

Sobre el Decreto 892/2020 del denominado “Plan Gas 4”

El pasado lunes 16 de noviembre se publicó el Decreto N° 892/2020 denominado “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino - esquema de oferta y demanda 2020-2024” mediante el cual se Declara de interés público nacional, y como objetivo prioritario, la promoción de la producción del gas natural. El nuevo Plan Gas representa el séptimo plan de incentivos a la producción de hidrocarburos implementado en los últimos ocho años.

En el mes de agosto el IAE Mosconi emitió un [Comunicado sobre el Plan Gas](#) alertando sobre las posibles implicancias fiscales, productivas y tarifarias de este plan. Ante la reciente publicación del decreto 892/2020, y quedando aún pendiente aspectos relevantes a reglamentar por parte de la Secretaría de Energía, el IAE Mosconi considera oportuno fijar su posición al respecto:

1. El plan presenta un costo fiscal y tarifario indefinido.

El Presupuesto nacional aprobado en el Congreso de la Nación subestima el verdadero costo fiscal del Plan Gas al otorgarle un crédito de aproximadamente USD 200 millones para el año 2021 mientras el gobierno ha estimado un costo fiscal directo de USD 1.491 millones para el año siguiente¹. A esto debe sumarse las mayores erogaciones fiscales indirectas a través de los subsidios a CAMMESA vía un incremento en el precio del gas para la generación eléctrica que podría llevar el costo fiscal total del plan a superar los USD 2.000 millones en el año 2021.

Los precios de referencia del Plan implican el **aumento de un 40% en dólares del precio del gas que hoy paga la demanda prioritaria y de un 30% del que pagan las usinas**. Estos aumentos tendrán efectos en el volumen de subsidios económicos de los próximos años y en la evolución de tarifas finales de gas natural y energía eléctrica.

2. Definiciones relevantes en la instrumentación del plan quedan pendientes de reglamentación.

El esquema de abastecimiento a las Distribuidoras, es decir a los usuarios residenciales, se definirá en una subasta cuyo diseño no se conoce. Solo una proporción de ese precio será trasladado a tarifas finales, una función a cargo de Entes reguladores intervenidos y que a poco de cumplir un año de funciones todavía no han concluido la auditoria de la revisiones tarifarias integrales ni tampoco han convocado a realizar revisiones extraordinarias, tareas encomendadas por la Ley de emergencia vigente.

Por lo tanto, el Plan Gas **se implementará sin tener definida una política tarifaria clara y previsible** mientras que, por otro lado, **genera amplios márgenes de discrecionalidad contrarios a los marcos regulatorios vigentes** y con implicancias directas no solo en las

¹ Cómo será el Plan Gas 4 que anunciaron en Vaca Muerta. Diario Rio Negro.

<https://www.rionegro.com.ar/como-sera-el-nuevo-plan-gas-4-que-anunciaron-en-vaca-muerta-1537536/>

empresas de servicios regulados, sino también en las facturas que deben pagar los usuarios y en futuras contingencias fiscales para el Estado Nacional.

También permanece pendiente de reglamentación la implementación de “garantías” de pago de las compensaciones del Plan, vía el otorgamiento inédito de Certificados de Crédito Fiscal en moneda extranjera y la modalidad en que la industria tendrá acceso al mercado libre de cambios para el ingreso de inversiones, y el pago de deudas financieras y/o dividendos. Dichas garantías nunca fueron aplicadas en los planes anteriores y revelan la percepción de riesgos del sector privado en relación con el riesgo cambiario y de cobrabilidad de los compromisos asumidos por el gobierno nacional.

3. No deberían sacarse conclusiones de largo plazo en base a crisis agudas de coyuntura.

La producción de gas natural en Argentina estaba creciendo antes de la pandemia de manera desigual: mientras caía estructuralmente la producción convencional, la no convencional crecía reemplazándola. La extensa cuarentena desplomó la demanda y la producción, sin embargo es importante diferenciar, para un correcto diseño de la política energética, una caída estructural de una coyuntural de la producción. En este sentido, **cualquier plan de promoción a la producción de gas natural debe encontrar fundamento en las causas que provocan su retroceso estructural.**

Es necesario evaluar condiciones de coyuntura y evitar tomar la caída de la producción durante la cuarentena e inferir que continuará con una tasa de declino similar. Esto se debe a dos razones fundamentales: a) porque se hace sobre la base de una demanda de gas natural notablemente reducida por causas exógenas a las propias actividades demandantes, y b) porque la caída en la producción de petróleo en las Cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana² ha provocado una reducción significativa del “gas asociado” y por lo tanto una reducción de la oferta total de gas natural. Esto puede implicar, entre otras cosas, una sobre estimación de la importación de gas.

Durante la pandemia, un total de cinco empresas que abarcan el 50% de la oferta de septiembre de 2020 tuvo aumentos en la producción de gas de alrededor del 13% respecto al mismo mes del anterior y algunas de ellas han logrado incluso que su producción acumulada durante la cuarentena haya sido mayor a iguales meses del año anterior.³ Esto es una situación paradójica debido a que uno de los principales argumentos para la implementación del Plan Gas 4 es que en ausencia de éste la producción caería aceleradamente.

A partir de la aplicación de este plan, más del 70% de la producción local de gas natural recibirá subsidios y, a su vez, más del 50%⁴ de la generación eléctrica demandará subsidios incrementales a partir del precio de su principal insumo de generación.

Otros aspectos fundamentales

- El decreto **no se presenta con las características de un Plan**, cuyas pautas y objetivos deberían ser objeto de un **documento técnico y publico de la Secretaría de Energía** que

² Las cuencas Golfo San Jorge y Cuyana tuvieron una caída en la producción de petróleo de 9.7% y 12.6% i.a mientras que el último año redujeron su producción un 5.4% y 10.4% a.a. La cuenca Neuquina, con una producción proporcionalmente menor de gas asociado, redujo la producción de petróleo 7.2% i.a aunque creció 3.2% a.a.

³ El conjunto de estas empresas abarca el 14% de la producción total.

⁴ Corresponde a las Centrales Térmicas abastecidas con gas natural.

justifique la aplicación de fondos públicos, que presente proyecciones de producción, precios, inversiones, costo fiscal total y asociado y potencial ahorro de divisas anunciado vía reducción de importaciones. **Un plan sin información se transforma en un acto de fe y no debería considerarse un Plan como tal.**

- Según los datos de producción relevados por el informe de tendencias del IAE Mosconi, **deberían revisarse los fundamentos por los cuales el Gobierno estima que en ausencia del Plan Gas 4 las importaciones crecerían de forma exponencial.**
- Esta nueva versión del Plan Gas define condiciones a la oferta de gas para los próximos cuatro años **sin tomar en cuenta el contrato vigente de abastecimiento con Bolivia** tanto en precio como en cantidades, un ítem absolutamente relevante para el consumo doméstico.
- Sin dudas los contratos de mediano plazo dan certidumbre a la inversión y las subastas competitivas son el mejor mecanismo de fijación de precios, sin embargo, contractualizar precios por cuatro años en el marco de una de las mayores crisis económicas que registre la historia de nuestro país no implica otra cosa que **perpetuar en el tiempo sobrecostos coyunturales** derivados de: el costo de capital, la escasez de divisas, los altos niveles de inflación doméstica, etc., que afectarán el resultado de la subasta y que deberán pagar los usuarios residenciales o los contribuyentes a través de sus facturas o de mayores subsidios⁵.

Comisión Directiva del IAE “Gral. Mosconi”.

Viernes 20 de noviembre de 2020.

⁵ En esta coyuntura el IAE Mosconi ha sugerido, en el documento [“60 medidas de política energética”](#), implementar subastas planas anuales y subastas complementarias estacionales con el objetivo de desarrollar un proceso de “mejorar haciendo” que permita optimizar el mecanismo de subastas y prolongar gradualmente los plazos contractuales.