

El mercado primario de suministro es el mercado en donde los productores - comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado ofrecen en venta el gas natural con destino al servicio público de gas combustible.

El mercado secundario de suministro es el mercado en donde los comercializadores y los usuarios no regulados, que han adquirido suministro de volúmenes de gas, bien sea en el mercado primario o derechos de suministro de gas en el mercado secundario, pueden ofrecer en venta tales volúmenes.

La Resolución CREG 102 015 de 2025 diseñó un proceso ordenado para la asignación del suministro de gas natural, estructurado a partir de Trimestres Estándar.

Para efectos de dicha resolución, los Trimestres Estándar se definen como los siguientes períodos de cada año de gas: diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre.

Adicionalmente, la resolución distingue entre dos conceptos asociados a los Trimestres Estándar:

Trimestre Estándar de Ejecución (TEE): corresponde al Trimestre Estándar durante el cual se cumple el compromiso de entrega del gas natural objeto del contrato.

MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 3

Trimestre Estándar de Negociación (TEN): corresponde al Trimestre Estándar durante el cual se realiza la entrega de información al Gestor del Mercado, la ejecución de los mecanismos de comercialización y el registro de los contratos resultantes ante dicho Gestor. El primer Trimestre Estándar de Negociación correspondió al primer Trimestre Estándar completo que inició con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 015 de 2025. Junio, julio y agosto de 2025.

Durante cada Trimestre Estándar de Negociación se llevan a cabo las negociaciones del gas natural correspondiente a los Trimestres Estándar futuros. El proceso se desarrolla de manera secuencial, comenzando con las negociaciones de largo plazo y continuando con las de corto plazo.

Las negociaciones de largo plazo corresponden al suministro de gas natural para el Trimestre Estándar que se encuentra tres (3) o más trimestres después del Trimestre Estándar de Negociación. Estas negociaciones se realizan entre el día hábil 11 y el día hábil 25 del respectivo Trimestre Estándar de Negociación.

Posteriormente, se realizan las negociaciones de corto plazo, que corresponden al suministro de gas natural para los dos (2) Trimestres Estándar siguientes al Trimestre Estándar de Negociación, denominados TEE1 y TEE2. Estas negociaciones se llevan a cabo entre el día hábil 29 y el día hábil 50 del Trimestre Estándar de Negociación.

En este contexto, en la Circular CREG 195 de 2025, la Comisión publicó el documento “Oportunidades de Ajustes en el Mercado Mayorista de Gas”, donde en su numeral 3.6 se hace referencia a que a pesar de la importante flexibilización de las condiciones de venta, en el trimestre estándar de negociación, TEN, junio – agosto de 2025, y septiembre – noviembre 2025, de manera general no se ha observado un incremento porcentual de los valores de la PTDFV con respecto a la PTDF. Lo anterior se evidencia igualmente a través del informe publicado por la Bolsa Mercantil de Colombia – BMC, en calidad de Gestor del Mercado de Gas Natural, “Análisis de Disponibilidad de Gas 2026”¹.

¹[Chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-09/Informe%20de%20disponibilidad%20a%C3%B1o%20gas%202026.pdf](https://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-09/Informe%20de%20disponibilidad%20a%C3%B1o%20gas%202026.pdf)

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 4

Dentro de los comentarios recibidos, algunas empresas y gremios han planteado a la CREG la posibilidad de poner a disposición del mercado volúmenes adicionales de gas natural. La CREG entiende que dicha posibilidad implica una actualización de los valores de la PTDVF o la CIDVF, tanto dentro de un mismo Trimestre Estándar de Negociación como para los Trimestres Estándar de Ejecución TEE1 y TEE2.

En consecuencia, el presente documento se centra en el análisis de esta situación y en la formulación de una propuesta regulatoria que permita poner a disposición volúmenes adicionales de gas natural bajo alguna modalidad en firme, en coherencia con el esquema de negociación definido en la Resolución CREG 102 015 de 2025. Así mismo, se identifican otros aspectos de dicha resolución que a través de su flexibilización pueden promover mayor eficiencia en la comercialización mayorista de gas natural, relacionados con modalidades contractuales y la indexación de los contratos de suministro.

2. ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO

2.1. Definición del problema

En los literales siguientes se identifican situaciones que evidencian oportunidades de ajuste en algunas disposiciones de la Resolución CREG 102 015 de 2025, relacionadas con el proceso de asignación de gas natural mediante modalidades firmes.

- a) Conforme al procedimiento previsto para los Trimestres Estándar de Negociación, al inicio de cada trimestre los vendedores a los que se refiere el artículo 16 declaran la oferta de gas natural, a través de los productos PTDVF y CIDVF, correspondiente a las cantidades de gas natural que están dispuestos a vender para los respectivos Trimestres Estándar de Ejecución.

En el análisis realizado por la Comisión, y como resultado de los comentarios presentados por algunas empresas y agremiaciones, se han identificado dos situaciones particulares que evidencian limitaciones en la regulación vigente.

La primera situación corresponde a los casos en los cuales, dentro de un mismo Trimestre Estándar de Negociación, existen vendedores que cuentan con la

posibilidad técnica de declarar cantidades adicionales de gas natural para dicho trimestre.

La segunda situación se presenta cuando, una vez realizada la declaración de la oferta, existen vendedores que, para las negociaciones de corto plazo correspondientes a los Trimestres Estándar de Ejecución 1 y 2 siguientes al Trimestre Estándar de Negociación, cuentan con la posibilidad técnica de declarar cantidades adicionales de gas natural.

La Comisión entiende que las situaciones descritas obedecen a razones técnicas propias de la operación de los campos de producción, tales como actualizaciones en la información disponible, ajustes operativos o mejoras en las proyecciones de producción, que se conocen con posterioridad a la declaración inicial de la oferta.

- b) A partir de la publicación del documento de análisis de impacto normativo mediante la Circular CREG 195 de 2025, la Comisión ha recibido diversos comentarios relacionados con las modalidades contractuales que se estarían suscribiendo para las diferentes iniciativas de infraestructura de regasificación. En particular, se ha señalado que en la regulación vigente del mercado primario no se encuentra prevista la modalidad CF100, la cual corresponde precisamente a la modalidad de mayor interés para dichas iniciativas de infraestructura de regasificación.
- c) En el análisis del funcionamiento del mercado en el corto plazo, la Comisión identifica situaciones relacionadas con la contratación diaria de gas natural que no se encuentran actualmente previstas en la regulación vigente.
- d) En relación con la indexación, la regulación vigente establece un mecanismo libre, pero con una exigencia de aplicación en periodos trimestrales. Si bien la Comisión, en particular para el caso del gas natural importado, no ha identificado que dicha exigencia constituya una barrera para la suscripción de contratos de largo plazo, en el análisis realizado se identifica una oportunidad relacionada con la periodicidad de la indexación, lo cual puede reflejar costos más eficientes,

respecto de la cual se considera pertinente recibir comentarios por parte de la demanda, principalmente los comercializadores que atiendan demanda regulada.

2.2. Causas

En los literales siguientes se identifican las causas de las problemáticas identificadas en la sección 2.1 de este documento.

- a) Algunos productores–comercializadores de gas natural han manifestado que enfrentan situaciones técnicas y operativas en los campos de producción (actualizaciones de información, ajustes operativos o mejoras en las proyecciones de producción) que les impiden contar con certeza y certidumbre a la hora de declarar en firme la totalidad del gas disponible el primer día hábil de cada Trimestre Estándar de Negociación, aun cuando cuentan con la capacidad técnica para hacerlo dentro del mismo trimestre.
- b) La regulación vigente del mercado primario no contempla expresamente la modalidad contractual CF100, la cual ha sido identificada por los agentes del mercado como la modalidad de mayor interés para la estructuración y viabilidad de las iniciativas de infraestructura de regasificación, generando un desalineamiento entre la regulación y las necesidades contractuales de estos proyectos.
- c) La regulación actual no prevé ciertas situaciones asociadas a la contratación diaria de gas natural en el corto plazo, lo que limita la capacidad de los agentes para gestionar eficientemente variaciones operativas y comerciales que se presentan en horizontes diarios.
- d) La regulación vigente establece un mecanismo de indexación libre, pero con aplicación obligatoria en periodos trimestrales, lo cual, si bien no ha sido identificado como una barrera para la contratación de largo plazo —especialmente para el gas natural importado—, se expone que esto puede reflejarse en mayores eficiencias en costos a través de la reducción o eliminación de las primas de riesgos que se asumen por ejercicio de la indexación y/o actualización de precios

MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 7

de manera trimestral por parte de los vendedores, cuya pertinencia requiere ser evaluada a la luz de las necesidades de la demanda.

2.3. Consecuencias

En los literales siguientes se identifican las consecuencias de las problemáticas identificadas en la sección 2.1 de este documento.

- a) La imposibilidad de declarar cantidades adicionales de gas natural dentro del mismo Trimestre Estándar de Negociación, o para los Trimestres Estándar de Ejecución 1 y 2 siguientes, reduce la eficiencia en la asignación del gas disponible, limita la posibilidad de ofrecerlo en condiciones de firmeza, la liquidez del mercado y puede conducir a resultados subóptimos en términos de señal de precios y cobertura de la demanda.
- b) La ausencia de la modalidad CF100 en la regulación del mercado primario genera incertidumbre regulatoria y contractual, lo cual puede afectar la estructuración financiera de los proyectos de regasificación en concordancia con la figura del contrato firme sujeto a acondicionessy, en consecuencia, retrasar o desincentivar inversiones estratégicas asumidas a riesgo para la seguridad de abastecimiento del sistema.
- c) La falta de disposiciones regulatorias para determinadas situaciones de contratación diaria en el corto plazo dificulta la gestión eficiente de desbalances operativos, incrementa los costos de transacción y puede afectar la continuidad y confiabilidad del suministro de gas natural.
- d) La exigencia de una periodicidad trimestral en la indexación limita la capacidad de los agentes para adaptar los contratos a las condiciones del mercado, lo que puede materializarse en sobrecostos a la demanda, reducir el atractivo de ciertos esquemas contractuales y restringir la innovación en los mecanismos de comercialización, particularmente en contextos de alta volatilidad de precios.

2.4. Objetivos

Dada la situación de estrechez que enfrenta el mercado de gas natural, la Comisión mantiene un monitoreo permanente y periódico del proceso de comercialización. Los aspectos identificados en las secciones anteriores constituyen oportunidades de mejora a la regulación vigente, orientadas a optimizar el proceso de asignación del gas natural. En este contexto, el objetivo principal es dotar al marco regulatorio de herramientas con mayor flexibilidad, que permitan a los agentes del mercado adaptarse de manera más eficiente a la coyuntura actual del sector.

3. ALTERNATIVAS

3.1. Alternativa 1

No ajustar la regulación. Esta alternativa hace parte y debe ser considerada como inicial dentro del análisis de impacto normativo – ANI.

3.2. Alternativa 2

La alternativa 2 consiste en introducir ajustes específicos a la regulación vigente, orientados a alcanzar el objetivo propuesto. A continuación se expone el detalle de los ajustes que se harían a la regulación.

- **Con respecto a los ajustes para la declaración de cantidades adicionales de PTDVF y CIDVF durante el TEN**

Considerando que, en determinados casos, algunos vendedores pueden contar con la posibilidad técnica de ofrecer cantidades adicionales de gas natural que no pudieron ser declaradas en el trimestre previo, en las disposiciones de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se establecería la posibilidad de que dichas cantidades adicionales de PTDVF y/o CIDVF sean declaradas al Gestor del Mercado durante el mismo Trimestre Estándar de Negociación (TEN), para ser negociadas y asignadas exclusivamente dentro de dicho TEN.

En consideración a que se trataría de un gas a ser asignado en un trimestre en donde ya hubo asignaciones, estas cantidades adicionales tendrían que estar sujetas a condiciones específicas orientadas a preservar la transparencia, la equidad y la

MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 9

eficiencia del mercado. De acuerdo con esto, se busca que las medidas propuestas no afecten la transparencia en la información, el esquema de negociación trimestral, así como los balances y las asignaciones ya realizadas durante un Trimestre Estándar de Negociación o en las negociaciones del Corto Plazo.

En particular, se identifican las siguientes disposiciones para preservar la eficiencia en asignación del gas adicional:

- solo podrán ser asignadas mediante las modalidades contractuales previstas en la regulación vigente, con un periodo de ejecución limitado al respectivo TEN;
- no podrán superar el cincuenta por ciento (50 %) de la cantidad inicialmente declarada por el vendedor para ese TEN;
- se asignarán prioritariamente a los compradores que ya cuenten con asignaciones en el TEN, en proporción a las cantidades previamente asignadas;
- deberán transarse a precios inferiores al precio promedio ponderado de los contratos celebrados por el mismo vendedor en el respectivo TEN y fuente de suministro;
- deberán estar debidamente justificadas por el vendedor al momento de su declaración, indicando las razones por las cuales no fueron ofrecidas con anterioridad.

En el caso de vendedores que no hubieran realizado declaraciones iniciales de PTDVF o CIDVF para el respectivo TEN, las cantidades adicionales se asignarán de manera proporcional a las asignaciones existentes en el TEN correspondientes a otras fuentes de suministro, y los precios de los contratos resultantes deberán ser inferiores a los precios promedio ponderados determinados en dichas fuentes.

- **Con respecto a los ajustes para la adición de cantidades de PTDVF y CIDVF destinadas a la contratación de corto plazo**

Con el fin de facilitar la atención del suministro de gas natural en el corto plazo, se encuentra la oportunidad de habilitar a los vendedores del mercado primario para adicionar, hasta el vigésimo cuarto (24) día hábil del Trimestre Estándar de Negociación

MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 10

(TEN), cantidades a los valores previamente declarados de PTDFV y/o CIDVF. Estas adiciones estarán destinadas exclusivamente a contratos cuyo periodo de ejecución inicie y finalice dentro del primer y/o del segundo Trimestre Estándar de Ejecución (TEE) siguientes al respectivo TEN.

Para garantizar la transparencia y el acceso oportuno a la información, el Gestor del Mercado deberá publicar, el vigésimo quinto (25) día hábil del TEN, el detalle de las cantidades adicionadas, bajo el mismo nivel de desagregación previsto para la declaración inicial de la oferta.

Adicionalmente, con base en la información de demanda declarada por los compradores, el Gestor del Mercado publicará, el vigésimo séptimo (27) día hábil del TEN, los resultados del balance comercial correspondientes a los dos (2) Trimestres Estándar de Ejecución siguientes, lo que permitirá a los agentes contar con información actualizada sobre las condiciones de contratación de corto plazo.

- **Medidas y ajustes adicionales**

Por otra parte, en relación con: (i) la indexación, se identifica la oportunidad de ajustar el artículo 15 de la regulación con el fin de permitir que esta también pueda definirse con periodicidad mensual; (ii) la periodicidad de ejecución de las modalidades contractuales, se observa la conveniencia de habilitar la posibilidad de contrataciones con ejecución diaria; y (iii) las modalidades contractuales, a partir de los comentarios recibidos en el Documento de Análisis de Impacto Normativo publicado junto con la Circular CREG 195 de 2025, se propone incluir en la regulación la modalidad CF100, teniendo en cuenta que, en la mayoría de las contrataciones de gas natural importado a través de nuevas infraestructuras de regasificación, esta es la modalidad que usualmente se suscribe.

En el caso de la primera, la propuesta regulatoria parte de la consideración de evitar que se generen sobrecostos para la demanda a través de la indexación trimestral, de ahí que se incluya para gas comercializado en fuentes de suministro nacional como de la comercialización de gas importado, tanto para demanda regulada como no regulada, sin embargo, del resultado del proceso de consulta es relevante para la Comisión contar con evidencias que permitan establecer esta consideración en los términos que han sido

MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 11

expuestos, así como esta propuesta desde la perspectiva de los comercializadores que atienden demanda regulada, no altera el equilibrio de las relaciones contractuales de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2.2.2.26 del Decreto 1073 de 2015, el cual compila el artículo 14 del Decreto 2100 de 2011, a efectos de ser considerada dentro de una propuesta definitiva.

4. IMPACTO

4.1. Alternativa 1

La introducción de mayores flexibilidades en la regulación permitiría atender las problemáticas identificadas y mejorar la eficiencia en el proceso de asignación del suministro de gas natural. La alternativa 1 por tanto es costosa, especialmente porque se identifica que dadas las condiciones del mercado, hay necesidad de adaptar la regulación.

4.2. Alternativa 2

Frente a la posibilidad de permitir la puesta en el mercado de gas adicional en modalidades contractuales firmes, tanto en el Trimestre Estándar de Negociación como en los Trimestres Estándar de Ejecución 1 y 2, se identifica un impacto positivo, en la medida en que esta medida permitiría a los vendedores a los que se refiere el artículo 16 ofrecer en modalidades firmes aquel gas que, por circunstancias técnicas de las fuentes de suministro, no puede ser declarado desde el primer día hábil del respectivo trimestre.

Frente a la indexación y la propuesta de permitir que el periodo mínimo de indexación, actualmente de tres (3) meses, pueda ser mensual, la Comisión plantea esta alternativa con el propósito principal de analizar y comprender la reacción de la demanda ante dicha flexibilización. En el pasado, cuando esta posibilidad fue evaluada por la CREG, en particular para el caso del gas natural importado, la Comisión identificó que el esquema de indexación trimestral no constituía una barrera de entrada para la contratación. No obstante, considerando la posibilidad de que dicho criterio de indexación pueda generar incrementos en el precio del gas natural —en la medida en que los comercializadores

podrían incorporar en sus ofertas el riesgo asociado a un eventual desacople entre la indexación aplicada en el mercado colombiano y la observada en los mercados internacionales—, la Comisión identifica una oportunidad para flexibilizar la disposición vigente, sin alterar el esquema de comercialización como los balances y resultados de la asignación.

Frente a la periodicidad de ejecución de las modalidades contractuales y la posibilidad de habilitar periodos de ejecución diarios, la Comisión identifica esta alternativa como necesaria para que, en aquellos casos en que las circunstancias técnicas de los campos así lo permitan, exista la posibilidad de ofrecer dicho gas bajo modalidades con garantía de firmeza y no únicamente bajo esquemas con interrupciones.

Finalmente, frente a la inclusión de la modalidad CF100, si bien el principal motivador de este ajuste es la modalidad que se viene observando en las iniciativas asociadas a las infraestructuras de regasificación, la Comisión espera recibir la retroalimentación de los agentes del mercado sobre esta medida, con el fin de evaluar si dicha modalidad contribuye efectivamente a resolver las circunstancias de contratación del suministro de gas natural a través de infraestructuras de regasificación.

5. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

En materia de la asignación de gas natural adicional para periodos de corto plazo, el Gestor del Mercado, en sus reportes, deberá hacer visible la utilización de esta alternativa, con el fin de identificar si la medida resultó oportuna o, por el contrario, si no existía la necesidad de implementarla.

La Comisión estará periódicamente analizando esta información a fin de ver el impacto del ajuste. En esto resulta relevante la información reportada al Gestor del Mercado de Gas Natural.

6. PROPUESTA PROYECTO DE RESOLUCIÓN

La Comisión propone someter a consulta pública, por un término de diez (10) días hábiles, un conjunto de intervenciones regulatorias a la Resolución CREG 102 015 de 2025,

MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR Y PROMOVER MAYOR EFICIENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 13

orientadas a introducir mayor flexibilidad y eficiencia en los procesos de negociación y contratación de gas natural. En particular, las intervenciones propuestas son las siguientes:

1. Permitir la negociación de la PTDVF y la CIDVF dentro de un mismo Trimestre Estándar de Negociación (TEN), con el fin de facilitar ajustes oportunos en la oferta declarada.
2. Habilitar la negociación de la PTDVF y la CIDVF para los Trimestres Estándar de Ejecución 1 y 2 (TEE1 y TEE2), siempre que dicha información sea declarada antes del inicio del respectivo periodo de negociación.
3. Flexibilizar la periodicidad de la indexación, pasando de un esquema trimestral a uno mensual, con el propósito de reducir primas de riesgo y potencialmente mejorar las condiciones de precio, particularmente para el gas natural importado destinado a suministro definitivo.
4. Introducir la modalidad contractual CF100%, en línea con las modalidades observadas en las iniciativas asociadas a las infraestructuras de regasificación.
5. Permitir la celebración de contratos con periodos de ejecución diarios, ampliando las alternativas de contratación y facilitando una asignación más eficiente del gas natural, de acuerdo con las condiciones técnicas y operativas del sistema.