

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Agosto 11 de 2016

- **“No está en nuestras manos encontrar más gas”**
 - **Tres posibles salidas para Electricaribe, pero ninguna luz**
 - **Ecopetrol inicia producción en Gunflint en el Golfo de México (Estados Unidos)**
 - **Junta directiva de Isagen da vía libre a emisión de bonos en mercado local hasta por 300.000 millones**
 - **El dólar abre la jornada a un precio de \$2.934,01, con una caída de \$20,89 frente a la TRM**
-



“No está en nuestras manos encontrar más gas”

http://www.larepublica.co/%E2%80%9Cno-est%C3%A1-en-nuestras-manos-encontrar-m%C3%A1s-gas%E2%80%9D_409276

11 de agosto de 2016

A un mes de que la Creg (Comisión de Regulación de Energía y Gas) entregue los primeros resultados del estudio que definirá los cambios en materia de regulación de energía, el director de la entidad, Jorge Pinto Nolla, habló con LR para entregar una guía de lo que se está buscando con las nuevas resoluciones y explicó en qué se trabaja paralelamente para que el sistema funcione de la mejor manera a futuro.

Se ha hablado de ser económicamente eficientes. ¿Qué propuestas llevarían a esto?

Lo que nosotros estamos viendo, y que se ha venido discutiendo, es generar más contratos, ya que el mercado dice que no consigue suficiente oferta, y que parte de eso es debido, no a que no haya suficiente energía, sino que no hay oferta a precios que convengan. Entonces lo que vamos a mirar, además de mantener la confiabilidad, es cómo diversificar la canasta y tener, de algún modo, oferta energética que sea de precios más bajos.

Analizando que en 2019 se acaba el cargo actual que cubre a las plantas a líquidos, y que las nuevas no han entrado, ¿cómo sería la transición?

Hay que hacer una aclaración y es que no se busca sacar a las plantas a líquidos sino que la idea es que estas vuelan a su combustible original. Hay que recordar que en un principio, estas plantas no se construyeron para ser utilizadas con líquidos, sino que necesitaban gas. En ese momento el cambio se hizo de forma transitoria cuando vimos que el mercado de gas se estaba achicando.

Entonces lo que se pretende no es sacar esas plantas, sino que vuelvan otra vez a generar con gas. Eso sí, uno visualizaría que el crecimiento futuro de nuevas plantas sea con otras tecnologías que no requieran gas.

No obstante, es muy importante aclarar eso, porque hay quienes ponen en boca de la Creg que lo que queremos es acabar o mantener esas plantas en las condiciones actuales, cuando lo que buscamos es que las tecnologías coexistan y en el futuro, el mercado siga creciendo con una matriz más diversificada.

¿Cómo garantizar que esas plantas tengan gas?

Estamos trabajando con el Ministerio de Minas y con la Upme para que se hagan los desarrollos que se necesitan.

Ahora, no está en nuestras manos hacer que aparezcan nuevos campos de gas, porque eso depende de la exploración y no se planea sino que aparece. En ese orden de ideas, la solución que ponemos nosotros son las plantas de regasificación. Ya tenemos la del Atlántico, que entrará este año, y nuestra idea, que es lo que la Upme propone, es que haya otra en el pacífico. Además tocaría hacer las inversiones en transporte.

¿Qué faltaría en regulación para que entre la planta a tiempo y no volvamos a estar desprotegidos?

Es un proceso que requiere tiempo y estamos trabajando en eso. Para poner en contexto, nosotros hemos vivido en los últimos 15 años en una permanente expectativa de que va a aparecer gas el año que viene. Se hablaba con los productores y decían que en dos o tres años iba a aparecer el gas necesario. Así que eso se esperaba. Claro, ellos lo hacían confiando en los descubrimientos, pero la realidad es que eso no se materializó en cantidades suficientes. Apareció gas pero no en las cantidades para decir: ¡listo solucionamos el problema! Por eso las decisiones se fueron aplazando. Entonces finalmente, dadas esas circunstancias, se tomó la decisión de hacer la planta del Atlántico y hoy se piensa en la del pacífico. Ahora, volviendo a la pregunta concreta de los pasos. La Upme ya sacó el plan de expansión, que está en revisión y que incluye a la planta, y faltaría que ese plan sea acogido por el Ministerio de Minas.

Paralelamente nosotros estamos trabajando en la regulación para que eso se concrete. Lo que planeamos es sacar una resolución en este semestre, de aquí a noviembre.

Fuente: LA REPUBLICA

Portafolio

Tres posibles salidas para Electricaribe, pero ninguna luz

<http://www.portafolio.co/economia/infraestructura/electricaribe-sin-solucion-a-la-vista-499479>

11 de agosto de 2016

En la Costa sigue adelante la convocatoria a una protesta para este jueves debido a la deficiente prestación del servicio de energía.

Electricaribe es lo más parecido al madero que alimenta una fogata: hay que pensarlo dos veces antes de cogerlo y calcular bien por dónde para no salir quemado.

Por eso, aunque la dirigencia costeña y sectores políticos han pedido que se tomen decisiones prontas, el Gobierno ha optado por la cautela, porque cualquier paso en falso puede tener consecuencias nefastas para el suministro de energía a 10 millones de personas, demandas billonarias contra el Estado y hasta problemas de orden público

Las voces de protesta por el mal servicio de la empresa se oirán una vez más este jueves, en una jornada de protesta que promete tener fuerte afluencia, si se tiene en cuenta que en los últimos días se ha escuchado el descontento no solo de amplios sectores de la población sino la totalidad de los alcaldes y gobernadores de los diez departamentos cercanos al litoral que son atendidos por Electricaribe.

Andrés Taboada, presidente ejecutivo de la Cámara Colombiana de la Energía, analizó el tema para portafolio.co. De acuerdo con el dirigente, antes de cualquier solución, se deben tener en cuenta cinco cosas:

1. Electricaribe no es titular de una concesión o contrato, sino que es dueña de toda una infraestructura que compró, incluidos postes y subestaciones de energía.
2. Para exigir, el Gobierno debe por lo menos ponerse al día con deudas que a diciembre sumaban 200.000 millones de pesos por concepto de energía que consumieron hospitales, acueductos, alcaldías, gobernaciones y otras entidades estatales y que ponen en un parangón a la empresa, que aun siendo privada no las puede dejar a oscuras por la mora. Adicionalmente, le falta cancelar al sistema energético cerca de 270.000 millones de pesos por subsidios a los estratos bajos de la población, de los cuales alrededor de un 30% se lo adeuda a Electricaribe.
3. Según Taboada, Electricaribe debe resolver un círculo vicioso en el que ella misma se metió cuando aceptó que le remuneraran la distribución de energía en función de las inversiones que hiciera en el sistema de conducción. Ante la carencia de esas inversiones, cada vez recibe menos aportes por concepto del FOES (Fondo de energía social), PRONE (Programa de Normalización de Redes Eléctricas) y FAER (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas).

4. Cuando Gas Natural Fenosa compró la empresa lo hizo mediante una toma hostil y sin conocer todo lo que estaba adquiriendo. Luego vendió las operaciones en varios países de Centroamérica y se quedó con Electricaribe, tal vez pensando que era la más rentable, a partir de la experiencia positiva que ya tenía con su negocio de gas.

5. Electricaribe ha vendido la idea de que no ha hecho las inversiones a las que se comprometió porque la gente no paga. Sin embargo, otras firmas de servicios públicos que comparten plaza, como la AAA de Cartagena o las empresas de gas no tienen ese problema. En su caso, la gente dice que no paga porque recibe un mal servicio.

Un analista que pidió no ser nombrado le indicó a Portafolio.co una circunstancia adicional: los intereses políticos que se han mezclado en este problema. “Evidentemente es un discurso político de fácil mercadeo”, dijo.

TODAS LAS SOLUCIONES TIENEN SUS 'PEROS'

A partir de ahí, el presidente de la Cámara de Energía plantea tres salidas posibles, pero todas con dificultades.

1. Que aparezca un comprador para la infraestructura. Sin embargo, habría que partir de que Electricaribe quiera vender. Tampoco se conoce quién pueda adquirir los activos: las principales empresas como Codensa y Epm están inhabilitadas a fin de no exceder el límite de participación en el mercado. Celsia podría pujar, dado que ha venido acumulando activos energéticos en la Costa, pero no ha manifestado interés. Tampoco ha aparecido ningún extranjero.

2. Intervenir, como lo exigen los gobernadores y alcaldes. Sin embargo, Taboada advierte que si este paso se da es bajo la certeza de poder mejorar lo que hay, y, para eso, el Estado tendría que garantizar unos 700 mil millones de pesos anuales de la energía que les compra Electricaribe a los generadores, más lo que cuesta sostener la nómina, dinero para desatrasar la infraestructura (teniendo en cuenta que el llamado Plan 5 Caribe vale 2 billones de pesos en cinco años, ver enlace), más la plata de los subsidios que el Gobierno debe (unos 400.000 millones de pesos).

A ojo de buen cubero, el presidente de la Cámara de Energía dice que con los gastos de funcionamiento, la deuda y las contingencias, serían cerca de dos billones lo que se requerirían de inmediato para la operación, una cifra que nadie sabe aún de dónde podría salir.

3. Intervenir para sanear y luego liquidar. Aunque hay causales suficientes para que la Superintendencia de Servicios Públicos lo haga, esto desataría un pleito jurídico con la española Gas Natural Fenosa, sin resolver el suministro, un problema que no querrá afrontar el Gobierno en medio de la coyuntura previa a la aprobación del plebiscito por la paz, donde se necesitan por lo menos 4,4 millones de votos y la Costa puede ser un baluarte para alcanzarlos.

Fuente: PORTAFOLIO

EL ESPECTADOR

Ecopetrol inicia producción en Gunflint en el Golfo de México (Estados Unidos)

<http://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-inicia-produccion-gunflint-el-golfo-de-mexico-articulo-648450>

11 de agosto de 2016

La producción total de Ecopetrol America en los Estados Unidos supera 10 mil barriles de petróleo equivalente por día (Bped).

Ecopetrol informó que su filial en Estados Unidos, Ecopetrol America Inc. inició la producción de hidrocarburos en el campo Gunflint. Campo localizado en el Golfo de México (EEUU), y en él comparte la propiedad con Noble Energy Inc, que es el operador, Samson Offshore Mapleleaf LLC y Marathon Oil Corporation.

La producción de Gunflint alcanzó 20 mil barriles de petróleo equivalentes por día (Bped), de los cuales el 31,5% es propiedad de Ecopetrol. Noble tiene 31,1%, Samson 19,1% y Marathon 18,2%, dice el informe de la petrolera colombiana.

El área de producción tiene un potencial de desarrollo adicional y se encuentra ubicada a 160 kilómetros de Nueva Orleans, en la costa de Louisiana, en la zona extendida del Cañón del río Mississippi. El pozo tuvo una profundidad mayor a 7,5 kilómetros, con una columna de agua de 1,8 kilómetros. El proyecto fue completado en el tiempo establecido y por debajo del presupuesto asignado.

Con el aporte de Gunflint, la producción promedio de Ecopetrol America Inc. en el Golfo de México, se incrementa de 3.700 barriles de petróleo equivalente por día (Bped) a más de 10.000 barriles diarios. La producción de EAI también se ha beneficiado del incremento de la producción de los campos K2 y Dalmatian.

“Ecopetrol está complacido con el éxito de Gunflint, que le permite a la compañía casi triplicar su producción en el Golfo de México (EEUU), un área promisoría en su estrategia exploratoria y de producción para los próximos años”, dijo Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol.

Destaca el informe de prensa que el descubrimiento de Gunflint se registró en el 2008 por parte de BP. En marzo de 2013, Ecopetrol America Inc adquirió la participación que tenía BP y en los últimos dos años participó en los trabajos de perforación, completamiento submarino e instalación de facilidades para el desarrollo del campo.

El inicio de la producción en este campo fortalece la posición de Ecopetrol en el Golfo de México, área clave para el proceso de internacionalización de la compañía y una de las zonas con mayor prospectividad en el mundo. EAI continúa ejecutando su estrategia en el Golfo con la perforación en 2016 de los pozos León 2 con **Repsol y Warrior con Anadarko**, resalta el comunicado de la petrolera colombiana.

Fuente: EL ESPECTADOR

Junta directiva de Isagen da vía libre a emisión de bonos en mercado local hasta por 300.000 millones

<http://www.dataifx.com/noticias/acciones-colombia/articulo-27702-junta-directiva-de-isagen-da-via-libre-a-emision-de-bonos-en-mercado-local-hasta-por-300000-millones>

11 de agosto de 2016

La junta directiva de Isagen autorizó la emisión y oferta pública de bonos ordinarios de la empresa por un monto de 300 mil millones en el mercado local.

Los plazos de vencimiento de estos papeles estarían entre 1 y 15 años.

Adicionalmente, la empresa informó que delegó en cualquiera de los representantes legales de la compañía, los cuales podrán actuar conjunta o separadamente, las facultades necesarias para adelantar todos los trámites requeridos en relación con la emisión, colocación y suscripción de los Bonos Ordinarios.

Fuente: DATA IFX



El dólar abre la jornada a un precio de \$2.934,01, con una caída de \$20,89 frente a la TRM

<http://www.larepublica.co/el-d%C3%B3lar-abre-la-jornada-un-precio-de-293401-con-una-ca%C3%ADda-de-2089-frente-la-trm> 409381

11 de agosto de 2016

A las 8:10 a.m., el dólar alcanzó un precio promedio de \$2.934,01, lo que representó una caída de \$20,89 frente a la Tasa Representativa del Mercado (TRM), que se ubicó en \$2.954,9.

La divisa abrió la jornada con un precio de \$2.933 y su cierre fue de \$2.938.

El precio mínimo que se registró en la plataforma Set-Fx fue \$2.927 mientras que el máximo fue \$2.939.

El monto negociado hasta el momento es de US\$16 millones, en 50 operaciones.

Fuente: LA REPUBLICA