

**MODIFICACIÓN A la Resolución CREG 186 de 2020**

**DOCUMENTO CREG- 902 038 de 2024**

**16 DE MAYO DE 2024**

|  |
| --- |
| **CIRCULACIÓN:** |
| **MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE** |
| **REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS** |

# 

# CONTENIDO

[CONTENIDO 2](#_Toc167197638)

[1. ANTECEDENTES 4](#_Toc167197639)

[2. INFORMACIÓN GENERAL 6](#_Toc167197640)

[2.1 MERCADO PRIMARIO 6](#_Toc167197641)

[2.1.1 MODALIDADES CONTRACTUALES 6](#_Toc167197642)

[2.1.2 REQUISITOS MÍNIMOS DE LOS CONTRATOS 10](#_Toc167197643)

[2.1.3 MECANISMOS DE COMERCIALIZACIÓN 12](#_Toc167197644)

[2.1.4 CRONOGRAMA ANUAL DE COMERCIALIZACIÓN 14](#_Toc167197645)

[2.1.5 NEGOCIACIÓN DIRECTA EN CUALQUIER MOMENTO DEL AÑO 18](#_Toc167197646)

[2.1.6 NEGOCIACIÓN PARA CAMPOS EN PRUEBAS O SIN DECLARACIÓN DE COMERCIALIDAD 20](#_Toc167197647)

[2.2 MERCADO SECUNDARIO 23](#_Toc167197648)

[2.3 REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA 24](#_Toc167197649)

[3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA 27](#_Toc167197650)

[4. OBJETIVOS 29](#_Toc167197651)

[5. PROPUESTA REGULATORIA 30](#_Toc167197652)

[6. CONSULTA PÚBLICA 32](#_Toc167197653)

[7. ANÁLISIS DE IMPACTOS 32](#_Toc167197654)

[8. CUESTIONARIO DE LA ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA 32](#_Toc167197655)

**Listado de ILUSTRACIONES**

[Ilustración 1 Cantidades y precios promedio de contratos con ejecución en el año 2023 8](#_Toc167197629)

[Ilustración 2 Cantidades contratadas y nominadas en abril de 2024 para el Mercado Primario 9](#_Toc167197630)

[Ilustración 3 Cronograma anual de comercialización 14](#_Toc167197631)

[Ilustración 4 Ejemplo de cantidades máximas a contratar en firme 16](#_Toc167197632)

[Ilustración 5 Campos con negociación directa en cualquier momento del año 18](#_Toc167197633)

[Ilustración 6 PTDV declarada en mayo 2023 19](#_Toc167197634)

[Ilustración 7 Cantidades contratadas en el Mercado Primario de tipo firme 25](#_Toc167197635)

[Ilustración 8 Balance comercial de excedentes contratados para atender demanda regulada 26](#_Toc167197636)

[Ilustración 9 Comparación de PTDV y proyección de contratación 2025 y 2026 27](#_Toc167197637)

# ANTECEDENTES

El artículo 34 de la Ley 142 de 1994 dispone que “las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificadas, y abstenerse de toda práctica que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia”, estableciendo para el efecto, entre otras, qué prácticas son consideradas como restricción indebida a la competencia, dentro de las que se destaca la establecida en su numeral 34.6, que estipula como una de ellas, “el abuso de la posición dominante al que se refiere el artículo 133 de esta Ley, cualquiera que sea la otra parte contratante y en cualquier clase de contratos”.

El literal a) del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994 determina, entre otras, como función especial de la CREG “Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.”

Asimismo, el literal c) del numeral antes mencionado, determina, entre otras, como función especial de la CREG “Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.”

El parágrafo 2 del artículo 11 de la Ley 401 de 1997 dispuso que “*las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos*”.

Asimismo, en el artículo 16 de la Ley 401 de 1997 se establece que: “*Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, el Gobierno Nacional, de acuerdo con los ordenamientos, y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas, fijará el orden de atención prioritaria de que se trate, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas*.”

De acuerdo con lo establecido en el artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público está regulada por el Gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos.

En el Decreto 1073 de 2021 se compilaron diversas estipulaciones de política energética que inciden en el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, tales como las siguientes:

* En el Artículo 2.2.2.2.1 se establece la prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte, que impidan la prestación continúa del servicio. Asimismo, en el Artículo 2.2.2.2.4 del mismo Decreto se establece el orden de atención de la demanda de gas natural entre los agentes cuando se trate de Racionamiento Programado de Gas Natural o de Energía Eléctrica declarado por parte del Ministerio de Minas y Energía.
* En el Artículo 2.2.2.2.16 se establece que “*Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico*”. En su Parágrafo 2° se establece que “*La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 2.2.2.2.26 de este Decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural*”.
* En el artículo 2.2.2.2.23, se establece que “*La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 2.2.2.2.22. del presente Decreto para la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se deberá realizar siguiendo los mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG en concordancia con los lineamientos previstos en este Decreto*”.
* En el artículo 2.2.2.2.24, se establecen las actividades a las que no se les aplicarán los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV de que trata el artículo 2.2.2.2.24 del mismo Decreto.
* En el artículo 2.2.2.2.25, se establecen los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización, determinándose que la CREG *“(…) deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes*”.
* El artículo 2.2.2.2.26 ibídem, se establece que “*Con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación”.*
* En el Artículo 2.2.2.2.42 ibídem, se señala que, al expedir el reglamento de operación mediante el cual se regula el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá, entre otros aspectos, señalar la información que será declarada por los participantes del Mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 se estableció inicialmente la reglamentación de los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Posteriormente se realizaron varias modificaciones, siendo las más sustanciales las contempladas en la Resolución 114 de 2017, principalmente para el mercado primario, y la resolución CREG 021 de 2019, principalmente para el mercado secundario.

Actualmente, mediante la Resolución CREG 186 de 2020 se establece la regulación de los aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural como parte del reglamento de operación de gas natural. Dicha Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario. Por determinación legal y normativa, se exceptúan de la aplicación de dichas resoluciones los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores-comercializadores o a la exportación, que será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes en dichas materias

La Resolución CREG 080 de 2019 establece reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

El Decreto 484 de 2024 modificó el Artículo 2.2.2.2.14 del Decreto 1073 de 2015, adicionando una nueva actividad a la que no se aplicarán los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV establecidos por la CREG, así como otros aspectos relacionados.

La CREG ha adoptado resoluciones de aplicación transitoria, por diversas razones coyunturales, mediante las que se han adicionado reglas para la comercialización del mercado mayorista de gas natural, dando mayor flexibilidad en las negociaciones directas del Mercado Primario, así como para la publicación al público en general, de mayor información de la oferta, en forma oportuna y completa. Así, se publicaron las resoluciones CREG 138 de 2020, 084 de 2021, 102 007 de 2022 y 102 004 de 2023.

# INFORMACIÓN GENERAL

En la Resolución CREG 186 de 2020 se establecen las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista, que se separan entre las reglas del Mercado Primario y las reglas del Mercado Secundario. A continuación, se describen en forme general las reglas principales, que servirán de contexto a la problemática que se identifica a continuación en este documento, a los objetivos de la propuesta contenida en el proyecto de resolución y a las medidas que se proponen para lograr tales objetivos.

## MERCADO PRIMARIO

### MODALIDADES CONTRACTUALES

La estandarización de las modalidades contractuales se estableció en la regulación, como respuesta a la dificultad, a falta de dicha estandarización, de observar transparentemente las condiciones de mercado, tanto de oferta como de demanda, y los resultados de mercado.

La CREG determina las modalidades contractuales, en virtud de lo establecido en el literal a) del artículo 2.2.2.2.42 del Decreto 1073 de 2015, que le fija a la CREG, al expedir el reglamento de operación mediante el cual se regula el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, “*Establecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista*.*”* Para lo anterior no se establecen en el Decreto 1073 de 2015 ninguna excepción a la utilización obligatoria de esas modalidades que la CREG establezca.

En el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 se encuentran definidos dos tipos contractuales generales, que corresponden a los contratos firmes o que garantizan firmeza y a los contratos interrumpibles o que no garantizan firmeza. Adicionalmente se define el tipo de contrato mixto, que realmente es una combinación de compromisos de volúmenes de tipo firme y de tipo interrumpible. Por lo demás, un aspecto muy importante es que se requiere el Respaldo Físico para los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza, siendo este aspecto definido en el mismo artículo mencionado.

A partir de dichos tipos contractuales principales ministeriales, la CREG ha adoptado las modalidades contractuales del Mercado Primario en la Resolución CREG 186 de 2020, que tiene un mayor desarrollo de características de cada tipo ministerial de contratos. Las principales modalidades se resumen de la siguiente manera, con el fin de servir de referencia del análisis del presente documento (se recomienda la lectura de la definición exacta que se encuentra incluida en el artículo 3 de la Resolución CREG 186 de 2020):

* Contrato de suministro firme al 95%, CF95: corresponde a un contrato de tipo firme en el que, a pesar del nombre, se garantiza el suministro diario del 100% de la cantidad contratada, con la condición de que el pago mensual deberá corresponder como mínimo, al 95% del valor mensual de dicha cantidad contratada, así no se nomine en promedio esa cantidad por parte del comprador. En caso de que la cantidad mensual promedio diario supere ese porcentaje, entonces se pagará el valor correspondiente al porcentaje superior. Puede asemejarse entonces a una condición de contrato tipo “take or pay” al 95%, en donde hay una compensación volumétrica, pero solamente realizable en el mismo mes de nominación de las cantidades diarias.

Es una modalidad, por lo anterior, que es adecuada para la atención de demanda con baja variación de consumo en el año, tal como la demanda el sector residencial, comercial e industrial en general. Para esta modalidad contractual la CREG no establece condiciones especiales en cuanto a la venta en el Mercado Secundario por el comprador del Mercado Primario, de parte de las cantidades contratadas (cantidades excedentarias).

* Contrato de suministro C1: corresponde a un contrato de tipo firme en el que se garantiza el suministro diario del 100% de la cantidad contratada, con la condición de que el pago deberá corresponder como mínimo, al 30% del valor de dicha cantidad contratada, así no se nomine esa cantidad por parte del comprador. Por lo anterior, es una modalidad adecuada para la atención de demanda con alta variación de consumo en el año, tal como la demanda el sector térmico.

Para esta modalidad contractual la CREG establece condiciones especiales en cuanto a la venta en el Mercado Secundario por el comprador del Mercado Primario, de parte de las cantidades contratadas (cantidades excedentarias), siendo que solo puede disponerse para venta de excedentes por parte del comprador, la cantidad correspondiente a ese porcentaje de pago mínimo. La otra cantidad (70%) es de disposición del vendedor del Mercado Primario, que la usa como parte variable de entrega, en los contratos de la modalidad C2 y que le sirve como complemento de ingresos cuando el contrato C1 no se nomina al 100%.

* Contrato de suministro C2: corresponde a un contrato de tipo firme en el que se garantiza el suministro diario del 75%, como mínimo[[1]](#footnote-1), de la cantidad contratada y la cantidad correspondiente al porcentaje restante, se considera firme siempre y cuando exista la disponibilidad por la no ejecución al 100% de las opciones de contratos de suministro C1. Por lo anterior, es una modalidad adecuada para la atención de demanda con baja variación de consumo en el año.
* Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC: corresponde a un contrato de tipo firme en el que se garantiza el suministro diario del 100% de la cantidad contratada, pero condicionada esa garantía a que no se presente un precio igual o superior al 95% del precio de escasez de activación usado en el mercado spot del sector eléctrico y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor. Es, por tanto, una modalidad contractual de tipo firme, complementaria a la modalidad OCG, y más adecuada para atender aquellos usuarios que no tienen compromisos de obligaciones de energía firme (OEFs) con el sector eléctrico.
* Contrato de opción de compra de gas, OCG: corresponde a un contrato de tipo firme en el que se garantiza el suministro diario del 100% de la cantidad contratada, pero condicionada esa garantía a que se presente un precio igual o superior al 95% del precio de escasez de activación usado en el mercado spot del sector eléctrico y en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del comprador. Es, por tanto, una modalidad contractual de tipo firme, complementaria a la modalidad CFC, y más adecuada para atender aquellos usuarios que tienen compromisos de obligaciones de energía firme (OEFs) con el sector eléctrico.
* Contrato con interrupciones, CI: corresponde a un contrato de tipo interrumpible en el que se determinan las cantidades máximas y el precio (puede ser fijo o máximo dependiendo del mecanismo (subasta mensual o negociación directa) mediante el cual se suscribió el contrato. En esta modalidad las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo de suministro de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

En esta modalidad CREG se observa entonces una diferencia muy importante con la especificación que en la definición de este tipo contractual se incluye en el Decreto 1073 de 2015, pues allí se dice que el servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato. Es decir, se permiten incluir condiciones de interrupción del suministro, que en la modalidad CREG de “contrato con interrupciones” no se permiten incluir de ninguna manera.

Ahora, bien, en la *Ilustración 1* se puede ver la contratación por modalidades en el año 2023:

Ilustración 1 Cantidades y precios promedio de contratos con ejecución en el año 2023

Interfaz de usuario gráfica, Aplicación, Tabla, Excel

Descripción generada automáticamente

Tomado del Informe Anual Mercado de Gas Natural 2023, publicado por el gestor del mercado.

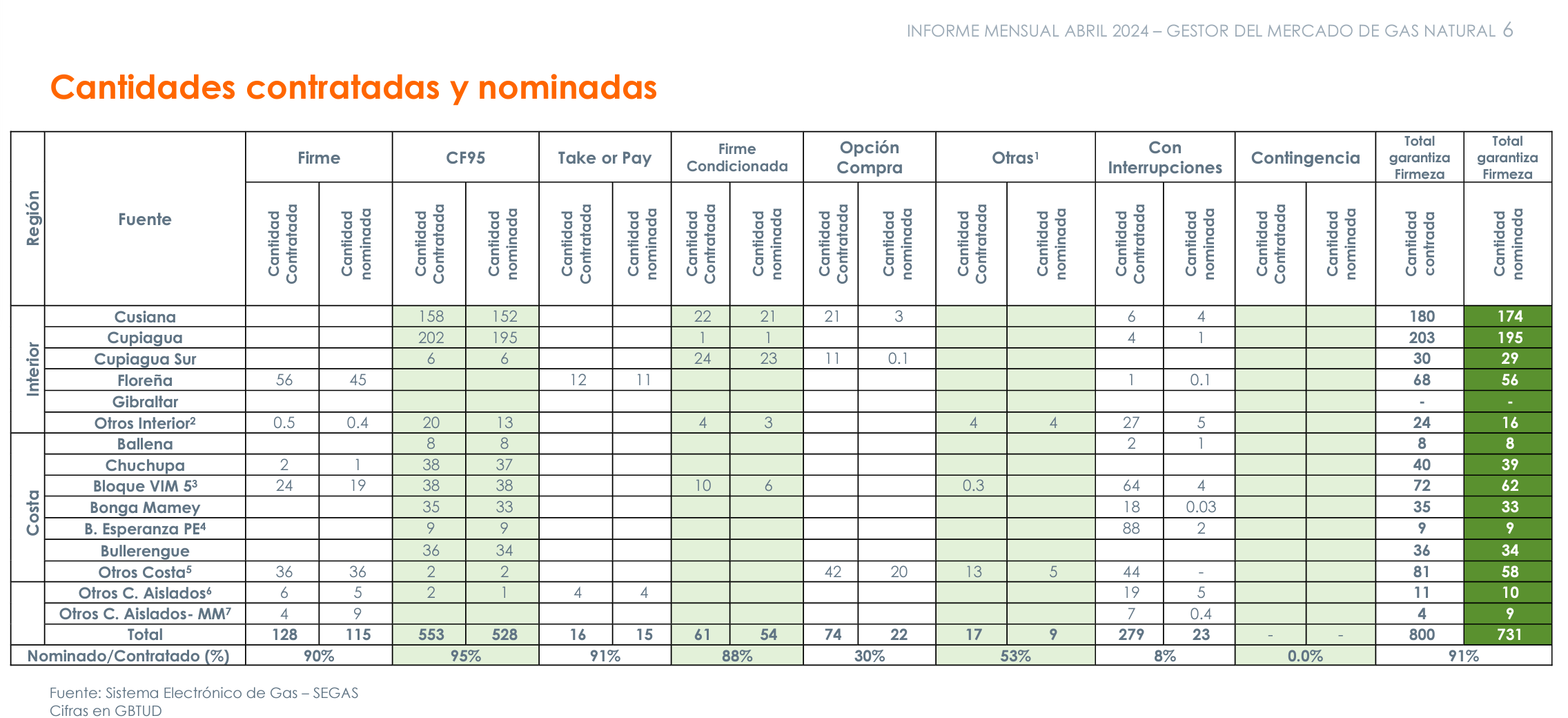
De la ilustración anterior, se obtienen los siguientes porcentajes de utilización de las diferentes modalidades contractuales usadas y otras, sobre el tipo firme; CF95 con 48%, “Otras” con 27% asumiendo que se trata de contratos de tipo firme, firmes con 17%, “take or pay” con 5%, estos porcentajes calculados sobre una cantidad total de 1079 GBTUD de tipo firme. Llama la atención las modalidades llamadas “firme”, “take or pay” y “otras” por diferentes razones; en los dos primeros casos se deben a que, antes de establecerse las modalidades contractuales permitidas en la Resolución CREG 089 de 2013, se habían suscrito contratos de muy largo plazo con modalidades anteriores diferentes. En el tercer caso, llamado “Otras”, realmente deben corresponder a contratos de tipo firme o de tipo interrumpible, pero que han sido suscritos bajo el amparo de la interpretación de algunos agentes, de lo que se entiende establecido en el parágrafo del artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020 para campos en pruebas o sin declaración de comercialidad, situación que más adelante se explica. Esto lleva a una de las problemáticas actuales, de identificación de cantidades realmente disponibles o contratadas que garantizan firmeza y a la aplicación de los requisitos mínimos establecidos por la CREG en esos contratos, con el fin de garantizar estandarización y mitigación del ejercicio de posición dominante y concentración del mercado por parte de los vendedores.

Del mismo modo, se puede observar que los contratos con interrupciones tienen una participación del 13% del total contratado en el año 2023 (1240 GBTUD). Sin embargo, es posible que este porcentaje sea mayor teniendo en cuenta que en la clasificación “Otras” se incluyen en realidad contratos de tipo firme y contratos de tipo interrumpible. La gran mayoría de las cantidades contratadas mediante esta modalidad en el Mercado Primario corresponden a fuentes de suministro exceptuadas de la aplicación obligatoria de los mecanismos de comercialización de la CREG, establecidas en el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, que pueden realizar negociaciones directas.

Por último, mediante la Resolución CREG 136 de 2014 la CREG adoptó otra modalidad contractual muy específica, la que se entiende como “contratos firmes bimestrales” en los que se garantiza el suministro diario del 100% de la cantidad contratada, desde las 00:00 horas del primer día calendario del primer mes de un bimestre hasta las 24:00 horas del último día calendario del segundo mes de ese mismo bimestre. Esta modalidad solamente puede ser negociada bajo el mecanismo de comercialización de subastas para la venta mediante contratos firmes bimestrales, reglamentadas en la misma resolución.

Como ya se ha mencionado, no necesariamente las cantidades máximas contratadas en el Mercado Primario son las que se entregan, y eso es un factor relevante en la consideración del potencial de déficits contractuales versus déficits físicos. Es decir, puede ocurrir que un comprador interesado en contratar en firme en el Mercado Primario no encuentre ofertas de suministro porque los vendedores han contratado completamente sus cantidades, ante lo cual ese comprador deberá acudir al Mercado Secundario, en donde es posible que sí encuentre ofertas de suministro o de compraventa, de parte de quienes contrataron en el Mercado Primario y no requieren la cantidad total contratada en un día de despacho. En el caso de mes de abril de 2024, se observa la *Ilustración 2*.

Ilustración 2 Cantidades contratadas y nominadas en abril de 2024 para el Mercado Primario



De destaca la baja ejecución de contratos con interrupciones, que es algo esperable, la ejecución del 95% de los contratos CF95, lo cual es muy buena señal de la eficacia de esta modalidad y el 91% de ejecución de contratos de tipo firme, lo cual muestra que hay un 9% de oferta contratada en firme que se podría usar y no se usó. Asimismo, hubo 23 GBTUD de contratos con interrupciones que sí fueron ejecutados. Se debe tener en cuenta n todo caso, que las cantidades de OCG y CFC son complementarias entre sí, y que en esta tabla no se incluyen las cantidades de gas que se entregan a las refinerías que son descontadas por los productores como consumo propio y que no cuentan con contratos registrados ante el gestor del mercado por lo que no se tiene en cuenta en el conteo de cantidades contratadas en la *Ilustración 2*.

### REQUISITOS MÍNIMOS DE LOS CONTRATOS

Con los fines principales de lograr una mayor liquidez del Mercado Mayorista mediante la estandarización de los contenidos de los contratos y, a su vez, reducir la posibilidad del ejercicio de posición dominante por la concentración de la oferta de los vendedores, se hace necesario establecer unos requisitos mínimos a ser contenidos en los contratos, sobre todo en el caso de los contratos de modalidades de tipo firme. No son comparables, por ejemplo, los precios y en general, las negociaciones de los contratos de suministro en el que las partes acuerdan compensaciones por incumplimiento, siendo que el gas proviene del mismo vendedor, de la misma fuente de suministro y del mismo período de ejecución, si se pactan incumplimientos diferentes y, por tanto, compensaciones diferentes. De no ser comparables los contratos en estos aspectos y en los demás requisitos mínimos, las partes no lograrán la mayor eficiencia en las negociaciones, pues no se sabrá si el precio que se negocia es superior o inferior a otra oferta disponible en el mercado, sobre todo de venta. De hecho, es posible que las compensaciones sean diferentes dependiendo del tipo de usuario final que se va a atender con el contrato de suministro, pudiendo llevar a que, a pesar de que la venta se produce en condiciones idénticas de entrega del suministro de gas, el usuario final al que se atiende conlleva una compensación diferente, por tanto a un riesgo diferente y finalmente a un precio diferente.

En ese sentido, el Decreto 1073 de 2015 establece lineamientos, así:

* El artículo 2.2.2.2.26, plantea “*Con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación”.* Para lo anterior no se establece en el Decreto 1073 de 2015 ninguna excepción a la aplicación obligatoria de esos requisitos. Esta norma es una compilación del Decreto 2100 de 2011.
* El literal b) del artículo 2.2.2.2.42, le permite a la CREG “*Establecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista*”. Esta norma es una compilación del Decreto 1710 de 2013.

En la Resolución CREG 186 de 2020, se establecen los siguientes requisitos mínimos que se enuncian a continuación y en donde es de resaltar si la cláusula a ser incluida en el contrato de suministro está limitada únicamente al texto establecido como requisito mínimo por la CREG, o si adicionalmente se da libertad a las partes para incluir aspectos adicionales en esos requisitos. También de resaltar que los requisitos son recíprocas entre las partes:

* Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. De este requisito solamente se exceptúan los contratos de contingencia y los contratos con interrupciones.
* Eventos eximentes de responsabilidad. En este caso, la CREG establece los eventos que únicamente podrán ser pactados entre las partes. Es decir, tal cual deben ser asumidos. Este aspecto es muy importante en la regulación y en la estandarización de los contratos de tipo firme.
* Duración permisible para suspensiones del servicio. Este evento detalla la cantidad de horas que como máximo se pueden considerar como eximente por suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos.
* Incumplimiento: en este caso, las partes sí podrán definir otras circunstancias, adicionales a las establecidas por la CREG, en que se configure un incumplimiento, sin que las mismas sean consideradas incumplimientos para efectos de esa Resolución.
* Compensaciones: en este caso, las partes sí podrán definir otras compensaciones, adicionales a las establecidas por la CREG, en armonía con la potestad dada para fijar condiciones adicionales como causales de incumplimiento.
* Actualización de precios: se establece una actualización anual de precios, que son bastante restrictivas actualmente, pues es claro que a pesar de tenerse un mismo precio inicial de una fuente de suministro, dependiendo de las fórmulas de actualización de precios pactadas, el precio al segundo, tercero o cualquier año futuro de ejecución del contrato puede variar significativamente entre contratos de una misma fuente de suministro, con el mismo precio inicial pero con diferentes fórmulas de actualización, sin que realmente haya una diferencia fundamental en la ejecución de los dos contratos con el tiempo.

Es de notar que, en un contrato con interrupciones, cuando simultáneamente ocurre una nominación por parte del comprador y la autorización de tal nominación por parte del vendedor, prácticamente se vuelve un contrato firme para el día de ejecución de la nominación.

### MECANISMOS DE COMERCIALIZACIÓN

Como se menciona en los Antecedentes del presente documento, en el artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 de 2015, se establece que “*La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 2.2.2.2.22. del presente Decreto para la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se deberá realizar siguiendo los mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG en concordancia con los lineamientos previstos en este Decreto*”. De lo anterior se concluye que cualquier mecanismo de comercialización establecido por la CREG se aplica, siempre que se haya inicialmente declarado una cantidad de PTDV y de CIDV para la fuente de suministro respectiva. La cantidad de PTDV y CIDV no es declarada ni a la CREG ni al gestor del mercado, sino al MME, o a quien este determine, en virtud de lo establecido como parte del contenido de la declaración de producción mencionada en el artículo 2.2.2.2.21 del mismo Decreto. Ya para efectos de la comercialización de esa PTDV se tienen las modalidades establecidas por la CREG basadas en los dos tipos contractuales principales definidos en el Decreto en mención, como se resumió en el 2.1.1 de este documento.

Ahora bien, para efectos de negociar los contratos de fuentes de suministro que aún no han declarado PTDV o CIDV, se entiende de lo anterior que no le aplican los mecanismos de comercialización de la CREG. En tal caso, la declaración al MME, particularmente de la PTDV, tal como se deriva de su definición en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, corresponde a un “(…) *pronóstico que considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas*”. Es decir, la PTDV se declara normalmente para una fuente de suministro que cuenta con Reservas de gas natural y con una tasa máxima de recobro y permite que las instalaciones de producción sean las que existen o las proyectadas, es decir, que no se requiere contar con las instalaciones de producción al momento de declarar PTDV, pero sí contar con Reservas de gas.

Sin embargo, por diversas circunstancias hay fuentes de suministro que, aún sin contar con declaración de comercialidad, y por tanto, sin contar con Reservas de gas natural certificadas, pueden suministrar gas natural durante el desarrollo de pruebas de la fuente o en todo caso, antes de declarar su comercialidad. Así, se entiende que en el segundo parágrafo del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, que es el que detallas las condiciones de la declaración de producción y por tanto de la PTDV, se establece específicamente que “*La declaración de producción respecto de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad versará respecto de la PTDV para el período sobre el cual se cuente con información disponible*”. Así, en el Decreto 1073 de 2015 se da una excepción para la declaración de PTDV de fuentes de suministro que aún no han declarado comercialidad y, por tanto, no cuentan con Reservas de gas natural.

Ahora, el artículo de Demanda Esencial no remite a la CREG a que establezca mecanismos para garantizar el suministro a la Demanda Esencial en firme, sino que los somete a que tengan acceso a fuentes con Respaldo Físico.

Sin embargo, para efectos del registro de los contratos ante el gestor del mercado, y por tanto, para su permitir su ejecución

En la Resolución CREG 186 de 2020 se establecen, entre otros aspectos, los mecanismos de comercialización del Mercado Primario, tales como:

* Negociación de contratos de largo plazo de 3 o más años de ejecución, que se pactan directamente, para las modalidades CF95, CFC y OCG. No se permite la negociación de contratos en forma directa, de ninguna duración para las demás modalidades de tipo firme, incluyendo la C1 y la C2.

* Negociación de contratos de 1 año de ejecución, que se realizan en forme secuencial, de acuerdo con el cronograma anual que publica la CREG (más adelante se explica), a partir de la PTDVF/CIDVF residual que se obtiene después de descontar a la PTDVF/CIDVF declarada al gestor del mercado las cantidades comprometidas en las negociaciones directas y después de cada realización del mecanismo de comercialización previo, así:
  + Mecanismo de reserva de cantidades a usuarios regulados.
  + Mecanismos de subastas anuales:
    - Para contratos de la modalidad C1, de un año de duración contractual: es del tipo de subasta simultánea de “reloj ascendente”, en la que se exige que, como mínimo, los vendedores deban ofrecer el 25% de la PTDVF/CIDVF residual, que se obtiene después de descontar las cantidades comprometidas en las negociaciones directas y en la reserva de cantidades a usuarios regulados.
    - Para contratos de la modalidad C2, de un año de duración contractual: es del tipo de subasta simultánea de “reloj ascendente”.
* Negociación de contratos con interrupciones:
  + Subastas mensuales, de un mes de duración contractual: es del tipo de “sobre cerrado”. Puesto que en este mecanismo participan simultáneamente como vendedores, tanto los del Mercado Primario como los del Mercado Secundario, la CREG estableció una regla que lleva a que la oferta de precio de menor valor de los vendedores del Mercado Primario, para un mismo producto, se ubica por encima de la oferta de mayor valor de los vendedores del Mercado Secundario, en un delta de valor declarado por el vendedor al gestor del mercado. Es decir, la curva de oferta de los productores estará al final de la curva de oferta agregada de los compradores del mercado primario con contratos firmes que ofrezcan cantidades para vender bajo la modalidad con interrupciones.

Hay un mecanismo de comercialización adicional establecido por la CREG, aunque no se encuentra desarrollado en la Resolución CREG 186 de 2020, sino en la Resolución CREG 136 de 2014, que es el siguiente:

* + Subastas bimestrales de contratos firmes, de un bimestre de duración contractual: del tipo de “sobre cerrado”. Puesto que en este mecanismo participan simultáneamente como vendedores, tanto los del Mercado Primario como los del Mercado Secundario, la CREG estableció una regla que lleva a que la oferta de precio de menor valor de los vendedores del Mercado Primario, para un mismo producto, se ubica por encima de la oferta de mayor valor de los vendedores del Mercado Secundario, en un delta de valor declarado por el vendedor al gestor del mercado. Es decir, la curva de oferta de los productores estará al final de la curva de oferta agregada de los compradores del mercado primario.

Es de destacar que la negociación directa realmente no es un mecanismo de comercialización por sí mismo, sino un esquema de libertad que le permite a cada vendedor desarrollar su propio mecanismo de comercialización.

En cuanto al suministro de gas de tipo interrumpible, para el que la CREG ha establecido la modalidad de “*contrato con interrupciones*” tanto en el Mercado Primario como en el Mercado Secundario, se han establecido dos mecanismos de comercialización: i.) El mecanismo de subasta mensual, de tipo “*sobre cerrado*”, que aplica como único mecanismo de contratación para las fuentes de suministro que obligatoriamente deben aplicar los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG y para los usuarios no regulados, en la que pueden participar también como oferentes los agentes que representan las demás fuentes de suministro y los vendedores del Mercado Secundario. En este caso, los contratos tienen una duración de un mes. ii.) El mecanismo de negociaciones directas en el que pueden participar como oferentes los vendedores del Mercado Secundario (excepto los usuarios no regulados) y los agentes que representan los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales. En este segundo mecanismo también pueden negociar los Comercializadores de gas importado con los generadores térmicos, con duración mensual, con destino a la atención de la demanda de generadores termoeléctricos.

### CRONOGRAMA ANUAL DE COMERCIALIZACIÓN

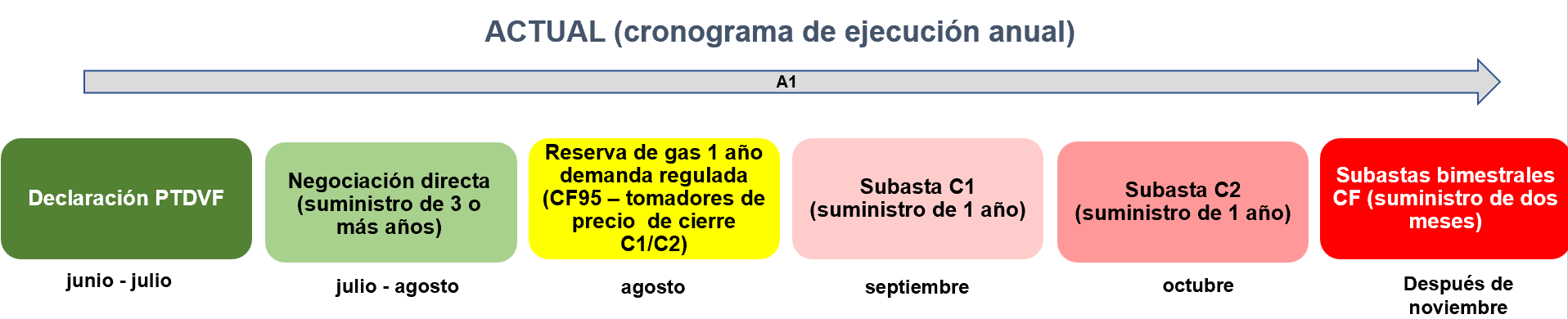
El cronograma anual de comercialización se estableció por la CREG, junto con la estandarización de las modalidades contractuales, y los requisitos mínimos de los contratos buscando disminuir los costos de búsqueda y transacción en el mercado, como un modo de equilibrar las posiciones de negociación entre la oferta y la demanda y hacer más claro para todos los agentes cuanto gas está disponible para el mercado para contratos anuales y de largo plazo. Por otra parte, la estandarización en las fechas de terminación de todos los contratos (30 de noviembre), busca delimitar el rol de los productores con respecto a ese gas al Mercado Primario, sin aumentarles el riesgo de dejar gas “atrapado” pero sin que sea necesario que acudan al Secundario a ofrecer los sobrantes[[2]](#footnote-2)

Cada año le corresponde a la Dirección Ejecutiva de la CREG establecer en el primer semestre de cada año, el cronograma de toda la comercialización para el respectivo año. En dicho cronograma se establecen las fechas específicas para la ejecución de los mecanismos de comercialización del gas natural, así como para el registro de los contratos derivados de la ejecución de tales mecanismos. Normalmente es un cronograma bastante ajustado, de 61 actividades que se deben desarrollar entre julio y octubre de cada año, que incluye adicionalmente un mecanismo de comercialización, que no es de suministro de gas, sino de la capacidad de transporte, denominado “Subasta del proceso úselo o véndalo de largo plazo” de capacidad de transporte.

Puesto que para el desarrollo del mecanismo de capacidad de transporte mencionado se requiere contar previamente con la información de los contratos registrados de suministro ante el gestor del mercado y que se requiere que los contratos de capacidad de transporte resultantes de la subasta se registren antes del 1 de diciembre del año, el apriete de tiempos en los plazos de las actividades se vuelve bastante dispendioso y limita mucho dar más plazos para afinar las negociaciones directas.

En resumen, las actividades principales del cronograma anual se resumen de la manera como se muestra en la *Ilustración 2*.

Ilustración 3 Cronograma anual de comercialización



En el caso de la determinación del precio de los contratos, se utiliza el precio de cierre de cada subasta, dependiendo de la modalidad. Para el caso del mecanismo de reserva de cantidades a usuarios regulados, el precio se basa en los precios de cierre de las subastas de los contratos C1 y de C2[[3]](#footnote-3). Adicionalmente se establece que en las subastas de los contratos C2 no pueden participar los agentes generadores del sector eléctrico.

Finalmente, una vez negociados y suscritos los contratos del Mercado Primario, cada una de las partes del contrato debe registrar el contrato de suministro ante el gestor del mercado, con la información que para ello se exige en el anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020. Es muy importante tener en cuenta loa plazos máximos que se establecen para dicho registro, que en unos casos son fijos que anualmente se precisan en el cronograma de comercialización que publica la CREG, cuando aplican los mecanismos de comercialización de la CREG y en otros casos dependen de la fecha de suscripción del contrato. La resolución en mención establece un plazo máximo, por lo que superado ese plazo no pueden registrarse los contratos, con los efectos derivados de ello (no entrega del gas, evento eximente para la parte que registró oportunamente el contrato). En los casos de negociación directa en cualquier momento del año establecidas en el artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020, no hay referencia ni para el inicio de las negociaciones ni para un plazo máximo de negociaciones; se estipula entonces que la declaración de la información de registro del contrato de suministro se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato. En el caso de la aplicación de los mecanismos de comercialización de la CREG, se establecen plazos fijos

Los plazos de registro de los contratos deben ser cumplidos por ambas partes, pues del registro de los contratos dependen las cantidades que quedan disponibles, ya sea para negociarse a través de los mecanismos de comercialización de la CREG, mediante el mecanismo de la CREG para garantizar el acceso a la Demanda Esencial de contratos con Respaldo Físico o mediante negociaciones directas en cualquier momento del año. Asimismo, la fecha del registro del contrato implica la referencia de los requisitos mínimos establecidos por la CREG vigentes, y por tanto, los que será aplicados durante la ejecución del contrato de suministro. Es por ello la importancia del registro oportuno del contrato, así el inicio de ejecución sea en meses o años posteriores a la fecha de suscripción del contrato.

Por otra parte, es muy importante tener en cuenta que el precio de reserva de las subastas de C1 y de C2 debe ser el mismo para una misma fuente de suministro, por razones de conveniencia que tuvo en cuenta la CREG para determinar dicha regla. Sin embargo, la regla anterior puede llevar a que se alcance un precio de cierre de la subasta C2 que podría ser superior al que se obtendría de no existir tal condición de un mismo precio de reserva, particularmente en razón a la percepción de riesgo de ingreso del vendedor sobre estos contratos C1 (30% pago mínimo fijo), que es mayor al riesgo de ingreso de los contratos C2 (75% pago mínimo fijo). Esto puede ocurrir porque el precio de reserva se declara antes de conocerse las cantidades que los compradores están dispuestos a comprar inicialmente, por lo que los vendedores no conocen la posibilidad real de asignaciones de cantidades en las subastas de los contratos C2, contratos cuyo ingreso sirve como complemento de ingreso de los contratos C1 cuando no se ejecutan al 100%.

Ahora bien, la duración de los contratos establecida en los mecanismos de comercialización de la CREG es relevante, por el efecto comercial que implica la declinación natural de la producción de gas natural de los campos. Con la *Ilustración 3* podemos apreciar este efecto.

Ilustración 4 Ejemplo de cantidades máximas a contratar en firme

Gráfico, Gráfico de líneas

Descripción generada automáticamente

Se observa de la *Ilustración 3* que, si el potencial de la línea azul se ofreciese al mercado, las cantidades máximas a comprometer en contratos de tipo firme, deben corresponder a los menores valores mensuales que se presentan en cada año que transcurre entre diciembre y noviembre del siguiente año. Ello implica que en contratos de duración de 3 o más años de negociación directa, se ofrecen menores cantidades que las que se pueden ofrecer para contratos de 1 año de duración cuando aplica la reserva de demanda regulada y las subastas C1 y C2. En la *Ilustración 3* se observa, como ejemplo, un potencial de oferta en firme con la que, si se desean ofrecer cantidades para contratos de tipo firme de una duración de 3 años, que inician ejecución el 1 de diciembre de 2024 y terminan ejecución el 30 de noviembre de 2027, la cantidad sería de 715. En cambio, si los contratos que se ofrecen son para ejecución de 1 año entre el 1 de diciembre de 2024 y el 30 de noviembre de 2025, la cantidad máxima a ofrecer será de 930. Las cantidades máximas sería así:

Para contratos de dic 2024 a Nov 2025: 930

Para contratos de dic 2025 a Nov 2026: 857

Para contratos de dic 2026 a Nov 2027: 715

Por tanto, asumiendo que la demanda requiere contratar 930 unidades para ejecución en cada uno de los 3 años a negociar en 2024, podría pasar que algunos de los compradores logren la contratación de la totalidad de sus cantidades para los 3 años siguientes y otros compradores no podrían lograrlo. En estos últimos casos, los compradores que quedaron por fuera de las cantidades contratadas para los próximos 3 años, tendrían que acudir, en cada año siguiente, a los mecanismos CREG de negociación de los contratos anuales (reserva de demanda regulada, subastas C1 y C2 y subastas bimestrales). Estas subastas por tanto tendrían un a presión de elevación de precio de cierre en particular para el año 2026, pues para el año 2025 las cantidades disponibles de venta son iguales a las cantidades de compra, lo que en teoría llevaría a un cierre de subasta con precio de reserva, pero en el año 2026 las cantidades disponible de venta son insuficientes.

Las cantidades aún disponibles para la contratación de tipo firme, que no puedan ser garantizadas para un año de duración como mínimo, pueden ser negociadas posteriormente, mediante el mecanismo de subastas de contratos firmes bimestrales. Este es el único mecanismo establecido por la CREG para la negociación de contratos de tipo firme cuando el suministro de gas se garantiza por menor plazo a un año de gas.

### NEGOCIACIÓN DIRECTA EN CUALQUIER MOMENTO DEL AÑO

Por otro lado, hay varios tipos de fuentes de suministro y actividades que están exceptuadas de la aplicación obligatoria de los mecanismos de comercialización anteriormente mencionados, sobre las que se pueden realizar negociaciones directas en cualquier momento del año (Artículo 19 de CREG 186/2020). Situación diferente a la que ocurre en el caso de las actividades y tipos de fuentes de suministro que se deben sujetar a los mecanismos de comercialización de la CREG, sobre las que se determinan plazos máximos de registro de los contratos ante el gestor del mercado, durante una vez al año como se vio en el numeral anterior CRONOGRAMA ANUAL DE COMERCIALIZACIÓN.

Lo anterior no implica que, en general, las reglas de funcionamiento del mercado no tengan que cumplirse en el caso de las actividades exceptuadas de aplicación de los mecanismos de comercialización de la CREG. Así, las modalidades contractuales, los requisitos mínimos de los contratos, el término de duración de ejecución de los contratos, los requisitos de información de los contratos que se registran y demás información que deben declarar los participantes del mercado, entre otros aspectos, cobijan a todo tipo de actividad y de fuentes de suministro, sin excepción.

Ilustración 5 Campos con negociación directa en cualquier momento del año

Diagrama

Descripción generada automáticamente

De lo anterior, se puede concluir que, para efectos de las condiciones de comercialización (negociación de cantidades y precios principalmente) hay dos tipos de fuentes y actividades de suministro: i.) Los que están obligados a seguir los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG; y, ii.) Los que no están obligados a seguir los mecanismos de comercialización de la CREG. Cuando se hace una estimación de la participación de la oferta disponible para la venta – PTDV basado en esta clasificación, se obtiene la siguiente *Ilustración 5*, con la base en la información publicada por el MME en mayo de 2023, para los años 2024 a 2027 y la clasificación que se tiene de campos exceptuados de los mecanismos CREG:

Ilustración 6 PTDV declarada en mayo 2023

Se observa entonces, que aproximadamente la mitad de la oferta de venta PTDV corresponde a campos exceptuados de los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG. Por lo que con más razón se hace relevante tener en cuenta la diferencia en los mecanismos de comercialización de la CREG

De acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, en los casos no previstos para la negociación directa en cualquier momento del año que se menciona en el Artículo 19 de dicha Resolución, los vendedores y los compradores podrán pactar directamente el suministro de gas natural, dentro del plazo que establezca la CREG, únicamente mediante contratos de suministro firme CF95, firmeza condicionada y opción de compra, cuya duración sea de tres (3) o más años. De manera complementaria, en el artículo 23 ibídem se establecen los mecanismos para la negociación de los contratos de duración de un año. Para los contratos de duración de tres (3) o más años, el inicio de la ejecución puede ser diferente, así:

a) Los contratos de suministro destinados a atender demanda regulada deberán tener como fecha de inicio del suministro alguna de las dos siguientes fechas: el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa o el 1 de diciembre del año siguiente al del año de la negociación. Como fecha de terminación del suministro deberá corresponder al 30 de noviembre del año que corresponda.

b) Los contratos de suministro destinados a atender demanda no regulada deberán tener como fecha de inicio del suministro alguna de las dos siguientes fechas: i) cualquier momento del año comprendido entre el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa y el 30 de junio del año inmediatamente siguiente o; ii) el 1 de diciembre del año siguiente al del año de la negociación. La fecha de terminación del suministro deberá corresponder al 30 de noviembre del año en que se cumpla el plazo del contrato.

En cualesquiera de ambos casos, el precio del gas al momento de iniciar el suministro deberá corresponder al precio pactado por las partes al momento de la suscripción del contrato. Por otra parte, en el caso de los contratos de duración de un (1) año, el inicio de ejecución de los mismos solo puede corresponder al 1 de diciembre del mismo año de registro.

De lo anterior se observa que no se pueden negociar, para aquellas fuentes de suministro cobijados por los mecanismos de la CREG, contratos cuya ejecución inicie en años posteriores al mismo año o al año siguiente de la negociación y del registro. En cambio, en el caso de las condiciones de las negociaciones directas en cualquier momento del año, no hay disposición que limite la fecha de inicio de ejecución del contrato que se negocie.

El cronograma es bastante restringido por la cantidad de actividades (61 se contemplaron en la circular CREG 066 de 2023), y utiliza tiempos para las subastas C1 y C2 (28 actividades) y causa costos de ejecución, así como 4 actividades para la reserva de gas a usuarios regulados, con todas las actividades implicadas en ello, recortando los tiempos disponibles para la negociación directa. No se trata de desaparecer las modalidades contractuales C1 y C2 sino de que se negocien de manera directa a partir de las consideraciones voluntarias de las partes interesadas, y por períodos más extensos de ejecución.

La CREG ha adoptado resoluciones de aplicación transitoria, por diversas razones coyunturales, mediante las que se han adicionado reglas para la comercialización del mercado mayorista de gas natural, dando mayor flexibilidad en las negociaciones directas del Mercado Primario, así como la publicación de mayor información de la oferta, en forma oportuna y completa. Así, se publicaron las resoluciones CREG 138 de 2020, 084 de 2021, 102 007 de 2022 y 102 004 de 2023. Por lo anterior y ante los resultados observados, se considera necesario incorporar en la Resolución CREG 186 de 2020 las medidas adoptadas en dichas resoluciones, en particular con el fin de que se contrate la mayor cantidad de oferta de corto plazo en el mercado primario.

### NEGOCIACIÓN PARA CAMPOS EN PRUEBAS O SIN DECLARACIÓN DE COMERCIALIDAD

Respecto de las excepciones establecidas en el parágrafo del artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020, que son las mismas que inicialmente se establecieron en el parágrafo del artículo 22 de la Resolución CREG 089 de 2013, en el documento CREG-063 de 2017, que se publicó como soporte anexo de esta última resolución CREG mencionada, se encuentra la respuesta a la observación incluida en el literal d. del numeral 3 del numeral 2.5.4, en la que se destacan los siguientes textos de la respuesta de la CREG:

Texto

Descripción generada automáticamente

Acá es importante tener en cuenta que esta parte de la respuesta de la CREG hace referencia a la ejecución de un contrato de suministro de gas de un campo que se encuentra en pruebas, es decir, cuando tal ejecución (la entrega del gas) se realiza estando en el período de pruebas. Cosa diferente es que la ejecución del contrato, pese a haber sido suscrito y registrado durante el período de pruebas, se realice después que el campo ha declarado la comercialidad a la ANH. De acuerdo con el texto extraído anterior, para la CREG, cuando determinó la excepción del parágrafo del artículo 23 de la Resolución CREG 089 de 2013 (que en la propuesta de la Resolución CREG 113 de 2012 correspondía al parágrafo del artículo 20 y que actualmente corresponde al parágrafo del artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020) era claro que estos campos no podían suscribir contratos firmes, de firmeza condicionada o de opción de compra de gas, en el contexto de que la ejecución de estos contratos se realizara estando en pruebas el campo, antes de declarar comercialidad.

Por otro lado, a continuación del texto extraído anterior, se adicionan estas observaciones de la CREG en el mismo documento soporte:

Texto

Descripción generada automáticamente

Se observa que en el aparte anteriormente transcrito la CREG establece la razón de por qué un campo antes de declarar comercialidad (estando en pruebas de producción), no puede comercializar el gas (entregar el gas) durante el desarrollo de dichas pruebas, bajo las modalidades de tipo firme anteriormente mencionadas.

Después de lo anterior, la CRG concluye en la respuesta a la observación analizada:

Texto

Descripción generada automáticamente

En este último aparte, la CREG explica entonces la solución que da para que el gas que se produce en las pruebas de un campo se pueda comercializar vender. Así, determina que ese gas que se puede producir (entregar) durante la realización de las pruebas, puede venderse mediante contratos con interrupciones, sin ceñirse a los mecanismos y procedimientos establecidos por la CREG, que básicamente en estos casos, corresponden a las subastas mensuales de contratos con interrupciones con las reglas de participación de los vendedores del Mercado Primario, que fueron explicadas anteriormente.

Ahora bien, durante las pruebas sí es posible, por tanto, comercializar el gas bajo las modalidades contractuales establecidas por la CREG, pero cuando su ejecución (la entrega física del gas) se prevé que se realice después de la declaración de comercialidad bajo las modalidades CREG. De modo consecuente, para la ejecución de estos contratos se les deben incluir los requisitos mínimos establecidos. Así, cuando en el parágrafo del artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020 se dice: “(…) *En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren*”, se entiende de todo el contexto anterior, que las condiciones que definen las partes se determinan con respecto a los contratos con interrupciones que se negocian, precios y cantidades y demás condiciones. Sin embargo, es posible que el texto del parágrafo haya dado lugar a dudas y a aplicación en otros sentidos, por lo que es importante dar claridad al respecto.

Se debe tener en cuenta que, además de lo anterior los operadores de dichas fuentes de suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad, pueden contar con información disponible que les permite asumir compromisos que garantizan al comprador la entrega de gas durante el desarrollo de las pruebas, o antes de declarar comercialidad, que les viabilizan suscribir contratos escritos en los que garantizan el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. De hecho, a pesar que la declaración de potencial de producción al MME, así como de la PTDV según las definiciones del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, “(…) *considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural*”, siendo que las Reservas de gas natural se definen en ese mismo Decreto como “*Son las reservas probadas y probables certificadas por los productores de gas a la ANH”,* el mismo Decreto establece una excepción para la declaración de PTDV cuando se prevé que “*La declaración de producción respecto de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad versará respecto de la PTDV para el período sobre el cual se cuente con información disponible*.”

Ahora, por definición ministerial no hay ninguna excepción de la garantía de suministro que debe brindar el vendedor al comprador en los contratos de tipo firme, sino solo la que corresponde a mantenimientos y labores programadas. Esta situación coincide con lo que el MME tipifica como un contrato firme o que garantiza firmeza, excepto que, como se ha explicado, no cuenta con Respaldo Físico esa fuente, antes de declarar comercialidad que es cuando se declaran Reservas de gas. En la ejecución del suministro de los contratos de las fuentes de suministro que están en pruebas o sin declaración de comercialidad, puede ocurrir incluso que la declaración de comercialidad se dé cuando se esté en la ejecución de estos contratos de suministro, suscritos y registrados durante las pruebas o antes de declarar comercialidad, lo que hace inconveniente limitar la ejecución del contrato inicial hasta la declaración de comercialidad. Esto puesto que la fecha de declaración de comercialidad no se conoce seguramente al momento de suscribir el contrato. Por lo anterior, lo que resulta fundamental en estos casos es que las condiciones contractuales iniciales que se pacten antes de declarar la comercialidad, sean establecidas de tal manera que lleven al cumplimiento del contrato, y que la determinación del precio y de las cantidades tenga en cuenta, entre otros aspectos, esas condiciones que han de cumplirse en toda la ejecución contractual, ya sea durante las pruebas o después de declarare la comercialidad del campo.

Ahora, la CREG ha determinado requisitos mínimos de los contratos y las modalidades contractuales, no solamente con el fin de lograr la mayor estandarización posible de los contratos y los beneficios de ello como ya se mencionó, sino también para reducir la posibilidad del ejercicio de posición dominante que en estos casos tiene el vendedor del Mercado Primario. Es por ello que la mejor efectividad de la negociación de contratos de tipo firme, de campos que se encuentran en pruebas o que no han declarado comercialidad, ya sea para el suministro de gas durante el período de pruebas y/o después de pasado ese período e incluso el suministro después de la declaración de comercialidad, debe contar con la flexibilidad de una modalidad contractual que pacten las partes de tipo firme, pero con el equilibrio de la inclusión de los requisitos mínimos establecidos por la CREG para las modalidades contractuales de tipo firme.

## MERCADO SECUNDARIO

En el Mercado Secundario también se advierte mucha mayor flexibilidad en la contratación del suministro del gas natural, en particular con la publicación de la Resolución CREG 021 de 2019, compilada en la Resolución CREG 186 de 2020.

Los vendedores del Mercado Secundario son los mismos que pueden ser compradores en el Mercado Primario, y a su vez, lo compradores el Mercado Secundario son los mismos que pueden ser vendedores en el Mercado Primario. Condición especial la tienen los comercializadores nacionales que pueden ser compradores y a su vez vendedores en el Mercado Secundario, condición que no aplica a los comercializadores de gas importado.

Aunque las modalidades contractuales son similares a algunas de las modalidades del Mercado Primario (Contrato de suministro con firmeza condicionada, Contrato de opción de compra de gas, Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, Contrato de suministro de contingencia y Contrato con interrupciones), la enorme flexibilidad en los mecanismos de comercialización, fechas de registro de los contratos y las duraciones de ejecución permitidas están pensadas con el objetivo de dar mayor liquidez a dicho Mercado. Es de notar adicionalmente que no se permiten ni la modalidad de contrato firme (no permitida actualmente en el Mercado Primario), la modalidad C1 ni la C2.

Las negociaciones se pueden desarrollar mediante negociaciones directas. Sin embargo, es de resaltar que los usuarios no regulados no pueden desarrollar negociaciones directas para la venta de sus excedentes de compra en el Mercado Primario y deben limitarse al uso de los mecanismos de subastas con interrupciones, subastas de contratos firmes bimestrales y subastas úselo o véndalo de corto plazo.

Las fechas de inicio de los contratos son libres, pero se exige que la fecha del servicio de suministro inicie durante el año de gas en que se realizó el registro del correspondiente contrato. Es decir, no se pueden registrar contratos cuya fecha de inicio de ejecución sea la de un año diferente al año de negociación y registro.

En cuanto a los requisitos mínimos de los contratos, son los mismos a los establecidos para el Mercado Primario, excepto que no se aplican los requisitos de actualización anual de precios de los contratos, y la duración permisible para labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato sin superar el máximo establecido para los contratos del Mercado Primario.

Un aspecto fundamental en el desarrollo de las negociaciones directas del Mercado Secundario es que las mismas, de acuerdo con los textos que aparecen en el Artículo 33 de la Resolución CREG 186 de 2020, solo pueden ser desarrolladas a partir de la información que el gestor del mercado pone a disposición de los participantes del mercado a través del BEC, respecto de las ofertas de venta y las solicitudes de compra; es decir, las negociaciones no pueden avanzarse si la información de venta y de compra de las partes interesadas no ha sido publicada previamente. A partir de dicha información los participantes pueden desarrollar las negociaciones, ya sea a través del mismo BEC o a través de otras plataformas. Este es un desarrollo regulatorio considerado esencial en la organización del Mercado Secundario planteado por la CREG en la Resolución inicial 089 de 2013, puesto que las negociaciones que podrían considerarse asimilables a las de un mercado secundario hasta esa instancia, no se consideraban suficientemente transparentes, ni había formas de recolección y publicación de la información de gas disponible por excedentes de compra en los contratos con los productores-comercializadores. No se trata entonces tan solo contar con la información resultante de las negociaciones (precio, cantidades, duraciones, puntos estándar de entrega), sino de contar oportunamente con la información previa a las mismas, como se ha insistido.

## REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA

De acuerdo con información obtenida del gestor del mercado sobre las cantidades contratadas en el Mercado Primario de tipo firme, excluyendo la modalidad OCG, registradas con destino a la atención de la demanda regulada para el período de entre enero de 2024 y noviembre de 2026, sin tener en cuenta si la empresa que registra el contrato como parte compradora atiende demanda final regulada o no, se obtiene la gráfica mostrada en la *Ilustración 6* siguiente.

Ilustración 7 Cantidades contratadas en el Mercado Primario de tipo firme

Gráfico, Gráfico de líneas

Descripción generada automáticamente

En promedio, 75% está contratado con destino a demanda residencial, 15% para comercial regulada, 10% para industrial regulada y el resto para GNCV regulado. Es decir, cerca del 90% de la contratación para usuarios regulados en el Mercado Primario es para parte de la Demanda Esencial

Se realizaron estimaciones y proyecciones delo siguiente, para conocer si hay déficits contractuales entre enero de 2024 y noviembre de 2026 para atender la demanda regulada. Se aplicaron los siguientes criterios:

* Se obtuvo el consumo de la demanda regulada por cada empresa que reporta al SUI, para cada mes de 2023, para cada agente comercializador (1).
* Se asumió un factor de equivalencia de 36,197 btu/m3 para llevar a unidades energéticas el consumo reportado en m3.
* Se asumió un crecimiento de la demanda regulada del 0% para el año 2024, 0% para el año 2025 y 0% para el año 2026. Ello en consideración a que, según cálculos propios de la CREG con información publicada en el SUI, en el año 2023 hubo una reducción del consumo de la demanda regulada total, en promedio en -2.5% y específicamente de la demanda residencial en -1.5%, todo ello comparado contra el año 2022.
* Se obtuvieron las cantidades contratadas en el Mercado Primario para cada mes del período enero de 2024 a noviembre de 2026, bajo las modalidades de tipo firme, excluyendo la modalidad OCG, para cada comercializador que factura a demanda final regulada, que se registraron ante el gestor del mercado con destino a la demanda regulada (2).
* Se obtuvieron las cantidades contratadas en el Mercado Secundario como comprador para cada mes del período enero de 2024 a noviembre de 2026 y se restaron las cantidades contratadas como vendedor, en contratos de tipo firme sin incluir OCG, para cada comercializador que atiende demanda final regulada, que se registraron ante el gestor del mercado con destino a la demanda regulada (3).
* En el caso de comercializadores que no atienden demanda final regulada, pero que compran tanto en el Mercado Primario como en el Mercado Secundario, con destino a demanda regulada y venden en el Mercado Secundario con destino a demanda regulada se observó un total negativo de cantidades. Es posible que estos agentes adquieran gas en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario con destino a demanda no regulada, pero que en el Mercado Secundario la usan para soportar ventas con destino a demanda regulada

A partir de lo anterior, se obtienen los valores que aparecen en la *Ilustración 8*, para el período enero 2024 a noviembre 2026. No es del interés el detalle numérico, sino ver la situación de déficit contractual para los meses que transcurren en ese período. Las celdas en sombra roja significan que el comercializador no tiene suficiente respaldo contractual en firme en el Mercado Mayorista para atender la demanda regulada proyectada, la última fila que aparece es la que corresponde a la suma del total de cantidades. Se observa que ya hacia el año 2025 hay meses sin suficiente respaldo contractual vigente, situación que se hace más gravosa a partir de diciembre del año 2025.

Ilustración 8 Balance comercial de excedentes contratados para atender demanda regulada

Tabla, Calendario

Descripción generada automáticamente

Por último, si se comparan las cantidades PTDV publicadas en mayo de 2023 por el MME y se comparasen contra las cantidades totales a contratar, adicionales a las vigentes registradas ante el gestor del mercado, para el año 2025 y el año 2026 (asumiendo que las cantidades totales contratadas son las mismas que están contratadas para el año 2024), se encuentra que la PTDV no sería suficiente para la contratación en el Mercado Primario de la totalidad de la demanda a contratar, con destino a usuarios regulados y no regulados. Claro, es posible que tal situación cambie, si el potencial de producción PP que se haya declarado en el año 2024 (a la fecha de preparación de este documento aún no se ha publicado las declaraciones de potencial de producción para el año 2024) para el período 2025 a 2026 y la que se declare en los años siguientes, sea superior al declarado en el año 2023, que sirvió de referencia.

En la *Ilustración 9* la línea roja corresponde a las cantidades que se buscarían contratar en el Mercado Primario para atender la demanda regulada y no regulada (asumiendo que se busca mantener la contratación del año 2024 para los años 2025 y 2026), la línea verde corresponde a la PTDV declarada en el año 2023, y la línea negra corresponde a las cantidades actualmente contratadas registradas ante el gestor del mercado. Como ya se mencionó, todas en función de contratos de tipo firme, excluyendo los OCG.

Ilustración 9 Comparación de PTDV y proyección de contratación 2025 y 2026

Gráfico, Gráfico de líneas

Descripción generada automáticamente

# DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de suministro de gas natural establecidas inicialmente mediante la Resolución CREG 089 de 2013, fueron inicialmente estructuradas buscando mayor competencia en la venta de primera mano (mercado primario) y transparencia y liquidez suficiente en la venta de segunda mano (mercado secundario). Las perspectivas de la liberación de los precios de gas en boca de pozo mediante la Resolución CREG 088 de 2013 y los resultados de las rondas de contratación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos permitían avizorar tales objetivos. Con el paso del tiempo ha sido necesario realizar modificaciones a dichas reglas iniciales, algo que era totalmente predecible desde un inicio y así fue considerado. Cada regla establecida por la CREG ha tenido motivación en la política energética de promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los Agentes.

La revisión continua de la regulación busca adaptarse a los cambios que se evidencian en el mercado, y equilibrar de la mejor manera las reglas, pues ciertamente la aplicación de cada regla trae sus efectos positivos y efectos negativos, siendo más significativos dependiendo del tamaño del mercado y sobre todo, de qué tanta oferta de primera mano se dispone (número de competidores en la oferta, cantidades disponibles en diferentes puntos de abastecimiento e infraestructura de evacuación del gas a los sitios de consumo).

El problema a resolver en esta oportunidad consiste en establecer el ajuste de las reglas existentes logrando un eficaz reequilibrio en las circunstancias actuales, entre la rigidez que busca evitar comportamientos de los agentes en contra de los objetivos del mercado y el cumplimiento de políticas energéticas prioritarias, y la flexibilidad que permita mayor autonomía de parte de los agentes en la manera en que se negocia el suministro.

A partir de esta problemática general, se identifican los siguientes problemas específicos que se buscan resolver de la mejor manera en la propuesta que se presenta:

1. Las condiciones de negociación actualmente vigentes en el Mercado Primario, en particular por la mayor flexibilización que se da a ciertas fuentes de suministro a las que se les permite negociaciones directas en cualquier momento del año, en virtud principalmente de las condiciones en que se desarrollan las actividades de extracción, producción y tratamiento del gas natural, conlleva a distorsiones que tiene como efecto no deseable una pérdida de eficiencia en el funcionamiento de dicho mercado.
2. Las restricciones que conllevan la aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG para la negociación anual de los contratos de suministro del Mercado Primario pueden ocasionar que las cantidades ofertables en firme por los vendedores para los siguientes años, sean inferiores a las que se podrían colocar en venta mediante contratos de tipo firme, prefiriendo colocarse el resto de cantidades ofertables en contratos con interrupciones para cierto tipo de demanda.
3. El mecanismo de negociación de subastas de las modalidades contractuales C1 y C2 con duración anual, tiene restricciones regulatorias que, a pesar de los efectos indeseados que se buscan evitar con ellas, pueden afectar lograr la plena efectividad y el menor precio de cierre posible de las mismas subastas.
4. La inclusión en el cronograma anual de comercialización de gas natural de las subastas de los contratos C1 y C2 de duración anual, toman un tiempo y número de actividades que limitan los plazos que se establecen para las negociaciones directas (libres) permitidas entre los vendedores y compradores.
5. A pesar de la flexibilidad de negociación directa dada con posterioridad al año 2020, para las modalidades contractuales C1 y C2 (evitando así que solamente se cuente con las subastas de estos productos como medio de negociación) la contratación ha sido nula, pudiendo ser uno de los factores para ello, el escaso plazo que se da para las negociaciones directas.
6. El actual mecanismo de reserva de demanda regulada que busca garantizar la total cobertura bajo contratos CF95 de la demanda regulada, cuando en las negociaciones directas no fue posible tal cobertura, puede ser inefectiva cuando se permiten las negociaciones directas de contratos de duración de 1 año, en etapas previas a la aplicación del mecanismo en mención.
7. La flexibilidad para la negociación de condiciones de los contratos de suministro del Mercado Primario, en los casos de campos en pruebas o sin declaración de comercialidad, no es clara en cuanto a las reglas adecuadas de aplicación para cuando se trata de modalidades de tipo firme.
8. La información que es publicada por el gestor del mercado respecto de la PTDV/CIDV y PTDVF/VCIDVF no se actualiza continuamente, lo que evita a los interesados en comprar cantidades de gas en el Mercado Primario, conocer las disponibilidades actualizadas de las fuentes de suministro existentes.
9. Las infraestructuras de regasificación tienen limitaciones técnicas de despacho mínimo, que no han sido incorporadas en la regulación como parte de los eventos eximentes y que, a falta de ello, pueda llevar a una menor contratación de la capacidad de la que sería posible, por sectores diferentes al sector térmico de grandes consumos.
10. A pesar de que el suministro del gas esté disponible en cumplimiento del contrato de suministro existente, un evento en la capacidad de la infraestructura de transporte que contiene el punto de entrada del punto de entrega del contrato de suministro, puede llevar a que el suministro no se logre, y a que por la misma razón no haya manera de vender en el Mercado Secundario ese gas por parte del comprador del Mercado Primario. A pesar de ello, el comprador del Mercado Primario se encuentra en la obligación del pago mínimo fijo establecido en el contrato de suministro.
11. El desarrollo de las negociaciones directas del Mercado Secundario sin que previamente se hayan publicado las informaciones de oferta y de compra de las partes interesadas, por parte del gestor del mercado, pueden llevar a falta de transparencia, eficacia y oportunidad de los resultados de las mismas. Lo anterior a pesar de que dicha regla de publicación previa se encuentra contemplada en la regulación vigente.
12. Los contratos con interrupciones resultantes del mecanismo de subastas mensuales pueden ser inefectivos y llevar al no uso de gas disponible en situaciones de escasez contractual de gas, debido entre otras razones, a las reglas de participación, de elaboración de la curva de oferta y de cantidades contratadas totales sumadas limitadas como máximo a la cantidad de PTDV. Asimismo, puede haber “atrapamiento” involuntario de cantidades por parte de los compradores, al no haber obligación de pago fijo o mínimo de parte de tales compradores.

# OBJETIVOS

La propuesta regulatoria tiene por objetivo principal el lograr la contratación del suministro en firme, de todo el gas potencialmente producible a la fecha, de corto, mediano y largo plazo.

Los objetivos generales se pueden resumir en los siguientes:

* Dar mayor flexibilidad para las negociaciones del Mercado Primario, tanto de gas nacional como de gas obtenido en el exterior.
* Reducir las diferencias de mecanismos de comercialización entre campos exceptuados de mecanismos CREG y campos obligados a ellos, hacia una mayor flexibilización.
* Retirar los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, que no han sido efectivos, dando más libertad a los vendedores a que establezcan sus propios mecanismos, mediante negociaciones directas.
* Dar mayores señales para la contratación en el Mercado Primario, que lleven a reducir los excedentes de compra.
* Priorizar la atención de la Demanda Esencial por parte de los vendedores del Mercado Primario.
* Aumentar la suficiencia y transparencia de la información en las negociaciones del Mercado Secundario.
* Modificar la Resolución CREG 186 de 2020, y no utilizar de nuevo una decisión transitoria que adiciona flexibilidad a la CREG186 de 2020.
* Incorporar la nueva excepción a la aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, según el Decreto 484 de 2024.

# PROPUESTA REGULATORIA

Con el propósito de lograr los objetivos planteados se proponen las siguientes medidas principales, resumidas a continuación y que se desarrollan con precisión en el Proyecto de Resolución en el siguiente orden:

* Se adicionan definiciones que sirven de contexto de algunas de las medidas propuestas para dar mayor claridad en la Resolución, siendo que algunas de ellas están ya definidas en el Decreto 1073 de 2015.
* Se adiciona como evento eximente recíproco la indisponibilidad d la infraestructura de transporte que sirve como punto de entrada al SNT del punto de entrega del contrato de suministro.
* Se aclara que los requisitos mínimos de la CREG a aplicarse en la ejecución de los contratos de suministro, serán los establecidos al momento de la suscripción del contrato o acuerdo comercial de largo plazo o similares, entre las partes.
* Se incluye como evento eximente cuando la infraestructura de regasificación no recibe nominaciones superiores o iguales diarias al mínimo técnico, solo par cuando el contrato de suministro con gas importado tiene como destino la demanda no regulada.
* Se aclara que no hay incumplimiento de un contrato cuando el vendedor atienda las cantidades contractuales nominadas diariamente con gas natural proveniente de otra fuente de suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir por esta razón, mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.
* Se añade una nueva actividad de comercialización exceptuada de aplicar obligatoriamente los mecanismos de comercialización de la CREG, en concordancia con el Decreto 484 de 2024.
* Se aclara que para la negociación de un contrato de modalidad de tipo firme de un campo en pruebas o sin declaración de comercialidad, en el contrato es obligatorio incluir los requisitos mínimos establecidos por la CREG.
* Se retiran de los mecanismos de comercialización los correspondientes a la reserva de cantidades de demanda regulada, las subastas C1 y C2 y las subastas de contratos con interrupciones.
* Se permite la negociación directa de contratos de 1 año o más de duración de ejecución, de las modalidades CF95, C1, C2, OCG y CFC.
* Se permite la negociación de contratos de suministro de tipo firme, que inicien ejecución en años posteriores al año siguiente en el que se realizó la negociación y registro.
* Se establece como obligación de los vendedores especificar los procedimientos de priorización en las negociaciones directas que desarrollen para la asignación de las cantidades solicitadas por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial. En ese sentido se establecen obligaciones de informar el Precio de Reserva (que será el precio de contratación de la Demanda Esencial regulada) y se establece la manera en que los compradores deberán calcular las cantidades máximas a solicitar para la atención de la Demanda Esencial.
* Se establece al gestor del mercado la obligación de actualizar y publicar diariamente las cantidades mensuales de PTDV/CIDV y PTDVF/CIDVF para cada fuente de suministro de los siguientes 10 años.
* Se establece que la oferta de CIDVF, en cualquier caso, deberá estar respaldada con capacidad contratada previamente a la declaración que se realice al gestor del mercado, de infraestructuras de importación de gas natural, ya sea mediante Infraestructuras de Regasificación o mediante Interconexiones Internacionales, ya sea que estén o no conectadas físicamente al SNT.
* Se establece la consecuencia de no proceder al registro del contrato por parte del gestor del mercado, cuando la negociación de un contrato del Mercado Secundario por negociación directa no ha sido precedida de la publicación del gestor del mercado, de la oferta de venta y de compra de las partes del contrato que se desea registrar. Lo anterior excepto para los casos de contratos de tipo firme para ser ejecutados en cualesquiera de los tres (3) días hábiles siguientes al día de su registro ante el gestor del mercado y siempre y cuando el contrato haya sido negociado dentro de los tres (3) días hábiles antes de su registro.
* Se establece que las cantidades de suministro excedentarias contratadas por un comercializador en el mercado primario o en el mercado secundario, registradas para atender a la demanda regulada, deberán ser ofrecidas en primera instancia a los compradores del mercado secundario que solicitan el suministro para atender directamente la demanda regulada de sus propios mercados de comercialización. En el caso de empresas comercializadoras en que exista vinculación económica, se podrán negociar prioritariamente dichas cantidades entre ellas, aplicando lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 112 de 2007.
* Se permite la negociación directa de las fuentes de suministro obligadas a aplicar los mecanismos de comercialización de la CREG, de contratos con interrupciones, solo para duración mensual, con precio fijo.
* Se establece que, para la ejecución diaria de los contratos con interrupciones de una misma fuente de suministro, el vendedor podrá autorizar las nominaciones de los compradores hasta un total que no supere la PTDV del día de ejecución de los contratos de esa fuente de suministro. El precio de ejecución del contrato será el precio único acordado contractualmente.

# CONSULTA PÚBLICA

Que algunas de las medidas propuestas han sido adoptadas de manera transitoria entre los años 2020 y 2023, que otras de las medidas propuestas ya han sido presentadas como ajustes del mercado mayorista en otros proyectos de resolución previos sobre las que se han recibido comentarios, y la necesidad de establecer con las nuevas reglas un cronograma de comercialización para el año 2024 hacia inicios del mes de julio, se plantea un período de consulta de diez (10) días hábiles contados a partir de la publicación del Proyecto de Resolución.

# ANÁLISIS DE IMPACTOS

Los impactos principales están en función de los objetivos trazados en el numeral 4 del presente documento, considerando que no se cuenta con la información para cuantificar los beneficios y costos de cada una de las opciones previstas, que depende de la interacción directa de los participantes del mercado.

En el presente documento no se establecen medidas alternativas puesto que se considera necesario establecer un conjunto de medidas que logre le mejor equilibrio actual para las negociaciones en el Mercado Mayorista de suministro de gas natural.

Conceptualmente se espera que haya mayor eficiencia en las negociaciones de los contratos de suministro en el año 2024, observable como una mayor capacidad de contratar en el Mercado Primario la totalidad de las cantidades solicitadas por la demanda, a partir de gas producido nacionalmente, para los años 2025 y 2026.

Con base en los comentarios que se reciban de la propuesta regulatoria, se hará la revisión del análisis específico de impactos que observen los participantes del mercado, para la resolución definitiva.

# CUESTIONARIO DE LA ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA

A partir de los comentarios que se reciban al Proyecto de Resolución publicado y las modificaciones que, en consecuencia, se realicen al mismo, se desarrollará el cuestionario de Abogacía de la Competencia establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio, que será incluido en el documento soporte de la Resolución definitiva.

1. Este porcentaje puede ser superior, dependiendo de las cantidades contratadas en la modalidad C2. Para mayor detalle se sugiere leer el Anexo 2 del documento CREG-063 de 2017, que se encuentra publicado como anexo de la Resolución CREG 114 de 2017. [↑](#footnote-ref-1)
2. Ver numeral 3.1 del documento CREG-045 de 2016, publicado como anexo de la Resolución CREG 094 de 2016. [↑](#footnote-ref-2)
3. Para mayor detalle se sugiere la lectura del Anexo 3 del documento CREG-063 de 2017, que se encuentra publicado como anexo de la Resolución CREG 114 de 2017. [↑](#footnote-ref-3)