

IMPACTO DE LA NO OPERATIVIDAD POR CLAUSURA DE LA TERMINAL ESCOBAR EN LA PROVISION DE GAS NATURAL EN EL PAÍS

I. Resumen Ejecutivo

A través del análisis de los volúmenes de producción e importación de gas natural, conjuntamente con las previsiones de consumo para el corriente año que surgen de los datos recabados por la Secretaría a mi cargo, resulta evidente la imperiosa necesidad de que se produzca el levantamiento de la clausura de la Terminal Escobar para Regasificación de GNL en forma inmediata, para asegurar el abastecimiento de las necesidades energéticas nacionales durante la época invernal, teniendo en cuenta que su fluido se inyecta directamente en los centros de consumo del país.

La flexibilidad del sistema de gas natural depende principalmente de las reservas disponibles en la terminal de regasificación de Escobar, que permite, en caso de emergencia, salvaguardar el sistema de transporte de gas natural ante una falla de la producción en algunos yacimientos.

De acuerdo con la información obrante en la Secretaría de Energía se proyecta que para el año 2021 los requerimientos de combustibles alternativos ascienden a 21 MM m³/día en mayo, 42 MM m³/día en junio, 49 MM m³/día en julio, 28 MM m³/día en agosto y 9 MM m³/día en septiembre.

Entonces, ante la imposibilidad de mayores aportes de gas natural proveniente de las áreas en producción y la baja considerable de las importaciones de Bolivia, la falta de operatividad de la terminal de Escobar generaría las siguientes consecuencias negativas durante el invierno de 2021:

- En junio y en julio, los consumos adicionales de combustibles alternativos superarían la máxima cantidad de líquidos consumidos en centrales en la última década y no se cuenta en el sistema eléctrico con la capacidad para sustituir toda esa cantidad de combustible durante tanto tiempo sostenido (más de 60 días).
- El desbalance de oferta y demanda conduciría a una situación de emergencia en el mercado de gas, generando no solo un riesgo considerable de cortes en el servicio de gas natural, sino que además se producirían interrupciones del servicio eléctrico por falta de generación durante extensos horarios en varios días de los meses invernales
- Hay riesgo para el abastecimiento de gas natural, inclusive de la demanda prioritaria (Residenciales, Servicio General P1, P2 y P3 Grupo III), el cual la regulación vigente obliga a proteger y cuyo servicio no debería ser interrumpido por los problemas de seguridad del abastecimiento y de salud pública que ello conllevaría, máxime

de continuar las actuales circunstancias dentro del contexto pandémico.

- Existirá un considerable sobre costo para el sistema energético. El costo monómico de la electricidad aumentaría en 4,6 USD/MWh e implicaría, como mínimo, una **erogación adicional de 600 millones de dolares (MMUSD) anuales de divisas por la importación de combustibles más caros y contaminantes** con una proporción equivalente incremental para el fisco en términos de subsidios a la electricidad.
- Además, la interrupción del funcionamiento de la planta de regasificación podría afectar el pago de los costos fijos que se derivan de la contratación de la terminal de Escobar (alrededor de **100 MMUSD al año**) y los costos de personal provenientes de la operación propia de la terminal.
- Los datos del presente han sido producidos por la Subsecretaría de Planeamiento Energético dependiente de esta Secretaría en función de la información aportada por todos los sectores del país vinculados con el tema.

II. Introducción

Este informe preliminar presenta diversos escenarios que simulan el abastecimiento de gas natural de la República Argentina durante el año 2021. El mismo forma parte de las rondas habituales de Escenarios Energéticos de Corto Plazo 2021-2023 realizadas periódicamente por la Secretaría de Energía.

El informe se estructura de la siguiente manera: la siguiente sección describe principalmente la cadena de valor del mercado de gas natural y el rol de la terminal regasificadora de Escobar en el abastecimiento. Luego se aportan las estimaciones de oferta local e importaciones desde Bolivia, así como diversos escenarios de demanda dependientes de la temperatura principalmente. A continuación se presentan los resultados del balance "oferta-demanda" de gas natural con el objeto de comprender los requerimientos de combustibles alternativos (Gas Natural Licuado para ser regasificado y combustibles líquidos, como fuel oil y gasoil). Luego se presentan los potenciales riesgos que afrontaría el sistema de gas en caso de que la terminal de Escobar no estuviera operativa y los sobrecostos asociados en términos de mayor requerimiento de divisas y subsidios energéticos. Por último se destacan las principales conclusiones del estudio.

III. Cadena de valor de gas natural y el rol de la terminal regasificadora de Escobar

El gas natural es el principal energético utilizado en la República Argentina. La oferta interna total del año 2019 (teniendo en cuenta el total de energía consumida en el país mediante el análisis de la oferta interna total) indica que más del 58% de la energía consumida en 2019 provino de gas natural (ya sea de manera directa o mediante su transformación en electricidad) de acuerdo con la información presentada en el último Balance Energético Nacional, seguida por el petróleo y sus derivados y el resto de las fuentes energéticas. Las actividades relacionadas con la producción e importación de gas natural, su inyección al sistema de transporte, su distribución a la demanda y la comercialización del energético se encuentran regidas por las leyes 17.319; 24.076; 25.943 y 26.741.

El primer eslabón de la cadena de valor del gas natural lo componen la producción nacional y las importaciones. La producción nacional, cuya inversión, operación y mantenimiento es desarrollada principalmente por empresas del sector privado (algunas con importante participación estatal como YPF), proviene principalmente de 4 grandes cuencas productivas: Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral.

Las importaciones son comercializadas a través de la empresa pública Integración Energética Argentina SA (IEASA), considerada como un agente central de política energética para garantizar el abastecimiento interno. Las importaciones que se inyectan al sistema de transporte provienen tanto desde Bolivia (contrato de compraventa IEASA-YPFB desde 2006 por 20

años) como de terminales de regasificación, **siendo que Escobar ha sido la única terminal regasificadora durante 2019 y 2020.**

Los eslabones siguientes en la cadena del gas natural son los de transporte y distribución, donde el fluido se inyecta y es transportado hacia los consumidores en los mercados correspondientes. Estos segmentos son regulados por el ENARGAS, en el marco de las competencias asignadas en la Ley 24.076, quien debe velar por el normal y seguro abastecimiento de los usuarios de la red de gas natural en línea con la inyección del fluido en los diversos puntos de inyección del sistema de transporte del país.

En términos esquemáticos, el gas natural se inyecta todos los días en los diversos puntos del país y recorre cientos de kilómetros para abastecer la demanda. Desafortunadamente las posibilidades de almacenamiento de gas natural son casi nulas (posibilidad de inyección en escasos momentos del año de entre 1 y 3 millones de metros cúbicos por día (MM m³/día) con una demanda superior a 110 MMm³/día), por lo que **la flexibilidad del sistema ante un evento de características diarias depende principalmente de las reservas disponibles en las terminales de regasificación, que permiten, en caso de emergencia, salvaguardar el sistema de transporte de gas natural ante una falla de la producción en algunos yacimientos.** Aproximadamente el 60% de la demanda del país se encuentra geográficamente ubicada en la zona de Buenos Aires y Litoral de acuerdo a información del último trienio, por lo que el sistema de transporte de gas ha sido configurado históricamente para traer el fluido desde las cuencas productivas hacia los centros de consumo. En términos regionales, para llevar el gas de las cuencas productivas hacia Buenos Aires y Litoral tenemos que:

- Tanto la producción de cuenca noroeste como las importaciones provenientes de Bolivia se inyectan en el gasoducto Norte y tienen flujo "norte-sur".
- La producción de cuenca neuquina tiene flujo "oeste-este" mediante los gasoductos Centro-Oeste, Neuba I y Neuba II.
- La producción del Golfo San Jorge y cuenca Austral tiene flujo "sur-norte" mediante el gasoducto San Martín.
- **Las importaciones de Escobar se inyectan directamente en los centros de consumo de Buenos Aires y Litoral.**

El pleno funcionamiento del buque de regasificación de gas natural, situado en la terminal portuaria de la localidad de Escobar en la provincia de Buenos Aires, resulta de vital importancia para asegurar el abastecimiento de las necesidades energéticas nacionales durante la época invernal, teniendo en cuenta que su fluido se inyecta directamente en los centros de consumo.

Dicho buque se encuentra emplazado en la terminal de Escobar desde el año 2011, momento desde el cual ha inyectado a la red de gasoductos más de 22 mil millones de m³ de gas natural, lo cual ha significado un ahorro estimado en la última década de más de 9.300 millones de dólares acumulados respecto a los combustibles alternativos. En los últimos 3 inviernos (2018, 2019 y 2020), el promedio de inyección de los meses de junio, julio y agosto fue de 19, 18 y 20 MM m³/día y **los respectivos**

ahorros de combustibles que generó la operación de la terminal fueron entre 400 y 500 millones de dólares anuales.

La utilización de la terminal de Escobar se concentra principalmente en época invernal cuando la demanda de gas natural crece rápidamente como consecuencia de mayor demanda de fluido para calefacción y generación de energía eléctrica, abasteciendo en términos físicos, principalmente los incrementos de demanda de la zona norte de la provincia de Buenos Aires, CABA, Litoral y provincia de Santa Fe.

Teniendo en cuenta lo mencionado recientemente, y como se mostrará en las estimaciones que se presentará en la siguiente sección, **la suspensión de la operación de la terminal regasificadora de Escobar en época invernal reviste un carácter crítico y de emergencia para el abastecimiento de gas natural**, atendiendo en el corto plazo de cara al próximo invierno: 1) el carácter telescópico de los gasoductos desde las cuencas productivas hacia los mercados de Litoral y Buenos Aires (más allá de la imposibilidad física de transportar dichas cantidades), 2) la imposibilidad de almacenamiento a escala y la imposibilidad física de incrementar la producción local para copiar los incrementos de demanda y, 3) la imposibilidad de incrementar importaciones a escala cercana a los centros de consumo.

IV. Escenarios para la oferta local, importaciones de Bolivia y la demanda de gas natural durante 2021

La presente sección muestra las estimaciones para la demanda de gas natural y la oferta de gas natural proveniente de producción local e importaciones de Bolivia.

Por el lado de la oferta, se prevé para 2021 una inyección nacional de gas natural aproximada que rondará los 107 MMm³/día para la época invernal tal como se muestra en el Gráfico 1 del Anexo. La cuenca Neuquina, cuya producción es transportada hacia centros urbanos mediante los gasoductos NEUBA I y II y Centro-Oeste, aportará aproximadamente el 67% de la inyección nacional; las cuencas del sur (Austral y Golfo San Jorge) el 29%, las cuales vuelcan su producción en el gasoducto San Martín y por último la cuenca del Noroeste aportará un 4% por medio del gasoducto del norte. Los escenarios de oferta tienen en cuenta para la producción local los contratos firmados en el marco del Plan Gas IV, así como producción que ha quedado fuera del esquema. Cabe mencionar que, en vistas al invierno 2021, **resulta imposible reemplazar con producción local las importaciones que se canalizarían a través de la planta de regasificación de Escobar.**

En lo concerniente a la importación de gas natural proveniente del Estado Plurinacional de Bolivia, es importante entender que la 5° adenda del contrato de importación celebrada entre IEASA e YPFB en diciembre de 2020, establece que las cantidades de este combustible a recibir y transportar mediante el gasoducto norte durante 2021 han disminuido con relación a los años anteriores por falta de producción disponible en origen, estando acotadas por un techo de 14 MM m³/día y un piso de 8 MM

m³/día¹, inyección que se encuentra contabilizada en un 100% para la estimaciones realizadas, por lo cual se espera que dicha importación no aportará un cubrimiento significativo del pico de demanda tal como lo hizo en los inviernos de 2018, 2019 y 2020; lo cual es consecuencia del declino crónico de las cuencas productivas en Bolivia. Respecto a los años previos, **las cantidades a recibir desde Bolivia se espera que sean 6 MM m³/día menores que los últimos inviernos, con lo cual tampoco es posible reemplazar con esta fuente las importaciones que se canalizarían a través de la planta de regasificación de Escobar.**

Por el lado de la demanda, en primer lugar debe señalarse la estrecha relación entre la demanda total de gas natural y la temperatura registrada en los grandes centros de consumo, lo que puede provocar cambios significativos de un día a otro, incluso en épocas de baja temperatura en la cuales la demanda es de por sí, más alta. Este carácter volátil de la demanda complica aún más la coordinación con la oferta, que es inercialmente estable, para lo cual **es fundamental contar con una plataforma de inyección cercana a los centros de consumo que otorgue al sistema una rápida capacidad de respuesta con flexibilidad ante aumentos extraordinarios y sorpresivos de la demanda de gas natural que no puedan ser absorbidos por la producción local.**

Dentro del carácter estacional de la demanda de gas natural para usos residenciales, comerciales, entidades públicas y subdistribuidoras, se destaca el uso energético del fluido para satisfacer necesidades de calefacción ante la baja de temperaturas en invierno. La demanda de gas natural residencial se incrementa aproximadamente un 300% a nivel país durante el invierno (pasando en "grandes números" de 15 a 60 MMm³/día) y, específicamente, pasando de 8 a 32 MMm³/día en las provincias de Santa Fe, Buenos Aires y CABA, principales áreas afectadas por la potencial falta del abastecimiento del fluido mediante la terminal Escobar.

En segundo lugar, debe contemplarse que, de acuerdo a la regulación vigente, corresponde priorizar el acceso al gas natural de los usuarios residenciales-domésticos y de aquellos usuarios no domésticos sin cantidades contractuales mínimas, o sin contratos, denominados "Servicio General P1, P2 y P3 Grupo III", por sobre el resto de las categorías de demanda. Esto implica que los demás tipos de usuarios de este combustible (industria, centrales generadoras, GNC y subdistribuidoras), pueden ver comprometido su abastecimiento.

La demanda de energía eléctrica posee, a grandes rasgos, dos momentos tipo "valle" (otoño y primavera) y dos momentos de "pico" (verano e invierno). Dentro de las fuentes de generación de energía eléctrica, la más importante es la fuente térmica con más del 65% del total, seguido por la hidráulica, la fuente nuclear y las renovables no convencionales. En el caso de las centrales térmicas de generación de electricidad, el abastecimiento de combustibles para que las mismas puedan despachar energía eléctrica se realiza mediante gas natural y combustibles líquidos (gasoil y fuel oil). **En 2020, aproximadamente el 90% del combustible utilizado en centrales térmicas de generación eléctrica fue gas natural.** El pico de demanda de verano se cubre con generación térmica proveniente

¹ Cantidades expresadas en 8.900 kcal/m³ de acuerdo con las características del contrato entre IEASA e YPF.

de gas natural en un porcentaje cercano al 100%. Sin embargo, la situación de la cobertura del pico invernal es diametralmente opuesta. Allí confluyen ambos aumentos de demanda (usinas generadoras de energía eléctrica y demanda prioritaria de gas natural). Es por esto que, durante el invierno, en el caso que no alcance el fluido provisto por la terminal regasificadora de Escobar, se ha evidenciado la presencia de combustibles alternativos (gasoil y fuel oil) para abastecer el crecimiento de la demanda eléctrica mediante generación térmica. **La utilización de combustibles alternativos al gas natural posee varias desventajas entre las que se destacan:**

- 1) un significativo **encarecimiento en el costo de generación** de energía eléctrica, lo cual ante la imposibilidad de afrontar dichos costos por parte de la demanda, se traduce en un significativo **aumento de los subsidios energéticos** que el Estado Nacional debe erogar con el objeto de no recargar a los usuarios del sector residencial con este sobrecosto ni traspasar dicho impacto al sector industrial luego de las importantes consecuencias que la pandemia trajo sobre la economía nacional;
- 2) **mayores emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero** emitidos a la atmósfera como consecuencia de la utilización de combustibles más contaminantes que el gas natural, lo cual es contrario a los esfuerzos que hace el Estado Nacional en términos del cumplimiento de los compromisos asumidos por la República Argentina en el marco del Acuerdo de París, en pos de luchar contra las causas del cambio climático;
- 3) utilización de centrales con menor eficiencia ante la utilización de combustibles alternativos, lo cual se traduce en una mayor necesidad de combustibles que la previamente estipulada en la sustitución calculada de manera teórica.

En términos de los escenarios de demanda, se combinan diversas hipótesis de crónicas de temperatura para la demanda prioritaria y disponibilidad para el consumo térmico en las usinas, así como diversos supuestos para el consumo industrial y del GNC teniendo en cuenta un retorno a valores habituales prepandemia como los evidenciados durante noviembre y diciembre de 2020. Se espera para julio 2021 una demanda promedio de alrededor de 169 MM m³/día para un escenario de temperaturas medio, siendo su rango esperable, dependiendo de las temperaturas que se evidenciarán el próximo invierno, entre 162 y 178 MM m³/día, en promedio. Esta situación se puede observar en el Gráfico 2 del Anexo.

Cabe destacar que existe una gran dispersión entre la demanda estacional (promedio mensual) y la demanda de "pico" de gas natural para algunos días del mes. Es de esperar que en las semanas "críticas" para el mes de julio, el valor promedio se puede llegar a elevar en más de 20 MM m³ en algunos días de dicho mes. Para tomar consideración en el año 2020, con la pandemia (que produjo una caída en la demanda de más de 10 MM m³/día), el pico de demanda potencial de gas natural ascendió a 194 MM m³/día mientras que el promedio rondó los 174 MM m³/día.

V. Balance de gas: Necesidades de combustibles alternativos, riesgo de abastecimiento y sobrecostos para el sistema.

1. Necesidades de Gas Natural Licuado (GNL) y otros combustibles alternativos.

Teniendo en cuenta la proyección de las demandas de gas natural y los volúmenes esperados para la inyección nacional y la importaciones provenientes de Bolivia, se presenta en los gráficos 3 y 4 del Anexo el ejercicio de balance oferta-demanda de gas natural que arroja las necesidades esperadas de combustibles alternativos (GNL y combustibles líquidos) para los escenarios de demanda media y sus intervalos de confianza (mínimo, máximo) en líneas.

Se prevé que, dados los escenarios de oferta y demanda mediana, los requerimientos de combustibles alternativos ascienden a 21 MM m³/día en mayo, 42 MM m³/día en junio, 49 MM m³/día en julio, 28 MM m³/día en agosto y 9 MM m³/día en septiembre. Cabe destacar que, si la terminal de Escobar estuviera operativa, la optimización de compras de GNL indicaría operar a plena capacidad la terminal (permitiría sustituir 18 MM m³/día) desde las últimas semanas mayo hasta agosto y las primeras de semanas de septiembre. El escenario anteriormente descrito ocurre para una demanda mediana, donde un invierno con características cálidas ubica los requerimientos en julio en torno a 25 MM m³/día mientras que un invierno "frío" eleva los requerimientos a 57 MM m³/día.

Si bien los valores de mayo y septiembre son altos, cabe destacar la relevancia de los meses de junio, agosto y, sobre todo julio. **En estos meses de invierno los consumos promedio de combustibles alternativos superan, al menos en junio y julio, a la máxima cantidad de líquidos consumidos en centrales en la última década² y no se cuenta con la capacidad para poder sustituir toda esa cantidad de combustible durante períodos prolongados.**

2. Acerca de las posibilidades de afrontar el abastecimiento con la infraestructura disponible

Atendiendo a los requerimientos expuestos con anterioridad, se proyecta que en caso de que el barco de Escobar estuviera operativo, su utilización permitiría el suministro de, al menos, 17/18 MMm³/d promedio en los meses más críticos y permitiría cubrir, parte del aumento de la demanda de las zonas del Litoral, Santa Fe y Buenos Aires (principalmente Buenos Aires Norte y en menor medida del Anillo del Gran Buenos Aires). El resto de los requerimientos, dada la infraestructura energética actual, podrían ser sustituidos muy parcialmente con importaciones desde la República de Chile (entre 3 y 4 MM m³/día máximo en caso de que tengan disponibilidad) y combustibles alternativos.

²En el mes de julio de 2016 se llegaron a quemar 37 MM m³/día de combustibles alternativos en centrales, varias de ellas hoy fuera de servicio debido a su bajo factor de utilización, con picos de 41 MM m³ en un día en particular y con imposibilidad de sostener esas cantidades en términos de la logística necesaria.

Es importante mencionar que, incluso si todos los gasoductos que abastecen la región de Buenos Aires y Litoral estuvieran transportando a su máxima capacidad, lo cual de acuerdo con las estimaciones de oferta no sería factible³, seguiría siendo necesario reemplazar el gas faltante de la terminal Escobar con otros combustibles alternativos para abastecer la demanda en los meses más fríos del año.

El problema subyacente de las cantidades necesarias de combustibles alternativos para afrontar la demanda con la terminal de Escobar fuera de servicio generaría una crisis en el abastecimiento de gas, reforzándose la misma a niveles semanales y diarios, puesto que dichas cantidades están expresadas como faltantes para el promedio de cada mes. Como se mencionó en las secciones precedentes, es esperable observar días con demandas muy por encima de la media del mes⁴ lo cual pone en riesgo el abastecimiento del servicio completo de demanda prioritaria (Residenciales, Servicio General P1, P2 y P3 Grupo III), el cual la regulación vigente obliga a proteger y **cuyo servicio no puede ser interrumpido por los problemas de seguridad del abastecimiento y de salud pública máxime en las actuales circunstancias de pandemia,**.

Se puede afirmar que, en el caso de no estar operativa la terminal de Escobar y teniendo en cuenta la infraestructura energética existente, el desbalance de oferta y demanda conduciría a una situación de emergencia en el mercado de gas, por lo que muy probablemente ocurrirán cortes, no solo sobre la demanda contratada con transporte interrumpible, sino que adicionalmente podrían alcanzar a un segmento considerable de la demanda de energéticos. Esta situación generaría no solo un riesgo considerable de cortes en el servicio de gas natural, sino que además posibles interrupciones del servicio eléctrico por falta de generación durante varias horas del día en varios días de los meses invernales.

3. Acerca de los sobrecostos para el sistema y para el Estado Nacional de no poder contar con la terminal de gasificación de Escobar.

Como se mencionó anteriormente, los requerimientos de combustibles alternativos incluyen tanto al GNL como a combustibles líquidos. Si bien es conocido que los combustibles no operan con una sustitución perfecta, el único modo que el gas proveniente de Escobar pueda ser sustituido en el sistema energético es mediante la utilización de gasoil en las centrales de Buenos Aires y Litoral, teniendo en cuenta que el gas natural consumido por la demanda prioritaria no es sustituible por combustibles líquidos⁵. Cabe aclarar que este es un ejercicio teórico ya que no todas las centrales eléctricas pueden funcionar con combustibles líquidos y además la utilización de gasoil genera una disminución de la eficiencia de las máquinas generadoras.

³ 12,5 MM m3/día más de lo proyectado entre los gasoductos Centro-Oeste y Norte al nodo San Jerónimo y 15 MM m3/día más en los tramos finales de los gasoductos NEUBA I y II y San Martín.

⁴ A modo de contexto, en julio 2020 la demanda total de gas natural (aminorada por la caída industrial provocada por el COVID-19) considerando el consumo de alternativos fue de 173 MM m3/día y su pico superó los 194 MM m3/día, es decir hubo días con más de 20 MM m3/día respecto al promedio del mes.

⁵ Hay alguna posibilidad marginal de sustituir con líquidos en la industria pero el GNL que se inyecta en Escobar se utiliza principalmente para generación eléctrica.

La situación anteriormente descrita provocaría un considerable sobrecosto para el sistema energético. Si consideramos un precio de 5,5 USD/MMBTU para el GNL (escenario esperado al momento de elaborar el informe) que ingresa por Escobar y lo reemplazamos por combustibles líquidos cuyo valor se espera que no sea menor de 12 USD/MMBTU, el costo monómico de la electricidad aumentaría en 4,6 USD/MWh e implicaría, como mínimo, una **erogación de 600 MMUSD anuales adicionales de divisas para el país por la importación de combustibles más caros y contaminantes** con una proporción equivalente incremental para el fisco en términos de subsidios a la electricidad. Además se debe contemplar que el hecho que se interrumpa el normal funcionamiento de la planta de regasificación no implica la obligación para el Estado Nacional de seguir pagando los costos fijos que se derivan de la contratación de la terminal de Escobar (alrededor de 100 MMUSD al año) y los costos de personal provenientes de la operación propia de la terminal.

VI. Principales conclusiones

Se destacan las principales conclusiones que surgen de la imposibilidad de operar la terminal de Escobar en el próximo invierno:

- Existe una imposibilidad de sustitución por parte de la producción nacional y las importaciones de Bolivia que puedan cubrir las potenciales importaciones que pudieran despacharse desde la terminal regasificadora de Escobar.
- La necesidad de combustibles alternativos en los meses de junio, agosto y, sobre todo julio se espera que sea muy alta. En junio y en julio, los consumos promedio de combustibles alternativos superarían la máxima cantidad de líquidos consumidos en centrales en la última década y no se cuenta en el sistema eléctrico con la capacidad para poder sustituir toda esa cantidad de combustible durante tanto tiempo sostenido (más de 60 días).
- El desbalance de oferta y demanda conduciría a una situación de emergencia en el mercado de gas, por lo que muy probablemente ocurrirán cortes, no solo sobre la demanda contratada con transporte interrumpible, sino que adicionalmente podrían alcanzar a un segmento considerable de la demanda de servicio completo que no siempre cuenta con posibilidades de sustitución de energéticos. **Esta situación generaría no solo un riesgo considerable de cortes en el servicio de gas natural, sino que además posibles interrupciones del servicio eléctrico por falta de generación durante varias horas del día en varios días de los meses invernales.**
- Es esperable que corra riesgo el abastecimiento, probablemente inclusive de la demanda prioritaria (Residenciales, Servicio General P1, P2 y P3 Grupo III), el cual claramente la regulación obliga a proteger y cuyo servicio no debería ser interrumpido por **los problemas de seguridad del abastecimiento y de salud pública que ello conllevaría.**
- La interrupción en la operación de la terminal de Escobar provocaría un considerable sobrecosto para el sistema energético. El costo monómico de la electricidad aumentaría en 4,6 USD/MWh e

implicaría, como mínimo, una erogación de **600 MMUSD** anuales adicionales de divisas para el país por la importación de combustibles más caros y contaminantes con una proporción equivalente incremental para el fisco en términos de subsidios a la electricidad. Además se debe contemplar que el hecho que se interrumpa el normal funcionamiento de la planta de regasificación podría no afectar la obligación para el Estado Nacional de seguir pagando los costos fijos que se derivan de la contratación de la terminal de Escobar (alrededor de 100 MMUSD al año) y los costos de personal provenientes de la operación propia de la terminal.

- **Por todo ello, es imprescindible el levantamiento de la clausura y plena actividad de la terminal regasificadora de la localidad de Escobar, ya que de lo contrario se produciría ineludiblemente la utilización extrema de combustibles líquidos altamente contaminantes, con correlativo y desmesurado costo adicional de divisas y pasivos ambientales, y simultáneamente se pondría en riesgo el sistema de abastecimiento nacional y el servicio público de gas por redes, generándose un costo fiscal no previsto en el presupuesto nacional e imposible de afrontar por el Tesoro Nacional, como asimismo un costo de la energía inalcanzable para los usuarios y la actividad económica nacional**

VII. Anexo: Gráficos del balance de oferta y demanda

Gráfico 1. Escenarios de oferta: Producción local e importaciones de Bolivia para 2021

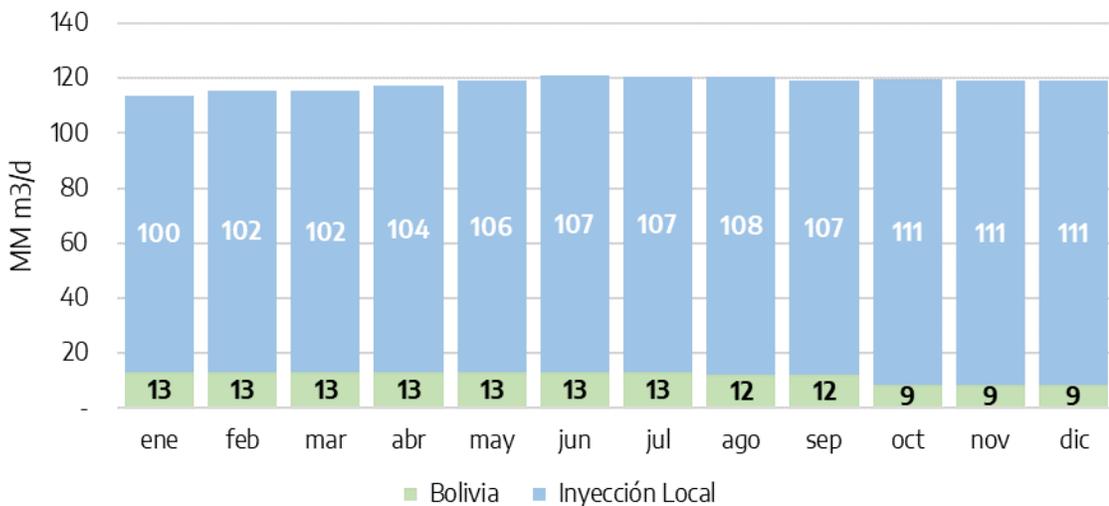


Gráfico 2. Escenarios de demanda 2021 por segmento y crónicas mínimas y máximas.

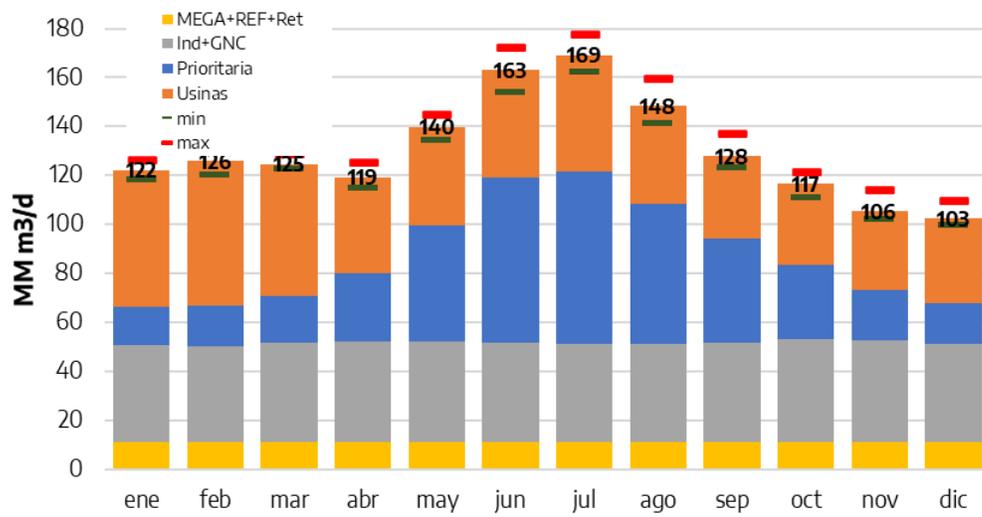


Gráfico 3. Balance de oferta y demanda: cubrimiento de la oferta esperado en 2021.

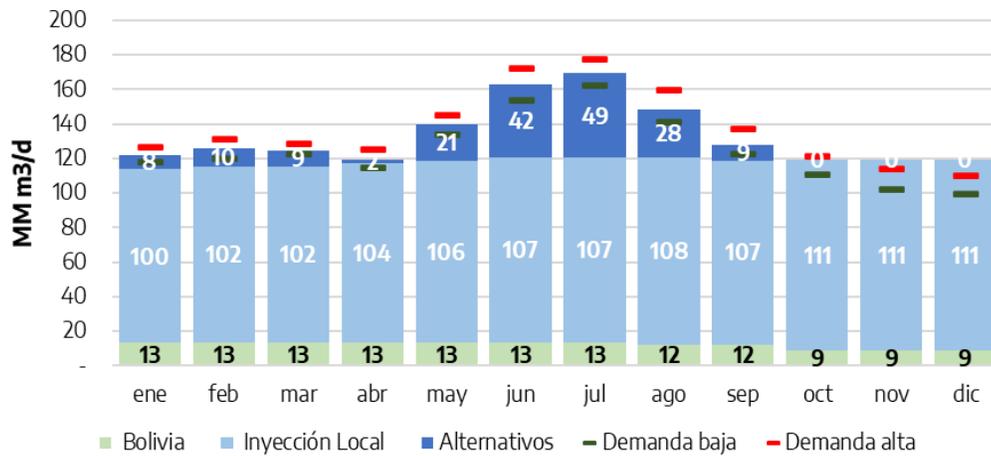
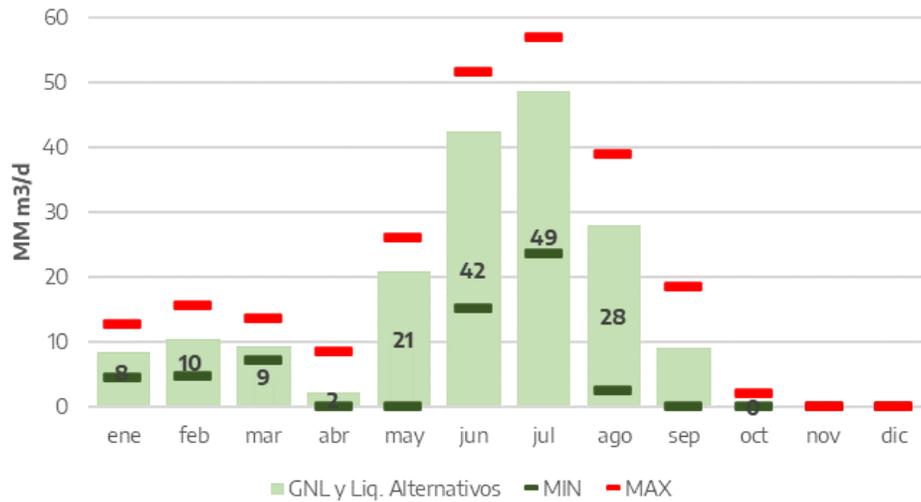


Gráfico 4. Consumo de GNL y alternativos en 2021: crónicas mediana, mínimas y máximas.





República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: IMPACTO DE LA NO OPERATIVIDAD POR CLAUSURA DE LA TERMINAL ESCOBAR EN LA PROVISION DE GAS NATURAL EN EL PAÍS

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 13 pagina/s.