

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA ...
Fecha (dd/mm/aaaa):	08/03/2023
Proyecto de Resolución:	“Por el cual se modifica el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, en relación con la disponibilidad de gas natural con destino a la demanda de gas eléctrica durante eventos de baja hidrología”
1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.	
<p>El artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente con continuidad y calidad de los mismos, a todos los habitantes del territorio nacional.</p> <p>Asimismo, el artículo 365 superior en prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.</p> <p>Por su parte, el artículo 2o de la Ley 142 de 1994 establece la facultad de intervención del Estado en los servicios públicos, cuyo propósito obedece, entre otros, a la prestación continua, ininterrumpida y eficiente de dichos servicios.</p> <p>En ese orden, el artículo 3o de la Ley 142 de 1994 dispone que constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos, relativas a la promoción y apoyo a personas que presten los servicios públicos, entre otros.</p> <p>Adicionalmente, el artículo 4o de la Ley 143 de 1994 establece que en relación con el servicio de electricidad el Estado tendrá, entre otros objetivos, para el cumplimiento de sus funciones, asegurar el cubrimiento de la demanda de electricidad en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país, y asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.</p> <p>Igualmente, el artículo 33 de la Ley 143 de 1994 establece que la operación del Sistema Interconectado Nacional se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país.</p> <p>De conformidad con lo dispuesto por la Ley 489 de 1998, el Ministro de Minas y Energía es el director del sector de Minas y Energía, y por lo tanto es el encargado de dirigir y orientar este sector, incluidas las entidades vinculadas y adscritas a tal sector.</p>	

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Así las cosas, en virtud de lo dispuesto en los numerales 2 y 3 de la Ley 489 de 1998, son funciones de los Ministerios: “[P]reparar los proyectos de decretos y resoluciones ejecutivas que deban dictarse en ejercicio de las atribuciones que corresponden al Presidente de la República como suprema autoridad administrativa y dar desarrollo a sus órdenes que se relacionen con tales atribuciones” y “[C]umplir las funciones y atender los servicios que les están asignados y dictar, en desarrollo de la ley y de los decretos respectivos, las normas necesarias para tal efecto.”

Bajo esta línea, los artículos 1o y 2o del Decreto 381 de 2012, “Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”, establecen como objetivos de dicho Ministerio, formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas del Sector de Minas y Energía; y como funciones, entre otras, articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía, formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles, formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución.

Así las cosas, en el Decreto Único Reglamentario del sector Minas y Energía 1073 de 2015, se determinan, entre otras, las siguientes condiciones respecto a la comercialización de gas natural:

"ARTÍCULO 2.2.2.1.4. (...)

Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT.

(...)"

"ARTÍCULO 2.2.2.2.22. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto.

ARTÍCULO 2.2.2.2.23. Mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de las CIDV. La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 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.

ARTÍCULO 2.2.2.24. EXCEPCIONES A LOS MECANISMOS Y PROCEDIMIENTOS DE COMERCIALIZACIÓN DE LA PTDV. Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 2.2.2.24.(sic) de este decreto no se aplicarán a las actividades que se relacionan a continuación:

- 1. La comercialización de GAS en campos menores.*
- 2. La comercialización de gas en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.*
- 3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.*

PARÁGRAFO. Los Agentes que realicen las actividades mencionadas en este artículo comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG.”

Finalmente, teniendo en cuenta que, ante periodos en condiciones de baja hidrología, es necesario aumentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes térmicas, debe garantizarse una mayor disponibilidad de combustibles requeridos para dicha generación térmica, con el fin de abastecer la demanda nacional, y garantizar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

En consecuencia, el Ministerio de Minas y Energía, como director del sector de energía eléctrica, adoptará medidas para maximizar la disponibilidad de gas natural, como combustible de generación térmica, durante periodos en condiciones de baja hidrología.

Información General

Balance de Gas:

Como se evidencia en las ilustraciones 1, 2 y 3 tomadas del informe mensual del mes de enero de 2024 del gestor del mercado de gas natural:

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante el mes de **enero**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Cusiana /Cupiagua Sur	279	278	0	278	99%
Cupiagua	236	151	0	151	64%
Gujira (Chuchupa/Ballena)	119	94	0	94	79%
Floreña	73	12	56	68	93%
Nelson	22	18	2	20	91%
Bloque VIM 5***	136	75	24	99	73%
Gibraltar	41	40	0	40	97%
Bonga/Mamey	36	35	0	35	97%
Otras Fuentes	185	96	43	139	75%
Potencial Producción Nacional	1,127	797	125	922	82%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	209	0	209	52%
Total	1,527	1,006	125	1,132	

Ilustración 1. Suministro por fuente. Fuente Bolsa Mercantil de Colombia (www.bmcbec.com.co)

Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de enero de 2024 el sector que registra mayor energía recibida es la Generación Térmica con 302 GBTUD en promedio, de los cuales 28 GBTUD corresponden a la región Interior y 274 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 167 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 136 GBTUD respecto a la costa con 31 GBTUD.

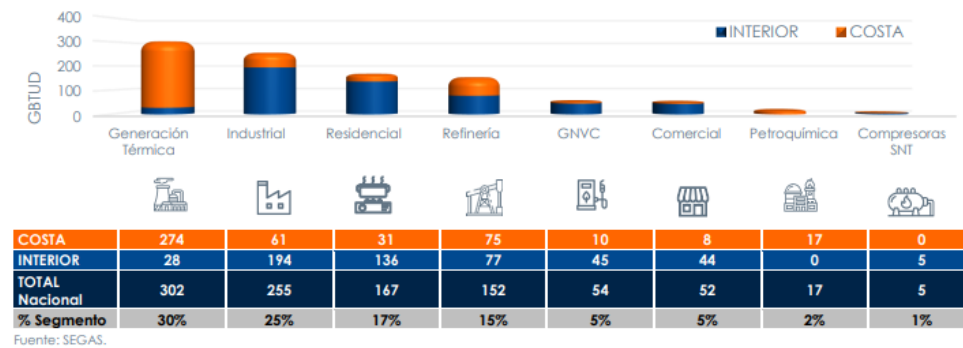


Ilustración 2. Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT. Reporte Mensual del Mercado de Gas Natural - enero de 2024. Fuente Bolsa Mercantil de Colombia (www.bmcbec.com.co)

Como se observa en la ilustración 2 se aumentó la generación con gas natural, incluyendo igualmente la importación de gas para inyección al sistema y llegó a un valor medio de 209 GBTUD durante el mes de enero de 2024.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

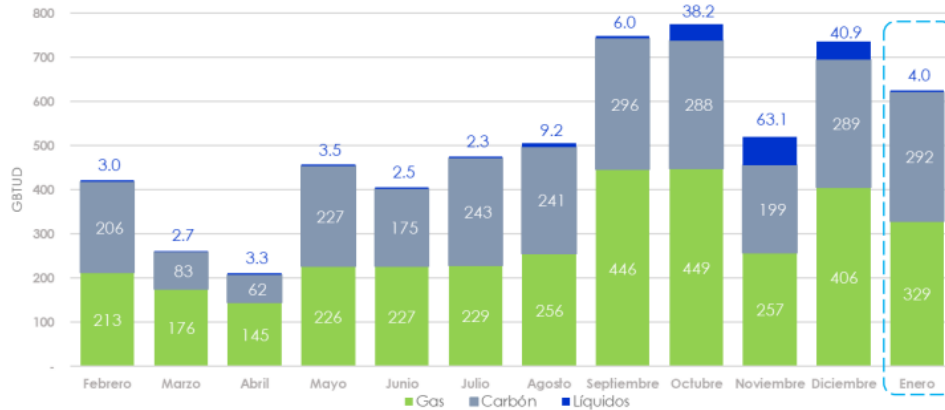
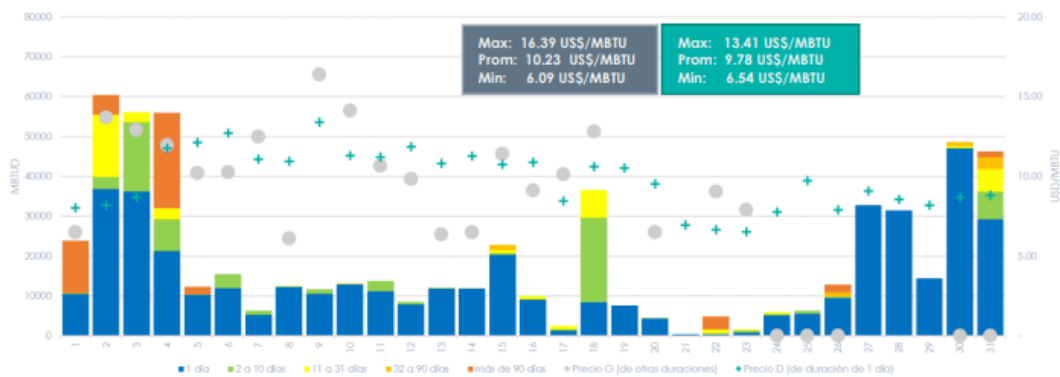


Ilustración 3. Consumo de combustible para generación eléctrica. Fuente Bolsa Mercantil de Colombia (www.bmcbec.com.co)



Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Ilustración 4. Transacciones mercado secundario enero – Suministro. Fuente Bolsa Mercantil de Colombia (www.bmcbec.com.co)

Como se observa en la ilustración 4 los precios de gas actualmente se están negociando alrededor de \$10 USD/MBTU (sin incluir el transporte hasta el punto de entrega que para las plantas del centro puede ser de un orden de magnitud de \$8 USD/MBTU).

Disponibilidad contractual de gas en el mercado primario:

En la ilustración 5 se ilustra el impacto que tienen los contratos de duración mínima de un (1) año en el mercado primario, desde una visión de todo el potencial de producción. Allí se aprecia claramente la tendencia que impone el efecto de declinación de las fuentes de Cusiana y Cupiagua.

Para este ejercicio ilustrativo, en la zona de oferta demarcada en líneas punteadas, un productor / productor-comercializador no podría ofrecer en un contrato de un

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

(1) año esas cantidades, ya que no las podría garantizar mediante un contrato en las condiciones que define la Resolución CREG 186 de 2020. Tener la posibilidad de habilitar contratos con un mínimo de duración de una (1) semana permitiría aprovechar al máximo la oferta de producción disponible; teniendo en cuenta que acotar la medida a la prioridad de la generación térmica durante condiciones de baja hidrología mitiga las posibilidades de afectar al mercado de gas natural que seguirá regido por los mecanismos actuales.

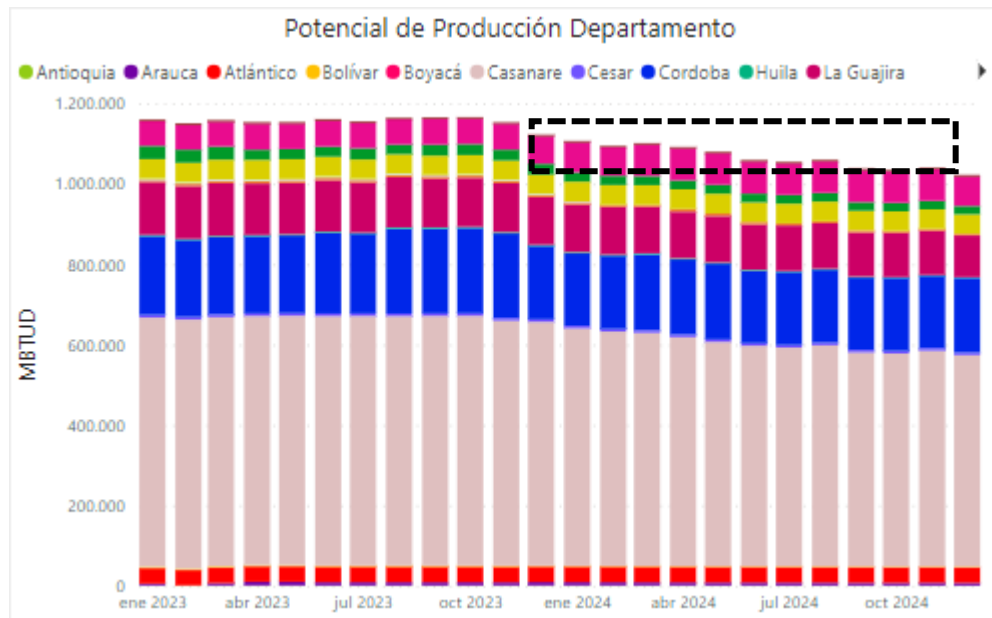


Ilustración 5. Oferta - Potencial de Producción declarado por departamento. Datos del año 2023. Fuente Bolsa Mercantil de Colombia (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>)

Capacidad de generación térmica disponible no contratada con gas en el mercado primario:

En el país hay disponibles 1.486 MW de capacidad para generación térmica que pudiendo usar gas natural se han respaldado con otros combustibles -en el caso de los agentes que tienen cargo por confiabilidad- o que no tienen cargo por confiabilidad, como es el caso de Termocentro, y que pueden aportar una cantidad importante de energía durante la contingencia de El Fenómeno de El Niño. En la Tabla 1 se detallan las diferentes plantas a disposición para el despacho centralizado.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de Gestión del Minenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Planta	Capacidad Efectiva [MW]	Cargo por Confiabilidad	Combustible OEF
CARTAGENA 1	52	NO	Combustóleo
CARTAGENA 2	60	NO	Combustóleo
CARTAGENA 3	66	NO	Combustóleo
TERMO SIERRA CC	428	NO	Diésel
TERMO CENTRO CC	272	NO	N/A
TERMO VALLE CC	241	SI	Diésel
TERMO EMCALI CC	229	SI	Diésel
TERMO NORTE	88	SI	Diésel
TERMO DORADA 1	50	SI	Diésel
1.486			

Tabla 1. Recursos de generación que pueden usar gas natural y no se respaldaron con dicho combustible. Fuente XM – Reporte CEN por tipo fuente natural y despacho

(<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/CapacidadEfectiva.aspx>)

Es relevante destacar que las empresas que son dueñas de las plantas de generación térmica reciben anualmente recursos del orden de 1 billón de pesos (un millón de millones). Estos recursos están destinados a asegurar que las plantas están listas para operar en situaciones de baja hidrología y que los costos fijos se pueden absorber. En este sentido hay un riesgo inherente en el modelo, asociado a la permanencia de plantas de generación que actualmente no cuentan con Cargo por Confiabilidad y que en situaciones de baja hidrología pueden tener recursos disponibles para apoyar al sistema, además usando gas natural como combustible, con sus ventajas de precio y bajas emisiones contaminantes.

Para las plantas que no cuentan con cargo por confiabilidad hay impactos que se detallan a continuación:

Costo de mantener operativa de una planta térmica:

No se cuenta con una referencia de los costos comparados para mantener operativa una planta térmica, sin embargo, en la siguiente tabla se muestran los diferentes

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

valores de asignación de las subastas del cargo de confiabilidad para plantas térmicas, cuyo objetivo es cubrir los costos operativos de mantener disponible una planta térmica a gas:

PLANTA	\$/kWh	US/KW	\$/MWh	US/MW
BARRANQUILLA 3	78.8	0.01928	78756.7882	19.275
BARRANQUILLA 4	78.8	0.01928	78756.7882	19.275
FLORES 4 CC	78.7	0.01925	78666.7883	19.253
FLORES I CC	78.5	0.01922	78539.0675	19.222
MERILECTRICA 1	72.4	0.01772	72385.0266	17.716
PROELECTRICA 1	72.4	0.01772	72385.0266	17.716
TERMONORTE	78.1	0.01911	78096.2714	19.114
TESORITO	72.4	0.01772	72385.0266	17.716

Tabla 2. Valores de cargo por confiabilidad fuente www.xm.com.co

Por lo anterior, en caso de que una planta térmica no reciba los ingresos mínimos para cubrir los costos para mantener disponible la operación, se pone en riesgo su sostenibilidad, generando el riesgo de no contar con un recurso en situaciones de contingencia y por tanto impactar la confiabilidad del sistema.

Impacto en una generadora que no cuenta con un ingreso del Cargo por Confiabilidad

Al no obtener los ingresos del cargo por confiabilidad para mantener disponible la Planta Térmica a Gas, esto genera ciertas consecuencias, tales como:

- i) El riesgo para la seguridad energética del país, en caso de no estar disponible las plantas térmicas a gas, cuando se requiera, como por ejemplo en situaciones de Fenómeno de El Niño.
- ii) Los riesgos de inversión al tener que ser asumidos en el 100% los costos de inversión;
- iii) La sostenibilidad financiera de un proyecto se hace inviable.

Definición del problema

Causa

La generación hidroeléctrica en Colombia representa el 66% de la capacidad instalada de energía en Colombia. Actualmente (datos de enero de 2024) la generación con este recurso representa un 67% comparado al 85% en el que usualmente oscila.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Etiquetas de fila	GWh-Acum 2023	GWh-% 2023	2024			
			+ ene		+ feb	
			GWh-Acum	GWh-%	GWh-Acum	GWh-%
+ HIDRAULICA	21.563,8	67,0%	4.308,2	66,9%	2.288,1	68,4%
+ SOLAR	290,9	0,9%	124,5	1,9%	60,4	1,8%
- TERMICA	10.339,4	32,1%	2.005,3	31,1%	996,7	29,8%
ACPM	389,5	1,2%	6,7	0,1%	0,2	0,0%
CARBON	3.883,5	12,1%	865,4	13,4%	417,9	12,5%
COMBUSTOLEO	58,3	0,2%		0,0%	0,1	0,0%
CRUDO	43,3	0,1%		0,0%		0,0%
GAS	3.161,6	9,8%	325,2	5,1%	219,9	6,6%
GAS NI	2.803,2	8,7%	808,1	12,6%	358,6	10,7%
JET-A1		0,0%		0,0%		0,0%
Total general	32.194,2	100,0%	6.438,0	100,0%	3.345,2	100,0%

Tabla 3. Generación energía eléctrica – Despacho Centralizado; fuente www.xm.com.co

La anterior condición tiene un impacto directo en los costos finales para los usuarios del servicio de energía eléctrica en el país dependiendo de los combustibles que sean utilizados para la matriz de la generación térmica. Como se explicará en el presente documento, usar una mayor proporción de gas natural como combustible para la generación térmica tiene un efecto positivo para los usuarios.

1) COSTO DE GENERACIÓN TÉRMICA.

Para dar contexto sobre este tema podemos tomar como base las resoluciones de la CREG 034 de 2001 “por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía”, que regula entre otras las reconciliaciones, y 063 de 2000, donde se definen el *precio de reconciliación positiva* para agentes térmicos y la metodología para el cálculo de este valor es reflejar los costos de generación de las diferentes plantas térmicas teniendo en cuenta los componentes que conforman el costo de generación.

“ARTÍCULO 1o. PRECIO DE RECONCILIACIÓN POSITIVA DE LOS GENERADORES TÉRMICOS. <Artículo modificado por el artículo 9 de la Resolución 44 de 2020. El nuevo texto es el siguiente:> Para efectos de establecer el precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos, en el contexto de la Resolución CREG-063 de 2000, se tendrán en cuenta los siguientes conceptos:

1. Costos de suministro y transporte de combustibles. Corresponde a los costos de suministro y transporte de combustibles declarados por los agentes, considerando lo siguiente:
 - 1.1 Reporte de costos de suministro y transporte de combustibles. <Numeral corregido por el artículo 2 de la Resolución 63 de 2020. El nuevo texto es el siguiente:>

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Costo de suministro de combustible (CSC). Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en COP/MBTU, que es posible sustentar
Costo de transporte de combustible (CTC). Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en COP/MBTU, que es posible sustentar.
El generador térmico deberá declarar ante el ASIC, a las 09:30 horas del día siguiente al de la operación, según formato que defina el ASIC, para la planta o unidad de generación, los valores CSC y CTC del combustible utilizado en la operación."

La Resolución 34 de 2001, con la modificación de la Resolución 44 de 2020, establece dos (2) metodologías para estimar el valor a incluir en el reporte de costos de suministro y transporte de combustibles, una aplica a combustibles fósiles sin almacenamiento, y otra con almacenamiento, tales como el Gas Natural Importado (GNI), carbón (CM), Diesel Oil (DO), Fuel Oil (FO) y GLP.

Así mismo, establece la forma en que debe hacerse la facturación de la reconciliación positiva:

"1.3 Facturación de la reconciliación positiva

La facturación que se adelanta en el mes m+1 de la Reconciliación Positiva del mes m, se hará con los precios declarados, si no se han reportado las facturas. En el mes m+2 se harán los ajustes a la facturación de la Reconciliación Positiva del mes m, considerando los reportes de los agentes al ASIC de la CSC y CTC en COP/MBTU de acuerdo con la factura real pagada por el agente generador, declaración que se realizará en los formatos definidos por el ASIC.

2. *Costos de operación y mantenimiento (COM). Es la parte variable del costo de operación y mantenimiento, expresado en COP/MWh, fijado en los siguientes valores, por tipo de tecnología:*

3.

<i>Tecnología</i>	<i>COM (COP_{Dic/2019}/MWh)</i>
<i>Térmica a Gas</i>	<i>11.999</i>
<i>Térmica a Carbón</i>	<i>24.602</i>
<i>Térmica Otros Combustibles</i>	<i>18.302</i>

El COM se actualizará mensualmente con el último IPC disponible al momento de la liquidación.

3. *Precio de arranque-parada (PCAP). Es el valor reconocido como Costo de Arranque-Parada asociado con la generación de seguridad fuera de mérito, que será igual al valor del Precio de Arranque-Parada ofertado por el agente generador*

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

de acuerdo con la configuración correspondiente a la Capacidad Efectiva Neta de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 051 de 2009.

El PCAP se liquidará diariamente, utilizando la Tasa Representativa del Mercado, reportada por la Superintendencia Financiera, del último día hábil del mes previo al despacho. Este costo unitario se aplica sobre los MW declarados disponibles que originan el arranque.

PARÁGRAFO. Para las plantas que comiencen a operar como duales o las que inicien operación comercial después de la entrada en vigencia de esta Resolución, se tomará el primer Precio de Arranque-Parada ofertado por el agente generador para la planta como dual o al iniciar la operación comercial, respectivamente.”

4. Otros costos variables (OCV). Corresponde a los siguientes costos variables calculados por el ASIC, expresado en COP/MWh:

- CEE (CERE);
- FAZNI;
- Aportes Ley 99 de 1993;

Costo unitario por servicio de AGC, descontando la parte correspondiente de la reconciliación negativa, según se define en el artículo 3 de la Resolución CREG 063 de 2000, proporcional a la generación programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).

5. Precio de reconciliación positiva. El precio de reconciliación positiva de un generador térmico será igual a:

<Fórmula corregida por el artículo 5 de la Resolución 63 de 2020. El nuevo texto es el siguiente:>

$$PR = \text{Min} \left[(CSC + CTC + COM + OCV) + \frac{PCAP}{GSA}; \text{Precio de Oferta} + \frac{Par}{GSA} \right]$$

Donde

PCAP	<p>Valor reconocido como costo de arranque-parada asociado con la generación de seguridad fuera de mérito. Será igual a cero si la planta se arranca según el despacho ideal, o si arrancó desde un día anterior y continúa generando.</p> <p>El PCAP se actualiza aplicando la siguiente fórmula:</p> $PCAP_{ac} = PCAP_{an} \times \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$ <p>Donde:</p> <p>PCAP_{ac} Precio de arranque parada actualizado</p> <p>PCAP_{an} Precio de arranque-parada anterior</p>
-------------	--

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

	<p>IPP_{m-1} Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312), para el mes $m-1$.</p> <p>IPP_0 Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312), para el mes y el año del Precio de Arranque-Parada ofertado por primera vez por el agente generador.</p>
GSA	MW's totales de generación de seguridad fuera del despacho ideal durante el día, asociada con dicho arranque.
Par	Precios de arranque-parada ofertado para la configuración y combustible con el que se le considera para el despacho ideal. Si el arranque se ha incluido en el despacho ideal este valor es cero.

PARÁGRAFO 1. Las inflexibilidades asociadas con generación de seguridad se liquidarán a precio de reconciliación positiva.

PARÁGRAFO 2. De no existir declaración antes de las 9:30 horas del día correspondiente, el ASIC mantendrá los últimos valores declarados por el agente.

De no haber declaración previa de las variables CSC y CTC (en COP/MBTU) para el combustible utilizado, el ASIC asumirá como valores declarados cero (0) COP/MBTU.

PARÁGRAFO 3. El presente artículo no aplica para las importaciones efectuadas a través de interconexiones internacionales.”

Conforme a lo anterior, para hacer un análisis de mercado de los costos de generación de los principales generadores térmicos a gas del mercado a continuación, se presenta el costo de generación de las principales plantas térmicas a gas (precio de reconciliación) que representa el precio mínimo de generación.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

PLANTA TERMICA	GAS Tot
FLORES 4 CC	\$ 890.4
PROELECTRICA 1	\$ 657.2
TEBSAB CC	\$ 725.7
TERMONORTE	\$ 865.3

Tabla 4. Costo de Reconciliación de plantas a gas de agosto 24 de 2023 Fuente XM

Es importante destacar que el mayor peso dentro de la estructura de costo es el precio variable de combustible, y estos precios de generación representan costos de combustible con valores menores a UDS\$6 / MBTU por ser contratos de largo plazo firmados antes de junio de 2023.

Consecuencias

Una condición de baja hidrología exige a todo el sistema de generación térmica, requiriendo la mayor cantidad de recursos disponibles y buscando la utilización de combustibles de menor costo para mitigar los impactos directos en la tarifa final para los usuarios. De no poder aprovechar cantidades de gas natural que están físicamente disponibles, pero por condiciones contractuales no pueden entregarse a los generadores térmicos implica riesgos de precios mayores en la tarifa, y limitación en los recursos de generación.

Objetivos

Objetivo General. Asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional con los mejores costos de generación que pueden aportar los combustibles disponibles a nivel nacional.

Objetivos Específicos.

- Definir las reglas que aplicarán, de manera transitoria, a la contratación de gas natural disponible para la generación térmica durante condiciones de baja hidrología, sin poner en riesgo a la demanda esencial.
- Buscar alternativas que disminuyan el impacto del costo de la generación de energía para el mercado energético colombiano.

Alternativas y análisis

Mantener las reglas actuales.

En estos momentos es complejo encontrar gas para la generación térmica porque no se ha dado apertura a subastas de gas, y no se han encontrado ofertas de Gas por contratación directa. La situación actual pone en evidencia una mayor demanda de gas, porque las plantas térmicas están siendo despachadas por mérito.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

De otra parte, como se evidenció anteriormente, se está importando gas para atender la demanda nacional (este gas importado tiene valores mucho mayores que el gas nacional).

El orden de magnitud actual de la oferta de gas natural en las condiciones establecidas en la Resolución CREG 186 de 2020 no permite tener excedentes suficientes que puedan satisfacer la demanda no regulada y al tiempo atender a todos los generadores térmicos que pueden operar con gas natural como combustible, tengan o no esquema de cargo por confiabilidad, y sean o no respaldados con otros combustibles.

Lo anterior implica que la oportunidad de tener capacidad adicional de generación disponible con un combustible que favorece una oferta más económica para el mercado se ve limitada. Adicionalmente los esquemas de contratación a tres (3) años y a un (1) año no dan la flexibilidad para poder usar cantidades de gas que aun estando disponibles para los meses en que se esperan condiciones de baja hidrología, no pueden ofrecerse al mercado por el efecto de la declinación a largo plazo de las fuentes del interior del país (Cusiana y Cupiagua), situación que puede ocurrir a través del tiempo con toda fuente disponible.

Permitir a los generadores térmicos la posibilidad de acceder a la oferta de gas natural disponible de corto plazo, siempre y cuando la demanda esencial sea atendida, ante un evento de racionamiento de este energético.

A través del mecanismo normativo que se expide se busca establecer una excepción, en virtud de la cual mientras no se active el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento y mientras persista una condición de baja hidrología, se permita la comercialización de gas a los generadores térmicos de las cantidades de gas disponibles en Producción Total Disponible para la Venta (PTDV), Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV), Producción Total para la Venta en Firme (PTDVF) y Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) que sean ofrecidas directamente por los productores/productores-comercializadores y no sean requeridas por parte de los agentes para cubrir la demanda esencial, ante un evento de racionamiento de este energético.

Implementar esta medida, y considerar la utilización de gas natural disponible que no es posible contratar mediante los mecanismos de comercialización vigentes para ser usado exclusivamente para la generación térmica, puede permitir poner a disponibilidad alternativas de agentes que garanticen la confiabilidad del mercado energético, como también a los usuarios en general, dado a que también se estaría buscando una alternativa ante la disminución de la oferta térmica que usa gas como combustible a causa de una condición de baja hidrología.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

De igual forma hay recursos de generación térmica disponibles que pueden aportar energía al sistema de forma que se mitiguen los impactos por confiabilidad.

Análisis de impactos

Poner a disposición de los generadores térmicos gas natural, siempre y cuando la contratación de dicha oferta no se requiera para cubrir la demanda esencial, ante un evento de racionamiento de este energético, inicialmente permitirá disponer de mayor capacidad instalada que opere con un combustible de costo eficiente, brindando una mayor confiabilidad al mercado.

Así mismo, evita los incrementos en el costo de generación a causa de una condición de baja hidrología por el uso de generadores que operen con combustibles de mayor costo como el diésel, mencionando que adicionalmente las limitaciones de la oferta de gas por parte de los productores/productores-comercializadores podría afectar los precios de energía en el mercado nacional.

Conclusiones

Teniendo en cuenta la situación descrita anteriormente relacionada con la necesidad de maximizar el uso de gas natural para la generación térmica durante condiciones de baja hidrología, y en aras de asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional impactando en la menor medida los costos de generación, es necesario adoptar medidas para definir los mecanismos que aplicarán, de manera excepcional, a la contratación de gas natural disponible para la generación térmica durante periodos de baja hidrología, sin poner en riesgo a la demanda esencial.

4. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El decreto en mención aplica a todos los agentes generadores térmicos cuyas plantas pueden operar con gas natural combustible, así como a los productores productores-comercializadores que tienen ofertas disponibles de gas natural durante periodos de baja hidrología. Igualmente, aplica a todas las personas y entidades que tengan interés en el tema que se regula.

5. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

La Constitución Política de Colombia, se encuentra vigente, especialmente el numeral 11 del artículo 189 se encuentra vigente.

La ley 142 de 1994 fue publicada en el Diario Oficial 41.433 del 11 de julio de 1994 y se encuentra vigente.

La ley 143 de 1994 fue publicada en Diario Oficial 41.434 del 12 de julio de 1994 y se encuentra vigente.

El Decreto 1073 de 2015 fue publicado en el Diario Oficial 49.523 del 26 de mayo de 2015 y se encuentra vigente.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El presente proyecto normativo se expide con base en las facultades del Ministerio de Minas y Energía que se encuentran contenidas en las facultades legales y en especial las conferidas en los artículos 2, 3 y 8 de la Ley 142 de 1994, los artículos 2 y 18 de la Ley 143 de 1994 y los artículos 2 y 5 del Decreto 381 de 2012.

De conformidad con las citadas normas y con las demás disposiciones mencionadas en la parte considerativa del proyecto normativo y en la presente memoria justificativa, se concluye el Presidente de la República junto con el Ministerio de Minas y Energía son los competentes para expedir el proyecto normativo objeto de análisis.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con el presente proyecto normativo se modifica el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción.

El Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica brindó la información pertinente.

“...”

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

3.5.1. En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en el Decreto 1081 de 2015, el texto del

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

proyecto de acto administrativo se publicó para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

Realizado el análisis correspondiente conforme lo dispone la Superintendencia de Industria y Comercio, a que hace referencia el Capítulo 30, Abogacía de la Competencia, del Decreto 1074 de 2015, reglamentario del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía concluyó que el proyecto no tiene efectos restrictivos sobre la competencia, por lo cual no se requiere el concepto al que se refieren las citadas disposiciones.

4. IMPACTO ECONÓMICO

No aplica teniendo en cuenta la finalidad del proyecto

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica. No genera ningún costo para la Entidad.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

No genera, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

No genera, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria
(Firmada por el servidor público competente –entidad originadora)

X

Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)

N.A

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Informe de observaciones y respuestas <i>(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)</i>	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio <i>(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)</i>	N.A.
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública <i>(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)</i>	N.A.
Otros <i>(Cualquier otro aspecto que la entidad originadora de la norma considere relevante o de importancia)</i>	X

Aprobó:

TOMAS RESTREPO RODRIGUEZ
 Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA
 Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios

ADWAR CASALLAS CUELLAR
 Director de Hidrocarburos

JAVIER EDUARDO CAMPILLO
 Viceministro de Energía

Proyectó: Alberto Roa
 Revisó: David Felipe Hernández / Yolanda Patiño / Esther Rocío Cortés
 Aprobó: Tomás Restrepo / Juan Carlos Bedoya

: