

# Economía

## Térmicas, con poco gas natural para generar energía eléctrica

Si en el país no hay nuevos hallazgos del combustible antes del 2024, no le quedará más camino que recurrir a las importaciones para evitar que este parque se apague.

Alfonso López Suárez  
Redacción Portafolio

**EL PARQUE** térmico del país que funciona con gas natural se está quedando sin este combustible, y a mediano plazo no podría generar buena parte de la energía eléctrica que necesitan los colombianos

Para el Ministerio de Minas y Energía (MME), la caída en la producción de gas que se viene registrando mes a mes desde febrero pasado, y que a la fecha es del 30%, ya que pasó de 1.143 millones de pies cúbicos promedio diarios (mpcpd) a menos de 800 mpcpd, es una de las principales razones.

Y muestra de que la situación es compleja es el reciente boletín sobre producción de hidrocarburos del MME el cual indica que el bombeo comercial de gas en abril (2020) se ubicó en 827 mpcpd, lo que representa una caída de 19% en comparación con el mismo mes de 2019 (1.021 mpcpd), así como un decrecimiento del 21,7% frente a la registrada en marzo pasado (1.057 mpcpd).

La cartera minera energética sostiene que aunque la energía en firme esté garantizada con el parque térmico a carbón y las centrales hidroeléctricas, lo cierto es que de no haber nuevos descubrimientos y producción comercial de gas en el territorio nacional antes del 2024, estos complejos térmicos a gas tendrían que apagar.

Asimismo, resalta que ante la emergencia sanitaria por la pandemia, el Gobierno Nacional dio la orden de priorizar la oferta del combustible a los hogares, así como al sector comercial e industrial.

### FALTA DE GAS NATURAL

Una de las plantas térmicas que ya hizo públicos los problemas de futura operación por la falta de consecución de gas natural, por lo que se abstuvo de entregar



Las declaraciones de producción muestran que el interior del país no contaría con gas a partir de mediados del año 2023. Acoligen

### Generación térmica

En porcentaje

TIPO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO
Carbón	48,50	44,48	46,59	55,99	48,15
Gas	51,40	55,30	39,26	38,34	39,58
Gas Importado	0	0	14,11	5,23	12,04
Líquidos	0,10	0,22	0,04	0,43	0,24

Fuente: XM

la energía al sistema es Termocentro de Isagén, cuyos voceros le explicaron a Portafolio que tomaron la decisión amparados en el reglamento que rige la subasta de reconfiguración de finales del 2019 y en la que ellos participaron.

“Según la norma, si dentro del proceso la compañía no pudiera suscribir contratos de gas para respaldar las Obligaciones de Energía Firme (OEF), no se firmaría el contrato, ni se activaría ninguna obligación”, señalaron.

Y subrayaron que si las empresas con asignación no pueden asegurar la consecución del combustible

“**Ante la pandemia, el Gobierno dio la orden de priorizar la oferta de gas a los hogares, así como al sector comercial e industrial.**”

en el mercado (incluso el secundario) con las condiciones necesarias en términos de volumen y flexibilidad, pueden optar por no suscribir el convenio respectivo, como lo hicieron ellos.

Por su parte, registros del Gestor del Mercado de Gas Natural de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) indican que en la primera semana del presente mes de junio el sector térmico del país presentó una reducción del 21% en el consumo de gas natural.

“Este decrecimiento depende de la valoración de los recursos en el mercado eléctrico y en este sentido, el despacho de las plantas

térmicas a gas está sujeto a la percepción de escasez relativa de los recursos hidráulicos”, señaló Andrés Pesca, vicepresidente de Mercados Energéticos de la BMC.

Otros datos del Gestor indican que algunas plantas térmicas tienen contratado, en promedio, entre junio y diciembre del presente año, 1.098 Gbtud (unidades térmicas inglesas), de los cuales el 33,8% son contratos firmes y 66,2% son contratos interrumpibles.

### MANO A LAS IMPORTACIONES

Para Sandra Fonseca, presidenta ejecutiva de la

Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales (Asoenergía), señaló que las declaraciones de producción muestran que el interior del país no contaría con gas a partir de mediados del año 2023, por lo que es necesario recurrir a las importaciones de gas natural.

“En el caso de la generación térmica el combustible utilizado debe ser el que declararon para soportar sus OEF (Cargo por Confiabilidad). Es decir, el gas importado y los combustibles líquidos. En consecuencia, no se justifica propender su uso por parte de este parque de generadores como se viene haciendo para agotar aún más las pocas reservas locales de gas que se tienen”, dijo.

Agregó la dirigente gremial sobre la necesidad de encontrar “urgentes” fuentes de oferta nuevas y una de ellas “es la ampliación de la capacidad de importación, la cual debe estar fundamentalmente orientada a cubrir la demanda de las plantas de generación, las cuales son la base del plan de expansión de generación esperada a partir del 2023”.

Fonseca subrayó que con la última declaración de cantidades de producción disponibles para la venta de gas existen en el corto plazo excedentes del combustible, los cuales se han incrementado por el impacto de la menor demanda derivada del efecto de la covid-19.

“Por lo tanto, no hay duda que existe una clara posibilidad de que las plantas térmicas, particularmente las del interior, puedan acceder a esa fuente de combustible. Si hoy todo este parque no tiene contratos con productores locales, como sí lo tienen la demanda no térmica de gas (los complejos industriales), es porque la mayoría han visto conveniente respaldar su compromiso de firmeza con otros combustibles”, dijo la presidenta ejecutiva de Asoenergía.

Y recaló que se considera fundamental cuestionar el proceso de ‘descarbonización’ de la matriz energética del sistema en la expansión eléctrica del país, cuando específicamente no se cuenta con el gas natural para alcanzar dicha expansión y se sacrifica la demanda de gas no térmica, causando potencialmente la pérdida de competitividad nacional de este sector. □