



Auditoría General de la Nación

## **INFORME DE AUDITORÍA**

**SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE) – ENARSA - ENARGAS**  
**Actuación 113/23. Proyecto N° 20801285.**

Febrero 2025



Auditoría General de la Nación

SIGLARIO/GLOSARIO.....	3
1. OBJETO.....	5
2. ALCANCE DEL EXAMEN .....	5
2.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA .....	9
2.2. PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA .....	10
3. ACLARACIONES PREVIAS.....	12
3.1. Consideraciones generales.....	12
3.2. Políticas de incentivo a la producción .....	20
3.3. Sistema de transporte .....	30
3.4. Importación y Exportación de gas .....	32
3.5. Precio del gas.....	41
3.6. Cumplimiento de normativa aplicable.....	49
3.7. Seguimiento de recomendaciones .....	49
3.8. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) .....	50
4. HALLAZGOS.....	53
5. COMUNICACIÓN A LOS AUDITADOS .....	92
6. RECOMENDACIONES.....	92
7. CONCLUSIONES.....	95
8. ANEXO I Comentarios de la SE.....	99
9. ANEXO II Comentarios de ENARSA.....	103
10. ANEXO III Comentarios de ENARGAS.....	108
11. ANEXO IV Comentarios de los organismos auditados.....	114



## SIGLARIO/GLOSARIO (por orden alfabético)

LETRA	SIGLA	
A	<b>AGN</b>	Auditoría General de la Nación
	<b>AMBA</b>	Área Metropolitana de BsAs
	<b>ASPO</b>	y Aislamiento y el distanciamiento social, preventivo y obligatorio
	<b>DISPO</b>	
B	<b>BB</b>	Bahía Blanca
	<b>BNA</b>	Banco de la Nación Argentina
C	<b>CAG</b>	Colegio de Auditores Generales
	<b>CAMMESA</b>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. Comité Ejecutivo de Emergencia
	<b>CEE</b>	
D	<b>DDA</b>	Diferencias diarias acumuladas
	<b>DDAs</b>	Diferencias diarias
	<b>DDG</b>	Departamento de Despacho de Gas
	<b>DDJJ</b>	Declaraciones Juradas
	<b>DNEyR</b>	Dirección Nacional de Economía y Regulación
	<b>DNTel</b>	Dirección Nacional de Transporte e Infraestructura
	<b>DP</b>	Demanda Prioritaria
E	<b>EECC</b>	Estados Contables
	<b>EN</b>	Estado Nacional
	<b>ENAP</b>	Empresa Nacional del Petróleo Refinerías SA
	<b>ENARGAS</b>	Ente Nacional Regulador del Gas
	<b>ENARSA</b>	Energía Argentina SA
	<b>ENRE</b>	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
<b>Ex MINEM</b>	Ex Ministerio de Energía y Minería	
F	<b>FSRU</b>	Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (siglas en ingles)
G	<b>GASNOR</b>	Distribuidora de Gas Noroeste
	<b>GBA</b>	Gran Buenos Aires
	<b>GN</b>	Gas natural
	<b>GNC</b>	Gas Natural Comprimido
	<b>GNL</b>	Gas Natural Licuado
	<b>GNLR</b>	Gas Natural Licuado regasificado
	<b>GPNK</b>	Gasoducto Presidente Néstor Kirchner
I	<b>IEASA</b>	Integración Energética Sociedad Anónima
	<b>INDEC</b>	Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina
M	<b>MDP</b>	Ministerio de Desarrollo Productivo
	<b>MEGSA</b>	Mercado Electrónico de Gas SA
	<b>MINCyT</b>	Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación
	<b>MINPLAN</b>	Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y servicios
	<b>MTVANCA</b>	Mesa de trabajo del VAN de Cuenca Austral
	<b>MTVANNQ</b>	Mesa de trabajo del VAN de Cuenca Neuquina
N	<b>NOA</b>	Noroeste Argentino
O	<b>OA</b>	Oficina Anticorrupción
	<b>ODS</b>	Objetivos de Desarrollo Sostenible



## Auditoría General de la Nación

	<b>ONP</b>	Oficina Nacional de Presupuesto
<b>P</b>		
	<b>PAE</b>	Pan American Energy
	<b>PBI</b>	Producto Bruto Interno
	<b>PEN</b>	Poder Ejecutivo Nacional
	<b>PERMER</b>	Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales
	<b>PET</b>	Programa de Energía Total
	<b>PI</b>	Plan de Inversiones
	<b>PIST</b>	Punto de ingreso al sistema de transporte
	<b>PPP</b>	Precio promedio ponderado
<b>R</b>		
	<b>RBLD</b>	Reglas Básicas de la Licencia de Distribución
	<b>RICD</b>	Reglamento Interno de los Centros de Despacho
	<b>RIGI</b>	Régimen de incentivos para grandes inversiones
<b>S</b>		
	<b>SE</b>	Secretaría de Energía
	<b>SGE</b>	Secretaría de Gobierno de Energía
	<b>SIGEN</b>	Sindicatura General de la Nación
	<b>SMVM</b>	Salario mínimo vital y móvil
	<b>SRH</b>	Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos
	<b>SSCIE</b>	ex Subsecretaría de Coordinación Institucional de Energía
<b>T</b>		
	<b>TGN</b>	Transportadora de Gas del Norte
	<b>TGS</b>	Transportadora de Gas del Sur
<b>U</b>		
	<b>UTE</b>	Contrato de Unión Transitoria de Empresas
<b>V</b>		
	<b>VAN</b>	Valor Agregado Nacional
	<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>Y</b>		
	<b>YPF</b>	Yacimientos Petrolíferos Fiscales
	<b>YPFB</b>	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos





## Auditoría General de la Nación

Señora Secretaria de Energía de la Nación  
Lic. María Carmen TETTAMANTI  
Hipólito Yrigoyen 250 – CABA

Señor Presidente de Energía Argentina SA  
Ing. Tristán María SOCAS  
Av. Del Libertador 1068 – CABA

Señor Interventor del Ente Nacional Regulador del Gas  
Ing. Carlos Alberto María CASARES  
Tucumán 930 – CABA

### **1.OBJETO**

En uso de las facultades conferidas por el artículo 118 de la Ley 24.156, la Auditoría General de la Nación efectuó una auditoría de cumplimiento/gestión en el ámbito de la Secretaría de Energía (SE), ENARSA y ENARGAS, vinculada con la “Gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural (GN), con miras al logro del objetivo de autoabastecimiento hidrocarburífero”

Adicionalmente se verificó el grado de avance de la organización auditada con relación a la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular el ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”.

### **2. ALCANCE DEL EXAMEN**

El examen fue realizado de conformidad con las normas de control externo gubernamental de la Auditoría General de la Nación, aprobadas por las Resoluciones AGN 26/15, 186/16 y 187/16, dictadas en virtud de las facultades conferidas por la Ley 24.156, artículo 119, inc. b).



El período auditado abarca desde el 01/01/2016 hasta el 31/12/2022.

En el marco de lo que se expone en el punto siguiente, los hallazgos de auditoría han sido elaborados considerando el período auditado aprobado en el Plan de Trabajo, durante la vigencia del objetivo del logro del autoabastecimiento hidrocarburífero establecido en la Ley 26.741.

Asimismo, el presente debe analizarse juntamente con el examen especial sobre el sector de producción de gas natural y programas de estímulo, en tanto se complementan mutuamente.

En cuanto al grado de implementación del ODS 7, se evaluó siguiendo los lineamientos de la Disposición AGN 198/18. Las tareas de campo fueron desarrolladas entre el 30/08/23 al 03/12/24.

### Hechos posteriores

Se menciona como hecho posterior el dictado de la Ley N° 27.742<sup>1</sup>, Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (en adelante, Ley Bases), en tanto implica una modificación en el rol estatal en la política hidrocarburífera. Ciertamente, esta ley introdujo cambios sustantivos al modelo existente hasta el momento, a partir de la incorporación de los siguientes lineamientos:

- 1) Maximización de la renta obtenida de la explotación de los recursos, que se agrega al principio de maximización de las inversiones y de los recursos empleados<sup>2</sup>.
- 2) Relativización del concepto de autoabastecimiento hidrocarburífero como vector principal de la actividad energética. En este sentido, la Ley Bases derogó<sup>3</sup> el artículo 1° de la ley 26.741<sup>4</sup> que establecía: "*Declárase de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con*

---

<sup>1</sup> BO: 08/07/24

<sup>2</sup> Ley Bases, artículo 102.- Sustitúyese el artículo 3° de la ley 17.319 por el siguiente: Artículo 3°: El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2°, teniendo como objetivos principales, además de los dispuestos por el artículo 3° de la ley 26.741, maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país.

<sup>3</sup> Ley Bases, artículo 160: Derógase el artículo 1° de la ley 26.741.

<sup>4</sup> BO: 07/05/12



*equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones”.*

3) El principio protectorio a consumidores, ya que se limita a calidad y disponibilidad de los hidrocarburos, no así a su precio”.<sup>5</sup>

4) Limitación del rol del Estado en el sector, en tanto, por una parte, postula el derecho de los productores a comercializar, transportar e industrializar libremente los hidrocarburos y sus derivados y por la otra, prohíbe al Poder Ejecutivo intervenir o fijar precios. Se establece la libre exportación e importación de hidrocarburos y sus derivados, modificando el sistema de autorización para exportar por el de no objeción, dentro de un plazo máximo de 30 días<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Ley Bases, Artículo 159: Sustitúyanse los incisos d), g) y h) del artículo 3° de la ley 26.741 por los siguientes: d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. **g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con la calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos** .h) La exportación de hidrocarburos para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

**Texto anterior:** *Inciso g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el **precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos***

<sup>6</sup> Ley Bases, artículo 105. Se sustituye el artículo 6 de la Ley 17.319, por el siguiente: Artículo 6º: Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, **podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente**, conforme la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional. **El Poder Ejecutivo nacional no podrá intervenir o fijar los precios de comercialización en el mercado interno** para ninguna de las actividades indicadas en el párrafo anterior. Los permisionarios, concesionarios, refinadores y/o comercializadores podrán exportar hidrocarburos y/o sus derivados **libremente, sujeto a la no objeción de la Secretaría de Energía**. El efectivo ejercicio de este derecho estará sujeto a la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional, la cual entre otros aspectos deberá considerar: (i) los requisitos habituales vinculados al acceso de los recursos técnicamente probados; y (ii) que la eventual objeción de la Secretaría de Energía sólo podrá ser formulada dentro de los treinta (30) días de puesta en su conocimiento las exportaciones a practicar, debiendo estar fundada en motivos técnicos o económicos que hagan a la seguridad del suministro. Transcurrido dicho plazo, la Secretaría de Energía no podrá realizar objeción alguna.

**Texto anterior:** Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos. Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran aconsejable. Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso racional de los petróleos nacionales. Si en dicho período el Poder Ejecutivo fijara los precios de comercialización en el mercado interno de los petróleos crudos, tales precios serán iguales a los que se establezcan para la respectiva empresa estatal, pero no inferiores a los niveles de precios de los petróleos de importación de condiciones similares. Cuando los precios de petróleos importados se incrementaren significativamente por circunstancias excepcionales, no serán considerados para la fijación de los precios de comercialización en el mercado interno, y, en ese caso, éstos podrán fijarse sobre la base de los reales costos de explotación de la empresa estatal, las amortizaciones que técnicamente correspondan, y un razonable interés sobre las inversiones actualizadas y depreciadas que dicha empresa estatal hubiere realizado. Si fijara precios para subproductos, éstos deberán ser compatibles con los de petróleos valorizados según los criterios precedentes. El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país. La producción de gas natural podrá utilizarse, en primer término, en los requerimientos propios de la explotación de los yacimientos de que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario y considerando lo señalado en el



5) Deja de regir el criterio de “maximización de la producción compatible con la explotación adecuada y económica de los yacimientos” para determinar las inversiones a realizar por los concesionarios<sup>7</sup>.

Paralelamente, la Ley Bases dispuso la creación de un “*Régimen de incentivos para grandes inversiones*” (RIGI), por el que se establecen medidas de fomento a los proyectos que cumplan con los requisitos previstos.

El artículo 167 de la Ley establece que el RIGI será aplicable a las grandes inversiones en los sectores de forestoindustria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía<sup>8</sup>, petróleo y gas.

Se declara, en los términos del artículo 75, inciso 18 de la Constitución Nacional, que las “Grandes Inversiones” que califiquen y sean concretadas bajo el RIGI son de interés nacional y resultan útiles y conducentes para la prosperidad del país, el adelanto y bienestar de todas las provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios.

La ley estableció que cualquier norma o vía de hecho, nacional o local, por la que se limite, restrinja, vulnere, obstaculice o desvirtúe lo establecido bajo dicho título será nula de nulidad absoluta e insanable y la justicia deberá, en forma inmediata, impedir su aplicación.

---

artículo 31. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas tendrá preferencia para adquirir, dentro de plazos aceptables, las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren una justa rentabilidad a la inversión correspondiente, teniendo en cuenta las especiales características, y condiciones del yacimiento. Con la aprobación de la autoridad de aplicación, el concesionario podrá decidir el destino y condiciones de aprovechamiento del gas que no fuere utilizado en la forma precedentemente indicada. La comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo nacional.

<sup>7</sup> Ley Bases, artículo 114: Sustitúyese el artículo 31 de la ley 17.319 por el siguiente: Artículo 31: Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda área abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas.

**Texto anterior:** “Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, **con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas**”

<sup>8</sup> Por Decreto Reglamentario 749/24 (BO: 23/08/24) se estableció que el sector energía se encuentra conformado por las siguientes actividades: Las actividades de generación; almacenamiento; transporte y/o distribución de energía eléctrica de fuentes renovables y no renovables; de producción de otras energías bajas en carbono; bioenergía; y la captura, transporte y almacenamiento de dióxido de carbono. Sector de petróleo y gas. Las actividades relativas a: 1. la construcción de plantas de tratamiento, plantas de separación de líquidos de gas natural, oleoductos, gasoductos y poliductos e instalaciones de almacenamiento; 2. el transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos; 3. la petroquímica, incluyendo la producción de fertilizantes, y refinación; 4. la producción, captación, tratamiento, procesamiento, fraccionamiento, licuefacción de gas natural y transporte de gas natural destinado a la exportación de gas natural licuado, así como las obras de infraestructura necesarias para el desarrollo de la referida industria; y 5. la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos costa afuera.



En cuanto a la estructura del régimen, la norma determina los sujetos habilitados y el plazo de aplicación del RIGI (Cap. II); los requisitos y condiciones para la inclusión, el plan de inversión y los efectos de tal inclusión (Cap. III); los incentivos tributarios, aduaneros y cambiarios propios del registro (Caps. IV y V); su régimen de estabilidad y compatibilidad con otros regímenes (Cap. VI); la terminación de los incentivos bajo el RIGI (Cap. VII) y el régimen infraccional y recursivo (Cap. VIII).

## 2.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA

Se plantearon los siguientes objetivos vinculados con la compatibilización de gestión energética y el logro del autoabastecimiento, en el marco de la accesibilidad y cobertura socioeconómica de los usuarios del GN.

1) Evaluar la eficacia y eficiencia de los programas de incentivo a la producción, como requisito para reducir las importaciones.

2) Determinar el impacto de la gestión de la política energética de incentivo a la producción en la balanza comercial y en el volumen y valor de importaciones de gas natural y energéticos sustitutos.

3) Analizar la coordinación en la gestión de las políticas intersectoriales.

4) Ponderar la contribución de la implementación de las políticas de incentivo a la producción a la reducción del costo de abastecimiento de gas y al sostenimiento de tarifas justas y razonables.

5) Evaluar el cumplimiento de la normativa aplicable por parte de los organismos auditados.

6) Realizar un seguimiento de un conjunto de recomendaciones del informe aprobado por Resolución 133/21 AGN<sup>9</sup>, vinculado con las siguientes cuestiones: i) resguardo de documentación; ii) adecuación del sistema del control interno y iii) Reglamentación de actividades de importación de gas.

---

<sup>9</sup> Dicho informe tuvo por objeto verificar el control y cumplimiento de la totalidad de los planes que integran el Programa de Energía Total (PET) y de las compras de GNL realizadas con posterioridad a la vigencia del Programa. Así como validar el estado actual de las observaciones y recomendaciones expuestas en el Informe de Auditoría aprobado por Resolución AGN 161/12



## **2.2. PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA**

### **2.2.1. Recolección de datos**

- 2.2.1.1.** Compilación y relevamiento de las normas que conforman el plexo regulatorio referido a: precio del gas local e importado, precio del gas en el PIST, cuadros tarifarios, actividades de importación y exportación de GN y GNL (leyes, decretos, resoluciones, decisiones administrativas, notas, licitaciones, contratos, adendas y actas acuerdo).
- 2.2.1.2.** Requerimientos circulados a la SE, ENARSA y el ENARGAS: solicitud de información, expedientes y documentación relativos a los objetivos de auditoría.
- 2.2.1.3.** Entrevistas y reuniones mantenidas con funcionarios y personal de las áreas intervinientes vinculadas con el objeto de auditoría.
- 2.2.1.4.** Solicitud de acceso a los sistemas de información que registran datos estadísticos, y herramientas informáticas utilizadas para la gestión, seguimiento y control, tanto de las políticas implementadas (planes y/o programas), como de las actividades de importación y exportación de GN y GNL.
- 2.2.1.5.** Obtención de información de los Presupuestos de la Administración Pública Nacional, aprobación, ejecución, modificaciones y evaluación, relativos a importación de GN y GNL, y planes y programas de incentivo a la producción de GN.
- 2.2.1.6.** Vista de información solicitada a través de requerimientos correspondientes al informe aprobado por Res. CAG 106/2022, “Verificación del cumplimiento de los objetivos y los controles ejercidos sobre los programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural Planes Gas I, II, III y Res. ex MINEM 46/2017”.
- 2.2.1.7.** Relevamiento de información en sitios web vinculados a la SE, ENARGAS, CAMMESA, ENARSA, INDEC, Oficina Nacional de Presupuesto (ONP).

### **2.2.2. Análisis de datos**

- 2.2.2.1.** Estudio y análisis del marco regulatorio aplicable al costo de abastecimiento de GN, acuerdos con productores, precios en el PIST y cuadros tarifarios.



- 2.2.2.2.** Estudio y análisis de la información y documentación suministrada por la SE, ENARSA y el ENARGAS (informes de abastecimiento de gas, notas de instrucción de la SE para compras de volúmenes de GN y GNL, informes de estimación de la demanda, minutas de reuniones de la mesa de invierno y el comité de emergencia, memorias descriptivas de los EECC, notas de la SE con precios de venta del gas importado, actas acuerdo, contratos y adendas).
- 2.2.2.3.** Relevamiento, estudio y análisis de los expedientes puestos a disposición por la SE, relativos a políticas de incentivo a la producción de GN y ampliación de la infraestructura de transporte.
- 2.2.2.4.** Verificación, cotejo y análisis comparativo de la información y datos obtenidos de los sitios web consultados, y los suministrados por la SE, ENARSA y el ENARGAS.
- 2.2.2.5.** Estudio comparativo del diseño de los distintos planes de incentivo a la producción de GN. Análisis del incremento de volúmenes logrado por cada plan de incentivo, y su aporte porcentual al total de la producción de GN local.
- 2.2.2.6.** Estudio y análisis de la evolución de los precios internacionales del GN y el GNL, comparación con el comportamiento de los precios locales y su traslado a los usuarios finales (tarifas), impacto del resultado en los subsidios y/o aportes del EN.
- 2.2.2.7.** Estudio y análisis de la evolución de las importaciones y exportaciones de GN y GNL, para el entendimiento del comportamiento de la balanza comercial gasífera, considerando volúmenes y precios.
- 2.2.2.8.** Análisis del comportamiento de los volúmenes y precios de los diferentes combustibles utilizados para la generación eléctrica, durante el periodo bajo análisis.
- 2.2.2.9.** Relevamiento y análisis de información relativa a la evolución de la demanda no abastecida con GN por redes, informes del INDEC, resultados de los censos (2010 y 2022), Escenarios Energéticos 2030 (versiones 2017 y 2019), informes del ENARGAS “Panorama gasífero”.



**2.2.2.10.** Análisis de la evolución porcentual anual de: tarifas, índice de inflación, salario mínimo vital y móvil (SMVM), y su correlación.

**2.2.2.11.** Análisis de la evolución de los subsidios al sector gasífero, como porcentaje del PBI, y del presupuesto total asignado al sector energético.

### 3. ACLARACIONES PREVIAS

#### 3.1. Consideraciones generales

##### 3.1.1. Matriz Energética Argentina

La matriz energética representa la incidencia de las diferentes fuentes de energía utilizadas en un país. Argentina, como el resto del mundo, utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos. En efecto, aproximadamente el 85% del total de la matriz se explica por el petróleo y el gas; particularmente, el gas representa más del 50%.

**Cuadro 1 - Matriz Energética Argentina, participación forma de energía**

Energía / Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica	4%	5%	5%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	3%	3%
Carbón	2%	2%	2%	2%	1%	1%	2%	1%	1%	2%	2%
Nuclear	2%	2%	2%	3%	3%	2%	2%	3%	4%	4%	3%
Petróleo	33%	34%	34%	33%	32%	31%	31%	31%	30%	32%	31%
<b>Gas</b>	<b>53%</b>	<b>52%</b>	<b>52%</b>	<b>52%</b>	<b>53%</b>	<b>54%</b>	<b>53%</b>	<b>55%</b>	<b>55%</b>	<b>52%</b>	<b>53%</b>
Otros	6%	5%	5%	6%	7%	8%	7%	6%	6%	7%	8%

Fuente: elaboración propia en base a datos extraídos de Balances Energéticos 2012 – 2022

<https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos>

La matriz eléctrica, por su parte, hace referencia a las energías primarias destinadas para generar electricidad. En Argentina, la generación térmica es la principal, con una participación de más del 55% en el total de la generación.

Las centrales térmicas convierten en electricidad el poder calorífico generado por la combustión de hidrocarburos; el gas natural (GN) resulta el más eficiente y por lo tanto, el más utilizado.

**Cuadro 2 - Matriz de generación de EE, participación tipo de generación**

Generación / Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Térmica	65,44%	63,71%	63,30%	63,09%	65,26%	64,53%	63,65%	59,81%	60,82%	63,16%	56,36%
Hidráulica	27,96%	30,08%	29,88%	29,11%	26,21%	28,85%	28,99%	26,40%	21,49%	16,91%	20,81%
Nuclear	4,69%	4,42%	4,01%	4,76%	5,56%	4,17%	4,68%	5,92%	7,39%	7,13%	5,15%
Renovables *	1,57%	1,52%	1,75%	1,83%	1,91%	1,92%	2,43%	5,83%	9,41%	12,23%	13,33%
Importación	0,34%	0,26%	1,06%	1,21%	1,06%	0,53%	0,25%	2,05%	0,89%	0,57%	4,35%

\* Renovables: Biomasa, Biogas, Eólico, Solar e Hidro renovable





**Cuadro 3 - Participación de los Combustibles dentro de la generación en centrales térmicas**

Participación %	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Biodiesel	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Carbón	3,1%	2,8%	3,2%	2,9%	2,2%	2,1%	2,1%	0,8%	1,7%	2,8%	2,7%
Gas Oil	9,4%	13,4%	9,2%	10,9%	11,3%	7,0%	4,5%	2,3%	4,8%	10,4%	13,4%
Fuel Oil	16,8%	13,2%	15,8%	17,2%	14,3%	7,3%	3,3%	1,2%	3,7%	4,4%	7,0%
<b>Gas Natural</b>	<b>70,5%</b>	<b>70,6%</b>	<b>71,7%</b>	<b>68,9%</b>	<b>72,2%</b>	<b>83,6%</b>	<b>90,1%</b>	<b>95,7%</b>	<b>89,8%</b>	<b>82,4%</b>	<b>76,8%</b>

Fuente: elaboración propia, en base a datos extraídos de CAMMESA – Informe Anual 2022

El predominio del gas en la generación eléctrica, explica la interdependencia de los sectores eléctricos y gasíferos, posicionando al GN como un energético estratégico en la estructura productiva nacional.

### 3.1.2. Estructura del sector gasífero

El sector se conforma por 3 segmentos: producción, transporte y distribución, cada uno con características específicas pero articuladas entre sí, interrelacionados e interdependientes.

Cualquier actividad en uno de los segmentos impacta directamente en los otros, por lo cual, para su desarrollo eficiente y la implementación de políticas sostenibles, es indispensable contemplar el estado del sector en general.

Conforme las leyes 17.319<sup>10</sup> y 24.076<sup>11</sup>, las actividades de exploración y explotación (producción, captación y tratamiento) son desreguladas, mientras que las actividades de transporte y distribución son reguladas sometidas al régimen de servicio público.

La cadena de valor del GN involucra varias etapas desde la exploración hasta su consumo: producción (exploración, perforación, extracción), procesamiento, transporte, distribución y comercialización.

Las cuencas productoras de hidrocarburos en Argentina son las siguientes (ordenadas por importancia en relación a su participación en la producción nacional de GN para el 2022<sup>12</sup>):

<sup>10</sup> BO: 30/06/67

<sup>11</sup> BO: 12/06/92

<sup>12</sup> Datos de la página WEB argentina.gov.ar - Datos Energía/Dataset/Recurso: "Producción gas sesco+Tight y Shale capítulo IV". <http://datos.energia.gov.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-tablas-dinamicas/archivo/931cfb07-37b7-414a-ae8b-528dff6f9f14>



## Auditoría General de la Nación

- i. Neuquina (Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa)  
32.984 MM m3 - 68,01%
- ii. Austral (Santa Cruz, Tierra del Fuego y plataforma continental)  
9.986 MM m3 - 20,59%
- iii. Golfo San Jorge (Chubut, Santa Cruz y plataforma continental)  
4.077 MM m3 - 8,41%
- iv. Noroeste (Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero y Formosa)  
1.402 MM m3 - 2,89%
- v. Cuyana (Mendoza y San Juan)  
50 MM m3 - 0,11%

Si bien en cada cuenca operan múltiples productores de diversas escalas, el mercado de producción de GN se encuentra altamente concentrado<sup>13</sup>. En 2022, el 75,2% del total de la producción interna se distribuía entre 4 grandes productores: YPF SA, Total Austral SA, Tecpetrol SA y Pan American Energy (PAE); sumando los dos primeros, el 47,4%<sup>14</sup>.

Una vez extraído, el GN se transporta hasta plantas de procesamiento donde se realiza la separación, el acondicionamiento y los tratamientos necesarios. Luego, en condiciones óptimas y con la especificación comercial adecuada, es inyectado en los gasoductos troncales operados por Transportadora de Gas del Sur (TGS) y Transportadora de Gas del Norte (TGN). Por último, debe pasar por las plantas compresoras correspondientes para terminar en las distribuidoras de gas por redes encargadas de satisfacer los distintos consumos (residencial, comercial, industrial, generación eléctrica y transporte o GNC, entre otros).

La distribución de gas por redes se encuentra concesionada a 9 empresas, a saber: Distribuidora de Gas Metropolitana SA (Metrogas), Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte SA (Naturgy BAN SA), Distribuidora de Gas Noroeste SA (Gasnor), Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas del Litoral SA (Litoral Gas),

---

<sup>13</sup> Este punto se encuentra analizado con mayor detalle en el examen especial sobre el sector, aprobado por Resolución 184/24 AGN.

<sup>14</sup> Según datos de la página WEB [argentina.gob.ar - SE - SSRH: "Producción de Petróleo y Gas - desde 2019 \(Sesco Web\)".](https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas)  
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>.



## Auditoría General de la Nación

Distribuidora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas Pampeana SA (Camuzzi Gas Pampeana), Distribuidora de Gas del Sur S.A. (Camuzzi Gas del Sur) y Gasnea.

La estructura del sector gasífero se encuentra principalmente enmarcada en las leyes 17.319 y 24.076, sus modificatorias y complementarias. En los años noventa surgieron iniciativas de integración regional que dio como resultado la construcción de 10 gasoductos de exportación; 7 hacia Chile; 2 hacia Uruguay y 1 hacia Brasil. Se realizaron exportaciones a los países vecinos hasta 2004.

### 3.1.3. Abastecimiento interno de gas

El Poder Ejecutivo Nacional (PEN), es el encargado de fijar la política nacional de explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, con el objetivo principal de satisfacer las necesidades del país con el producido de sus yacimientos. El abastecimiento interno de GN es un principio de la política hidrocarburífera<sup>15</sup>.

A fin de aumentar la producción doméstica y revertir el déficit en la balanza comercial y la dependencia de las importaciones, la Ley 26.741, de Soberanía Hidrocarburífera (2012), declaró el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos como objetivo prioritario<sup>16</sup> y dispuso la expropiación del cincuenta y un por ciento (51%) de las acciones de YPF SA.

Estableció, asimismo, los principios de la política hidrocarburífera, entre ellos, la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; la incorporación de nuevas tecnologías, la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos; y la obtención de saldos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos<sup>17</sup>.

A fin de materializar lo dispuesto por la 26.741, se creó por Decreto 1277/12<sup>18</sup> el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, para la inscripción de todas las

---

<sup>15</sup> Ley 26.741, artículo 3º inciso d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo.

<sup>16</sup> Derogado por la Ley Bases

<sup>17</sup> La Ley Bases agregó como principio el concepto de maximización de la renta. Ver el desarrollo del tema en el examen especial aprobado por Resolución 184/24 AGN, punto 5.3.

<sup>18</sup> BO: 27/07/12



## Auditoría General de la Nación

personas físicas y jurídicas que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles, como requisito indispensable para el desarrollo de su actividad en todo el territorio nacional.

También se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas<sup>19</sup> quien debía elaborar, anualmente, un Plan Nacional de Inversiones con criterios y metas deseables. Se pretendió, entre otras cuestiones, garantizar la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Para realizar la evaluación previa, se obligó a los sujetos del sector a suministrar información técnica, cuantitativa y/o económica, además de su correspondiente Plan Anual de Inversiones.

En línea con el propósito de contribuir al logro del autoabastecimiento, aumentar la producción nacional y disminuir las importaciones, se llevaron a cabo programas de incentivo a la producción de GN, con distintas herramientas estímulo para fomentar un incremento en la actividad.

Cabe aclarar que, tal como explicó la ex Subsecretaría de Coordinación Institucional de Energía (SSCIE) dependiente del Ministerio de Economía<sup>20</sup>, si bien el PEN es quien fija las políticas hidrocarburíferas, asegurar el abastecimiento interno de GN es una tarea que involucra múltiples actores: productores, transportistas, distribuidoras, CAMMESA, el ENARGAS, ENARSA, la SE, distintas subsecretarías y áreas específicas. Las distintas gestiones que estuvieron a cargo de la SE, instrumentaron mecanismos ad hoc, para dar participación a distintas áreas que podrían contribuir en el proceso decisorio.

A partir de 2018, el despacho de GN se encuadró en el Reglamento Interno de los Centros de Despacho<sup>21</sup> (RICD) que tiene por objeto preservar el abastecimiento de servicios, de acuerdo con sus prioridades, evitando las situaciones críticas de los sistemas, con alternativas que garantizan la calidad y continuidad del servicio público de

---

<sup>19</sup> En la órbita de la entonces Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

<sup>20</sup> IF-2023-121263412-APN-SSCIE#MEC del 11/10/2023, respuesta al requerimiento AG7 37/23 - DCSEyA 7/23, del 14/07/2023.

<sup>21</sup> Aprobado por Resolución ENARGAS N° 124/18.



## Auditoría General de la Nación

transporte y distribución e intentando preservar a los clientes con servicios no interrumpibles.

Tanto transportistas, como distribuidoras y cargadores no distribuidores, tienen en sus propias oficinas de despacho o de control de gas, la información simultánea suficiente para medir demandas durante todo el día operativo y así, en caso de ser necesario, adoptar medidas correctivas en el momento. De este modo, se tiende a una mayor seguridad, confiabilidad y velocidad de respuesta.

El RICD implementó mecanismos para: a) la programación de la Demanda Prioritaria y al resto de la demanda; b) el control por parte de los cargadores de su desbalance acumulado; c) la determinación por parte de los transportistas de bandas de tolerancia de desbalances acumulados; d) el control del desvío por grupo de clientes; e) la definición de estado del sistema: niveles de alarmas; f) el flujo de información entre transportistas, comercializadores, productores y cargadores; g) el desarrollo de mecanismos de asistencia entre las partes para salvaguardar el sistema; entre otros.

El abastecimiento no se limita a cantidades/volúmenes, es necesario hacer referencia a su costo.

En Argentina, el costo total del abastecimiento interno se compone de: costos de la producción nacional, que varía según productor, cuenca de origen y tipo de extracción; y costos del gas importado, que difiere según su procedencia (GN Bolivia, GNLR Chile y GNL), estado, precios internacionales, entre otros.

La factura que llega al usuario final contiene cuatro ítems: precio del gas natural en el PIST, cargo de tarifa por transporte, cargo de la tarifa por distribución e impuestos.

El precio del gas natural debería ser el traslado directo del precio que pagan los distribuidores a los productores por el gas. Sin embargo, el EN, con el propósito de proteger los derechos de los usuarios y consumidores y asegurar que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables, implementó una política para limitar el traslado del costo del gas a los usuarios, lo que implica que la diferencia que se genera entre el costo de abastecimiento real y lo que se decide que pagarán los usuarios por este ítem, es solventada por el EN.



### 3.1.4. Oferta y demanda de gas

La demanda interna de GN hace referencia al volumen requerido por la totalidad de los consumidores del mercado interno. El GN no sólo es utilizado en hogares, comercios e industrias; uno de los principales destinos y mayor demandante es la producción de electricidad a partir de generación térmica.

La demanda interna de gas se compone, entonces, de la siguiente manera:

- a. Gas para generación térmica (abastecimiento eléctrico)
- b. Gas que excluye la generación eléctrica
  - i. Residencial y Comercial
  - ii. Industrial
  - iii. Gas Natural Comprimido (GNC)
  - iv. Plantas de procesamiento fuera del sistema de transporte

Tanto la demanda de energía eléctrica como la de GN (no destinado a la generación eléctrica) presentan una fuerte estacionalidad explicada por las variaciones de temperatura. La primera, está sujeta a picos estivales e invernales, asociados al requerimiento de refrigeración y calefacción respectivamente. La segunda tiene su pico durante el invierno, debido a la necesidad de calefacción de la demanda residencial.

El último censo del INDEC reveló que el 48,6%<sup>22</sup> de los hogares argentinos tienen acceso a gas por redes, mientras que el porcentaje restante corresponde a lo que se denomina demanda no abastecida.

Asimismo, el INDEC realiza semestralmente informes técnicos, entre ellos, el informe "Indicadores de condiciones de vida de los hogares en 31 aglomerados urbanos<sup>23</sup>", el cual para el segundo semestre del 2023 arrojó que el 66,7%<sup>24</sup> de los hogares accede a la red de GN.

Durante el período bajo análisis, la oferta para atender la demanda interna se conformó de la siguiente manera:

- a. Producción local

<sup>22</sup> Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2022 - Resultados definitivos - noviembre 2023

<sup>23</sup> Son localidades compuestas que atraviesan los límites de provincias, departamentos, partidos o áreas de gobierno local formando áreas urbanas más grandes. Generalmente, se les antepone la palabra "Gran", como Gran Buenos Aires y Gran Rosario, entre otros.

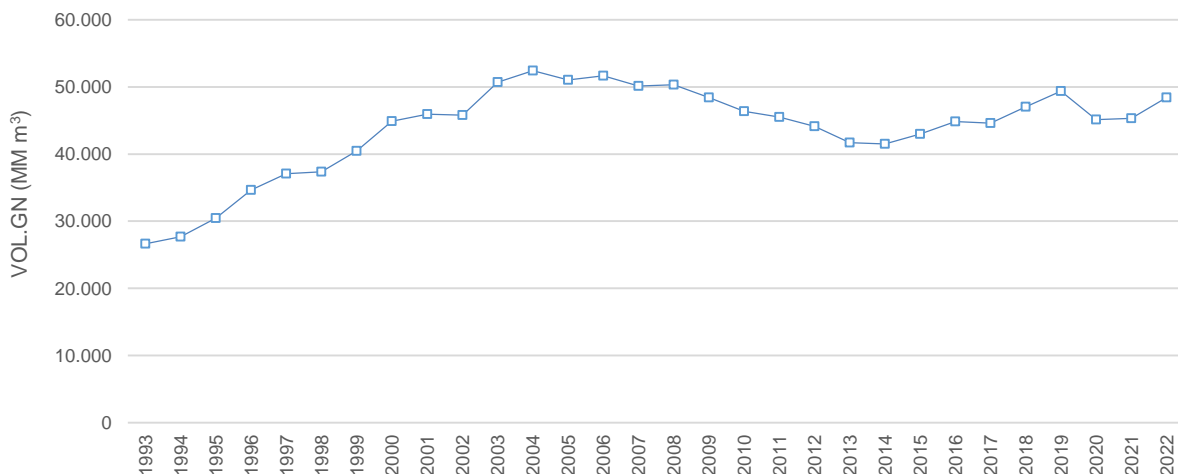
<sup>24</sup> <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-4-27>



- b. GN importado de Bolivia
- c. GNL importado, terminales de Bahía Blanca (BB) y Escobar
- d. GNL regasificado (GNLR), importado de Chile

El volumen total de producción nacional evolucionó su comportamiento a lo largo del tiempo a partir de, por un lado, cambios dentro del propio sector gasífero (declino natural de cuencas nacionales, acuerdos en los precios, políticas de incentivo para inversión en tecnologías de GN no convencional, políticas en el segmento de transporte, variación en la demanda interna, escasez de divisas, entre otros), y por el otro, factores exógenos que impactaron directamente en el segmento de producción (declino de cuencas que nos proveen gas importado, conflictos bélicos, pandemia, etc.).

**Gráfico 1 - Evolución volúmenes gas, producción nacional.**



Fuente: elaboración propia, en base a datos extraídos de Informes Anuales ENARGAS, Anexo IV Sistema Gasífero Argentino: Flujo del Gas.

El GN se clasifica, según su forma de extracción, en convencional y no convencional (shale gas y tight gas). La evolución de cada uno de ellos a lo largo de los últimos años se debió, por un lado, al declino natural de los yacimientos convencionales, y por otro, al incremento de inversiones y desarrollo de tecnología en los no convencionales. Cabe mencionar que los principales productores operan con las tres formas de extracción.

En cuanto a la oferta internacional necesaria para asegurar el abastecimiento interno, la SE es la encargada de realizar la planificación. Para ello, junto con áreas específicas, determina anualmente la necesidad de importación.



Los cálculos se realizan en base a datos estimados para la demanda. CAMMESA elabora las estimaciones para la generación de energía eléctrica y el ENARGAS para el resto de la demanda. Una vez determinado el cálculo, a fin de complementar la producción nacional, la SE instruye a ENARSA a gestionar las importaciones necesarias bajo la normativa correspondiente según cada caso.

En 2006, ENARSA firmó un contrato de compraventa con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) a fin de importar GN de Bolivia. Dicho convenio fue prorrogado y readecuado, a medida que fueron operando los respectivos vencimientos.

El GNL importado llega a las terminales de Bahía Blanca y Escobar, que se encuentran en funcionamiento desde 2008 y 2011 respectivamente. Estas cuentan con una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés), que permanece anclada en el muelle y recibe el gas de los buques en estado líquido para ser regasificado y posteriormente inyectado en el sistema de transporte.

Durante 2016 y 2017, se celebraron contratos para importar GNLR de Chile<sup>25</sup>, con el propósito de aumentar el abastecimiento de gas durante el período invernal, fundamentalmente para reemplazar el gas oil como combustible para las centrales eléctricas. Para esta operación se utilizaron gasoductos que se encontraban en desuso, por los que anteriormente se exportaba GN.

### **3.2. Políticas de incentivo a la producción<sup>26</sup>**

Ante la necesidad de revertir la caída sostenida que reflejaba la producción nacional desde 2004 y apuntar hacia el logro de los objetivos de la Ley 26.741, en el marco ámbito de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas<sup>27</sup> (en adelante ex Comisión), se crearon e implementaron los primeros programas de estímulo a la producción.

---

<sup>25</sup> Suscriptos entre ENARSA y las empresas SOLGAS SA y ENAP Refinerías SA.

<sup>26</sup> Para mayor detalle con relación al funcionamiento de los programas PG I a III y Resolución 46/17, puede acudirse de auditoría aprobada por Resolución 106/22 AGN, así como el examen especial sobre el segmento de producción

<sup>27</sup> Decreto 1.277/12 (BO: 27/07/12), Reglamentario de la Ley 26.741. Los objetivos de la Comisión consistían en asegurar y promover: i) inversiones necesarias para el mantenimiento, el aumento y la recuperación de reservas que garanticen la sustentabilidad de corto, mediano y largo plazo de la actividad hidrocarburífera; ii) inversiones necesarias para garantizar el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos; iii) inversiones dirigidas a la exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales; iv) el





### a) Plan Gas I

Por resolución ex Comisión 1/13<sup>28</sup> se implementó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas I).

Las empresas interesadas debían proponer, entre otras cuestiones, una inyección base<sup>29</sup> y base ajustada<sup>30</sup>, el cálculo del precio base<sup>31</sup> y los compromisos de aumento de inyección.

Una vez evaluado y aprobado por la ex Comisión, todo volumen inyectado sobre el nivel base ajustado recibía una compensación por la diferencia entre el precio estímulo, determinado en 7,5 USD/MMBTU y el precio efectivamente percibido por la venta.

Los proyectos contaban con un plazo máximo de vigencia de cinco años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la ex Comisión.

En cuanto a las inversiones previstas para lograr los compromisos de aumento de inyección, su presentación para acceder al Plan era facultativa.

Si bien como se explicó con anterioridad, el Decreto 1.277/12 estableció la obligatoriedad de inscripción en el Registro Nacional de Inversiones y de presentación del Plan Anual de Inversiones ante la ex Comisión para todos los actores que operan en el sector gasífero; en el marco del Plan Gas I, cada empresa podía presentar un nuevo plan a ser evaluado e incluido, de ser aprobado, en el proyecto original.

---

abastecimiento de combustibles a precios razonables, compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local, la rentabilidad de todas las ramas de la producción y los derechos de usuarios y consumidores; v) una leal competencia en el sector.

<sup>28</sup> BO: 14/02/2013

<sup>29</sup> Volúmenes de Gas Natural teóricos, propuestos en los Proyectos como punto de partida para el cálculo (con sus respectivos ajustes) de los deberes de inyección excedente asumidos por las Empresas Beneficiarias.

<sup>30</sup> Inyección Base ajustada: es la inyección base, ajustada de acuerdo a una tasa de declino, y que será calculada por cada Empresa Beneficiaria en MMm<sup>3</sup>/d para el período propuesto en sus respectivos "Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural", sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.

<sup>31</sup> Precio base: precio promedio ponderado correspondiente al año 2012 de los precios del Gas Natural establecidos para cada segmento de consumidores del mercado interno, conforme el detalle que calcule cada Empresa Beneficiaria, en sus respectivos "Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural", sujeto a verificación y aprobación de la Comisión.



## **b) Plan Gas II**

Posteriormente, por Resolución de la ex Comisión 60/13<sup>32</sup> se creó el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II), dirigido a las empresas no participantes del Plan Gas I por razones vinculadas a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de los yacimientos.

En este caso, el cálculo de la compensación a cargo del Estado fue el mismo que el previsto en el PG I, aunque variaba dependiendo si las empresas poseían o no inyección previa.

Si poseían inyección previa, el precio del volumen excedente se determinaba según el volumen de inyección total entre 7,5 y 4 USD/MMBTU. Caso contrario, el precio sería entre un mínimo equivalente al precio promedio ponderado (PPP) al que se encontrarán comercializando el gas las empresas beneficiarias del Plan Gas I, y al de las empresas comprendidas en este Programa, y con un máximo de 7,5 USD/MMBTU.

En cuanto a los compromisos de inversión, este plan estipuló una diferencia con respecto al plan anterior. Para las empresas sin inyección previa, la presentación continuó siendo facultativa, en cambio, para las empresas con inyección previa, constituyó una obligación. El período de vigencia de los proyectos en este plan, no podría superar los 4 años.

## **c) Plan Gas III**

Por Resolución ex MINEM 74/16<sup>33</sup>, se implementó el Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Plan Gas III) con el fin de incrementar el abastecimiento al mercado interno a partir de nuevas inversiones, incentivando el desarrollo de proyectos de empresas no beneficiarias de PG I y II, y sin inyección previa.

La compensación a pagar por el Estado correspondía al producto del volumen mensual efectivamente vendido por la empresa beneficiaria en el mercado interno y la diferencia entre el precio de estímulo (nuevamente establecido en 7,5 USD/MMBtu) y el

---

<sup>32</sup> BO: 29/11/2013

<sup>33</sup> BO: 19/05/16



#### Auditoría General de la Nación

precio efectivamente percibido por la venta del gas. En cuanto a los requisitos de inversión, se estipuló, únicamente para los proyectos de “Tight Gas” o “Shale Gas”, la obligatoriedad de la presentación del proyecto de inversión previsto para el desarrollo de los reservorios, abarcando un período de 3 años. La vigencia de los proyectos aprobados sería desde la fecha de su presentación y hasta el 31 de diciembre del año 2018.

#### **d) Resolución ex MINEM 46/17**

Luego, por Resolución ex MINEM 46/17<sup>34</sup>, se creó el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Programa Resolución 46/17) para fomentar la producción en las cuencas neuquina y austral<sup>35</sup>, a partir del incentivo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural no convencional, con miras a acelerar el paso de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes.

A diferencia de los programas anteriores, los beneficiarios debían presentar una proyección de producción mensual hasta el fin del programa.

Podían ser parte del programa proyectos que ya tuvieran inyección previa, aunque el pago del incentivo se estipuló por la inyección a realizarse a partir de la presentación del plan de inversiones requerido.

Este Programa se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2021 y el precio estímulo fue establecido de manera descendente partiendo de 7,5 USD/MMBTU para el año de su implementación en 2018, reduciendo 0,5 por año hasta llegar a 6 USD/MMBTU en 2021.

Las empresas interesadas en adherir debían solicitar su inclusión a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (SRH), con una nota para cada concesión y la aprobación previa de la Autoridad de Aplicación Provincial correspondiente del plan de inversiones específico para la participación en el Programa.

---

<sup>34</sup> BO: 06/03/17

<sup>35</sup> Incorporada por Resolución ex MINEM 447/17



Auditoría General de la Nación  
**e) Plan Gas.Ar**

El Decreto 892/20<sup>36</sup> implementó el Plan de Promoción de la Producción de GN Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar). Consiste en un sistema competitivo en el PIST, a través de un procedimiento de oferta y demanda en el cual los contratos particulares resultantes del esquema deben ser negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia.

### **Objetivos**

Plan Gas.Ar contempló, entre otros objetivos, viabilizar inversiones en el segmento de la producción, proteger los derechos de los usuarios, sustituir importaciones de GNL y el consumo de combustibles líquidos, coadyuvar con una balanza energética superavitaria, generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución y dar previsibilidad en el abastecimiento de la demanda prioritaria y el segmento de generación eléctrica.

### **Requisitos de ingreso y admisión**

Se instrumentaron pautas, criterios y condiciones tales como la presentación de un Plan de Inversiones (PI) a desarrollar para alcanzar los volúmenes de inyección comprometida y del programa de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN).

El Plan de Inversiones a presentar no podía ser inferior al flujo de fondos, producto de la compensación a recibir del EN y en caso de considerarlo necesario, la SE podría modificar el factor de ajuste, a cuyo fin el Productor debía informar su cumplimiento a la Autoridad de Aplicación, con periodicidad trimestral, apertura mensual y en carácter de Declaración Jurada.

Para garantizar el abastecimiento, el sostenimiento y/o el aumento de los volúmenes de producción, se fijó un volumen base total de 70 MM m<sup>3</sup>/d distribuidos de

---

<sup>36</sup> BO: 16/11/20



#### Auditoría General de la Nación

la siguiente manera: 20 MM m<sup>3</sup>/d de la cuenca Austral, 47,2 MM m<sup>3</sup>/d de la Neuquina, y 2,8 MM m<sup>3</sup>/d de la Noroeste.

Asimismo, estableció la posibilidad de condiciones preferenciales de exportación a las empresas participantes, por un total de 11 MM m<sup>3</sup>/d exclusivamente durante el período estival: 7 MM m<sup>3</sup>/d de la cuenca Neuquina, y los 4 MM m<sup>3</sup>/d restantes de la Austral. Dichas cantidades podrían ser utilizadas tanto para la exportación de GN por gasoductos, como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL.

Para adherir al Plan Gas.Ar las empresas interesadas debían presentar una oferta (sobre N°1), con el volumen correspondiente al período base<sup>37</sup>, el volumen correspondiente al período invernal adicional, el precio del volumen total ofertado por cuenca, la curva de producción comprometida por cuenca, el Plan de Inversiones (PI) a desarrollar para alcanzar los compromisos de inyección y el programa de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN).

Opcionalmente podían presentar una propuesta complementaria (sobre N° 2), con una curva de producción con mayores tiempos de desarrollo, comprometiéndose el productor a compensar su falta de volumen inicial. Dicho sobre sólo sería abierto si tras la apertura del sobre N° 1, no se hubiera logrado cubrir la totalidad del volumen a adjudicar.

Al momento de asignar volúmenes a cada Productor se priorizan las ofertas de menor precio, con independencia del período estacional. Una vez definido el volumen medio mensual comprometido por cada Productor para su correspondiente entrega a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras, ex IEASA y a CAMMESA, la asignación de los volúmenes totales se realiza proporcionalmente de acuerdo a las entregas promedio del último trienio (2017-2019).

Como contrapartida, el EN paga a cada Productor, como compensación, el diferencial entre el precio facturado a los compradores y el precio ofertado por el factor del Período Estacional que corresponda, determinado a partir del Tipo de Cambio vendedor del BNA del último día hábil del mes de inyección de que se trate.

---

<sup>37</sup> Es el período de 48 meses desde el inicio del esquema (punto 6.22, Decreto 892/20).



Considerando la superposición en la vigencia del Plan Gas Ar, con la Resolución 46/17, con el fin de igualar las condiciones de partida de todos los productores, se previeron ciertas opciones de ingreso<sup>38</sup>, así como alternativas a la finalización del programa<sup>39</sup>.

Asimismo, el Plan Gas.Ar procuró que la inversión del EN durante la vigencia simultánea de ambos programas redunde en precios competitivos y dé forma a un solo mercado de gas con precios uniformes.

En relación a los PI y el VAN, las empresas productoras debían cumplir con el principio de utilización plena y sucesiva local, regional y nacional en materia de empleo, tecnología y provisión de bienes y servicios y la SE debía contemplar un sistema de control y sanción en forma conjunta, federal y colaborativa con el Ministerio de Desarrollo Productivo (MDP), el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MINCyT), las provincias adherentes y las organizaciones de trabajadores y empresarios del sector.

### **Mesa de trabajo VAN. Misiones y funciones**

Para cumplir con esta función se creó la Mesa de Trabajo del VAN<sup>40</sup>, encargada de elaborar informes con la evolución de los compromisos de inversión y de incremento proporcional y progresivo del VAN, de manera trimestral con apertura mensual y a presentar ante la SE<sup>41</sup>.

Los informes debían contener, de corresponder, propuestas relativas a sanciones y/o medidas correctivas tendientes a revertir eventuales incumplimientos de las empresas.

---

<sup>38</sup> La renuncia al Programa Res. 46/17, al momento de ingreso.

<sup>39</sup> Para los no renunciantes, se estipularon las siguientes medidas, una vez finalizado el mismo: el Precio Ofertado se ajustaría en función del Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, para lo cual se consideraría, hasta el 31 de diciembre de 2021, los precios mínimos establecidos en la Resolución, descontados a una tasa del 10%. El productor comprometido no podría percibir entonces, por la porción de los volúmenes asignados a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, el Precio Ofertado en el marco del Esquema de PlanGas.Ar. En dicho caso, percibiría el Precio en Cuadros Tarifarios, y recién a partir de enero de 2022, el Precio Ofertado. Por la porción de los volúmenes asignada a CAMMESA y/o a ENARSA, en cambio, percibiría el Precio Ofertado a partir de la vigencia del Esquema PlanGas.Ar.

<sup>40</sup> Res. SE 317/20 (BO: 24/11/20).

<sup>41</sup> Res. 447/20 (BO: 30/12/20).



## Auditoría General de la Nación

La Mesa de Trabajo se dividió en dos: una para la cuenca austral (MTVANCA), y otra para la neuquina (MTVANNQ). Cada sector pudo elegir si participar en una o en ambas mesas.

Para el caso de las empresas participantes que incurrieran en incumplimientos, se determinaron sanciones con reducciones en el precio ofertado, e incluso con la baja del esquema, ante incumplimientos graves.

En caso de incumplimiento del compromiso de inversión, el incremento del VAN y/o el compromiso de inyección durante el período estacional de invierno, se estipuló una penalidad. Si el Estado no paga la compensación mensual, el productor puede optar entre continuar en el esquema resignando alguna obligación total o parcial o bien darse de baja, libre de las cauciones respectivas.

### **Modificaciones del Decreto 730/22<sup>42</sup>**

Este Decreto de necesidad y urgencia introdujo, entre otras, las siguientes modificaciones:

- Se incorporaron las exportaciones en período invernal y la ampliación del sistema de transporte hacia todas las cuencas hidrocarburíferas, como objetivo de la política pública.
- Se extendió el plazo de vigencia hasta el 2028;
- Se decidieron rondas adicionales para garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda.
- Se estableció un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación;
- Se modificó el anexo correspondiente al PI y se agregan cantidad de pozos intervenidos e inversiones en MMUSD.

---

<sup>42</sup> BO: 04/11/22.



## Auditoría General de la Nación

### Rondas licitatorias

Durante el período auditado se llevaron a cabo 4 rondas que adjudicaron volúmenes y precios, reflejando los primeros resultados del plan (3 en el marco del Decreto 892/20 y 2 en el marco 730/22)

**Ronda 1** (Resolución SE 317/20<sup>43</sup>): se adjudicaron volúmenes a 15 empresas productoras, con sus respectivos precios, discriminados por cuenca, todo esto diferenciado en dos periodos, el primero para el año 2021, durante el cual aún permanecía vigente la Res. 46/17, y el segundo para el periodo 2022 al 2024. El Precio Promedio Ponderado fue de 3,53 USD/MMBTU.

Por último, por Resolución SE 447/20<sup>44</sup>, se asignaron los volúmenes adjudicados por productor, licenciataria de distribución y/o subdistribución y cuenca de origen. Cabe destacar que se declaró desierto el concurso en lo que respecta a la Cuenca del NOA y asignándose el volumen remanente a la Cuenca Neuquina.

**Ronda 2** (Resolución SE 129/21<sup>45</sup>): adjudicó volúmenes a 2 empresas<sup>46</sup>, manteniendo los mismos precios de la Ronda 1, y aplicando el factor de 1,30 correspondiente al periodo de invierno adicional.

**Ronda 3** (Resolución SE 984/21<sup>47</sup>) adjudicó volúmenes de la cuenca Neuquina<sup>48</sup>, con el fin de completar el volumen base de 3 productoras<sup>49</sup>. El precio promedio ponderada fue de 3,435 USD/MMBTU.

Entre la ronda 3 y la 4, se creó el Programa Transport.Ar<sup>50</sup>, destinado a incrementar la capacidad de transporte y, como se mencionó con anterioridad, se dispuso la extensión/modificación del Plan Gas.Ar.

**Ronda 4:** (Resolución SE 860/22<sup>51</sup>), adjudicó volúmenes tanto para extender en el tiempo los compromisos de las Rondas 1 y 3 (Ronda 4.1) y para incrementar

---

<sup>43</sup> BO: 24/11/20.

<sup>44</sup> BO: 30/12/20.

<sup>45</sup> BO: 22/02/21.

<sup>46</sup> Pampa Energía: 3,347 USD/MMBTU; Tecpetrol: 4,745 USD/MMBTU y Pampa Energía: 4,68 USD/MMBTU

<sup>47</sup> BO: 21/10/21.

<sup>48</sup> ENARSA y CAMMESA

<sup>49</sup> Tecpetrol (3,618 USD/MMBTU) y Pluspetrol (3,594 USD/MMBTU) 3,435 el PPP

<sup>50</sup> Res. SE 67/22 (BO: 09/02/22).

<sup>51</sup> BO: 23/12/22.





cantidades (Ronda 4.2) en la cuenca neuquina, a un precio promedio ponderado de 3,592 USD/MMBTU para ronda 1, 3,435 USD/MMBTU para la ronda 3. Asimismo, esta ronda adjudicó volúmenes para incrementar cantidades, también en la cuenca neuquina, a 7 empresas, con los siguientes precios: Gas Plano Julio a 3,410 USD/MMBTU, Gas Plano Enero a 2,989 USD/MMBTU, Gas de Pico 2024 a 4,249 USD/MMBTU y Gas de Pico 2025 a 3,597 USD/MMBTU (Ronda 4.2).

### **3.2.1. Relación Producción Nacional - Demanda Interna**

Para lograr el autoabastecimiento, el incremento en la producción debe ser mayor al incremento en la demanda, o bien, el total la producción local debe superar la demanda interna. De este modo, la demanda se satisfaría sin necesidad de importaciones, generando saldos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos.

Sin embargo, la situación perfecta señalada se encuentra condicionada, entre otras cuestiones, por la marcada estacionalidad de la demanda, que no se verifica en la producción, cuyo ritmo es medianamente constante por la naturaleza de la actividad.

Los factores que influyen y determinan el comportamiento del sector gasífero en Argentina son varios: ubicación de cuencas, yacimientos, reservas posibles, probables y probadas; tipo y costo de extracción; precio de venta del gas, nacional e internacional; infraestructura de transporte y distribución existente y disponibilidad de las mismas; ubicación de los mayores focos de consumo de GN; marcada estacionalidad de la demanda, entre otros.

Para garantizar el abastecimiento interno, es necesario que el EN tenga conocimiento tanto del historial y proyección de la producción local, como del comportamiento y estimación de la demanda interna.

Los actores del sector suministran proyecciones de la oferta local de GN, disponibilidad de oferta internacional y estimaciones de la demanda. Estos datos, en principio, son indispensables para establecer las necesidades de importación y asegurar el abastecimiento.



Al mismo tiempo, resultan fundamentales para la toma de decisiones y políticas a implementar, pues permiten tener en cuenta las debilidades, fortalezas y necesidades del sector.

La demanda interna, como variable indispensable del sector gasífero, se encuentra condicionada por factores endógenos y exógenos tales como la conciencia en el consumo energético, los avances tecnológicos en relación a electrodomésticos y artefactos de consumo eficiente, la situación económica nacional e internacional, variaciones extremas en temperatura (estacionalidad), pandemia (aislamiento), etc.

También resulta importante mencionar que los centros de consumo se encuentran distribuidos de manera heterogénea a lo largo de todo el territorio, al igual que las cuencas productivas, situación que condiciona la logística y gestión del abastecimiento, posicionando al transporte y su capacidad en un rol fundamental, estratégico y protagónico.

### **3.3. Sistema de transporte**

Si bien el marco regulatorio del gas somete al régimen de servicio público a las actividades de transporte y distribución, las inversiones en expansión no son obligatorias para las transportistas. En todo caso, representan una garantía de mayor rentabilidad para las empresas ante la ampliación del mercado.

Aunque las técnicas para la extracción no convencional condicionaron la producción en escala por resultar onerosas, a partir de 2015 comenzaron a tomar una progresiva relevancia como consecuencia de las inversiones, mayormente del EN a través de YPF, y de las políticas de incentivo dirigidas a la producción no convencional (Plan Gas III y Resolución E-46/17).

La cuenca Neuquina, particularmente Vaca Muerta, incrementó entonces su producción, lo que provocó una congestión en el sistema de transporte que evidenció la necesidad de ampliar la infraestructura.



## Auditoría General de la Nación

El informe de la ex SGE “Balance de gestión en energía 2016-2019”<sup>52</sup> de diciembre 2019, menciona que el fuerte incremento de la producción, a finales del 2018 e inicios del 2019, impulsado por los estímulos otorgados mediante la Resolución 46/17, comenzó a saturar, durante los meses de invierno, la capacidad de transporte desde la cuenca Neuquina. No obstante, señala una esperada desaceleración del ritmo creciente de producción en los años siguientes, en tanto no creciera la demanda o se liberaran restricciones de transporte.

Como consecuencia de lo mencionado, por Resolución ex SGE 82/19<sup>53</sup>, se convocó a la presentación de manifestaciones de interés para la construcción de un nuevo gasoducto o la ampliación significativa de la capacidad existente, a fin de evacuar gas de la cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de BsAs (AMBA) y el Litoral.

El ENARGAS y la ex SSHyC realizaron evaluaciones técnicas de las propuestas recibidas, concluyendo que lo más conveniente era la construcción de un gasoducto nuevo.

Posteriormente, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto 465/19<sup>54</sup>, se llamó a licitación pública nacional e internacional<sup>55</sup>, con el propósito de adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte que contemple como obligación el diseño y la construcción de un nuevo gasoducto, obteniendo el interés firme de cuatro oferentes en el proceso licitatorio.

Surge del informe mencionado, se concedieron sendas prórrogas para la presentación de propuestas, la última hasta el 31/12/20.

En los fundamentos del Decreto 465/19 se enfatizó la necesidad de nueva infraestructura, basada en el riesgo para el aprovechamiento eficiente del recurso energético, limitado para su producción en caso de no contar con la infraestructura necesaria, con las perjudiciales consecuencias económicas que ello significaría para el país.

---

<sup>52</sup> [https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis\\_balance/2019-12-09\\_Balance\\_de\\_Gestion\\_en\\_Energia\\_2016-2019\\_final\\_y\\_anexo\\_pub\\_.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf)

<sup>53</sup> BO: 08/03/19.

<sup>54</sup> BO 10/07/19.

<sup>55</sup> Resolución 437/19 (BO: 30/07/19).



Asimismo, se asoció la inmediatez de las mencionadas obras para asegurar el suministro a largo plazo en cumplimiento de los objetivos propuestos, con el desarrollo del país en el área energética.

Por Resolución SE 448/20<sup>56</sup> se instruyó a la SE a llevar a cabo una nueva evaluación técnica y legal, a fin de considerar las mejores alternativas de construcción de un nuevo gasoducto y/o la ampliación de las capacidades de transporte.

Producto de la ejecución de los primeros años del Plan Gas.Ar, se evidenciaron importantes incrementos en la inyección de GN, en particular en la Cuenca Neuquina que se destacó por su crecimiento y mejoras de productividad al tiempo que las demás cuencas enfrentaron dificultades para revertir su declino tendencial.

Finalmente, por Resolución SE 67/22<sup>57</sup> se creó el Programa Sistema de Gasoductos Transport.Ar Producción Nacional (Transport.Ar), y se declaró de interés público nacional la construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK).

Luego, por Decreto 730/22 que modificó/complementó el Plan Gas.AR, se consideró relevante sostener las inversiones para incrementar la capacidad de transporte, en consonancia con el Programa Transport.Ar. El informe técnico<sup>58</sup> de la Dirección Nacional de Transporte e Infraestructura (DNTel) de la SSH concluyó que la rápida recuperación que mostró la producción de gas no convencional en la Cuenca Neuquina, en virtud de la implementación del Plan Gas.Ar, provocó la saturación de la capacidad de evacuación de los gasoductos, tornando imperiosa la necesidad de expandirla desde la mencionada cuenca.

### **3.4. Importación y exportación de Gas. Generalidades**

Las actividades de importación y exportación de gas están condicionadas por los resultados de la relación entre la producción nacional y la demanda interna. A medida que la diferencia sea menor, menor será la necesidad de importaciones y mayor las posibilidades de obtener saldos exportables.

---

<sup>56</sup> BO: 30/12/20.

<sup>57</sup> BO: 09/02/22.

<sup>58</sup> Informe Técnico # N° IF-2022-106592637-APN-DNTEI#MEC de la Dirección Nacional de Transporte e Infraestructura.



Argentina alcanzó su pico de producción y de exportación de GN en el 2004 cuando comenzó a aumentar la demanda interna.

Con la preocupación por el abastecimiento para el período invernal, las exportaciones se restringieron significativamente y la producción de hidrocarburos comenzó a verificar una disminución sostenida. Efectivamente, para el período 2004-2014 se registró una caída del 20%<sup>59</sup>.

### 3.4.1. Exportación de Gas Natural<sup>60</sup>

La Ley 17.319, de Hidrocarburos, determina que el PEN fija la política nacional con respecto a las actividades de explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, y establece que *“permitirá la exportación de hidrocarburos no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país”*.

La Ley 24.076 dispuso que las exportaciones de GN deben ser autorizadas por el PEN, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno, así como la obligación de las empresas de remitir los contratos al ENARGAS. El Decreto 1738/92<sup>61</sup> facultó a la SE a dictar normas complementarias relacionadas con las exportaciones y a aprobar o rechazar las mismas. La Resolución SE 299/98<sup>62</sup>, reglamentó el procedimiento administrativo para obtener permisos de exportación.

En 2001, en el marco de un escenario de sostenido crecimiento en el segmento de producción y la verificación de un adecuado horizonte de reservas y una razonable relación reservas-producción, en vista del abastecimiento interno, por Resolución SE

---

<sup>59</sup> Datos ENARGAS, Informes Anuales.

<sup>60</sup> Las normas descriptas son las vigentes durante el período auditado. Las actividades de exportación fueron recientemente modificadas por la Ley Bases, cuestión que se encuentra analizada en profundidad en el Examen Especial sobre el Sector.

<sup>61</sup> Reglamentario de la Ley 24.076.

<sup>62</sup> BO: 20/07/98.



131/01<sup>63</sup>, se estableció un procedimiento de aprobación automática de solicitudes de exportación de GN.

Dado que los intercambios, tanto de GN como de energía eléctrica, entre la República Argentina y sus países vecinos, contribuyen a asegurar el abastecimiento del mercado interno, y a los efectos de favorecer dichos intercambios, resultaba necesario adecuar la normativa aplicable. Es así como el Decreto 893/16 fijó normas especiales para el otorgamiento de permisos de exportación de GN en los casos en los cuales las exportaciones sean temporarias y destinadas a brindar asistencia en situaciones de emergencia, así como en situaciones que posibiliten la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte (tanto físicamente, como a través de intercambios comerciales) de ese gas natural y su posterior reingreso al mercado interno argentino.

Posteriormente, por Resolución ex MINEM 08/17<sup>64</sup> se estableció una reglamentación específica para regular tales operaciones de exportación con compromiso de reimportación, con el propósito de asegurar que dichos intercambios contribuyan a asegurar el abastecimiento del mercado interno.

El logro del autoabastecimiento y disminución de importaciones, debe analizarse con consideración de la estacionalidad de la demanda, lo cual representa para las empresas productoras, excedentes durante los meses de verano, gran desafío para la viabilidad económica de los proyectos.

La Resolución ex MINEM 104/18<sup>65</sup> y modificatorias, aprobó un nuevo “Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural” y derogó sus similares anteriores.

Según surge de los considerandos del Decreto 465/19, por el cual se llamó a licitación para el diseño y la construcción de un nuevo gasoducto., el desarrollo de los recursos de Vaca Muerta, por su envergadura y escala, requieren no sólo su acceso pleno al mercado interno de GN, sino también a mercados externos a través de la exportación.

---

<sup>63</sup> BO: 15/02/01.

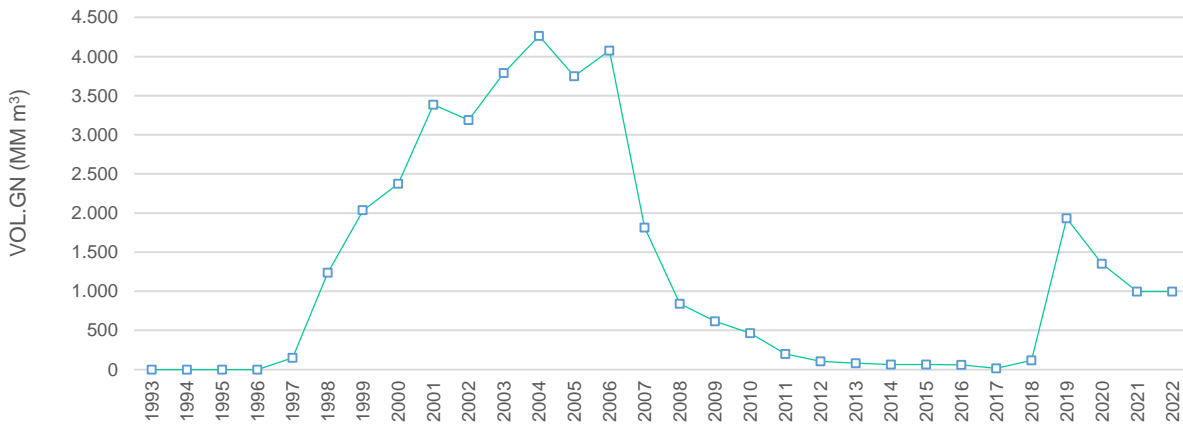
<sup>64</sup> BO: 16/01/17.

<sup>65</sup> BO: 22/08/18, complementada por Disposición. SSHyC 168/19 (BO: 21/08/19).



El siguiente gráfico<sup>66</sup> muestra el comportamiento de las exportaciones de gas.

Gráfico 2 - Evolución volúmenes exportados.



Fuente: elaboración propia, en base a datos extraídos de Informes Anuales ENARGAS, Anexo IV Sistema Gasífero Argentino: Flujo del Gas.

Las solicitudes de permiso de exportación de GN, se encuentran publicadas en la página de la SE, desde agosto del 2018, en el marco de la Res. 104/2018, sus complementarias y modificatorias.

## Exportación de GNL<sup>67</sup>

<sup>66</sup> En este gráfico se encuentran incluidas las exportaciones de GNL que tuvieron lugar en el período 2019/2020, con carácter marginal.

<sup>67</sup> Se aclara que las normas mencionadas son las vigentes durante el período auditado. La cuestión atinente al GNL fue modificada por la ley Bases, a través de la incorporación del artículo 3º bis a la Ley 24.076. "Las exportaciones de Gas Natural Licuado (GNL) deberán ser autorizadas por la Secretaría de Energía de la Nación, dentro del plazo de ciento veinte (120) días de recibida la solicitud conforme la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional que establecerá las condiciones que deben reunir los solicitantes y las inversiones y proyectos de desarrollo de explotación de hidrocarburos que permitan producir las cantidades de gas natural requeridas para abastecer el o los respectivos proyectos de licuefacción de gas natural destinados principalmente a la exportación de GNL. No aplicará en este caso lo dispuesto en el artículo 3º de la presente ley.

Dentro de los seis (6) meses desde la sanción de la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos, la Secretaría de Energía de la Nación realizará un estudio a los efectos de emitir una Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos en el largo plazo que contemple la suficiencia de recursos gasíferos en el país proyectada en el tiempo y el suministro de gas natural de otros orígenes para abastecer regularmente en el curso ordinario de los acontecimientos la demanda interna, y a la misma vez, suministrar sobre base firme e ininterrumpible los proyectos de exportación de GNL cuyo desarrollo y ejecución se prevea durante el mismo período de análisis. La reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional fijará las pautas y premisas de análisis que deberán tenerse en consideración en el estudio a realizarse a los fines de la referida Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos, incluyendo aquellas necesarias para las proyecciones de producción nacional de gas natural y ofertas de otras fuentes u orígenes, y de la demanda interna durante el período de análisis.

Sin perjuicio de las condiciones más favorables a la exportación que pudieren establecerse en virtud de regímenes promocionales específicos para inversiones de magnitud conforme determine la ley o la reglamentación dictada al efecto, las autorizaciones de exportación de GNL que se otorguen tendrán carácter firme respecto de los volúmenes de GNL autorizados durante un plazo de hasta treinta (30) años, desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción (en tierra o flotante) o sus ampliaciones o etapas sucesivas y contendrán las garantías establecidas en dicho régimen.

El otorgamiento de una autorización de exportación firme de GNL implicará para sus titulares el derecho a exportar todos los volúmenes autorizados en ese carácter en forma continuada y sin interrupciones ni restricciones, reducciones o redireccionamientos por causa alguna durante cada día del período de vigencia de la autorización de exportación respectiva, así como el derecho de



## Auditoría General de la Nación

El uso de GN para la producción de GNL fue considerado como una nueva vía para generar saldos exportables. Se realiza mediante procesos de licuefacción, almacenamiento y transporte por camiones o por buques, con el objetivo de abastecer a los mercados regionales y globales.

Durante el período auditado se dictó la Disposición SSHC 329/19<sup>68</sup>, por la cual adecuó la normativa vigente relacionada con el registro de los contratos de exportación de combustibles líquidos<sup>69</sup>, a los efectos de contemplar la exportación de GNL.

Posteriormente se dictó la Resolución SE 360/21<sup>70</sup> que estableció un nuevo procedimiento para las autorizaciones de exportaciones y derogó sus similares anteriores.

Por último, por Resolución SE 774/22<sup>71</sup>, luego de la implementación de Plan Gas Ar, se adecuó el procedimiento para las exportaciones, considerando entre otras cosas que, debe *“tenerse en cuenta la imposibilidad del sistema de transporte de evacuar la totalidad de los volúmenes inyectados hacia el mercado nacional, lo que viabiliza, bajo ciertas condiciones, la exportación de volúmenes en el período invernal”*.

Dicho procedimiento enmarca la autorización de exportaciones de GN por gasoductos, las cuales serán otorgadas por la Autoridad de Aplicación y en la medida que no se afecte la seguridad del abastecimiento interno, aunque no estipula la exportación de GNL

Lo anteriormente descripto, relacionado con la evolución y cambios del marco normativo relativo a las exportaciones, se ve reflejado en el comportamiento de las

---

acceder sin restricciones ni interrupciones de ninguna naturaleza al suministro de gas natural o a la capacidad de transporte, procesamiento o almacenamiento de cualquier especie de los que sean titulares o que hubiesen contratado a tal fin.

La Secretaría de Energía de la Nación establecerá los requisitos de información y documentación que deberán ser satisfechos por los solicitantes. Las solicitudes de exportación serán tramitadas y resueltas en el orden cronológico de presentación, a menos que la Secretaría de Energía de la Nación determine que alguna presentación no se ajusta a los requerimientos previstos en este artículo y las normas reglamentarias, en cuyo caso se la tendrá por presentada, a estos efectos, recién al momento en que se hayan subsanado las deficiencias observadas por dicha autoridad.

A los efectos del otorgamiento de la autorización de exportación de GNL, no será necesario que el solicitante cuente con contratos de compraventa de GNL por la totalidad de los volúmenes y plazos solicitados.

Las autorizaciones de exportación de GNL podrán ser total o parcialmente cedidas previa autorización de la autoridad de aplicación. Asimismo, las modificaciones de esta ley o de la reglamentación dictada por el Poder Ejecutivo nacional o de las resoluciones que emita la autoridad de aplicación no tendrá efecto alguno respecto de las autorizaciones de exportación firmes de GNL concedidas, excepto que estas sean más favorables a la exportación.

*(Artículo incorporado por art. 154 de la Ley Bases*

<sup>68</sup> BO: 05/12/19.

<sup>69</sup> Res. SSHC E241/17 (BO: 02/10/17)

<sup>70</sup> BO: 27/04/21.

<sup>71</sup> BO: 17/11/22.





mismas a lo largo del tiempo, sin dejar de lado su fuerte relación con los niveles de producción nacional y su porcentaje de participación en el abastecimiento interno.

### **3.4.2. Importaciones**

El PEN es el encargado de establecer el régimen de importación de los hidrocarburos y sus derivados<sup>72</sup>. Las importaciones de hidrocarburos son libres, con el solo requisito de remitir al ENARGAS una copia de los contratos<sup>73</sup>.

#### **a) Gas de Bolivia**

En 2004, ante un escenario de déficit en el suministro de GN en el mercado interno, se adoptaron distintas políticas tendientes a asegurar el abastecimiento. Entre ellas, se firmó un “Convenio Temporario de venta de gas natural entre la República de Bolivia y la República de Argentina”<sup>74</sup>, que tuvo como objetivo principal definir las bases para la realización de contratos de compraventa de GN, entre vendedores y compradores de ambos países<sup>75</sup>.

El gobierno argentino asumió el compromiso de controlar que el destino de los volúmenes de GN importado en el marco de dicho convenio, fuera el mercado doméstico, para lo cual se dictó la Resolución SE 710/04 que dispuso que las empresas importadoras de GN de la República de Bolivia debían presentar, en forma mensual, y con carácter de declaración jurada, un formulario indicando: i) el exportador en Bolivia; ii) Importador en Argentina; iii) el volumen mensual en m<sup>3</sup> y iv) los compradores locales con volúmenes mensuales.

En 2006 se firmó el “Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética”<sup>76</sup>, por el cual ambos gobiernos instruyen a las empresas ENARSA e YPFB, a suscribir un “Contrato de compra venta de gas natural”<sup>77</sup> por un plazo de 20 años, el

---

<sup>72</sup> Art. 7, Ley 17.319.

<sup>73</sup> Art. 3º Ley 24.076 vigente durante el período auditado, derogada por la Ley Bases.

<sup>74</sup> 21/04/04.

<sup>75</sup> En principio se suscribieron contratos entre YPFB y Petrobras Argentina e YPF SA.

<sup>76</sup> 29/06/06.

<sup>77</sup> 19/10/06.



cual fue prorrogado y readecuado a partir de nueve adendas y tres acuerdos/adendas transitorias<sup>78</sup>.

La cláusula 3.8 del contrato, coloca a la Argentina tercera en el orden de prioridad para la entrega de GN *respetando las obligaciones asumidas con anterioridad a la suscripción del Convenio Marco, es decir, abastecer primero el mercado interno boliviano, luego la exportación de gas a Brasil e inmediatamente después el contrato con la Argentina*. Esta condición junto con la tendencia a la baja que comenzó a evidenciar la producción en Bolivia desde el 2013, consecuencia del declive natural de sus yacimientos, derivó en ajustes y modificaciones en las negociaciones.

#### **b) GNL importado regasificado. Cumplimiento de las normas de ética pública**

El GNL importado representa otro componente del abastecimiento de los requerimientos energéticos nacionales. Es gestionado por ENARSA desde el 2008, bajo las instrucciones de la SE y operado, técnica y logísticamente, por YPF.

La licitación de los buques fue responsabilidad de YPF en el marco del “Acuerdo de gestión de compra de GNL importado y servicios accesorios”, hasta diciembre del 2016, cuando ENARSA tomó la decisión de no renovar dicho acuerdo y aprobar e implementar el “Procedimiento de licitación de GNL”.

Como ya se mencionó en las consideraciones generales, la importación y regasificación de GNL, se hace a través de dos puertos, BB y Escobar, ambos ubicados en la Provincia de Buenos Aires, cada uno con sus características y limitaciones. A lo largo de los años se hicieron cambios operativos y de las unidades regasificadoras, incorporando mejoras relativas a capacidad de almacenamiento y capacidad de regasificación e inyección al sistema de transporte.

En el año 2008, ENARSA e YPF celebraron un contrato de locación de obra, el cual comprometía a YPF a diseñar, construir, operar, mantener, gestionar y administrar un sistema de regasificación en el puerto de Bahía Blanca.

---

<sup>78</sup> Primera adenda, vigencia 26/03/2010; segunda adenda, vigencia 18/07/14; tercera adenda, vigencia 26/01/15; cuarta adenda, vigencia 01/03/19; quinta adenda, vigencia 01/01/21; acuerdo de transición, vigencia del 01 al 31/01/22; adenda transitoria, vigencia del 01/02 al 31/03/22; segunda adenda transitorio, vigencia del 01 al 30/04/22; sexta adenda, vigencia del 01/05 al 31/12/22. Séptima Adenda firmada en 06/23, octava adenda firmada 13/09/23, novena adenda firmada el 16/06/24.



Posteriormente, en 2010, ambas empresas firmaron un Contrato de Unión Transitoria de Empresas (Contrato de UTE), con un 50% de participación cada una, con la finalidad de llevar a cabo un proyecto de una nueva terminal portuaria de importación de GNL, en el partido de Escobar, el cual comenzó a operar en el 2011.

En ambos puertos se encuentra una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés), que recibe los buques de GNL, y una vez regasificado, es inyectado en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos, TGS para el caso de Bahía Blanca y TGN para Escobar. La capacidad máxima de inyección de cada terminal depende de diversos factores, por un lado, la capacidad promedio de los barcos que puede recibir cada una (BB 84MMm<sup>3</sup> - Escobar 54MMm<sup>3</sup>), número de buques que puede ser procesado (limitado por condiciones logísticas y climáticas), y capacidad técnica de regasificación (BB de 14 MMm<sup>3</sup>/d con picos de 17 MMm<sup>3</sup>/d - Escobar de 17 MMm<sup>3</sup>/d con picos de 20 MMm<sup>3</sup>/d).

Debe destacarse que en el marco de licitaciones para la importación de GNL, rige la Ley de Ética Pública 25.188<sup>79</sup> que establece los deberes que deben cumplir las personas que ejercen la función pública en todos sus niveles y jerarquías, establece ciertas incompatibilidades y los procedimientos a cumplir en caso de detectarse dicho supuesto<sup>80</sup>. Sus disposiciones se integran con los principios contemplados en el Código de Ética de la Función Pública, aprobado por Decreto 41/99<sup>81</sup>.

El Decreto 202/17<sup>82</sup> reguló un procedimiento especial para los casos en que pudiera existir una vinculación particular relevante entre un interesado en contratar con

---

<sup>79</sup> 01/11/99.

<sup>80</sup> Artículos 11 y ss. Las incompatibilidades con el ejercicio de la función pública previstas en la mencionada Ley son las siguientes: a) Dirigir, administrar, representar, patrocinar, asesorar, o, de cualquier otra forma, prestar servicios a quien gestione o tenga una concesión o sea proveedor del Estado, o realice actividades reguladas por éste, siempre que el cargo público desempeñado tenga competencia funcional directa, respecto de la contratación, obtención, gestión o control de tales concesiones, beneficios o actividades y b) ser proveedor por sí o por terceros de todo organismo del Estado en donde desempeñe sus funciones.

Los funcionarios que hayan tenido intervención decisoria en la planificación, desarrollo y concreción de privatizaciones o concesiones de empresas o servicios públicos, tendrán vedada su actuación en los entes o comisiones reguladoras de esas empresas o servicios, durante 3 años inmediatamente posteriores a la última adjudicación en la que hayan participado.

En el caso de que al momento de su designación el funcionario se encuentre alcanzado por alguna de las incompatibilidades previstas en el Artículo 13, deberá: a) Renunciar a tales actividades como condición previa para asumir el cargo; b) Abstenerse de tomar intervención, durante su gestión, en cuestiones particularmente relacionadas con las personas o asuntos a los cuales estuvo vinculado en los últimos 3 años o tenga participación societaria.

<sup>81</sup> BO: 03/02/99.

<sup>82</sup> BO: 31/07/17.



## Auditoría General de la Nación

el Estado Nacional y los funcionarios públicos, a fin de asegurar estándares de integridad, rectitud, transparencia, imparcialidad y defensa del interés general.

Si se configurara un caso de vinculación positiva, se prevé la comunicación a la Oficina Anticorrupción (OA), a la Sindicatura General de la Nación (SIGEN) y la adopción de al menos uno de los siguientes mecanismos: i). Celebración de pactos de integridad; ii) Participación de testigos sociales; iii) Veeduría especial de organismos de control y iv) Audiencias Públicas.

Del análisis de los formularios suministrados por el auditado, se constató la presentación de la DDJJ de intereses negativa, de todos los proveedores que realizaron ventas de GNL durante el período auditado. Efectivamente, en el marco de los procedimientos realizados, la Auditoría<sup>83</sup> requirió a la OA la remisión, en caso de existir, de denuncias formuladas y/o informes emitidos en el marco de si se recibieron denuncias relacionadas con actividades de importación y exportación de Gas Natural y/o Gas Natural Licuado (GNL) para el período 2016-2022, el marco de la Ley 25.188 (Ética en el ejercicio de la función pública).

La OA respondió<sup>84</sup> que *“De la búsqueda en los registros informáticos de esta Oficina, se hallaron tres (3) actuaciones que podrían coincidir con los criterios de búsqueda, por lo que se adjuntan a la presente los informes correspondientes a dichas actuaciones EX-2018-07014236- -APN-OA#MJ, EX-2018-39569693- -APN-OA#MJ y el SISA 12.514, a fin de vuestro análisis”*. Asimismo, informó que tales denuncias fueron desestimadas por la justicia, que no se desprenden actos de corrupción dentro de la Administración Pública Nacional y no se identificaron causas penales o investigaciones conexas.

### **c) Importaciones de Chile**

Durante 2016 y 2017, ante la imposibilidad de expandir la oferta doméstica, el declino de los yacimientos bolivianos y un orden de prelación rezagado respecto a otro demandante (Brasil), así como de obtener cupos excedentes mediante otros medios, se

<sup>83</sup> NOTA No 708/24 - A-05.

<sup>84</sup> Nota NO-2024-111192418-APN-DAJ#OA



celebraron contratos<sup>85</sup> para importar gas natural licuado regasificado (GNLR) de Chile, a través de gasoductos que se encontraban sin uso y por los cuales anteriormente se exportaba GN. El objetivo de esta operatoria fue aumentar el abastecimiento de gas en el país durante el período invernal, fundamentalmente para reemplazar el gas oil como combustible para las centrales eléctricas.

En 2018, ex IEASA firmó un contrato marco de suministro de gas con la Empresa Nacional del Petróleo Refinerías SA (ENAP) de Chile, planteado como una herramienta para mejorar la seguridad en el abastecimiento del mercado interno del GN, sin especificación de cantidades ni precios. Ambos elementos eran determinados por las partes de manera mensual y/o anual mediante los denominados anexos confirmatorios. Este contrato estuvo vigente desde el 27/06/2018, fecha de suscripción, hasta el 31/12/20.

### 3.5. Precio del Gas

De acuerdo al marco regulatorio, el precio del gas debe surgir de la libre interacción entre la oferta y la demanda, y las distribuidoras deben trasladar su costo al usuario final, sin producir beneficios y/o pérdidas.

A diferencia del petróleo, el GN carece de un único precio de referencia internacional y son los mercados regionales los que marcan distintos indicadores a nivel global, a partir de la oferta y la demanda.

El ejemplo más característico de precio de referencia para el GN es el Henry Hub<sup>86</sup>, de significativa importancia como concepto de referencia, pues se elabora solo a partir de precios de GN, sin vinculación con los precios del petróleo. Asimismo, tiene un peso muy importante para la determinación del precio de los contratos de GNL, que también se utilizan como referencia en todo el mundo.

---

<sup>85</sup> Suscriptos entre ENARSA y las empresas SOLGAS SA y ENAP Refinerías SA.

<sup>86</sup> Se trata de uno de los centros de distribución de gas natural que lleva este nombre, situado en el sureste de los Estados Unidos, en el que se unen varios de los principales gasoductos del país. Desde 1990, genera los precios para los futuros del GN que cotizan en la Bolsa de Nueva York (NYMEX) y es una referencia con entrega a 18 meses.



## Auditoría General de la Nación

El Henry Hub establece el precio en dólares estadounidenses y utiliza como medida un millón de BTU<sup>87</sup>, que consiste en la cantidad de calor necesaria para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua (2,2 libras = 1 litro).

En Plan Gas.Ar, por ejemplo, se estableció utilizar la equivalencia de un MMBTU igual a 27,10473 Metros Cúbicos Equivalentes.

En Europa y Asia los mercados del GN no están unificados y los precios se ven influenciados por lo que marca el petróleo. Por esta razón, carecen del peso suficiente para establecer un precio válido fuera de sus fronteras.

### **3.5.1. Costo del abastecimiento interno**

El costo de abastecimiento de GN para satisfacer la demanda interna se conforma a partir del precio promedio ponderado (PPP) de la oferta total de gas.

Durante el período auditado, el costo total del abastecimiento interno se compuso de varios precios: producción nacional, que a su vez varía según productor, cuenca de origen y tipo de extracción; volúmenes importados; GN de Bolivia, GNLR de Chile, y GNL proveniente de distintos países.

### **3.5.2. Precio del gas local**

#### **Principio general**

Como se explicó en puntos previos, desde el proceso privatizador de empresas y servicio públicos y desregulación de los mercados iniciada a partir de la Ley de Reforma del Estado 23.696<sup>88</sup>, los precios del GN en el segmento de producción se determinaban por el libre juego de la oferta y la demanda.

#### **Intervención del Estado post convertibilidad**

La cuestión cambió a partir de la crisis de la postconvertibilidad, ante el dictado de la Ley 25.561<sup>89</sup> que declaró la emergencia pública y facultó al PEN, entre otras medidas, a regular transitoriamente los precios de insumos, bienes y servicios críticos, a

---

<sup>87</sup> British thermal unit o unidad térmica británica

<sup>88</sup> BO: 23/08/89

<sup>89</sup> BO: 07/01/02



## Auditoría General de la Nación

fin de proteger los derechos de los usuarios y consumidores de la eventual distorsión de los mercados o de acciones de naturaleza monopólica u oligopólica.

La emergencia se determinó en un principio hasta el 10/12/03, sin embargo, las sucesivas prórrogas la extendieron hasta el 31/12/17 (Ley 27.200<sup>90</sup>), con excepción de la emergencia social que fue prorrogada hasta el 31/12/19 (Ley 27.345<sup>91</sup>).

Con relación a los precios del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), se dictaron los decretos 180/04 y 181/04<sup>92</sup>.

Por el primero se creó el Mercado Electrónico de Gas SA (MEGSA) y se habilitó a la SE a disponer las medidas necesarias para mantener un adecuado nivel de prestaciones, en situaciones de crisis de abastecimiento de GN. Por el segundo se facultó a la SE a acordar con productores de GN un ajuste en el precio en el PIST hasta diciembre de 2006, lo cual se efectivizó por Resolución ex MINPLAN 208/04<sup>93</sup>.

Vencidos dichos acuerdos y ante la necesidad de seguir sosteniendo el abastecimiento de la demanda interna, por Resolución SE 599/07<sup>94</sup> se homologó un nuevo acuerdo con productores de GN hasta el 2011 y se delimitó una demanda prioritaria<sup>95</sup>.

Luego, por Resolución SE 172/11<sup>96</sup> se extendieron temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados en la resolución citada previamente, con el propósito de que todos los operadores involucrados, productores y consumidores, puedan adoptar definiciones concretas respecto de sus necesidades de inversión y previsión de gastos de explotación y necesidades de abastecimiento.

---

<sup>90</sup> BO: 04/11/15

<sup>91</sup> BO: 23/12/16

<sup>92</sup> BO: 16/02/04, ambos decretos.

<sup>93</sup> BO: 22/04/04.

<sup>94</sup> BO: 14/06/07.

<sup>95</sup> (i) Usuarios Residenciales, (ii) Usuarios correspondientes a los segmentos denominados P1 y P2, ambos integrados por usuarios de la Categoría Tarifaria correspondiente al Servicio General "P", y (iii) Usuarios definidos como el Grupo III, de entre aquellos usuarios que por su nivel de consumo se ubican en el segmento P3 de la Categoría Tarifaria Servicio General "P".

<sup>96</sup> BO: 05/01/12, complementaria Res. MINEM 89/16 (BO 01/06/16).



## **Aumentos tarifarios a partir de 2016. Consecuencias**

En el 2016, el ex MINEM dictó las Resoluciones ex MINEM 28/16 y 31/16<sup>97</sup> con la determinación de nuevos precios en el PIST para el gas natural y la instrucción al ENARGAS de llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral<sup>98</sup>, respectivamente.

Ambas resoluciones fueron dejadas sin efecto por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en el fallo CEPIS<sup>99</sup>, motivo el cual se convocó una Audiencia Pública a fin de cumplir con lo indicado por la Corte y proponer un nuevo esquema tarifario.

En las Audiencias Públicas de 2016 y 2017, los productores explicaron que el precio que debería alcanzar el gas natural en boca de pozo para permitir el desarrollo de las reservas disponibles en el país (más caras que las convencionales) se ubicaba por encima de los US\$ 7 / MMBTU en el caso del shale gas, en torno a los US\$ 6,2 / MMBTU para el caso del tight gas, y en torno a los US\$ 4 / MMBTU para el caso del gas convencional.

En el mismo ámbito se presentaron los distintos factores que componen el costo real del abastecimiento de GN, a saber: i) precio del gas nacional no incluido en los planes de incentivo; ii) precio del GN importado de Bolivia; iii) precio del GNL importado; iv) Precio GNLR proveniente de Chile y v) precio de combustibles alternativos para la generación eléctrica.

La determinación final del precio en el PIST, debe ser el resultado de la ponderación de los precios mencionados. Sin embargo, y dado que la aplicación de estas consideraciones implicaría aumentos muy significativos para los usuarios se propuso un aumento progresivo<sup>100</sup>.

El 29/11/17<sup>101</sup> se firmó un documento denominado “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas natural a distribuidoras de gas por redes” (en adelante, Bases y Condiciones), a instancias del ex MINEM, entre empresas productoras de gas natural y

---

<sup>97</sup> BO: 01/04/16 ambas

<sup>98</sup> Previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias.

<sup>99</sup> Sentencia "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros e/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo", CSJN, 18/8/2016.

<sup>100</sup> Resoluciones ex MINEM 212/16 (BO 07/10/2016) y 74E/2017 (BO 31/03/2017).

<sup>101</sup> Un mes antes del vencimiento de la última prórroga de la emergencia (Ley 27.200)





## Auditoría General de la Nación

las Licenciatarias del Servicio de Gas Natural por Redes, así como por Subdistribuidoras que adquieren gas directamente a las empresas productoras y ENARSA. Se establecieron volúmenes y precios en dólares estadounidenses a ser aplicados, con un sendero de precios máximos desde el 01/01/18 y hasta el 31/12/19, fecha de vencimiento del acuerdo.

Por Resolución ex MINEM 474/17<sup>102</sup>, se determinaron los precios del GN en el PIST, para volúmenes consumidos por usuarios de gas natural por redes a partir del 01/12/17, en moneda nacional.

Durante el año 2018, como resultado de una marcada variación en el tipo de cambio, se verificaron diferencias significativas entre el precio de gas previsto en los contratos firmados en el marco de las Bases y Condiciones y el precio de gas reconocido en las tarifas finales lo cual motivó, en un primer momento, el dictado de la Resolución Ex SGE 20/18<sup>103</sup>, que trasladó las diferencias a los usuarios, a pagar en 24 cuotas a partir del 01/01/19. Esta decisión fue dejada sin efecto a los 10 días por su similar 41/18<sup>104</sup> y finalmente por Decreto 1053/18<sup>105</sup>, derogado luego por la Ley 27.591<sup>106</sup>, se estipuló que el EN asuma el pago de dichas diferencias.

### **Resolución ex SGE 32/19<sup>107</sup>**

En 2019, ante la necesidad de evaluar nuevos mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas por redes, se creó por Resolución ex SGE 32/19 un mecanismo

---

<sup>102</sup> BO: 01/12/17.

<sup>103</sup> BO: 05/10/18.

<sup>104</sup> BO: 16/10/18.

<sup>105</sup> BO: 16/11/18. Artículo 7º.- Establécese que el Estado Nacional asume, con carácter excepcional y con el alcance previsto en este artículo, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) determinará, conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas, aprobadas por el Decreto N° 2255 del 2 de diciembre de 1992, para cada prestadora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las diferencias diarias acumuladas referidas en el párrafo anterior. El monto neto resultante se transferirá a cada prestadora en TREINTA (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1º de octubre de 2019. Para determinar esas cuotas, se utilizará la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 mencionado -tasa efectiva del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para depósitos en moneda argentina a TREINTA (30) días de plazo, "pizarra". Una vez percibida cada cuota, las prestadoras realizarán inmediatamente los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados y los informarán y acreditarán mensualmente ante el ENARGAS. Este artículo resultará aplicable sólo para aquellas prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y para aquellos proveedores de gas natural que adhieran a este régimen y renuncien expresamente a toda acción o reclamo derivado de las diferencias diarias acumuladas referidas en el primer párrafo.

<sup>106</sup> BO: 14/12/20

<sup>107</sup> BO: 11/02/19.



## Auditoría General de la Nación

de concurso de precios para la provisión de GN para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes. El procedimiento se aprobó para las 5 cuencas productoras y operó bajo la plataforma tecnológica del MEGSA. Se previó una ronda única de negociación de la que surgían los compromisos de compraventa correspondientes.

Se previó la presentación de DDJJ de los volúmenes de gas solicitados y comprometidos por compradores y vendedores, respectivamente y el resultado con volúmenes y precios adjudicados se publicaba en la página del MEGSA y de la SE. Los vendedores debían ser agentes de dicho mercado u operar sus ofertas de venta firme a través de ellos. Terminada la ronda las ofertas eran ordenadas por precio/tiempo para su correspondiente adjudicación, y los precios adjudicados se mantenían durante todo el período de suministro.

Paralelamente, por Resolución ENARGAS 72/2019<sup>108</sup> se estableció una “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas”, para los contratos resultantes de estas subastas, en tanto se cumpliera con las previsiones determinadas en el artículo 8 del Decreto 1053/18 que dispuso que: *“a partir del 1º de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional”*

Se dispuso en dicha Metodología que para los contratos que hayan sido pactados en dólares, el ENARGAS debía definir el tipo de cambio aplicable para su posterior conversión y traslado a tarifas (promedio resultante de los tipos de cambio del Banco Nación durante los primeros 15 días del mes inmediato anterior o el tipo de cambio contractual si resultare menor). En tanto para los volúmenes que no se encontraban contractualizados y cuya información estaba disponible y habilitaba el cálculo correspondiente de las diferencias diarias acumuladas (DDA), era de aplicación lo

---

<sup>108</sup> BO: 12/02/2019.



dispuesto en el punto 9.4.2.6 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución<sup>109</sup> (RBLD) y el Decreto 1020/95<sup>110</sup>.

Con posterioridad, el ENARGAS derogó por Resolución 27/20 la metodología descrita en párrafos previos, con fundamento en que dicho procedimiento limitaba o directamente anulaba la posibilidad del Ente de revisar los contratos y precios, por haberse realizado bajo un instrumento de subasta en el que éstos son negociados entre las partes. Se sostuvo que la metodología habilitaba un pase casi automático a tarifas e imposibilitaba juzgar la razonabilidad sobre la formación contractual del precio que va a incorporar a la tarifa del usuario en cada caso particular. El Ente destacó que la tarifa no es el fruto de un acuerdo de partes, sino un acto administrativo a cargo de la Autoridad Regulatoria.

Si bien los contratos provenientes de las subastas realizadas en el marco de la Resolución ex SGE 32/19 así como los cuadros tarifarios vigentes al momento, tenían como fecha de vencimiento el 31/03/20, con la pandemia y el Aislamiento y Distanciamiento Social Obligatorio decidido por el PEN, los contratos se prorrogaron por 6 meses y luego hasta fines del 2020.

### **Situación a partir de la Ley 27.541<sup>111</sup>**

Se implementó el congelamiento de tarifas como una medida para controlar el aumento de los costos del servicio y proteger así a los usuarios frente a aumentos tarifarios significativos. Se habilitó al PEN a iniciar un proceso de revisión de la RTI vigente y/o una revisión extraordinaria en el marco de las leyes 24.065 y 24.076.

---

<sup>109</sup> 9.4.2.6. El precio de compra estimado para el período estacional siguiente deberá ser el promedio ponderado de los precios correspondientes a los contratos vigentes en el período siguiente y del precio de compra estimado para las adquisiciones proyectadas para el período siguiente que no estén cubiertas por contratos. Dicho precio de compra estimado deberá tomar en cuenta (i) la cotización del mercado de Gas a corto plazo cuando dicho mercado cuente con un número suficiente de operaciones públicas que permitan conocer con razonable certeza el precio del Gas proveniente de las cuencas en las que adquiere el Gas la Licenciataria, y (ii) el precio de referencia basado en las adquisiciones a corto plazo de los Usuarios Directos que releve la Autoridad Regulatoria, proveniente de las cuencas antedichas.

<sup>110</sup> BO: 24/07/95. Por su artículo 1º se estableció un régimen optativo para las empresas Licenciatarias de Distribución de Gas tendiente a crear alternativas para el desarrollo del Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN) definido en el Decreto N° 2731 del 29 de diciembre de 1993

<sup>111</sup> BO: 23/12/2019.



## Auditoría General de la Nación

La ley autorizó al PEN a intervenir administrativamente en el sector energético, pero solo en materia tarifaria (segmentos de transporte y distribución), y no en la aplicación de precios del GN<sup>112</sup>.

En el marco de la delegación establecida, se instruyó a la ex IEASA a renovar, hasta la fecha de vencimiento del plazo establecido en el mismo, la vigencia de todos los acuerdos de provisión y adquisición de GN, que se encontraban vigentes hasta el 31/03/20, que vinculaban a esa empresa con las empresas Distribuidoras y Subdistribuidoras de GN por redes, tanto dentro como fuera del sistema de transporte de GN (off system), como también con Productores y Comercializadores (de adquisición de GN), debiendo adoptar ex IEASA los recaudos pertinentes para proceder a su formalización<sup>113</sup>.

Posteriormente, se instruyó a ex IEASA a prorrogar, antes de la expiración de aquellos contratos que se encontraban en curso de ejecución, todos los contratos de abastecimiento de gas con las empresas distribuidoras y subdistribuidoras, por el período comprendido entre el 17/12/20 y la fecha de efectiva vigencia de los contratos de abastecimiento a celebrarse en el marco de Plan Gas.Ar, creado por Decreto 892/20<sup>114</sup>. (se remite al punto 3.2.e) precedente)

### **3.5.3. Precio de importaciones de gas**

El precio promedio de las importaciones es un precio ponderado de los distintos tipos de operaciones que se realizaron para un periodo de tiempo determinado.

Como se expresó en puntos anteriores, para el periodo auditado se identificaron 3 tipos de importaciones:

1. GNL proveniente de distintos orígenes, que arribó en buques contratados a precios determinados para cada caso, a los puertos de Escobar y Bahía Blanca;

2. GNL regasificado proveniente de Chile, cuyo precio fue establecido en los contratos suscriptos entre ENARSA y las empresas SOLGAS SA y ENAP Refinerías SA y,

---

<sup>112</sup> IF-2020-75636406-APN-DNEYR#MEC (05/11/20).

<sup>113</sup> NO-2020-25148558-APN-SE#MDP del 10/04/20.

<sup>114</sup> NO-2020-85912917-APN-SE#MEC del 10/12/20.



3. GN de Bolivia, cuyo precio fue establecido por el Contrato de compra-venta suscrito en 2006 entre ENARSA e YPF Bolivianos, y luego modificado por sus respectivas adendas y acuerdos transitorios.

Se analizarán los precios en los hallazgos 4.3, 4.4. y 4.5. siguientes.

### **3.6. Cumplimiento de normativa aplicable por parte de los organismos auditados**

El artículo 3º último párrafo de la Ley 24.076, vigente durante el período auditado y derogado por la Ley Bases, disponía la obligación de importadores y exportadores de gas de remitir al Ente Regulador copia de los respectivos contratos en el marco de sus operaciones.

Por otra parte, por Decreto 1411/94<sup>115</sup> se instruyó al ENARGAS a proceder a la certificación de las operaciones de compra de GN en el marco del Decreto 2731/93 que dispuso la desregulación del mercado, luego de la privatización de empresas y servicios públicos dispuesta a partir de la Ley de Reforma de Estado.

Con relación a la primera cuestión, la AGN solicitó al ENARGAS<sup>116</sup> la remisión y/o puesta a disposición de los contratos de importación y exportación suscritos por los agentes del mercado durante el período auditado. El Ente los remitió por Nota NO-2024-52217557-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Con relación al segundo punto, se solicitaron los acuerdos de intercambio de datos e información con la SE y las certificaciones de operaciones de GN<sup>117</sup>. El ENARGAS informó que no existieron intercambios de datos en el marco del Decreto 2731/93 y con relación de las certificaciones informaron las diferencias diarias acumuladas (DDA) correspondientes al período solicitado.

### **3.7. Seguimiento de recomendaciones de informe aprobado por Resolución 133/21**

#### **AGN**

Con relación a esta cuestión, ENARSA<sup>118</sup> informó lo siguiente:

---

<sup>115</sup> 23/08/94

<sup>116</sup> Nota 362/24 AG5

<sup>117</sup> Idem Nota anterior

<sup>118</sup> Nota DGEE 451/24



**a) Resguardo de documentación siguiendo un criterio uniforme de ordenamiento, cronología y compaginación de manera que permita un seguimiento en la ejecución de planes y contratos.**

ENARSA remitió sendos manuales vinculados con gestión de procesos e informó que estableció un sistema de control de calidad y que el proceso de compra de GNL fue certificado bajo normativa ISO 9001/2015 (IRAM<sup>119</sup> e IQNET<sup>120</sup>).

**b) Adecuación de los sistemas de control interno de información, de modo que permitan determinar sus créditos y deudas en relación con las operaciones de compra y venta de gas, y evitar que se extienda en el tiempo sin resolución.**

ENARSA comunicó que, con posterioridad al período auditado correspondiente al informe anterior, incorporó la utilización del sistema SAP como sistema de información contable y de gestión el cual permita tener la trazabilidad y los controles sobre las operaciones de compra y venta de gas, así como el detalle de créditos y pasivos asociados a las mismas.

**c) Prórroga del Programa de Energía Total (PET) y/o Reglamentación de las actividades de importación de gas.**

ENARSA informó que el PET no fue prorrogado y sostiene que las instrucciones emitidas por la autoridad de aplicación, sea en su carácter de accionista mayoritario de la compañía o en su carácter de Autoridad de Aplicación, revisten el marco legal para las importaciones de gas realizadas por ENARSA.

### **3.8. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)**

En 2015 durante la Asamblea General de la Organización de las Naciones Unidas, la Argentina firmó conjuntamente con otros 192 países, los 17 objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y sus 169 metas, como parte de la Agenda 2030.

Los objetivos fueron elaborados para afrontar los desafíos más urgentes de la población mundial, como la pobreza, el cambio climático, la desigualdad, la paz y la

---

<sup>119</sup> Instituto Argentina de Normalización y Certificación.

<sup>120</sup> Red Global de organismos de certificación



## Auditoría General de la Nación

justicia. En otras palabras, para integrar las diferentes dimensiones del desarrollo sostenible: económico, ambiental y social.

**Ilustración 1: Objetivos de Desarrollo Sostenible**



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

Estos 17 objetivos<sup>121</sup> poseen metas específicas, que deben cumplirse antes del 2030, y son independientes, sin perjuicio de que el desarrollo sostenible requiera un enfoque integrado.

El ODS 7 es el que se vincula de manera indirecta con el presente informe. Las metas que lo conforman son las siguientes:

- 7.1. Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos (Indicador: porcentaje de población con acceso a combustibles limpios para cocción; porcentaje de población con acceso a la electricidad);
- 7.2. Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas (Indicador: porcentaje de energía renovable en el consumo final total de energías);
- 7.3. Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética (Indicador: intensidad energética medida en términos de oferta interna de energía total y el PBI)

La meta 7.1. es la que ejerce mayor influencia en el tema estudiado. En ese contexto se encuentra el indicador 7.1.2. Porcentaje de la población con acceso a los

<sup>121</sup>Chromeextension://efaidnbmnribpcajpcgclefindmkaj/https://acceso.agn.gov.ar:10443/proxy/2c04f817/https/int.ranet.agn.gov.ar/images/Vocero/ODS\_AGN/ODS\_Contento/Informe\_PAIS\_2021.pdf



Auditoría General de la Nación

combustibles limpios para cocción y la meta final a 2030 es que el 97,8% de los habitantes del país tenga acceso a combustibles limpios<sup>122</sup>.

Se destacan las siguientes políticas públicas vinculadas<sup>123</sup>: i) Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER); ii) Programa Hogares con Garrafas; 3) Transport.Ar y iv) Renov.Ar.

---

<sup>122</sup> Combustibles limpios: incluyen electricidad y combustibles gaseosos (incluido el gas natural y el gas licuado de petróleo).

<sup>123</sup>Chromeextension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://acceso.agn.gov.ar:10443/proxy/2c04f817/https/int  
ranet.agn.gov.ar/images/Vocero/ODS\_AGN/ODS\_Contentido/Informe\_PAIS\_2021.pdf





#### **4. HALLAZGOS**

##### **4.1. La falta de procedimientos reglados durante el proceso de planificación del abastecimiento de GN y de determinación de las necesidades de importación, impidió desarrollar tareas oportunas y coordinadas, tendientes a dar solución a problemas en el sector**

El PEN, a través de la SE, es el responsable de asegurar el suministro energético, y más específicamente es la autoridad a cargo de fijar la política hidrocarburífera<sup>124</sup>, teniendo entre sus objetivos principales, satisfacer las necesidades del país, proteger los intereses de los consumidores relacionados con la calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos<sup>125</sup> y alentar las inversiones necesarias, para asegurar el suministro de GN a largo plazo<sup>126</sup>.

Como se explicó en puntos previos, desde 2004 el abastecimiento de GN comenzó a depender de volúmenes importados, inicialmente para el período invernal, y luego como parte fundamental de la estructura de abastecimiento.

En ese contexto, la SE tiene la tarea de coordinar los distintos actores del sistema, para determinar las necesidades de importación y así asegurar el abastecimiento de la demanda interna.

Se consultó a la Autoridad de Aplicación<sup>127</sup> sobre la metodología utilizada para: la planificación del abastecimiento en el corto, mediano y largo plazo; la determinación de las necesidades de importación; actores intervinientes; frecuencia con que se realiza; monitoreos y controles.

Con relación al abastecimiento a corto plazo, la SSH<sup>128</sup> informó que excede el marco de sus competencias. Sin embargo, de las tareas desarrolladas surge su participación activa en la confección de informes de abastecimiento de GN y en el suministro de información para la elaboración de los escenarios a corto plazo.

---

<sup>124</sup> Ley 17.319 (BO: 30/06/1967).

<sup>125</sup> Ley 26.741 (BO: 07/05/2012).

<sup>126</sup> Ley 24.076 (BO: 12/06/1992).

<sup>127</sup> Nota N 37/23 - AG7 (14/06/2023).

<sup>128</sup> NO-2023-82608152-APN-SSH#MEC (18/07/2023).



La SSCIE<sup>129</sup> suministró mayor detalle y explicación del sistema implementado para la planificación y toma de decisiones vinculadas con el abastecimiento. Afirmó que *“implica un vasto conjunto de decisiones. Cada decisión estuvo a cargo de una autoridad competente. En algunos casos la decisión estuvo específicamente regladas, y en otros casos no tuvo ni tiene un procedimiento establecido por una norma... **Dentro de las decisiones no reguladas, podemos mencionar, la metodología para la planificación del abastecimiento de gas natural de corto, mediano y largo plazo**”*.

En relación con los controles que se realizan y/o están previstos, indicó que la SSH debería contestar dicha consulta. Sin embargo, ante las solicitudes cursadas, ninguna de las áreas (direcciones y/o subsecretarías) de la SE, suministró respuesta a este punto.

Durante las tareas realizadas, el equipo de auditoría identificó informes anuales confeccionados por diferentes áreas, secretarías y subsecretarías<sup>130</sup>, en los que se determinaron las cantidades necesarias de importación, específicamente volúmenes de GNL y/o GNLR. Dichas determinaciones se basaron en proyecciones de producción nacional, disponibilidad de volúmenes de Bolivia, estimaciones de la demanda, y capacidades de transporte respecto a la localización de los volúmenes demandados.

Los informes anuales reflejan la participación de distintos actores: CAMMESA y el ENARGAS estiman la demanda y proyectan los volúmenes de producción nacional sobre la base de DDJJ de los productores, información disponible en acuerdos ya establecidos (en gran medida con el gobierno), compromisos asumidos en planes de incentivo, proyecciones propias de las empresas y análisis del comportamiento y/o tendencia de las distintas cuencas en los últimos años.

Durante el periodo analizado, el mecanismo para la determinación de las necesidades de importación no fue uniforme, no solo en cuanto a la confección de los informes mencionados, sino en su fecha de presentación con las conclusiones definitivas.

---

<sup>129</sup> Nota NO-2023-121797717-APN-SE#MEC (12/10/2023, informe embebido IF-2023-121263412-APN-SSCIE#MEC (11/10/2023).

<sup>130</sup> Ex SRH, SSEvPH, SSEyP, DNEyPE, SSPE, DNEyPE.



Efectivamente, de la documentación relevada surge que para los años 2017 y 2018, las actividades iniciaron a fines del año anterior, se presentaron los informes los primeros días de enero y luego, a mediados de año, otros con la revisión y/o ajustes para el invierno.

Para los años 2019 y 2020, en cambio, se constató que en febrero la SE informó no haber concluido el proceso de evaluación de necesidades de GN y advirtió la necesidad de comenzar a gestionar la adquisición de GNL. En consecuencia, instruyó a ENARSA a adquirir GNL<sup>131</sup>.

Del relevamiento de las notas de instrucción, se detectó información que revela la necesidad de reglamentar los procedimientos. En una nota de la SRH expresamente se afirma: “...se deja constancia que la presente solicitud se realiza en el marco de la *Emergencia Energética declarada mediante el Decreto N 134 de fecha 16 de diciembre de 2015, asimismo entendemos la presente como un procedimiento excepcional con el propósito de no afectar el normal abastecimiento de los sistemas de Gas Natural, **hasta tanto se dicte el marco normativo que establezca con claridad los alcances y las competencias de cada uno de los organismos intervinientes para el aprovisionamiento de Gas Natural Licuado (GNL)***”<sup>132</sup>.

Si bien las notas hacen referencia específicamente al abastecimiento de GNL, se entiende que dichos volúmenes son el resultado del balance de proyecciones y estimaciones de la demanda y oferta disponible (doméstica y GN importado de Bolivia). Por otro lado, los siguientes años y hasta finales del periodo bajo análisis, el mecanismo utilizado siguió siendo el mismo, donde la SE mediante notas, instruye a ENARSA para la adquisición de buques de GNL.

La SSCIE informó también que la planificación del abastecimiento para el invierno “es un proceso no normado, recurrente, que generalmente se inicia a fines del año anterior”, e indicó que, aunque no normado, sí está coordinado por la SSH. Destacó que es un ejercicio dinámico que se mantiene vigente a lo largo de todo el año con reuniones periódicas, semanales o quincenales, dependiendo de la época del año.

---

<sup>131</sup> Hasta diciembre 2016, YPF era el encargado de las licitaciones, en el marco de un contrato de “Gestión de compra de GNL”.

<sup>132</sup> Notas SRH N 6 y 214 (07/01 y 25/02/2016).



La AGN tuvo acceso<sup>133</sup> a las minutas de las reuniones denominadas “Mesa de Invierno”, donde se trataron temas vinculados con el abastecimiento.

En líneas generales, las minutas y documentos relativos a la mesa de invierno reflejan situaciones endógenas y exógenas propias del sector gasífero y eléctrico.

Entre las primeras se señalan: estimaciones y proyecciones; comportamiento de la demanda prioritaria; necesidades de CAMMESA, situación de la generación eléctrica, demanda e inyección de GN, compromisos de inyección de empresas productoras en el marco de Plan Gas.Ar, disminución de las inyecciones provenientes de Bolivia, información sobre buques de GNL, situación del sistema de transporte (capacidad ociosa en parte del sistema, capacidad límite en otras, saturación del mismo), desbalances de comercializadores que afectan a las transportistas, productores -sin nominación- que inyectan al sistema generando máxima presión, tanto del lado de TGS como de TGN, entre otros.

Entre las segundas, se mencionan situaciones con impacto en el balance oferta-demanda de GN y su abastecimiento, tales como temperaturas extremas; pronósticos climáticos; accidente en planta internacional de GNL que ocasionaron reprogramaciones y bajas de buques contratados, variación en comportamiento tanto de la demanda como de la oferta producto del aislamiento por la pandemia; variación de precios internacionales, guerra Rusia-Ucrania, etc.

Si bien varios de los documentos se encuentran en formato PDF y PowerPoint (pronósticos, estimaciones y proyecciones), las minutas fueron puestas a disposición en formato Word, sin que consten documentos definitivos y formales donde queden plasmados los problemas y/o situaciones presentadas, su tratamiento, resolución, conclusiones y/o recomendaciones útiles tanto para el diseño e implementación de procedimientos y/o políticas del sector como para la toma de decisiones en general.

De la documentación puesta a disposición también se relevó una nota del ENARGAS<sup>134</sup> dirigida a la SE, que refleja la necesidad de contar con un procedimiento regular y normado para el abastecimiento y donde se reitera la propuesta de

---

<sup>133</sup> NO-2023-121797717-APN-SE#MEC (12/10/2023).

<sup>134</sup> NO-2021-30410217-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (08/04/2021).



Auditoría General de la Nación

conformación de un “Comité de Operación – Oferta y Demanda de Gas Natural”, conformado por los actores relevantes del sistema energético nacional (ENRE, ENARSA, CAMMESA, SE, entre otros).

Según surge del documento, la solicitud se basó en una situación particular donde se verificó insuficiencia de oferta en el sistema que “...de continuar sin las debidas acciones preventivas y correctivas por la Autoridad Competente, podría poner en riesgo la confiabilidad del sistema de transporte, regulado por el ENARGAS, a su vez ocasionando graves perjuicios en el servicio regular y continuo a los consumidores, usuarios y usuarias”. El ENARGAS consideró fundamental una actuación coordinada mediante el comité propuesto, y que el mismo “posea vocación de permanencia”.

En respuesta, la SE<sup>135</sup> informó al ENARGAS la decisión de “conformar una mesa de trabajo sobre la oferta y la demanda de Gas Natural, cuyo objeto es generar un ámbito técnico de aporte y elaboración de información, análisis, proyección, simulación de escenarios, y de conclusiones, que sean insumos útiles para la toma de decisiones”.

Si bien no surge de manera manifiesta, puede concluirse que las minutas relevadas corresponden a reuniones en el marco de dicho intercambio, en razón del período (06/21 a 07/23) y la notificación de la SE (04/21)

La AGN tuvo acceso a distintos documentos sobre abastecimiento interno de GN, de cuyo análisis resulta indubitable la necesidad de contar con un grupo formal, activo y estable de trabajo con participación de los actores relevantes del sector, a saber:

- Acta reunión informe de situación combustibles 2016, archivo embebido en Nota SRH N°6 (07/01/2016).
- Comité Ejecutivo de Emergencia ENARGAS (CEE), constan actas de reunión período 2016-2017.
- Comité de combustibles, mencionado en NO-2019-00000031-IEASA-P#IEASA (25/07/2019).
- Grupo de Planificación de Gas de Invierno, mencionado en NO-2020-10914099-APN-SSH#MDP (17/02/20).

---

<sup>135</sup> NO-2021-31205013-APN-SE#MEC (10/04/2021).



## Auditoría General de la Nación

- Solicitud, por parte del ENARGAS, conformación “Comité de Operación - Oferta y Demanda de Gas Natural” (08/04/2021).
- Mesa de trabajo oferta y la demanda de Gas Natural, NO-2021.31205013-APN-SE#MEC (10/04/2021).
- Mesa Gas de invierno, minutas período junio-2021 a julio 2023.

En otro orden, se solicitó al ENARGAS<sup>136</sup>, que *“informe si en el período 2016/2022 se presentaron situaciones que pusieran en riesgo el abastecimiento de la demanda prioritaria”*. El Departamento de Despacho de Gas (DDG)<sup>137</sup> informó que para el período 2016-2017 se convocaron un total de 40 reuniones del CEE, y para el periodo 2018-2022 no se registraron convocatorias.

De las actas puestas a disposición, la AGN identificó 25 para el 2016 y 16 para el 2017. Dentro de las problemáticas principales que habilitaron la intervención del Ente por crisis en el abastecimiento de la demanda prioritaria (DP), se encuentran: notificación de las distribuidoras de faltantes de gas para el abastecimiento de su DP; condiciones climáticas adversas; información de transportistas sobre desbalances; demora en el arribo de buques de GNL y/o problemas en los sistemas de descarga de los mismos; diferencias/desbalances entre los volúmenes confirmados y los que poseen registrados las partes intervinientes; riesgo de abastecimiento eléctrico; inyecciones reducidas desde Bolivia; bajas presiones en las redes; déficits de inyección respecto de la demanda, entre otros.

Los problemas señalados habilitaron la convocatoria al CEE por parte de distribuidoras, CAMMESA o el ENARGAS, debiendo destacarse que en algunas oportunidades el CEE declaró el “estado de fuerza mayor” y/o “condición de emergencia”, donde se consideró que estaba en riesgo la DP por lo cual, además de las distintas medidas adoptadas, solicitó mantener un estado de comunicación permanente.

Asimismo, la AGN identificó situaciones que revelan falta de coordinación intrasectorial y de planificación eficiente para el corto, mediano y largo plazo, que

---

<sup>136</sup> Nota N 362/24 – A – 05 (03/05/2024).

<sup>137</sup> Informe Intergenerencial DDG N 10/2024, archivo embebido en respuesta del ENARGAS NO-2024-52217557-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (20/05/2024).



## Auditoría General de la Nación

contemple la totalidad de factores endógenos y exógenos, posibles riesgos y herramientas de mitigación.

Una planificación deficiente puede derivar, entre otras cuestiones, en reprogramación y/o cancelación de buques que generen penalidades; necesidad de recurrir a ofertas más onerosas e ineficientes; toma de decisiones que resulten en incumplimientos contractuales y/o penalidades; cortes en el suministro; aumento del costo de abastecimiento y/o mayores aportes del EN.

La decisión de retirar el buque regasificador de la terminal de Bahía Blanca a fines de 2018, es un ejemplo que merece ser citado. De la memoria del estado contable 2018 de ENARSA, se desprende *“En diciembre de 2018 finalizó el contrato con el buque regasificador, el cual no fue renovado atento que no se recibieron instrucciones de la SGE en tal sentido. La Sociedad entiende que la SGE adoptó ese temperamento por cuanto, en el nuevo escenario creado por la incorporación de nuevas reservas y el aumento de la producción de Gas Natural en la Cuenca Neuquina, este buque regasificador devenía innecesario”*.

Sin embargo, principios del 2021, la SE<sup>138</sup> instruyó a ENARSA a contratar nuevamente, los servicios de un barco de almacenamiento y regasificación de GNL, para que opere en la terminal de Bahía Blanca, y a requerir y contratar a YPF los servicios de asesoramiento técnico y gestión comercial. Todo esto en el marco de las conclusiones arribadas en un informe<sup>139</sup> elaborado por la Dirección Nacional de Exploración y Producción, el cual indica un posible faltante de gas para el abastecimiento interno durante el periodo invernal 2021. Luego, en octubre, la SE realizó una nueva instrucción, con los mismos fines, para atender las necesidades de GN que requerirá el sistema para el periodo invernal 2022 (buque en Bahía Blanca 01/06 al 31/08/22).

También se verificaron cancelaciones y reprogramaciones de buques de GNL. Así, en el 2019, ex IEASA puso en conocimiento de la ex SSHyC<sup>140</sup> lo actuado respecto a las necesidades operativas que derivaron en reprogramaciones y cancelaciones de buques. Indicó que las situaciones climáticas con temperaturas mayores a las previstas,

<sup>138</sup> NO-2021-10208991-APN-SE%MEC (04/02/21).

<sup>139</sup> IF-2021-09357270-APN-DNEYP#MEC (02/02/21).

<sup>140</sup> NO-2019-00000031-IEASA-P#IEASA (25/07/19).



## Auditoría General de la Nación

impactaron en la demanda de GN y energía eléctrica, generando demoras en las programaciones de descargas de buques *“por la imposibilidad de inyectar ese volumen de gas natural en el sistema”*. Al mismo tiempo informó que se tuvieron en cuenta varias opciones (cancelar, reprogramar, demorar buques), todas ellas con altos costos tanto para ENARSA como para el sistema energético. Luego de solicitar y evaluar los costos asociados a cada una de las opciones, se concluyó que la más conveniente era reprogramar dos buques para el 2020.

Dicha decisión, no fue suficiente para lograr el equilibrio entre la demanda, que continuaba a la baja, y el GN disponible, es por ello que en reuniones del “Comité de Combustibles”, entre las opciones mencionadas anteriormente, surgió la posibilidad de forzar el despacho de GNL a CAMMESA, pero luego de evaluar los costos, se tomó la decisión de cancelar un cargamento ya contratado. En dicho comité, se había solicitado reprogramar un tercer buque, *“Sin embargo, cuando se estaba negociando el mismo ya encima de la fecha, en la semana del 20 de mayo se presentaron condiciones frías de temperatura no esperadas previamente, que hicieron subir las demandas de gas y electricidad por lo que se tendió a normalizar el ingreso de los barcos conforme lo que se había programado al momento de requerir, por instrucción, la compra de los barcos de GNL”*.

Por último, hace referencia a la importancia del abastecimiento de GN, en base a un criterio de mínimo costo para la demanda, y resalta que las compras de GNL *“deben realizarse con una antelación suficiente que posibilite la asignación del producto y la contratación de los respectivos fletes”*.

Las políticas del sector energético deben ser coordinadas, entre sectores y segmentos, deben contemplar metas y objetivos claros y específicos, a corto, mediano y largo plazo, e incluir instancias de control y seguimiento, que sirvan para evaluar los resultados e impactos de las mismas.

Dada la gravedad que implica una situación de faltante de gas, a un segmento o al conjunto del sistema, resulta indispensable que la SE genere y utilice herramientas idóneas para el cumplimiento de sus funciones.





**4.2. El diseño de las políticas de incentivo a la producción de Gas Natural presentó déficits respecto a variables fundamentales para evaluar su desempeño, específicamente en la delimitación de metas y objetivos, en la fundamentación del precio (estímulo y máximo), en la distribución de volúmenes y en las herramientas de control**

Constituye una buena práctica para el diseño de políticas con propósito similar, la incorporación de mejoras evidenciadas en programas previos, con foco en falencias detectadas a partir de vicisitudes surgidas en la ejecución.

Las políticas implementadas fueron concebidas para aumentar los volúmenes de producción, sin embargo, cada plan apuntó a desarrollar la oferta condicionado por el momento de evolución tanto del sector gasífero como del mercado; siempre con la intención de satisfacer la demanda interna con el producido de los yacimientos nacionales, disminuir las importaciones y propender al crecimiento sostenido de las reservas.

La implementación de los Planes Gas I y II agotó la instancia de intensificar la actividad de todos los proyectos ya existentes, estimulando la extracción excedente. Plan Gas III, entonces, tuvo como beneficiarios únicamente nuevos proyectos.

Tal como se mencionó en Aclaraciones Previas, en 2016 los yacimientos convencionales ya habían comenzado su declino natural, mientras que los no convencionales, de manera gradual, fueron aumentando sus inversiones y desarrollo en tecnología.

Dada esta situación, el Programa Resolución 46/17 estimuló específicamente la producción no convencional en las cuencas neuquina y austral, incentivando el paso de proyectos en etapa piloto a la etapa de desarrollo.

Si bien actualmente los principales productores operan con las dos formas de extracción, convencional y no convencional, al momento de implementación de la Resolución 46/17, YPF, que producía el 33% del recurso a nivel nacional, ya había realizado inversiones en exploración no convencional. Abarcando cerca del 74% de los pozos en la cuenca neuquina, la mayoría de sus proyectos ya se encontraban en etapa de desarrollo, por lo que quedaron excluidos de este programa. Quienes, por el contrario,



## Auditoría General de la Nación

lograron aprovechar el incentivo, también se vieron beneficiadas por el *know how* adquirido, principalmente por YPF.

Los planes hasta aquí descritos carecieron de un objetivo específico en cuanto al aporte incremental en su diseño. Ante la curva descendente de producción, el foco estuvo puesto en incrementar los volúmenes de extracción e inyección. Tomando como base lo presentado por cada empresa aspirante, la Autoridad de Aplicación decide la inscripción. Se trata de una política de fomento por simple adhesión, previo cumplimiento de requisitos.

La modalidad señalada no evaluó el riesgo implícito en la ausencia de delimitación de objetivos en el diseño e impidió proyectar resultados en relación al aporte específico de cada Plan a los objetivos de la política de hidrocarburos y el autoabastecimiento.

Al mismo tiempo, obstaculizó la tarea de evaluar el uso eficiente y económico del presupuesto. En efecto, el Informe “Verificación del cumplimiento de los objetivos y los controles ejercidos sobre los programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural” (Planes gas I, II, III y Res E 46/17) - Res AGN 106/2022 -, señaló que “(...) *Tampoco se establecieron metas o indicadores que permitan medir la eficacia y efectividad de los programas a partir de líneas de base o expectativas de producción*”.

La delimitación de metas y objetivos, contribuye a la imparcialidad y neutralidad en la evaluación del grado de avance del cumplimiento, a partir de una medición razonablemente consistente, cuantitativa y/o cualitativa. La carencia de objetivos medibles constituye un riesgo alto, pudiendo resultar en dispendio de recursos.

El Plan Gas.Ar, a diferencia de sus antecesores, retomó la inclusión de todas las cuencas y contempló en su diseño objetivos a corto y mediano plazo; determinó una metodología en la que los productores compiten por mejores condiciones contractuales para la adjudicación de volúmenes, predeterminados en el diseño de la política, por cuenca.

También estableció como destinatarios específicos para los volúmenes en cuestión a la demanda prioritaria y a la de generación eléctrica de fuente térmica, y buscó asegurar la generación de saldos exportables. Es decir, no se trató de un Plan orientado



## Auditoría General de la Nación

al incremento directo en la producción, sino a fijar volúmenes para asegurar a los productores la colocación, y a los distribuidores y CAMMESA la disponibilidad.

Sin perjuicio de lo descripto en cuanto a objetivos específicos en cada Plan, existen otras variables que influyen en el seguimiento y análisis de las distintas políticas.

Los precios estímulo de los Planes Gas I, II, III y Res 46; y los precios máximos de las rondas de Plan Gas.Ar carecen de fundamentos comprobables.

Esta situación constituye un riesgo para asegurar una distribución justa y razonable de los recursos estatales, propios de una economía productora de hidrocarburos en desarrollo, entre todos los actores del sistema gasífero.

Esta auditoría, en su Informe “verificación del cumplimiento de los objetivos y los controles ejercidos sobre los programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural”, señaló que *“(...) en los considerandos de las Resoluciones ex Comisión 1/13 y 60/13 se fijó un precio de 7,50 U\$D/MMBTU tomando como referencia el costo de las importaciones de gas, con la finalidad de fomentar la inyección de gas al sistema a un menor costo al de importación, aunque sin fundamentos que justifiquen técnicamente dicho valor. Tal criterio se mantuvo en la Resolución ex MIMEN 74/16 (PG III). En lo que respecta a la Resolución ex MINEM 46/17, en la medida en que los precios de importación se encontraban en menor nivel a 7.50 U\$S/MMBTU, el auditado cambió la fundamentación afirmando que dicho monto resulta el adecuado para el desarrollo de Vaca Muerta a mediano y largo plazo, independientemente de que el precio de las fuentes importadas atravesase el umbral del precio mínimo del programa, que fue fijado de manera decreciente a un valor de 7.5 U\$S/MMBTU en el año 2018, hasta llegar a 6 U\$S/MMBTU en 2021.”*

La modalidad implementada en los planes de incentivo previos a Plan Gas.Ar consistió, entonces, en el pago por parte del Estado de una compensación resultante de la diferencia entre el precio de venta de la producción excedente y el precio estímulo (7,5 U\$D/MMBTU para los PG I, II y III y 7.50 U\$D/MMBTU con sendero de reducción hasta 6.00 U\$D/MMBTU para la Resolución 46/17).

El precio estímulo se estableció para el primer programa y luego se sostuvo, incluso hasta principios del plan de la Resolución 46/17.



## Auditoría General de la Nación

Si bien el Plan Gas Ar estableció la libre formación de precios a partir de subastas entre los productores participantes, estableció un precio máximo en la ronda 1 de 3,21 USD/MMBTU, luego de aplicar el VPN (valor presente neto).

La AGN consultó<sup>141</sup> a la SE respecto de los fundamentos que sustentaron los precios estímulo y el precio máximo, sin recibir respuesta alguna a dicho requerimiento.

El Decreto que dio origen a Plan Gas.Ar señaló que el esquema debía establecer los fundamentos, requisitos y condiciones tanto a los efectos de la adjudicación de volúmenes uniformes de gas natural provenientes de todas las cuencas productivas, como a la celebración de contratos directos entre las empresas productoras y distribuidoras, ENARSA y CAMMESA.

El Informe de la Subsecretaría de hidrocarburos<sup>142</sup> que consta en el expediente por el que tramitó la Ronda 1 de Plan Gas.Ar, no fundamentó los valores establecidos en cuanto a volúmenes y precio máximo. No obstante, la DNEyR lo consideró<sup>143</sup> idóneo y/o suficiente para respaldar la resolución de convocatoria para esta Ronda. Por su parte, la propia Resolución tampoco menciona fundamento alguno para los puntos mencionados, ni para la distribución de los volúmenes a adjudicar.

Debido a que no se identificó en la información relevada un análisis técnico del costo de producción del GN en las principales cuencas a desarrollar, se preguntó a la SE, en reiteradas oportunidades, si cuenta con mecanismos, herramientas y capacidades para conocer el costo de producción de los distintos tipos de gas, y de los distintos proyectos no convencionales.

En el expediente a través del cual tramitó el Decreto 892/20, constan informes técnicos de diferentes áreas sustantivas. La DNEyP aportó información útil para la toma de decisiones con respecto a la conveniencia de implementar medidas conducentes a incentivar la inversión para mantener niveles de producción de la industria hidrocarburífera y asegurar las fuentes de trabajo del sector. Por su parte, el informe técnico y legal de la DNEyR indicó que "(...) el Estado lleva adelante su capacidad de planificación en cuanto al sistema de gas, estima los niveles de oferta y de demanda, y

---

<sup>141</sup> Por Nota AG7 N°5/24, y luego reiterado por Nota A05 N°364/24

<sup>142</sup> IF-2020-80303122-APN-SSH%MEC

<sup>143</sup> IF-2020-80571911-APN-DNEYR#MEC



## Auditoría General de la Nación

realiza una agregación de esta última en vistas a consolidar un bloque uniforme a largo: 70 millones m<sup>3</sup>/d en los 365 días del año por 4 años y un volumen adicional en cada uno de esos inviernos.” Si bien se indica un objetivo en cuanto volúmenes, ningún informe fundamenta el origen de la cantidad estipulada.

Por último, se detectó la falta de una herramienta adecuada/idónea para el seguimiento y control de las políticas implementadas. El Informe “Verificación del cumplimiento de los objetivos y los controles ejercidos sobre los programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural” alertó sobre la falta de implementación de un adecuado sistema de seguimiento, monitoreo y evaluación de los Programas.

En esta oportunidad, se preguntó a la SE<sup>144</sup> si cuenta con una herramienta informática específica para la gestión de los programas de estímulo y si se desarrollaron indicadores para medir la eficacia y efectividad de cada programa. En respuesta, la SE remitió un Informe de la Subsecretaría de Combustibles Líquidos que a su vez adjuntó un informe<sup>145</sup> de la DNEyR, que informa que lo solicitado, entre otros puntos, excede el ámbito de competencia de esa Dirección.

### **4.3. Las políticas de estímulo a la producción implementadas no lograron revertir el déficit de la balanza comercial de gas**

La Balanza Comercial de Gas es un indicador económico conformado por la relación entre las exportaciones y las importaciones de gas, en un período de tiempo determinado, es decir, una síntesis de la información de precios y volúmenes transaccionados en lo relativo a dichas actividades. El resultado de esta relación puede arrojar un saldo superavitario (esto es cuando las exportaciones superan a las importaciones) o un saldo deficitario (cuando las importaciones superan a las exportaciones).

La Ley 26.741, de Soberanía Hidrocarburífera<sup>146</sup>, establecía para el periodo auditado, como uno de los principios de la política hidrocarburífera nacional, *“la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos,*

---

<sup>144</sup> Nota AG7 N° 5/2024

<sup>145</sup> IF-2024-96273419-APN-DNEYR#MEC

<sup>146</sup> BO: 04/05/12



**Auditoría General de la Nación**

*garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras”.*

Por otro lado, el Decreto 892/20 contempló entre los objetivos del Plan Gas.Ar, *“sustituir importaciones de GNL y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno”.*

Los precios internacionales de referencia (indicadores del mercado de gas natural y GNL), subieron a máximos históricos durante 2021<sup>147</sup>. Factores externos tales como la pandemia y el conflicto bélico Rusia-Ucrania, impactaron directamente en el segmento de la producción y, específicamente, en el precio del gas.

Hacia el final del período auditado se observó: i) el aumento de la participación de GNL respecto del total de gas importado y ii) la alta volatilidad de su precio entre 2020 y 2022, pasando de mínimos a máximos en un breve lapso de tiempo.

Resulta evidente señalar que esta situación impactó directamente en la balanza comercial y en el costo interno de abastecimiento.

A partir del análisis del saldo de volúmenes de GN en nuestro país para la década 2012-2022, se observó que los volúmenes importados superaron ampliamente los exportados. No obstante, se registraron algunas oscilaciones y una cierta tendencia decreciente del déficit hacia finales del período bajo análisis.

Durante el año 2022, si bien no fue el año de mayor producción<sup>148</sup>, se observó el menor saldo deficitario como se aprecia en el siguiente gráfico. Complementariamente, se registraron los mayores niveles de exportaciones, y, al mismo tiempo, la demanda se ubicó dentro de las de menor consumo de la última década.

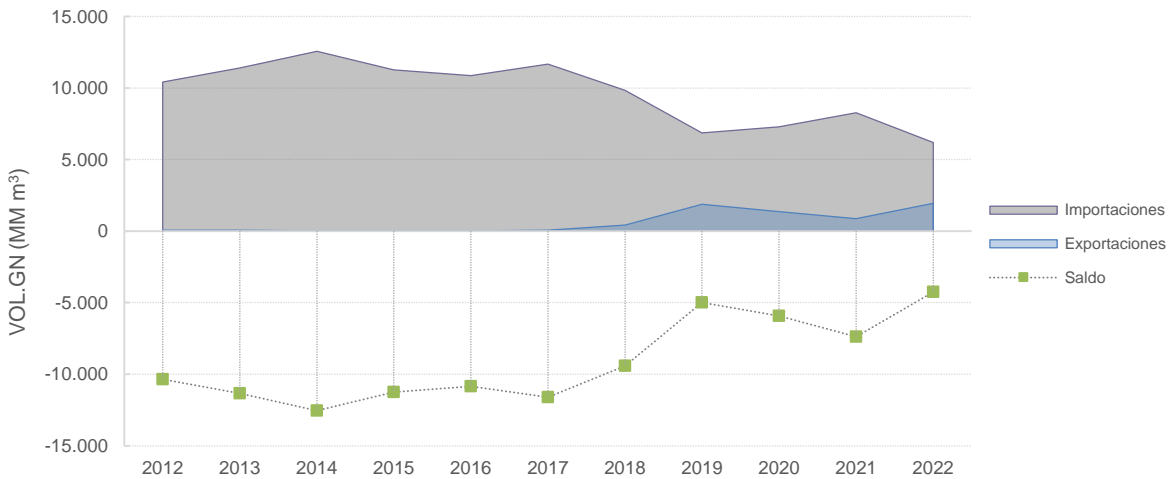
---

<sup>147</sup> JKM: 40 USD/MMBTU a comienzos de octubre, Henry Hub: 26,4 USD/MMBTU el 25 de febrero por las condiciones extremas de frío en EEUU.

<sup>148</sup> El año 2019 fue el de mayor producción de gas natural en el período bajo análisis.



Gráfico 3: Evolución de la Balanza Comercial de Gas Natural (millones de m<sup>3</sup>)



Fuente: elaboración propia en base a datos recopilados de la pág. WEB de la SE: “Mercado externo Importación: Gas Natural y GNL” y “Mercado externo exportación: Gas Natural”

En el siguiente hallazgo se detallará la relación entre la producción doméstica, la demanda de energía y el volumen de importaciones requerido durante el período auditado.

#### **4.4.El abastecimiento interno mantuvo una dependencia de las importaciones, aunque mostró una tendencia a la baja, reduciendo su participación al 11% respecto a la producción doméstica**

El peso y la importancia del GN en la matriz energética argentina y dentro de la generación eléctrica, lo sitúan como un elemento clave y fundamental en la estructura productiva nacional.

En 2012, a partir de la declaración del logro del autoabastecimiento de hidrocarburos como objetivo prioritario<sup>149</sup>, el cual se sostuvo durante todo el periodo auditado, se buscó reducir el déficit en la balanza comercial, para lo cual se tuvo como propósito aumentar los volúmenes de producción nacional y mejorar la relación entre producción e importaciones junto, con la obtención de saldos exportables.

El Decreto 892/20 declaró de interés público y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural. En este sentido,

<sup>149</sup> Objetivo establecido en la Ley 26.741 y derogado por la Ley Bases



## Auditoría General de la Nación

aprobó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino”, que a su vez estableció “la sustitución de las importaciones” como uno de los objetivos principales, enfatizando así la relevancia tanto de la promoción de la producción como del reemplazo de las importaciones.

A partir del año 2015, la producción no convencional comenzó una escalada en su desarrollo como consecuencia de las inversiones y de las políticas de incentivo dirigidas a este tipo de extracción (Plan Gas III y Resolución 46/17).

Desde el inicio de la implementación de los programas de estímulo a la producción, se verificó la transformación de la producción hacia los recursos no convencionales, llegando a superar el 50% de la producción total de gas, a fines del período. A su vez, casi la totalidad de shale y tight gas provienen de una cuenca y mayormente de una formación geológica.

Consecuentemente, este proceso concentró geográficamente la producción de gas natural en la cuenca Neuquina y en la formación de Vaca Muerta. En 2013, al inicio de los programas de estímulo, esta cuenca aportó el 54% del gas doméstico, siendo el no convencional el 10% de esa cuota. En 2017, el aporte aumentó al 59% y la participación no convencional al 41%. En el año 2022, esas participaciones se ubicaron en 68% y 77%.

Ante una evidente falta de estructura para evacuar estos volúmenes crecientes, la capacidad en el sistema de transporte llegó a niveles de saturación, dejando en evidencia la necesidad de expandir la infraestructura, cuestión que se describirá en hallazgos siguientes,

Las actividades de importación y exportación de gas se encuentran fuertemente vinculadas a la evolución de la relación entre la producción local y la demanda interna; es decir, en la medida en la que la producción local tienda a cubrir la demanda interna, menor será la necesidad de recurrir a las importaciones y mayor será la posibilidad de obtener saldos exportables.

La demanda de energía, y de gas natural en particular, se caracteriza por tener una marcada estacionalidad. Esta característica es explicada por la variación en el consumo de ciertos segmentos de la demanda, como el caso del consumo residencial,

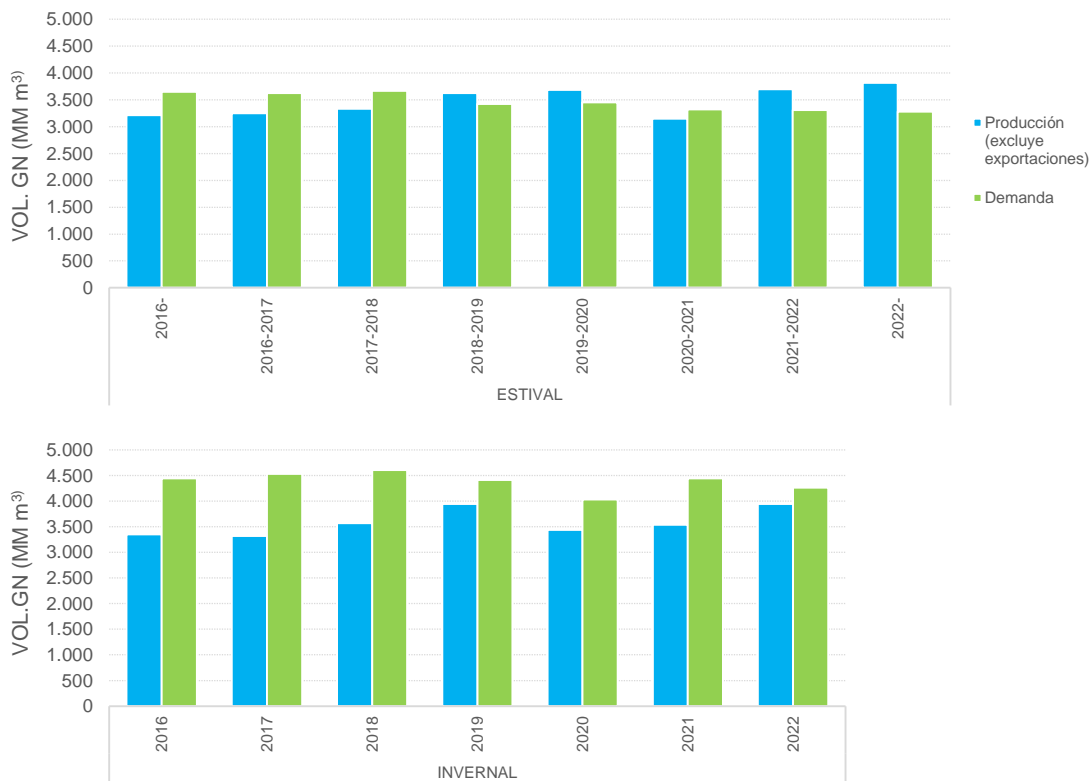




## Auditoría General de la Nación

que incrementa sustancialmente los volúmenes demandados a medida que la temperatura media diaria se acerca a los mínimos anuales. Es por ello que, en los períodos invernales, la necesidad de recurrir a las importaciones de gas se intensifica para poder cubrir el total de los volúmenes requeridos.

**Conjunto de gráficos 4: Estacionalidad de la demanda y la producción de gas natural (2016-2022)<sup>150</sup>**



Fuente: elaboración propia en base a información de la SE

Los gráficos precedentes se realizaron para contrastar los volúmenes promedio mensual de producción local (excluyendo lo exportado), con los volúmenes requeridos por la demanda. Se observa que en el período invernal que abarca los meses de mayo a septiembre inclusive de cada año (gráfico inferior), los volúmenes locales de GN no alcanzaron a los requeridos por la demanda.

Al comienzo de 2016, como consecuencia de la implementación de los PG I y II, la relación entre producción e importaciones avanzaba hacia el logro del

<sup>150</sup> En base a información suministrada por la SE mediante NO-2023-121797717-APN-SE#MEC. Se aclara que los períodos estivales abarcan siete meses del año, y los restantes (de mayo a septiembre) corresponden al período invernal.

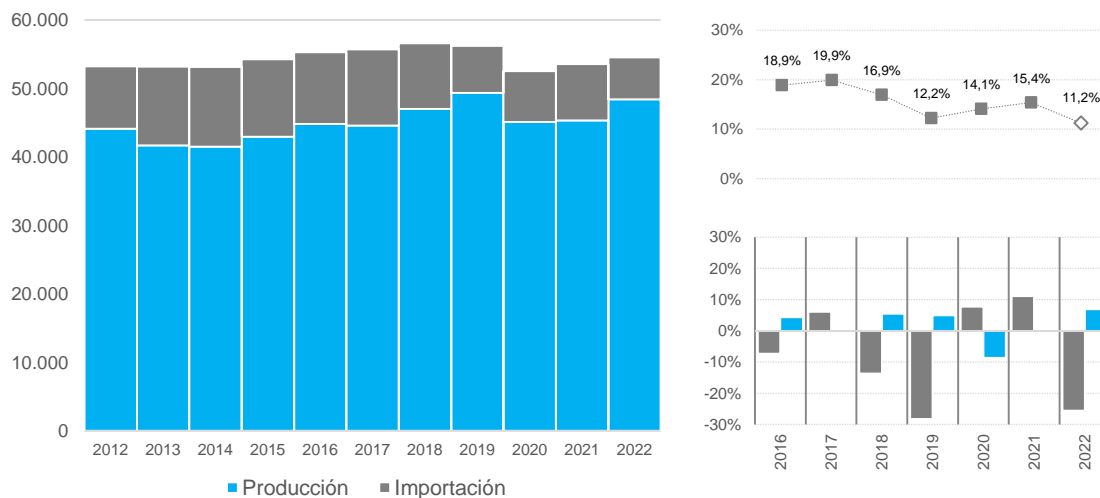


### Auditoría General de la Nación

autoabastecimiento, es decir, se evidenciaba la disminución del peso de las importaciones, alcanzando valores representativos cercanos al 12% del gas total utilizado para abastecer a la demanda, y, al mismo tiempo, el aumento de los volúmenes de producción nacional.

Luego, durante 2020-2021, se constató un nuevo aumento de la participación de las importaciones, para finalmente retomar la mejora en la relación producción/importaciones hacia el 2022. No puede dejar de mencionarse que desde marzo de 2020 hasta finales de 2021 rigió en la Argentina, el aislamiento y el distanciamiento social, preventivo y obligatorio (ASPO y DISPO, respectivamente), con causa en la pandemia COVID 19.

**Gráfico 5: Participación abastecimiento interno: producción local e importaciones.**



Fuente: elaboración propia en base a datos recopilados de los Informes Anuales de Balance y Gestión del ENARGAS.

A pesar de las diferentes acciones y planes implementados por el EN para promover e incentivar la producción no convencional, al no contemplar el riesgo de congestión y saturación en el transporte, y el límite que esto representaría a la escalabilidad de la cuenca neuquina, resultó inevitable mantener volúmenes importados ante el declino del resto de las cuencas productivas. Esta situación evidencia, nuevamente, que el segmento del transporte es crucial para la expansión de la producción, la disminución de las importaciones y el económico y eficiente abastecimiento de la demanda.



**4.5. Si bien se verificó una disminución de los volúmenes importados, el aumento de participación del GNL en las importaciones tuvo un impacto negativo en la balanza comercial.**

Como ya fue mencionado en las aclaraciones previas, el costo del abastecimiento interno es el resultado del precio promedio ponderado (PPP) del total del gas necesario para satisfacer la demanda.

El GNL es más oneroso y contaminante que el gas natural debido a los procesos por los que atraviesa en sus diferentes etapas: la licuefacción (transformación del gas del estado gaseoso al líquido), el transporte en buques metaneros, la regasificación (transformación del gas de líquido a gaseoso), etc.

A comienzos del período auditado, el GN de Bolivia aumentó su participación en el total de importaciones, llegando a representar casi el 75% del total en 2020. Esta tendencia se revirtió a partir de 2021, debido al declino natural de sus cuencas productivas y al redireccionamiento de los decrecientes saldos exportables bolivianos hacia el abastecimiento de la demanda de energía de Brasil. Consecuentemente, ante la necesidad de satisfacer la demanda y la insuficiencia de la producción doméstica durante los períodos invernales, el incremento de los volúmenes GNL cerraron la brecha deficitaria, aumentando su participación en la canasta de importaciones de gas.

Durante los primeros 3 años del periodo auditado (2016 al 2018), si bien el GNLR de Chile fue el más caro<sup>151</sup>, y el GN proveniente de Bolivia el más económico, los tres se mantuvieron dentro de cierto rango de precio. Luego durante 2019 y 2020, no se registraron importaciones provenientes de Chile, y el GNL y el gas de Bolivia mantuvieron la paridad.

Durante el año 2022 se registró un incremento de precios, particularmente del GNL, alcanzando valores máximos históricos (el GN de Bolivia también registro un aumento considerable). El precio promedio del GNL fue de 29,38 USD/MMBTU, lo que

---

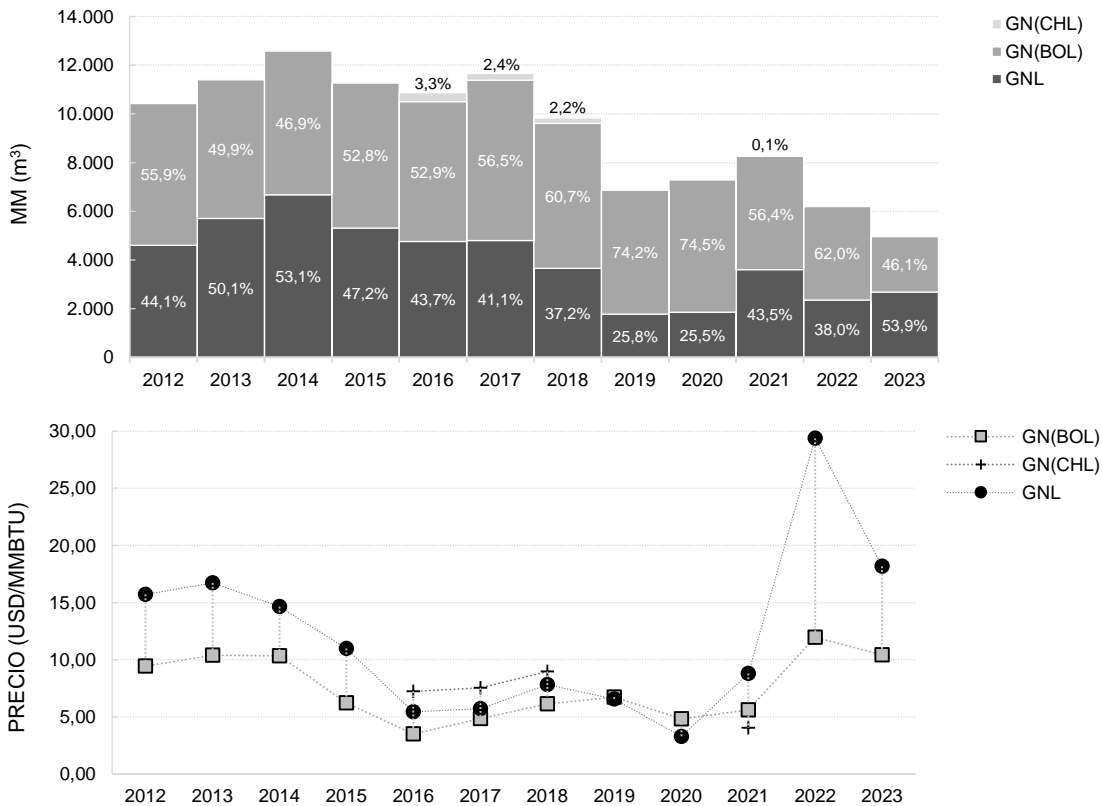
151 El GNLR importado de Chile tuvo una incidencia marginal en relación al total de importaciones.



## Auditoría General de la Nación

significó un aumento del 233,5% respecto al valor que se había registrado en el 2021 (8,81 USD/MMBTU).

### Conjunto de gráficos 6: Volúmenes y precios de importaciones según procedencia



Fuente: elaboración propia en base a datos de la SE "Mercado externo Importación: Gas natural y GNL".

Luego de la aprobación del Decreto 1.277/12, que reglamentó la Ley 26.741, el EN comenzó con la implementación de planes de incentivos a la producción de gas (cada uno con su estructura y con características particulares). A partir del año 2018, con el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" ya vigente, comenzaron a evidenciarse los efectos de dichos planes. Durante el año 2019 se alcanzó el mayor nivel de producción del período bajo análisis.

Se puede concluir que si bien los mencionados planes tuvieron su impacto positivo en la producción y consecuentemente, en los volúmenes importados y exportados, éstos no fueron suficientes para revertir el resultado deficitario de la Balanza



## Auditoría General de la Nación

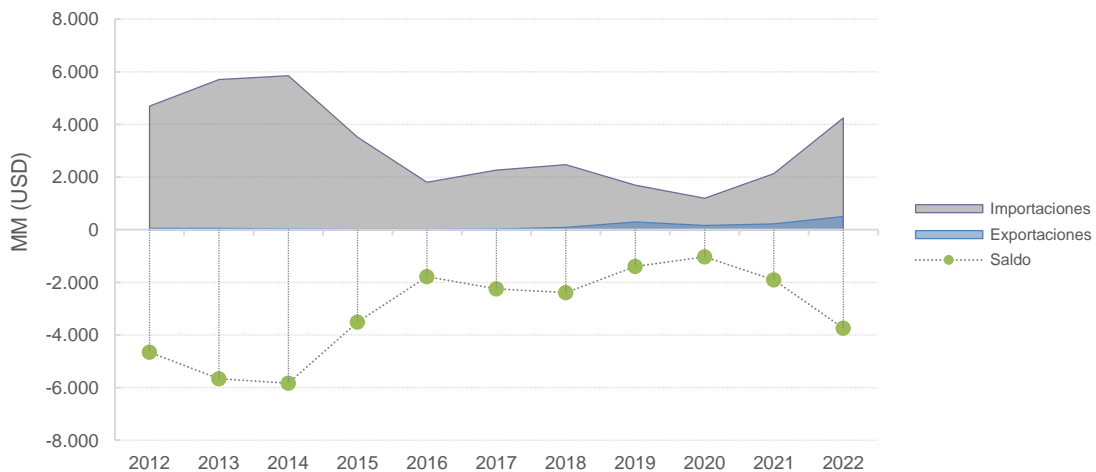
Comercial de Gas durante el período auditado, evidenciando una mejora entre 2019 y 2020, y un retroceso hacia el final del período.

Esta situación, contraria a la evolución de los volúmenes, presentó el punto más crítico del periodo bajo análisis en 2022. Esto se explica a partir del comportamiento de los precios internacionales y de la cantidad y origen de cada tipo de combustible en el total de las importaciones. Tal como fue mencionado, ocurrieron factores exógenos que afectaron a todo el sector gasífero: producción, demanda y precios.

Por un lado, en el 2020, el aislamiento por el COVID19 alteró considerablemente el comportamiento de la demanda y el segmento de la producción, y, por otro, la guerra Rusia-Ucrania impactó en los precios internacionales de los hidrocarburos. Concurrentemente, se inició un proceso de reducción de volúmenes disponibles de Bolivia, y consecuentemente un aumento de participación del GNL en la canasta de importaciones.

La combinación de estos factores, ante la deficiencia de la producción para abastecer la demanda doméstica en una economía altamente dependiente del gas natural como energético, generaron un deterioro en el valor del déficit de la balanza, como se aprecia en el siguiente gráfico. Si bien el volumen de las importaciones fue menor, el abrupto incremento del precio del GNL (mencionado en el hallazgo previo) tuvo un efecto mayor, incrementando el déficit comercial medido en dólares.

**Gráfico 7: Evolución de la Balanza Comercial de Gas Natural (millones de USD)**



Fuente: elaboración propia en base a datos de la SE: "Mercado externo Importación/Exportación: Gas Natural y GNL"



#### **4.6. El Poder Ejecutivo concentró sus políticas en los incentivos a la producción y desatendió la necesidad de expandir el sistema de gasoductos.**

La Ley 24.076 establece, entre otros, los siguientes objetivos: i) promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural; ii) alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo y iii) incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.

La Ley 26.741, por su parte, estableció como objetivo la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo y la protección de los intereses de los consumidores relacionados con la calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos<sup>152</sup>.

Como se mencionó en Aclaraciones Previas, el sector gasífero está conformado por tres segmentos: producción, transporte y distribución, con características específicas pero articuladas entre sí, interrelacionados e interdependientes. Toda actividad y política que el Estado aplique en uno de los segmentos impacta directamente en los otros. Por lo tanto, para un desarrollo eficiente de cualquiera de ellos, el Estado debe incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural, contemplando en todo momento el estado de los restantes segmentos.

Los planes de incentivo a la producción de gas natural se enfocaron en fomentar la producción, sin priorizar de manera simultánea el desarrollo de la infraestructura de transporte.

Con el auge de la producción en Vaca Muerta en la cuenca neuquina, comenzó a verificarse una inminente saturación de los gasoductos que evacúan el fluido desde ese origen. De acuerdo a un informe del ENARGAS<sup>153</sup>, en *“noviembre de 2018, la capacidad de transporte hacia los grandes centros de consumo (GBA, Litoral y Bahía Blanca) se encontró saturada”*.

---

<sup>152</sup> Esta cuestión no ha sido modificada por la Ley Bases

<sup>153</sup> Informe intergerencial IF-2019-07363153-APN-GAYA#ENARGAS (06/02/2019).



## Auditoría General de la Nación

En el mismo informe, en ENARGAS menciona que gasoducto Centro Oeste perteneciente al sistema TGN, operó al máximo de su capacidad durante todo 2018, y que la capacidad de los gasoductos Neuba I y Neuba II, que también tienen origen en la cuenca Neuquina (TGS), se fue saturando a medida que aumentaba la producción de dicha cuenca.

Respecto al gasoducto San Martín, que transporta la producción de las cuencas Austral y del Golfo San Jorge, el Ente explicó que el tramo Tierra del Fuego - Santa Cruz exhibió un factor de utilización promedio del 88% durante 2018 y podría enfrentar problemas de capacidad ante aumentos en las inyecciones desde la cuenca Austral, mientras que el tramo más cercano a General Cerri presentó una capacidad ociosa durante todo el año, debido a la declinación de la producción en la cuenca del Golfo San Jorge.

La ex SGE en su “*Balance de gestión en energía 2016-2019*”<sup>154</sup>, indicó que el fuerte incremento de la producción a finales del 2018 e inicios del 2019, impulsado por los estímulos otorgados mediante la Res. E-46/2017, comenzó a saturar, durante los meses de invierno, la capacidad de transporte desde la Cuenca Neuquina.

El equipo de auditoría identificó y analizó varios documentos, además de los mencionados, que dan cuenta de las restricciones en el sistema de transporte. En efecto, el informe de “*Abastecimiento de Gas Natural 2018*”<sup>155</sup> de la SRH y la SSEyP que presentó la situación de la oferta y la demanda prevista para el año 2018 y es la herramienta utilizada para decidir los volúmenes a importar, indicó “*Con la actual configuración del Sistema de Transporte no existe capacidad para entregar el GN en los centros de consumo*”. Explica que, si se cumplen las proyecciones realizadas, con relación al aumento de la producción nacional, sería necesaria una ampliación de la capacidad de transporte.

Ante el panorama reseñado, recién en marzo del 2019 la ex SGE convocó<sup>156</sup> a la presentación de manifestaciones de interés para la construcción de un nuevo

---

<sup>154</sup> [https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis\\_balance/2019-12-09\\_Balance\\_de\\_Gestion\\_en\\_Energia\\_2016-2019\\_final\\_y\\_anexo\\_pub\\_.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf)

<sup>155</sup> IF-2018-00731011-APN-SSEP#MEM (04/01/2018).

<sup>156</sup> Res. SGE 82/2019 (BO: 07/03/2019).



## Auditoría General de la Nación

gasoducto o la ampliación significativa de la capacidad existente para evacuar gas de la cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Bs.As. (AMBA) y el Litoral. El ENARGAS y la ex SSHyC realizaron evaluaciones técnicas de las propuestas recibidas, concluyendo que lo más conveniente era la construcción de un gasoducto nuevo.

Luego, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto 465/19<sup>157</sup>, se llamó a licitación pública nacional e internacional<sup>158</sup> a los fines de adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte que contemple como obligación el diseño y la construcción de un nuevo gasoducto, obteniendo el interés firme de cuatro oferentes en el proceso licitatorio. La fundamentación del llamado estipula que “...se hace necesario proceder de inmediato a la realización de obras de infraestructura tendientes a asegurar el suministro de gas natural a largo plazo, objetivo claramente enunciado en el Marco Regulatorio de la actividad del gas natural aprobado por la Ley N° 24.076”. La Secretaría de Gobierno de Energía dispuso luego la prórroga de la apertura de ofertas hasta el 31 de marzo de 2020.

Por Resolución SE 448/20<sup>159</sup> se derogó el proceso licitatorio y se instruyó a la SE a llevar a cabo una nueva evaluación técnica y legal, a fin de considerar las mejores alternativas de construcción de un nuevo gasoducto y/o la ampliación de las capacidades de transporte para la evacuación de gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral, y para desplazar volúmenes de Gas Natural Licuado (GNL) importado.

Se citan como fundamentos, entre otros, los siguientes: i) La pandemia Covid 19 que alteró las condiciones imperantes en todos los sectores de la industria y la economía nacional, y produjo una caída en la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en todas las cuencas productivas del país; ii) las restricciones de circulación motivo de las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dictadas en resguardo de la salud pública, generaron que ciertas obras dejaran de ser prioritarias y que se pusiera énfasis en la generación de mecanismos que permitieran asegurar el abastecimiento de gas

---

<sup>157</sup> BO 10/07/2019.

<sup>158</sup> Resolución SGE 437/2019 (BO: 30/07/2019).

<sup>159</sup> BO: 30/12/20.





natural para los próximos años y iii) la adjudicación de volúmenes adicionales a partir de la implementación del Plan Gas Ar.

Del documento “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” del 01/11/21<sup>160</sup> surge que *“a pesar del incremento registrado en la producción nacional impulsada por el Plan Gas.Ar, no se llegue a cubrir la demanda interna, y sea necesario recurrir extraordinariamente a importaciones para cubrir picos en la demanda”*. Se explica que se ha diseñado el Plan Transport.Ar que contempla la ejecución de obras necesarias para promover el desarrollo, crecimiento de la producción y abastecimiento de gas natural.

Finalmente, por Resolución SE 67/22<sup>161</sup> se declaró de interés público nacional la construcción del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno (ex GPNK), y crea el Programa Sistema de Gasoductos *“Transport.Ar Producción Nacional”* (Transport.Ar).

Entre sus considerandos se menciona que la capacidad de transporte de los 3 gasoductos que unen la cuenca Neuquina con los grandes centros de consumo, se encuentra prácticamente saturada, por lo cual las empresas productoras que operan en dicha cuenca, no podrán seguir incrementando su producción, por imposibilidad de evacuarla. Además, indica que, la ejecución del Plan Gas.Ar, dejó en evidencia los importantes incrementos en la inyección de GN, en particular provenientes de la cuenca Neuquina, y que se estima un incremento en la producción, por lo cual *“resulta prioritario y urgente la realización de proyectos de infraestructura”*, que permitan ampliar la capacidad de transporte.

Se consultó a la SE<sup>162</sup>, en reiteradas oportunidades, si los planes de incentivo fueron planificados de manera coordinada con el resto de los segmentos del sector gasífero. La SE informó<sup>163</sup> mediante informe realizado por la Dirección Nacional de Economía y Regulación, que *“las preguntas realizadas exceden el ámbito de competencia de esta Dirección”*.

---

<sup>160</sup> Res. SE 1036/2021 (BO 01/11/2021).

<sup>161</sup> BO 09/02/2022

<sup>162</sup> Mediante NOTA 5/24 (AG7) del 25/03/24, NOTA 346/24 (AG5) del 22/04/24, NOTA AGN 396/24 del 13/05/24, y NOTA AGN 683/24 del 30/08/24.

<sup>163</sup> Por, NO-2024-100717724-APN-SE#MEC (16/09/2024), archivo embebido IF-2024-96273419-APN-DNEYR#MEC (05/09/2024).



## Auditoría General de la Nación

Si bien la producción, captación y tratamiento del gas son actividades desreguladas, el transporte y la distribución están estrictamente regulados, lo que exige que cualquier incentivo a la producción se acompañe con una planificación destinada a evacuar los volúmenes adicionales producidos hacia los centros de consumo.

El desajuste entre estas dos políticas, sumado a la falta de una visión integral, ha llevado a cuellos de botella que han dificultado el camino hacia el autoabastecimiento, tal como estaba previsto en la Ley 26.741, vigente durante el periodo auditado.

Por otro lado, el modelo de Contratos de Participación Público-Privada (contratos PPP), inicialmente adoptado para financiar y acelerar la construcción de la infraestructura necesaria<sup>164</sup>, no logró el éxito esperado. Factores como la inestabilidad económica, la crisis financiera de 2018-2019, la volatilidad cambiaria y la incertidumbre regulatoria afectaron la viabilidad de estos contratos. La falta de garantías de pago por parte del Estado, sumada a un entorno macroeconómico desfavorable, llevó al fracaso del modelo PPP y retrasó aún más la ampliación del sistema de transporte.

Ante la falta de ofertas y la imposibilidad de obtener financiamiento privado, el gobierno decidió abandonar el modelo PPP en favor de un esquema de financiamiento público tradicional. Esto permitió avanzar con las obras, pero también incrementó la carga fiscal del Estado.

A lo largo de los años, las políticas implementadas en el sector, se centraron exclusivamente en la producción de GN, desatendiendo al resto de los segmentos, más específicamente al de transporte, lo cual dio como resultado una capacidad limitada para absorber el incremento de la producción. La consecuencia inmediata de lo señalado es el recurso a la importación para atender la demanda interna, sobre todo en meses invernales

La falta de una planificación coordinada, y la falta de oportunidad en la implementación de políticas necesarias, obstaculiza el cumplimiento de los objetivos del autoabastecimiento.

En definitiva, la constante dependencia de importaciones de gas para abastecer la demanda interna, es consecuencia de una deficiente planificación energética, pues

---

<sup>164</sup> Ley 27.328 (BO: 30/11/16)



contando con reservas y producción de GN, la infraestructura para la evacuación resulta insuficiente.

**4.7. La persistencia de los déficits de GN tuvo lugar en un contexto de estancamiento de la demanda (usuarios abastecidos) y una baja expansión del servicio (usuarios no abastecidos).**

El Estado debe alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo (Ley 24.076) e incentivar inversiones en infraestructura acordes al crecimiento de la demanda interna industrial, que mejoren la calidad de vida de la población permitiendo el acceso al servicio a usuarios no abastecidos (Resolución SE 67/22).

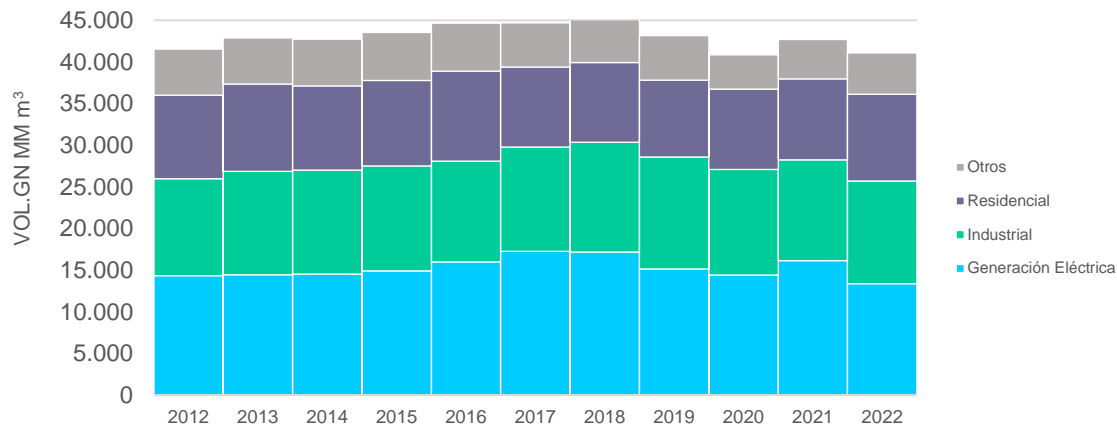
La vasta extensión del país, la ubicación de las cuencas productivas de GN, los yacimientos, y la ubicación de los mayores centros de consumo, dificultan la conexión entre los mismos. La red de transporte conecta las distintas cuencas con los principales polos de consumo, pero no contempla a la totalidad del país, dejando a gran parte sin acceso a la red de GN, teniendo que utilizar otras fuentes de energía, como el gas de garrafa, carbón, leña y/o electricidad.

Argentina ha venido sufriendo déficits constantes en el abastecimiento de GN con la consecuencia de recurrir a volúmenes importados para abastecer la demanda interna.

Debe destacarse que hasta el 2018 la evolución de la demanda reflejó un aumento sostenido. Luego en los años 2019 y 2020 se evidenció una disminución para terminar en un estancamiento hacia finales del periodo auditado. Lo expuesto surge del siguiente gráfico.



Auditoría General de la Nación  
Gráfico 8: evolución de la demanda de GN



Fuente: elaboración propia a partir de informes del ENARGAS

Existen factores endógenos y exógenos que colaboraron en la disminución y estancamiento de la demanda señalado. La pérdida del poder adquisitivo y los ajustes tarifarios desde 2016 contribuyeron a una baja en el consumo. Luego a finales del 2019, la recesión económica, el congelamiento tarifario en el marco de la Ley 27.541, y luego el aislamiento por la pandemia, impactaron en todo el sector, reduciendo el consumo de gas y contribuyendo al estancamiento de la demanda.

El último censo del INDEC, reveló que el 48,6%<sup>165</sup> de los hogares argentinos tienen acceso a gas por redes, mientras que el porcentaje restante corresponde a lo que se denomina demanda no abastecida.

Al comparar los datos con el censo del 2010, se evidencia que el incremento de la población en viviendas particulares varió en un 13,71%, mientras que el acceso al gas por red, en el mismo periodo, sólo representó un 9,24%, y el uso de gas de garrafa tuvo un crecimiento del 19,74%. Es decir, el crecimiento de los usuarios de gas por redes, creció proporcionalmente menos que el de la población, mientras que el uso de garrafa tuvo un incremento más que proporcional.

De los estudios semestrales del INDEC<sup>166</sup> surge que para el segundo semestre de 2016 el 71,4% de los 8.874.497 de hogares, compuestos por 27.308.824 personas,

<sup>165</sup> Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2022 - Resultados definitivos - noviembre 2023.

<sup>166</sup> Informe "Indicadores de condiciones de vida de los hogares en 31 aglomerados urbanos", conformado por las localidades compuestas que atraviesan los límites de provincias, departamentos, partidos o áreas de gobierno local formando áreas urbanas más grandes. Generalmente, se les antepone la palabra "Gran", como Gran Buenos Aires y Gran Rosario, entre otros.



## Auditoría General de la Nación

accede al gas por red. Para el segundo semestre del 2023, el mismo informe arrojó que sólo el 66,7%<sup>167</sup> de los hogares tiene acceso.

Con respecto a la incorporación de nuevos usuarios, se le requirió a la SE<sup>168</sup> que indique “*Qué programas o acciones estatales se implementaron para incorporar nuevas regiones/sectores/usuarios a la red de GN*”. La SE informó<sup>169</sup> que, a través de la SSH, se lleva adelante el Plan Acerc.AR Gas, el cual brinda asistencia financiera a provincias, municipios y comunas, para la ejecución de obras de infraestructura de GN, el mismo se encuentra enmarcado en el Plan “*Más Cerca: Más Municipio, Mejor País, Más Patria*”.

La SE puso a disposición, por un lado<sup>170</sup>, un listado de obras realizadas en el marco del referido plan, y por otro<sup>171</sup>, informes técnicos de las obras, de cuyo relevamiento surge que corresponden a redes de distribución y no a gasoductos troncales. No obstante, estas beneficiaron a 1.144.945 usuarios y 167 empresas.

El análisis de los datos sobre la incorporación de nuevos usuarios a las redes de GN y su relación con el crecimiento poblacional, sirven como referencia del estado de situación de todo el sector, las políticas implementadas, inversiones realizadas y del grado de expansión en infraestructura.

De acuerdo a lo expuesto, se puede concluir que, a pesar del estancamiento de la demanda, las inversiones en redes de distribución en el marco del Plan Acercar.Gas, y las políticas de incentivo implementadas en el segmento a la producción, continúa la dependencia de volúmenes importados para abastecer el mercado interno.

---

<sup>167</sup> <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-4-27>

<sup>168</sup> NOTA N° 37/23 - AG7, del 15/06/23

<sup>169</sup> NOTA NO-2023-89748641-APN-SE#MEC del 03/08/2023, embebida NO-2023-82608152-APN-SSH#MEC del 18/07/2023

<sup>170</sup> NO-2023-82608152-APN-SSH#MEC (18/07/2023).

<sup>171</sup> NO-2024-43270844-APN-SE#MEC-1 (26/04/2024), archivo embebido NO-2024-33965020-APN-DNTEI#MEC (04/04/2024).



#### **4.8. La suscripción de las “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas a las distribuidoras de gas por redes” que estableció precios en dólares y con sendero ascendente provocó, ante un evento devaluatorio, un aumento significativo en el precio del gas a trasladar a los usuarios**

Un mes antes del vencimiento de la emergencia iniciada en el año 2002 a través de la Ley 25.561 y en el marco del proceso de normalización del sector y de recomposición del sistema de precios y tarifas, el ex MINEM instó a la firma de un documento que se denominó Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas a las Distribuidoras de Gas por Redes<sup>172</sup>. Consistió en la suscripción de diversos Contratos entre Productores y Distribuidores y/o Subdistribuidoras que compran gas directamente a los productores y/o de estos con ENARSA, para determinar para cada una de las cuencas volúmenes y precios, uniformes, con sendero ascendente y en dólares, a un tipo de cambio variable aplicables por 2 años<sup>173</sup>.

Posteriormente se dictó la Resolución ex MINEM 474/17<sup>174</sup> que aprobó nuevos precios de gas en el PIST en base al sendero de reducción gradual de subsidios, moneda nacional, ya considerado en la Resolución Ex MINEM 212/16 y posteriores.

Conforme surge de la Ley 24.076, el precio de venta del Gas por parte de los distribuidores incluirá su costo de adquisición, asegurando “el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento”<sup>175</sup> y las variaciones del precio de adquisición serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista”<sup>176</sup>.

No debe soslayarse que al momento de la suscripción de las “Bases y Condiciones” se encontraba vigente la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera cuyo Art. 3 inc. g) establecía como principio protectorio los intereses de los consumidores relacionados con el precio de los hidrocarburos.

---

<sup>172</sup> 29/11/17

<sup>173</sup> A partir de Enero/2018 hasta Dic/2019

<sup>174</sup> BO de fecha 01/12/17. La AGN comparó los precios de la Resolución ex MINEM 474/17 con los de las Bases y Condiciones y constató que los fijados por la mencionada Resolución resultaban en promedio un 5,28% superiores a los de las Bases y Condiciones.

<sup>175</sup> Art.38, inc. d)

<sup>176</sup> Art. 37, inc. 5)



## Auditoría General de la Nación

Como consecuencia de una marcada variación en la paridad cambiaria, ocurrida en 2018, se acumularon diferencias diarias (DDAs) significativas por la compra de gas en el marco de los contratos suscriptos y el precio reconocido en las tarifas finales, para el período estacional comprendido desde el 1/04/18 al 30/09/18.

En un intento de atenuar el aumento en el costo del gas consecuencia de la devaluación y de la determinación de los precios en dólares en las Bases y Condiciones, se dictó la Resolución ex SGE 20/18<sup>177</sup> que habilitó, en carácter transitorio y extraordinario, un mecanismo de recupero de las diferencias diarias acumuladas en 24 cuotas a cargo de los usuarios desde el 01/01/19. Se instruyó al ENARGAS a que las distribuidoras recuperen el crédito a favor de los productores en línea separada en la factura.

Sin embargo, 10 días después se dictó la Resolución ex SGE 41/18<sup>178</sup> que derogó, por razones de oportunidad, su similar anterior.

Por Decreto 1053/18<sup>179</sup>, se dispuso que el EN asuma el pago de las diferencias diarias acumuladas mensuales generadas exclusivamente por la variación del tipo de cambio, correspondientes a los volúmenes de gas natural entregados en el período mencionado.

También se previó que a partir del 01/04/19, los proveedores de GN y las distribuidoras prevean en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo, el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. Finalmente, el Decreto 1053/18 fue derogado por la ley 27.591<sup>180</sup>.

No puede dejar de señalarse que las Bases y Condiciones implicaron un acuerdo de precios a regir a partir de enero de 2018, fecha en que ya había fenecido la emergencia iniciada en 2002 y, en consecuencia, entraba nuevamente en vigencia la Ley 24.076 que dispone que el precio del gas en su segmento inicial debe ser fijado libremente por el mercado.

---

<sup>177</sup> BO: 05/10/18

<sup>178</sup> BO 16/10/18. Art. 7º

<sup>179</sup> BO 16/11/18

<sup>180</sup> BO: 14/12/20



#### **4.9. Luego de la determinación del sendero de precios de gas en el PIST, se realizaron subastas que validaron precios de mercado inferiores**

Durante el período auditado se sucedieron políticas energéticas que impulsaron senderos y horizontes de precios del gas divergentes sin un correlato en los costos de producción.

Entre 2001 y 2015, el precio del gas osciló entre 0,6 y 2,2 USD/MMBTU. El declino de los yacimientos convencionales, concurrentemente con una creciente demanda, tanto residencial, como comercial e industrial, aumentó significativamente las importaciones de hidrocarburos.

A partir de 2013 se implementaron distintas políticas de incentivo a la producción, que además de aumentar los volúmenes de producción nacional, impactaron en los ingresos percibidos por los productores, aunque sin impacto en el precio de venta ni en la tarifa. A modo de ejemplo, en 2013, año de inicio de los planes de estímulo, el precio del gas local se encontraba en torno a 1,8 USD/MMBTU, el GN importado de Bolivia alrededor de 10 USD/MMBTU y el GNL alrededor de 17 USD/MMBTU<sup>181</sup>. Esto produjo una acelerada y creciente presión en la balanza comercial energética y sobre las divisas.

El ex MINEM consideró necesario readecuar los precios del GN en el PIST, y dictó las resoluciones 28/16 y 31/16 a partir de las cuales estableció nuevos valores del gas, cuyo valor promedio era de 4,72 USD/MMBTU. Dichas resoluciones fueron dejadas sin efecto en el marco de la causa CEPIS de la Corte Suprema de Justicia de la Nación. Luego se dictó la Resolución ex MINEM 212/16 con un sendero de reducción de subsidios a partir de octubre de 2016, a un valor promedio de 3,42 USD/MMBTU, postergando el nivel de precios de la resolución 28/16 hacia abril de 2018, para posteriormente alcanzar el valor objetivo para el precio del gas (6,8 USD/MMBTU) en octubre de 2019<sup>182</sup>.

<sup>181</sup> Datos relevados del Monitor fiscal de subsidios a la energía. OPC (Oficina de Presupuesto del Congreso).

<sup>182</sup> Resolución ex MINEM 74/2017, BO: 31/03/17





Cuadro 2: Sendero de aumentos precios del gas en el PIST

Valores vigentes al:	Categoria	R1-R 21- R 22-R 23	R 31-R 32- R 33	R 34	P1 - P2	P3	Precio Prom Ponderado	% de Subsidio
		US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	%
07-oct-2016		2,16	3,82	5,26	0,90	2,48	<b>3,42</b>	<b>50%</b>
01-abr-2017		2,62	4,20	5,49	1,26	2,93	<b>3,77</b>	<b>45%</b>
01-oct-2017		3,17	4,63	5,73	1,76	3,47	<b>4,19</b>	<b>38%</b>
01-abr-2018		3,83	5,10	5,98	2,47	4,10	<b>4,68</b>	<b>31%</b>
01-oct-2018		4,64	5,61	6,24	3,46	4,86	<b>5,26</b>	<b>23%</b>
01-abr-2019		5,61	6,18	6,52	4,85	5,75	<b>5,96</b>	<b>12%</b>
01-oct-2019		6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	<b>6,80</b>	<b>0%</b>

Fuente: ex MINEM (OCT-2017) Informe Técnico: precio del gas en el PIST.

Como se dijo en el hallazgo anterior, a fines de 2017 se firmaron las “Bases y Condiciones para la suscripción de contratos entre distribuidores y productores, y entre distribuidores y ENARSA. Se establecieron volúmenes y un sendero de precios máximos a ser abonados por las Distribuidoras, aplicados desde el 01/01/18 y hasta el 31/12/19.

Los precios presentaron un escalonamiento estacional, por usuario y por cuenca. En concordancia con el Informe Técnico del ex MINEM de octubre de 2017, tenía como objetivo llevar los precios a unificarse por tipo de usuario y sólo diferenciarse por cuenca: NOA 6,28, NQN 6,5, CHU 6,32, SCZ 6,07 y TDF 6,01 USD/MMBTU

Luego de la situación ocurrida en 2018, explicada en el hallazgo previo (devaluación y normativa posterior), se renegociaron los contratos con nuevos precios inferiores a los vigentes hasta el momento.

Por su parte, el ex MINEM instruyó a la ex IEASA<sup>183</sup> a proponer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras resolver la cuestión relativa a las diferencias de tipo cambio acumuladas por el gas entregado y proponerles precios de gas para el siguiente período estacional.

Las nuevas condiciones imperantes en el mercado de gas local, junto con la forma en la que se organizaron los intercambios entre productores y distribuidoras, pusieron de manifiesto la necesidad de evaluar nuevos mecanismos para el abastecimiento por parte de las distribuidoras, conforme lo establecido en el marco regulatorio aplicable.

<sup>183</sup> NO-2018-41875635-APN-MEN



## Auditoría General de la Nación

En el marco de la Resolución ex MINEM 46/18<sup>184</sup>, se realizó la primera subasta en el MEGSA para el periodo 09-12 de 2018. CAMMESA presentó por instrucción de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de los volúmenes requeridos para generación de electricidad, de acuerdo a precios máximos de referencia también establecidos en la misma normativa.

Los oferentes debían competir a partir de la presentación del porcentaje del precio máximo, según la cuenca, que estuvieran dispuestos a recibir. Las adjudicaciones se realizaron por cuenca, por precio ofertado de menor a mayor y, ante igualdad de precio, se priorizó el orden de presentación. El precio promedio ponderado de la subasta fue 3,76 USD/MMBTU.

Por último, en febrero de 2019, por Resolución ex SGE 32/19<sup>185</sup>, se aprobó el mecanismo de concurso de precios para la provisión de GN en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes<sup>186</sup>. Se llevaron a cabo, entonces, dos subastas: la primera para las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz y Tierra del Fuego, con un precio promedio ponderado anual de 4,62 USD/MMBTU; y la segunda para la cuenca Noroeste con precio promedio ponderado de 4,35 USD/MMBTU, por un volumen cercano a los 70 millones m<sup>3</sup>/d.

En definitiva, el sendero de precios determinado por la Autoridad de Aplicación, fue superior a los surgidos a través de procedimientos competitivos, desde la primera licitación en el MEGSA en el marco de la instrucción impartida por Resolución ex MINEM 46/18, hasta la implementación de las primeras rondas del Plan Gas.AR.

---

<sup>184</sup> BO 01/08/18

<sup>185</sup> BO 11/02/19

<sup>186</sup> Plazo 01/04/2019 al 31/03/20



**4.10. Se verificó durante el período auditado, que la política de incremento del precio del gas en el PIST, en combinación con los planes de estímulo, llevaron los precios del gas doméstico incremental por encima de los precios internacionales y de la canasta de importaciones**

El objetivo de las políticas de incentivo a la producción consistió en incrementar la producción y las reservas de gas natural mediante un precio diferencial a la inyección excedente o al gas proveniente de nuevos proyectos.

En los casos de los Plan Gas I y II, el precio estímulo se aplicó a la producción excedente por encima de una inyección base ajustada. En el Plan Gas III y en la Resolución ex MINEM 46/17, el estímulo fue direccionado al gas proveniente de nuevos proyectos.

La compensación a través de los precios estímulo, sumada al precio base o de referencia vigente<sup>187</sup>, generó un aumento en los ingresos de los productores a través del aumento de precio del gas comprometido, lo cual implicó un subsidio exclusivo a la oferta.

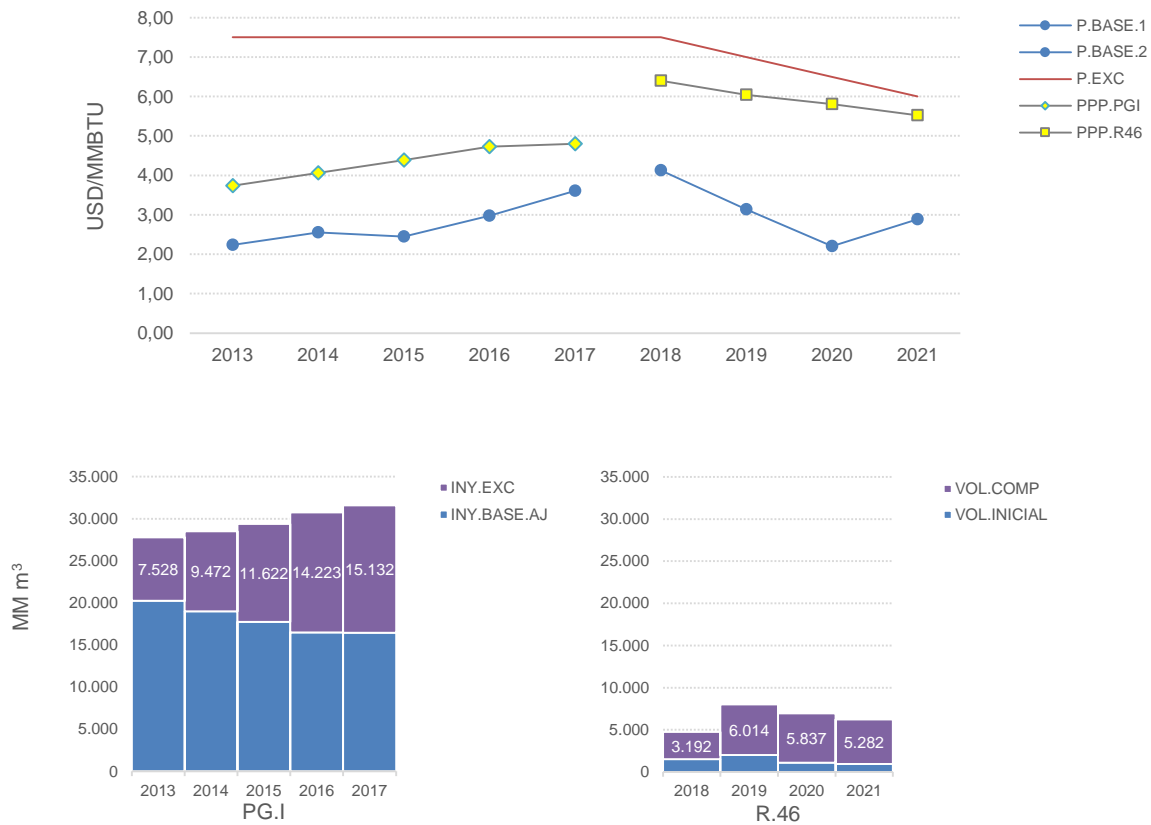
La situación descripta surge del gráfico siguiente.

---

<sup>187</sup> Es el precio percibido por los productores pagado por los compradores.



Conjunto de gráficos 9: Volumen y precios base, excedente y total ponderado de los programas PGI y R46



Fuente: elaboración propia en base a expedientes del PGI y la R.46

Del análisis de la evolución de los precios del gas doméstico, del precio estímulo y del precio promedio ponderado de las importaciones de gas durante el período, se verificó que el precio promedio de las importaciones se ubicó por debajo del precio estímulo del gas.

Entre 2016 y 2020 se redujeron los precios de las dos principales fuentes de importaciones (gas proveniente de Bolivia y GNL) respecto a los valores de los años previos. Ambas fuentes de hidrocarburos explicaron casi la totalidad de las importaciones de esos años. Este hecho también se ve reflejado en la reducción del déficit de la balanza comercial medida en dólares. La situación pudo apreciarse en los gráficos 3 y 4 del hallazgo 4.5.

Este comportamiento del precio ponderado de las importaciones se verificó con mayor intensidad en los años 2016, 2017 y en el año 2020, explicado en esta oportunidad



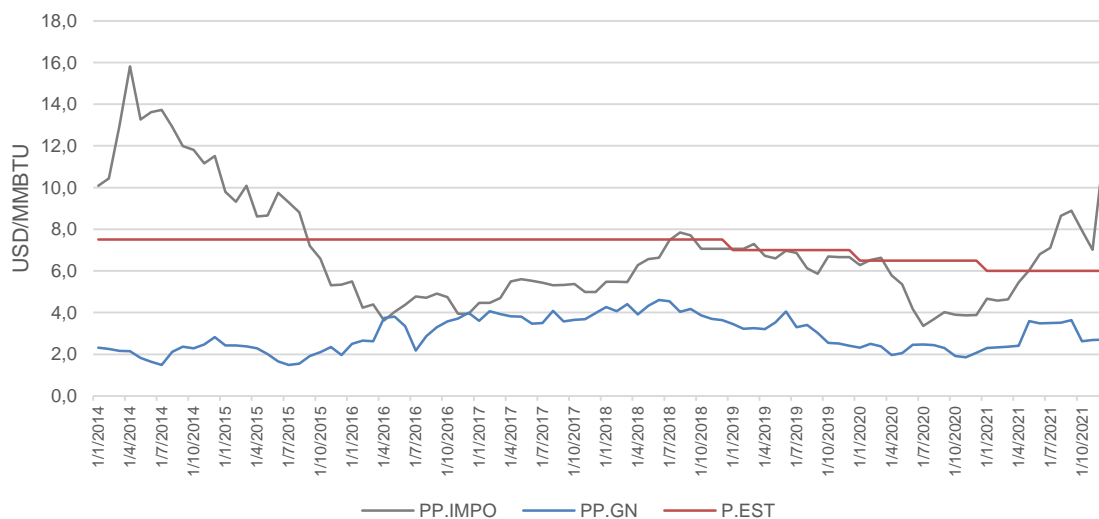
## Auditoría General de la Nación

por el efecto de la pandemia, que llevó el precio promedio del GNL a su valor mínimo, inferior a 3,3 USD/MMBTU.

En el siguiente gráfico se expone la evolución del precio promedio del gas doméstico, del precio promedio de las importaciones y el sendero de precios del PGI y la R46 que, en combinación, sostuvieron una política de incentivo entre 2013 y 2021.

Surge que, en parte del período auditado, el promedio del gas importado se ubicó por debajo del precio estímulo.

**Gráfico 10: Evolución de los precios del gas doméstico, precio estímulo e importado**



Fuente: elaboración propia en base a información de la SE.

Durante esos años, el precio del gas doméstico se incrementó mediante dos mecanismos que se complementaron: el incremento del precio del gas en el PIST, mencionado en el hallazgo previo y el efecto de los programas de estímulo aplicado a una parte de la producción local.

Durante la vigencia del programa de la Resolución 46/17, el EN implementó a partir de la Resolución ex SGE 32/19, mecanismos de subastas que convalidaron precios de mercado inferiores al precio estímulo, el precio promedio de las importaciones y los precios fijados en el sendero de reducción de subsidios por las resoluciones ex MINEM 212/16 y posteriores.

Posteriormente, ya en el año 2020, el esquema del Plan Gas.Ar replicó el mecanismo de subastas y nuevamente convalidó precios de mercado inferiores a los



previstos originalmente por la Resolución ex MINEM 46/17 y el sendero de precios mencionado.

En conclusión, coexistieron en el período bajo evaluación, múltiples políticas de precios del gas que no basaron su eje en el costo doméstico de la producción del gas natural y que concomitantemente instrumentaron políticas de incentivo, transfiriendo recursos adicionales hacia la producción<sup>188</sup>.

A su vez, el horizonte previsto en la política de precios, si bien tendió a la reducción de los subsidios, incrementó el costo del gas a ser soportado por la demanda.

En ese sentido, en 2019, el precio del gas debía alcanzar, según sendero de reducción decidido en 2017, los 6,8 USD/MMBTU. Sin embargo, las subastas realizadas en dicho año, permitieron a las centrales eléctricas y a las distribuidoras abastecerse a precios inferiores.

Por su parte el Plan Gas Ar en 2020 adjudicó en las primeras tres rondas, 70 MM de m<sup>3</sup>/d a un valor promedio cercano a 3,6 USD/MMBTU para abastecer a la demanda prioritaria y a las usinas para el período 2020-2024.

La relación entre los costos de producción del gas nacional y el costo de la canasta energética de importaciones, son variables determinantes en la distribución de la renta hidrocarburífera. Durante el período, la política energética implementó una política de precios que transfirió recursos fiscales y de los usuarios hacia la producción, sin contar con variables fundamentales que permitan evaluar dichas transferencias.

#### **4.11. No se han evidenciado avances vinculados con la implementación de los objetivos del ODS 7**

Entre los objetivos principales del ODS 7 se encuentran: “garantizar el acceso universal a servicios energéticos, promover la inversión en infraestructura energética” y “facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos

---

<sup>188</sup> Puede verse para mayor detalle el punto 3.5. (De la renta hidrocarburífera) del Examen Especial sobre el sector de producción de GN y Programas de estímulo a la producción, aprobado por Resolución 184/2024 – AGN.



## Auditoría General de la Nación

contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias”<sup>189</sup>.

Teniendo en cuenta las metas del ODS 7, la Argentina tiene desafíos significativos hacia el futuro, entre los que pueden citarse la brecha existente entre población abastecida y no abastecida de gas natural. Como se explicó en el hallazgo 4.7 el Censo 2022 refleja que el 43,9% utiliza gas de garrafa, el 48,6% de la población, accede al gas por red y el 8%, utiliza algún otro tipo de combustible para cocción y otros fines.

El acceso al gas por red resulta de suma importancia para el bienestar económico, social y físico de la población, por tratarse de un suministro continuo, de mayor calidad, más seguro, más económico y menos contaminante.

La expansión de las redes de transporte no fue proporcional al crecimiento de la población y gran parte de esta sigue dependiendo de otras fuentes de energía, menos eficientes y más onerosas, como el gas en garrafa, leña o electricidad.

Si bien el plan Acercar.Gas, benefició a más de un millón de usuarios y 167 empresas, esto no es suficiente. El programa Transport.Ar busca corregir ese desequilibrio, aliviando las saturaciones existentes en la red y permitiendo un transporte más eficiente hacia los centros de consumo.

La falta de infraestructura en transporte provoca una dependencia constante de importaciones de gas, lo que dificulta el avance hacia el autoabastecimiento y la sostenibilidad energética.

Se consultó a la SE<sup>190</sup> sobre: i) la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenibles; ii) las políticas desarrolladas para la consecución de los objetivos de la Agenda 2030 y iii) el área interna encargada de la implementación y el responsable a cargo del enlace entre la SE y la AGN.

La SE<sup>191</sup> informó que en el periodo auditado se implementaron diversas políticas destinadas a la conquista de dichos objetivos, pero no los detalló. Asimismo, comunicó

---

<sup>189</sup>chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcgclcfindmkaj/https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/lenguaje\_claro\_web.pdf

<sup>190</sup> NOTA N5/24 (AG7)

<sup>191</sup> NO-2024-43270844-APN-SE#MEC-1 - 26/04/24



## Auditoría General de la Nación

que dichas preguntas ya habían sido respondidas en el marco de una Auditoría previa<sup>192</sup> y la adjuntó.

Con relación a lo expresado, la AGN constató la respuesta de la SE en el marco de dicho informe <sup>193</sup>, donde indicó: “*Tampoco se dispone de información referida a la sección Varios ni al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).*”

Si bien se han implementado políticas que favorecen al logro del ODS 7, como los programas de incentivo a la producción y los planes de desarrollo de la infraestructura de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, entre otros, resta aún un enfoque integral de la cuestión, que procure un acceso equitativo a los servicios energéticos, más allá de las meras declaraciones.

## 5. COMUNICACIÓN A LOS ORGANISMOS AUDITADOS

El presente informe fue enviado en vista a la SE, a ENARSA y al ENARGAS a fin de que realicen los comentarios que estimen corresponder.

La SE contestó por Nota NO-2025-17605799-APN-SE#MEC e informó que toma conocimiento de los hallazgos y recomendaciones formulados, los que serán analizados y tenidos en cuenta para la optimización de los procesos y procedimientos a su cargo, en el futuro. Se agrega dicha respuesta en Anexo I.

ENARSA dio respuesta a través de Nota NO-2025-00000407-IEASA-DIR#IEASA, (Anexo II) y el ENARGAS se expidió por Nota NO-2025-09207467-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (Anexo III). Si bien ambos organismos formularon aclaraciones y consideraciones sobre el proyecto, no cuestionaron los hallazgos y recomendaciones realizados. Se agrega en Anexo IV un cuadro con el análisis de los comentarios.

## 6. RECOMENDACIONES

**6.1.** Formalizar un procedimiento que rija la planificación del abastecimiento de GN y las necesidades de importación, con el establecimiento de plazos y obligaciones

---

<sup>192</sup> Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables/Renovar, aprobado por Resolución 170/23 AGN

<sup>193</sup> Nota N° 75/22 AG7 y respuesta de la SE NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC del 31/10/22





**Auditoría General de la Nación**

para los sujetos intervinientes (SE, ENARSA, CAMMESA, ENARGAS), con el propósito de brindar certidumbre y propender a una planificación exitosa, sin sobresaltos, que garantice el abastecimiento interno para todos los sectores **(Hallazgo 4.1. y 4.5.)**

- 6.2.** Establecer para cada política pública que se implemente en materia energética, objetivos expresos, claros y precisos, con indicadores que permitan evaluar metas previamente definidas, alcanzables y sostenibles, a partir de líneas de base y expectativas de producción, a fin de valorar eficacia y efectividad. Asimismo, sustentar el origen de los parámetros determinados o que se determinen a fin de lograr sostenibilidad, previsibilidad y transparencia en los procesos. Asimismo, se recomienda implementar un adecuado sistema de seguimiento, monitoreo y evaluación de las políticas, que prevea alertas tempranas y previsibilidad para la toma de decisiones, que limite los riesgos de errores en la carga de datos, otorgando transparencia y confiabilidad en la información producida, y asegurando la adaptabilidad ante la ocurrencia de fallos o cambios en las circunstancias **(Hallazgo 4.2.)**
- 6.3.** Coordinar y articular las políticas públicas gasíferas de manera que, a partir de su interdependencia, contribuyan a la seguridad del abastecimiento de la demanda interna. Por otro lado, disminuir la participación del GNL en las importaciones, más contaminante y oneroso, es importante en el marco de las metas e indicadores del Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 **(Hallazgos 4.3. a 4.5.)**
- 6.4.** Considerar la capacidad del sistema de transporte como elemento fundamental para el éxito de cualquier programa destinado a la producción de gas natural, en tanto no puede desconocerse la vinculación necesaria e inescindible entre los segmentos de producción, transporte y distribución de gas. Se recomienda el trabajo coordinado entre áreas de la SE, en el caso puntual entre aquellas con competencia los programas de incentivo y en transporte. La desvinculación entre áreas afecta el principio de fortaleza institucional y dificulta el trabajo de los organismos de control. Asimismo, una buena planificación de la expansión de la



red de gasoductos contribuirá a reducir la brecha entre usuarios abastecidos y no abastecidos **(Hallazgos 4.6. y 4.7.)**

- 6.5.** Coordinar políticas de precios debidamente fundadas, transparentes, previsibles y que den certidumbre a los actores intervinientes, considerando al usuario final como actor fundamental del servicio público. Considerando que desde la Ley Bases, los precios en el segmento de producción deben ser determinados sin intervención estatal, el Poder Ejecutivo a través de la Autoridad de Aplicación, las empresas que coadyuvan en las políticas implementadas (ENARSA y CAMMESA) y los entes reguladores, deben adecuar su accionar al logro de múltiples objetivos, entre los que se encuentra bregar por una tarifa justa y razonable que incluya no solo una razonable rentabilidad empresarial, sino también un servicio asequible para los usuarios **(Hallazgos 4.8. a 4.10)**
- 6.6.** Consolidar la participación del Organismo en la implementación de la Agenda 2030 de ODS y considerar la incorporación de la producción de gas natural como parte de las iniciativas priorizadas **(Hallazgo 4.11.)**.



La presente auditoría tuvo por objeto verificar la gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución, así como la planificación y ejecución de las actividades de importación y exportación de gas natural con miras al logro del autoabastecimiento hidrocarburífero. Adicionalmente se verificó el grado de avance de la organización auditada con relación a la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular el ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”.

Se constató que la falta de reglamentación de procedimientos en la etapa de planificación impactó negativamente en la oportunidad y coordinación de las tareas vinculadas con el abastecimiento de gas natural. También se detectó, para el Programa establecido por Resolución ex MINEM 46/17, la ausencia de ciertos elementos destinados evaluar su desempeño, tales como metas, objetivos, e indicadores.

Durante el período auditado se mantuvo como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, que persiguió reducir el déficit en la balanza comercial de gas, para lo cual se tuvo como propósito aumentar los volúmenes de producción nacional y mejorar la relación entre producción e importaciones junto con la obtención de saldos exportables. Sin embargo, la Auditoría constató con relación a la balanza comercial de gas que:

1) Las políticas de estímulo no lograron revertir su déficit, observándose durante 2022 el menor saldo deficitario del período, durante la vigencia del Plan Gas Ar, registrándose los mayores niveles de exportación, con la demanda de menor consumo de la última década.

2) El abastecimiento interno mantuvo su dependencia de las importaciones, con tendencia a la baja, reduciendo su participación respecto a la producción doméstica, aunque con aumento en la participación de GNL en el gas importado. A principios de 2016, como consecuencia de la implementación de los PG I y II durante el período 2013/2015, las importaciones alcanzaban un valor cercano al 12% del gas utilizado para abastecer la demanda. Si bien durante 2020 y 2021 se advirtió un nuevo aumento de las



importaciones, el período coincide con la vigencia del ASPO y DISPO a causa de la pandemia global por COVID

3) La persistencia de los déficits de GN tuvo lugar en un contexto de estancamiento de la demanda (usuarios abastecidos) y una baja expansión del servicio (usuarios no abastecidos), incumpléndose de esta manera los dispositivos de la ley 24.076, según la cual el Estado debe alentar inversiones en infraestructura para asegurar el suministro a largo plazo conforme al crecimiento de la demanda interna industrial, en pos de mejorar la calidad de vida de la población.

En otro orden, la falta de priorización de una política de expansión de gasoductos durante el período de mayor producción de gas, ocurrido durante la vigencia del programa implementado por Resolución ex MINEM 46/17 tuvo como consecuencia una saturación de los gasoductos que evacúan el GN desde la cuenca neuquina durante el período invernal. El aumento esperable del aporte de la cuenca neuquina, no fue acompañado oportunamente por la expansión de la capacidad de transporte para evacuarlo, rezagando el potencial productivo de la cuenca, la reversión del déficit gasífero con su consecuente impacto en divisas y en el costo de abastecimiento.

Respecto del precio del GN, se verificaron las siguientes situaciones:

1) El sendero del precio del gas y su valor objetivo fijado en 6,80 USD/MMBTU a ser alcanzado en octubre de 2019, según Resolución ex MINEM 212/16, resultó significativamente superior a los precios surgidos de las subastas en el MEGSA para asegurar disponibilidad para generación eléctrica y para el abastecimiento de la demanda de usuarios de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes, y de las desarrolladas en el marco del Plan Gas Ar implementado a partir de 2020.

El mecanismo de subastas y el esquema del Plan Gas Ar validaron precios de mercado inferiores a los preestablecidos en el programa de estímulo a la producción establecido por Resolución ex MINEM 46/17 y al sendero de precios estipulado para la reducción de subsidios. En 2021, coexistieron precios estímulo de 6 USD/MMBTU y un precio promedio de adjudicación del PG.AR de la ronda 1 en torno a los 3,60 USD/MMBTU.



2) El intento de establecer dichos precios mediante la suscripción de las “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas a las distribuidoras de gas por redes” a fines de 2017, provocó, ante un evento devaluatorio, un aumento significativo en el precio del gas a trasladar a los usuarios. Esta situación es grave si se considera la vigencia de la Ley 26.741 que establecía como principio los intereses de los consumidores relacionados con el precio de los hidrocarburos. El acuerdo mencionado regiría a partir de enero de 2018, cuando ya había concluido la emergencia iniciada en 2002 y entraba nuevamente en vigencia la Ley 24.076 que dispone que el precio del gas en su segmento inicial debe ser fijado libremente por el mercado.

3) Complementariamente, la AGN constató que el precio promedio de las importaciones se ubicó por debajo del precio estímulo del gas en distintos lapsos del período auditado, caracterizado por una alta volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos. Es decir, la política de incremento del precio de gas en el PIST decidida a través de la Resolución 212/16, en combinación con los planes de estímulo vigentes, fijaron los precios del gas doméstico incremental por encima de los precios internacionales de referencia y de la canasta de importaciones.

Este punto se encuentra estrechamente vinculado con los déficits de la política estatal para calcular, relevar y transparentar variables fundamentales de la industria que repercuten en el costo del servicio público, como lo es el costo de producción del gas natural, situación señalada en distintos informes de la AGN.

Por último, no se evidenciaron avances en torno a los objetivos previstos en el ODS 7 que postula garantizar el acceso universal a servicios energéticos, promover la inversión en infraestructura energética y facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia.



*Auditoría General de la Nación*

La incidencia y la importancia del GN en la matriz energética argentina lo sitúan como un elemento clave y fundamental en la estructura productiva nacional. Por su parte, la interrelación e interdependencia de los segmentos que conforman el sector gasífero y de éste con el sector eléctrico, exigen capacidad institucional en la formulación de las políticas públicas sostenibles que procuren el desarrollo eficiente del sector, con foco en las necesidades de la población

Buenos Aires, 20/02/25.



Auditoría General de la Nación

## ANEXO I Comentarios de la SE



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

Nota

**Número:** NO-2025-17605799-APN-SE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Martes 18 de Febrero de 2025

**Referencia:** EX-2024-31306870- -APN-SE#MEC - Act. N° 113/23 AGN - NOTA N° 932/24-A-05- NOTA N° 55/24 DCSEyA - Audit.: "Gestión del precio del gas bajo el régimen de la Ley 24.076". Proyecto de Informe

A: Dr. Francisco Javier FERNÁNDEZ (Auditoría General de la Nación),

Con Copia A:

---

**De mi mayor consideración:**

Tengo el agrado de dirigirme a usted en el marco de la Auditoría sobre "Gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural (GN), con miras al logro del objetivo de autoabastecimiento hidrocarburífero", con periodo auditado desde 01/01/16 al 31/12/22, particularmente en virtud de la Nota N° 932/24 -A-05, mediante la cual esa Auditoría General de la Nación puso en conocimiento de esta dependencia el respectivo proyecto de informe de Auditoría.

Asimismo, por la referida nota se solicitó a esta Secretaría de Energía que se formulen las observaciones y/o comentarios que se estime pertinente realizar en cuanto al proyecto de informe de Auditoría antes mencionado.

Consecuentemente, y teniendo en cuenta la materia en cuestión, se remite como archivo embebido a la presente la Nota N° NO-2025-17272768-APN-SSCL#MEC, emitida por la Subsecretaría de Combustibles Líquidos, mediante la cual se da cumplimiento a lo solicitado.

Siendo ello así, queda esta Cartera de Estado a su entera disposición por si hubiera futuras consultas al respecto.



# Auditoría General de la Nación

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by SERVICIO DOCUMENTAL ELECTRONICA - SED  
Date: 2025.02.18 12:45:31 -0300

María Carmen Tettamanzi  
Secretaria  
Secretaria de Energía  
Ministerio de Economía

Digitally signed by SERVICIO DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - SED  
Date: 2025.02.18 12:45:31 -0300





Auditoría General de la Nación



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

**Nota**

**Número:** NO-2025-17272768-APN-SSCL#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Lunes 17 de Febrero de 2025

**Referencia:** Respuesta NO-2024-142573071-APN-SE#MEC - EX-2024-31306870- -APN-SE#MEC - Act. N° 113/23 AGN - NOTA N° 932/24-A-05- NOTA N° 55/24 DCSEyA - Audit.: "Gestión del precio del gas bajo el régimen de la Ley 24.076". Proyecto de Informe

**A:** Alejo Vogel (SE#MEC), Mamel Castruccio (SE#MEC),

**Con Copia A:**

---

**De mi mayor consideración:**

Me dirijo a Ud. con relación a la Nota NO-2024-142573071-APN-SE#MEC, referida al proceso de auditoría llevado a cabo por la Auditoría General de la Nación sobre la "Gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural (GN), con miras al logro del objetivo de autoabastecimiento hidrocarbúrico", con período auditado desde el 01/01/2016 al 31/12/2022.

En respuesta a la misma, esta Subsecretaría informa que ha tomado debido conocimiento de los hallazgos y recomendaciones formulados por la Auditoría General de la Nación en su Informe. Dichas observaciones serán analizadas y tenidas en cuenta para la optimización de los procesos y procedimientos a cargo de esta dependencia en el futuro.

Sin otro particular saluda atte.



# Auditoría General de la Nación

Digitally signed by DIRECCION DOCUMENTAL ELECTRONICA - DDE  
Date: 2020.02.17 17:03:19 -0300

Honorio Federico Villar  
Subsecretario  
Subsecretaría de Combustibles Líquidos  
Ministerio de Economía

Digitally signed by DIRECCION DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - DDE  
Date: 2020.02.17 17:03:19 -0300



Auditoría General de la Nación

## ANEXO II Comentarios de ENARSA



Energía Argentina S.A.  
2025

Nota

Número: NO-2025-00000407-IEASA-DIR#IEASA

CIUDAD DE BUENOS AIRES  
Martes 14 de Enero de 2025

Referencia: Proyecto de Informe – Act. 113/23 AGN

A: Francisco Javier Fernandez (Señor Auditor General de la Nación),

Con Copia A:

---

De mi mayor consideración:

NOTA ENARSA PN° 1464/2025

Tristán Socas en mi carácter de Presidente de Energía Argentina S.A. (en adelante, "ENARSA"), constituyendo el domicilio en Av. Del Libertador 1068 Piso 2, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, al Sr. Auditor General de la Auditoría General de la Nación (en adelante "AGN") respetuosamente digo:

### I- Consideraciones Generales

El objeto del "Proyecto de Informe" o "Informe de Auditoría", (se aclara que se hará referencia a éste de forma indistinta) se basa en la "Gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural (GN), con miras al logro del objetivo de autoabastecimiento hidrocarburífero", por el período 01/01/16 al 31/12/22, y por tal motivo, se analizaron las diversas cuestiones que tuvieron lugar en dicho período de tiempo.

El Informe de Auditoría elaborado, se orienta a un análisis y desarrollo de hallazgos y sus recomendaciones, que *a priori* resultan más pertinentes para el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional, a través de la Secretaría de Energía, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la política energética de la Argentina, que específicamente a ENARSA, ya que estos, se refieren, en su gran mayoría, al establecimiento e implementación de políticas, procedimientos y normativas que aseguren el acceso del gas natural a la población en condiciones asequibles y razonables, asegurando la transparencia del mercado en su conjunto. En esa línea, toda vez que no todas las cuestiones analizadas requieren ser observadas o comentadas por ENARSA, ya que muchas de ellas se relacionan con decisiones adoptadas por el Poder Ejecutivo Nacional, u otros organismos de la Administración Central, nos referiremos únicamente a aquellas cuestiones que tienen vinculación con



## Auditoría General de la Nación

la actuación de ENARSA.

### II. Desarrollo

Corresponde formular algunas aclaraciones respecto de las recomendaciones realizadas en el Informe de Auditoría, en lo que respecta exclusivamente a aspectos vinculados específicamente con ENARSA en base al análisis realizado por la Dirección de Gas y Energía Eléctrica de la compañía.

#### a- Recomendación 6.1 - Procedimiento

En lo que refiere a la **Recomendación 6.1**, realizada en base a los Hallazgos 4.1 (*"La falta de procedimientos reglados durante el proceso de planificación del abastecimiento de GN y de determinación de las necesidades de importación, impidió desarrollar tareas oportunas y coordinadas, tendientes a dar solución a problemas en el sector."*) y 4.5 (*"Si bien se verificó una disminución de los volúmenes importados, el aumento de participación del GNL en las importaciones tuvo un impacto negativo en la balanza comercial"*) que sugiere: *"Formalizar un procedimiento que rija la planificación del abastecimiento de GN y las necesidades de importación, con el establecimiento de plazos y obligaciones para los sujetos intervinientes (SE, ENARSA, CAMMESA, ENARGAS), con el propósito de brindar certidumbre y propender a una planificación exitosa, sin sobresaltos, que garantice el abastecimiento interno para todos los sectores."*

Se aclara que durante el período auditado, que abarca del 01/01/2016 al 31/12/2022, el mecanismo para la adquisición de GNL se iniciaba a partir de instrucciones que emitía la Secretaría de Energía a ENARSA, estas se basaban en informes de abastecimiento que elaboraba la misma Secretaría de Energía cuyas fuentes, entre otras, eran el ENARGAS, CAMMESA, las empresas transportistas y ENARSA.

#### b- Recomendación 6.2

En lo que respecta a la **Recomendación 6.2**, confeccionada en base al Hallazgo 4.2 (*"El diseño de las políticas de incentivo a la producción de Gas Natural presentó déficits respecto a variables fundamentales para evaluar su desempeño, específicamente en la delimitación de metas y objetivos, en la fundamentación del precio (estímulo y máximo), en la distribución de volúmenes y en las herramientas de control."*) estipula *"Establecer para cada política pública que se implemente en materia energética, objetivos expresos, claros y precisos, con indicadores que permitan evaluar metas previamente definidas, alcanzables y sostenibles, a partir de líneas de base y expectativas de producción, a fin de valorar eficacia y efectividad. Asimismo, sustentar el origen de los parámetros determinados o que se determinen a fin de lograr sostenibilidad, previsibilidad y transparencia en los procesos. Asimismo, se recomienda implementar un adecuado sistema de seguimiento, monitoreo y evaluación de las políticas, que prevea alertas tempranas y previsibilidad para la toma de decisiones, que limite los riesgos de errores en la carga de datos, otorgando transparencia y confiabilidad en la información producida, y asegurando la adaptabilidad ante la ocurrencia de fallos o cambios en las circunstancias."*

Se entiende que esta recomendación se encuentra dirigida en su totalidad a la Secretaría de Energía, como Autoridad de Aplicación de la política energética del país.

#### c- Recomendación 6.3

En lo relativo a la **Recomendación 6.3**, que toma en consideración los Hallazgos 4.3 (*"Las políticas de estímulo a la producción implementadas no lograron revertir el déficit de la balanza comercial de gas"*), 4.4 (*"El abastecimiento interno mantuvo una dependencia de las importaciones, aunque mostró una tendencia a la baja, reduciendo su participación al 11% respecto a la producción doméstica"*) y el 4.5 ya citado en apartados anteriores, expresa *"Coordinar y articular las políticas*





## Auditoría General de la Nación

*públicas gasíferas de manera que, a partir de su interdependencia, contribuyan a la seguridad del abastecimiento de la demanda interna. Por otro lado, disminuir la participación del GNL en las importaciones, más contaminante y oneroso, es importante en el marco de las metas e indicadores del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7.”*

Se entiende que esta recomendación se encuentra dirigida en su totalidad a la Secretaría de Energía, como Autoridad de Aplicación de la política energética del país. Recomendación 6.4

Respecto a la **Recomendación 6.4**, basada en los Hallazgos 4.6 (“El Poder Ejecutivo concentró sus políticas en los incentivos a la producción y desatendió la necesidad de expandir el sistema de gasoductos.”) y 4.7 (“La persistencia de los déficits de GN tuvo lugar en un contexto de estancamiento de la demanda (usuarios abastecidos) y una baja expansión del servicio (usuarios no abastecidos).”), indica: “Considerar la capacidad del sistema de transporte como elemento fundamental para el éxito de cualquier programa destinado a la producción de gas natural, en tanto no puede desconocerse la vinculación necesaria e inescindible entre los segmentos de producción, transporte y distribución de gas. Se recomienda el trabajo coordinado entre áreas de la SE, en el caso puntual entre aquellas con competencia los programas de incentivo y en transporte. La desvinculación entre áreas afecta el principio de fortaleza institucional y dificulta el trabajo de los organismos de control. Asimismo, una buena planificación de la expansión de la red de gasoductos contribuirá a reducir la brecha entre usuarios abastecidos y no abastecidos.”

Si bien se entiende que esta recomendación se encuentra dirigida en su totalidad a la Secretaría de Energía, como Autoridad de Aplicación de la política energética del país, con respecto a esta cuestión se informa lo siguiente:

El 7 de febrero de 2022, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N°67/2022 mediante la cual declaró de Interés Público Nacional la construcción del GASODUCTO PERITO FRANCISCO PASCASIO MORENO, ex -PRESIDENTE NESTOR KIRCHNER (el “GPM”) como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural en la República Argentina, para el transporte de gas natural con punto de partida en las proximidades de Tratayén en la Provincia del Neuquén, atravesando las provincias de Río Negro, La Pampa, pasando por Saliqueló en la provincia de Buenos Aires, hasta las inmediaciones de la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, así como sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y potenciación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Además, dicha Resolución de la Secretaría de Energía, hace una serie de consideraciones relacionadas con el proyecto denominado “Ampliación del Gasoducto NEUBA II: loops y plantas compresoras”, incluido en el Artículo 3, inc. c) de esa Resolución. Adicionalmente, creó el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional” (“Programa Transport.Ar”). En su Artículo 4° estableció que las obras de construcción identificados en los artículos precedentes se realizaran a través de ENARSA, quien las podía realizar por sí o a través de terceros.

Posteriormente, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 76 del año 2022 (el “DNU”), con el objetivo de garantizar las obras de infraestructura de transporte de gas natural que permitieran la expansión de la oferta de gas natural en el mercado, priorizando el abastecimiento interno, estableció los criterios, las medidas especiales y específicas a los efectos la ejecución del “PROGRAMA TRANSPORT.AR” creado por la Resolución N° 67/2022.

El DNU otorgó a ENARSA la Concesión de Transporte sobre el GPM, según lo previsto en los artículos 28, 39 y concordantes de la Ley N° 17.319, para transportar gas con punto de partida en Neuquén, atravesando las Provincias de Río Negro, La Pampa, pasando por Saliqueló en la Provincia de Buenos Aires, en una primera etapa hasta las proximidades de la ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe; encontrándose esta exceptuada de la aplicación de las previsiones del artículo 28 y de la Sección 5ª del Título II de la Ley N° 17.319, y del acápite “VIII -



## Auditoría General de la Nación

Limitaciones” del Capitulo I de la Ley N° 24.076, estableciendo mediante el artículo 2° que el término de la misma será de TREINTA Y CINCO AÑOS (35), sin perjuicio de las eventuales prórrogas que pudieran corresponder.

En esa línea, mediante el Artículo 6° estableció que ENARSA, con la aprobación del MINISTERIO DE ECONOMÍA, podrá celebrar contratos libremente negociados, relativos a la capacidad de transporte con productores y/o cargadores para la construcción o ampliación, en todo o en parte del GPM y que esta capacidad de transporte así contratada no estará alcanzada por las tarifas que eventualmente apruebe el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), conforme la normativa vigente de aplicación, las cuales se aplicarán a la capacidad de transporte no comprometida en estos contratos.

El 4 de octubre de 2022, mediante Nota NO-2022-00011085, ENARSA solicitó al ENARGAS, la correspondiente autorización para iniciar la Obras en los términos del artículo 16° de la Ley 24.076. En dicha nota se acompañó una propuesta de acuerdo con Transportadora de Gas del Sur (TGS), licenciataria a cargo del Gasoducto NEUBA II, donde se lleva adelante la Ampliación del gasoducto NEUBA II.

Finalmente, y en virtud de lo establecido en el Artículo 6° del DNU, ENARSA celebró con CAMMESA un contrato de transporte que recibió la aprobación del MINISTERIO DE ECONOMÍA, mediante la Resolución N° 828 del 19 de junio de 2023, y cuyo texto definitivo fue aprobado mediante la Resolución N° 532 del 22 de junio de 2023, de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

En este marco, ENARSA comenzó las obras de construcción del GPM y de la ampliación del Gasoducto NEUBA II, obras finalizadas en el mes de julio de 2023.

De esta manera, con la construcción del gasoducto GPM realizado por ENARSA, disminuyó la importación de combustibles líquidos para el abastecimiento de las centrales de generación térmica, más contaminantes y onerosos que el GN, y de GNL mediante la finalización de las importaciones de GNL en Bahía Blanca, reemplazándose GN de producción local originada en el yacimiento Vaca Muerta.

### d- Recomendación 6.5

En relación con la **Recomendación 6.5**, en base a los Hallazgos 4.8 (“La suscripción de las “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas a las distribuidoras de gas por redes” que estableció precios en dólares y con sendero ascendente provocó, ante un evento devaluatorio, un aumento significativo en el precio del gas a trasladar a los usuarios”), 4.9 (“Luego de la determinación del sendero de precios de gas en el PIST, se realizaron subastas que validaron precios de mercado inferiores”) y 4.10 (“Se verificó durante el periodo auditado, que la política de incremento del precio del gas en el PIST, en combinación con los planes de estímulo, llevaron los precios del gas doméstico incremental por encima de los precios internacionales y de la canasta de importaciones”) se indica: “Coordinar políticas de precios debidamente fundadas, transparentes, previsibles y que den certidumbre a los actores intervinientes, considerando al usuario final como actor fundamental del servicio público. Considerando que desde la Ley Bases, los precios en el segmento de producción deben ser determinados sin intervención estatal, el Poder Ejecutivo a través de la Autoridad de Aplicación, las empresas que coadyuvan en las políticas implementadas (ENARSA y CAMMESA) y los entes reguladores, deben adecuar su accionar al logro de múltiples objetivos, entre los que se encuentra bregar por una tarifa justa y razonable que incluya no solo una razonable rentabilidad empresarial, sino también un servicio asequible para los usuarios”.

Se entiende que esta recomendación se encuentra dirigida en su totalidad a la Secretaría de Energía, como Autoridad de Aplicación de la política energética del país.

### e- Recomendación 6.6



La **Recomendación 6.6** se estructuró en base al Hallazgo 4.11 (*"No se han evidenciado avances vinculados con la implementación de los objetivos del ODS 7"*) y establece: *"Consolidar la participación del Organismo en la implementación de la Agenda 2030 de ODS y considerar la incorporación de la producción de gas natural como parte de las iniciativas priorizadas."*

A efectos de dar respuesta a la presente recomendación se recomienda, ver respuesta a la Recomendación 6.4 relacionada a la construcción del Gasoducto Perito Moreno que posibilitó el transporte de los volúmenes de GNB producidos en Vaca Muerta.

### III.- Alcances de esta Presentación. Reserva derecho de ampliar.

Los alcances de la presentación se ciñen a realizar manifestaciones no vinculantes referidas al *"Informe de Auditoría"* que son realizadas al mero título informativo y colaborativo, sin que la presentación pueda ser interpretada como un consentimiento al *"Informe de Auditoría"* o a cualquier afirmación allí contenida ni como declaración de voluntad alguna respecto a ningún acto o relación jurídicos.

Sin perjuicio de lo expuesto, y bajo los alcances de la normativa administrativa, ENARSA reserva el derecho de ampliar oportunamente lo expresado en esta presentación.

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by GER ENARSA  
DN: cn=GER ENARSA, ou=ENARSA ARGENTINA S.A., cn=Gerencia de Planeamiento y  
Mejora Continua, serialNumber=CUT 3070888724  
Date: 2025.01.14 12:00:00 -0300

Tristán Socas  
Presidente  
Directorio  
Energía Argentina S.A.

Digitally signed by GER ENARSA  
DN: cn=GER ENARSA, ou=ENARSA  
ARGENTINA S.A., cn=Gerencia de Planeamiento y  
Mejora Continua, serialNumber=CUT 3070888724  
Date: 2025.01.14 12:00:00 -0300



Auditoría General de la Nación

## ANEXO III Comentarios de ENARGAS



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

Nota

**Número:** NO-2025-09207467-APN-DIRECTORIO#ENARGAS

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Lunes 27 de Enero de 2025

**Referencia:** Responde NOTA N° 930/24-A-05 NOTA N° 56/24 - DCSEyA REF.: Proyecto de Informe - Act. N° 113/23.

**A:** Francisco Javier Fernandez (Auditoría General de la Nación), privadafernandez@agn.gov.ar (gerenciadeentes@agn.gov.ar), Av. Rivadavia 1745 - CABA (1033),

**Con Copia A:**

---

**De mi mayor consideración:**

Me dirijo a usted en respuesta a su Nota N° 930/24 A-05 y al Proyecto de Informe, con motivo de la Auditoría sobre "Gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural (GN), con miras al logro del objetivo de autoabastecimiento hidrocarbúrico".

Al respecto, se adjunta a la presente como archivo embobido la respuesta de este Organismo (IF-2025-09179903-APN-DDG#ENARGAS).

Sin otro particular saluda atte.





# Auditoría General de la Nación

Digitally signed by CA269993 Carlos Alberto María  
Date: 2025.07.27 18:18:39 AM  
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Carlos Alberto María Casares  
Interventor  
Directorio  
Ente Nacional Regulador del Gas

---

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - GED  
Date: 2025.07.27 18:18:48 -05:00



Auditoría General de la Nación



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

**Informe firma conjunta**

**Número:** IF-2025-09179903-APN-DDG#ENARGAS

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Lunes 27 de Enero de 2025

**Referencia:** Respuesta Nota N° 930/24 A-05 - 56/24 DCSEyA - Act. 113/23 - AGN

GENERALIDADES	
Dirigido al	Sr. Interventor – Carlos A.M. Casares
Realizado por	Departamento de Despacho de Gas Gerencia de Transmisión Gerencia de Desempeño y Economía
Motivo	Observaciones al Proyecto de Informe - Act. N° 113/23 AGN
Documento N.º	IF-2024-141955278-APN-SD#ENARGAS

Téngase por suscripto el archivo embobido como parte integrante del presente en el ámbito de nuestras competencias.

Digitalizado por GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - DGE

Fabian Marcelo Bello  
Gerente  
Gerencia de Desempeño y Economía  
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitalizado por GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - DGE

Juan Martín Tolosa Paz  
Jefe  
Gerencia de Transmisión  
Ente Nacional Regulador del Gas



# Auditoría General de la Nación

Digitally signed by **SESTON DOCUMENTAL ELECTRONICA - 008**  
Date: 2025.01.27 12:36:02 -03:00

Javier Alejandro Marga  
Jefe  
Gerencia de Transmisión  
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by **SESTON DOCUMENTAL ELECTRONICA - 008**  
Date: 2025.01.27 12:36:02 -03:00

Luis María Ruiz  
Gerente  
Gerencia de Transmisión  
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by **SESTON DOCUMENTAL ELECTRONICA - 008**  
Date: 2025.01.27 12:36:02 -03:00


Branda D' Onofrio  
Jefa  
Departamento de Despacho de Gas  
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by **SESTON DOCUMENTAL ELECTRONICA - 008**  
Date: 2025.01.27 12:36:02 -03:00

Franco Marcelo Pazzullo  
Jefe de Departamento  
Departamento de Despacho de Gas  
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by **SESTON DOCUMENTAL ELECTRONICA - 008**  
Date: 2025.01.27 12:36:02 -03:00



	INFORME INTERGERENCIAL DDG N° 2/2025	Página 1 de 2
---	--------------------------------------	---------------

#### GENERALIDADES

Dirigido al	Sr. Interventor – Carlos A.M. Casares
Realizado por	Departamento de Despacho de Gas Gerencia de Transmisión Gerencia de Desempeño y Economía
Motivo	Observaciones al Proyecto de Informe - Act. N° 113/23 AGN
Documento N.º	IF-2024-141955278-APN-SD#ENARGAS

#### OBJETO

El presente Informe tiene por objeto dar respuesta a la Nota N.º 930/24-A-05 remitida por la Auditoría General de la Nación (AGN) a este Organismo, mediante el IF-2024-141955278-APN-SD#ENARGAS.

En dicha misiva esa Unidad adjunta el Proyecto de Auditoría sobre *“Gestión del precio del Gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural (GN), con miras al logro del objetivo de autoabastecimiento hidrocarburoso”* con período auditado desde 01/01/16 al 31/12/22, a fin de que este Organismo formule las observaciones y/o comentarios que estime pertinentes.

#### DESARROLLO

En virtud de lo requerido por la AGN y habiéndose estudiado la presentación de la referencia, se indica a continuación que en líneas generales el Proyecto de Informe concuerda con la información remitida oportunamente en ocasión que esa Unidad lo requirió, tal como se menciona en el Punto 2.2.2.2<sup>1</sup>.

No obstante, corresponde realizar una aclaración respecto al Punto 4. Hallazgos, en particular en el Punto 4.1<sup>2</sup>.


En ese ítem se menciona que: *“Los informes anuales reflejan la participación de distintos actores: CMMESA y el ENARGAS estiman la demanda y proyectan los volúmenes de producción nacional sobre la base de DDJJ de los productores, información disponible en acuerdos ya establecidos (en gran medida con el gobierno), compromisos asumidos en planes de incentivo, proyecciones propias de las empresas y análisis del comportamiento y/o tendencia de las distintas cuencas en los últimos años.”*

Al respecto, y como ya fuera expresado oportunamente en el Informe Intergerencial N° 10/2024 enviado a la AGN mediante Nota (NO-2024-52217557-APN-DIRECTORIO#ENARGAS), resulta primario remarcar que la actividad de producción de Gas Natural y/o la Importación del mismo fluido,

<sup>1</sup> Punto 2.2.2.2. Estudio y análisis de la información y documentación suministrada por la SE, ENARSA y el ENARGAS (informes de abastecimiento de gas, notas de instrucción de la SE para compras de volúmenes de GN y GNL, informes de estimación de la demanda, minutos de reuniones de la mesa de invierno y el comité de emergencia, memorias descriptivas de los EECC, notas de la SE con precios de venta del gas importado, actas acuerdo, contratos y adendas).

<sup>2</sup> Punto 4.1. La falta de procedimientos reglados durante el proceso de planificación del abastecimiento de GN y de determinación de las necesidades de importación, impidió desarrollar tareas oportunas y coordinadas, tendientes a dar solución a problemas en el sector.



	<b>INFORME INTERGERENCIAL DDG N° 2/2025</b>	Página 2 de 2
---	---	---------------

sea importación por tubería desde países aledaños o importación como Gas Natural Licuado (GNL) a través de cargamentos ingresados por buque, resultan actividades que se encuentran fuera de la órbita de competencia del ENARGAS, quien ejerce sus funciones de regulación y control a partir del Punto de Ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural (PIST).

Ello así ya que las actividades antes enunciadas, se corresponden con el primer eslabón de la cadena de valor de la industria del gas natural o *upstream*, es decir la oferta de dicho fluido para ser, luego de inyectado en el Sistema de Transporte, transportado y distribuido hasta los usuarios finales en el mercado consumidor.

Sin embargo, realizada dicha aclaración, es importante remarcar que la correcta prestación de tales Servicios Públicos regulados por el ENARGAS (transporte y distribución de gas natural) y el normal y seguro abastecimiento de la totalidad de los usuarios dependerá de los volúmenes suficientes en calidad y cantidad que se inyecten en los Sistema de Transporte y/o Distribución.

De la misma forma, aclarar que en las Proyecciones de Demanda No Usina que este Organismo emite y envía a la Secretaría de Energía o alguna de las Subsecretarías dependientes de la misma, mencionadas en el Proyecto de Informe de Auditoría, se detallan las condiciones de borde que delimitan el alcance bajo el cual se desarrollaron los escenarios de proyección y condicionan el rigor de los mismos.

Dentro de las principales condiciones de borde, y relativas a la observación realizada se pueden mencionar que: el informe no incluye pronósticos de oferta de GN (nacional/importada-GNL) por tratarse de cuestiones ajenas al ámbito de competencia del ENARGAS (Art. 1 de la Ley 24.076), como así tampoco incluye pronósticos de saldos exportables de GN autorizados por el PEN, ya que las autorizaciones de exportación de GN son competencia del PEN.

Finalmente, no surgen más observaciones que realizar respecto al resto del documento presentado por esa Unidad.

#### **CONCLUSIONES**

Habiéndose analizado en forma conjunta, entre el Departamento de Despacho de Gas, la Gerencia de Transmisión y la Gerencia de Desempeño y Economía, y habiéndose detallado las observaciones pertinentes al Proyecto de Informe de Auditoría remitido a tal fin por la Auditoría General de la Nación mediante el IF-2024-141955278-APN-SD#ENARGAS, se eleva el presente Informe al Sr. Interventor a fin de dar respuesta a dicho requerimiento.



**ANEXO IV Comentarios de los organismos auditados**

Organismo/empresa	Comentarios	Análisis de los comentarios
SE	La SSCL mencionó "que ha tomado debido conocimiento de los hallazgos y recomendaciones formulados por la Auditoría General de la Nación en su informe. Dichas observaciones serán analizadas y tenidas en cuenta para la optimización de los procesos y procedimientos a cargo de esta dependencia en el futuro".	La SE mediante la nota de la SSCL, indica que los hallazgos y recomendaciones serán tenidas en cuenta y considerados en la gestión.
ENARSA	<p><b>Consideraciones Generales:</b> menciona que en líneas generales el Informe de Auditoría elaborado, se orienta a un análisis y desarrollo de hallazgos y sus recomendaciones, que resultan más pertinentes para el ámbito del PEN, a través de la SE, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la política energética de la Argentina. Sin embargo, realizó aclaraciones respecto de las recomendaciones realizadas en el Informe de Auditoría.</p> <p><b>Recomendación 6.1:</b> aclara que durante el período auditado, el mecanismo para la adquisición de GNL se iniciaba a partir de instrucciones que emitía la SE a ENARSA, estas se basaban en informes de abastecimiento que elaboraba la misma SE cuyas fuentes, entre otras, eran el ENARGAS, CAMMESA, las empresas transportistas y ENARSA.</p> <p><b>Recomendaciones 6.2, 6.3 y 6.5:</b> se entiende que estas recomendaciones se encuentran dirigidas en su totalidad a la SE.</p> <p><b>Recomendación 6.4 y 6.6:</b> si bien se entiende que estas recomendaciones se encuentran dirigidas en su totalidad a la SE, como Autoridad de Aplicación de la política energética del país, realiza un resumen normativo y explicativo relacionado con la construcción del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno ex GPNK (GPM), y menciona que "De esta manera, con la construcción del gasoducto GPM realizado por ENARSA, disminuyó la importación de combustibles líquidos para el abastecimiento de las centrales de generación térmica, más contaminantes y onerosos que el GN, y de GNL mediante la finalización de las importaciones de GNL en Bahía Blanca, reemplazándose GN de producción local originada en el yacimiento Vaca Muerta.</p>	Los comentarios y aclaraciones formulados, no afectan los hallazgos ni las recomendaciones del Informe de Auditoría.
ENARGAS	<p><b>Consideraciones generales:</b> "En líneas generales el Proyecto de Informe concuerda con la información remitida oportunamente en ocasión que esa Unidad lo requirió, tal como se menciona en el Punto 2.2.2.2. No obstante corresponde realizar una aclaración respecto al Punto 4 Hallazgos, en particular el Punto 4.1".</p> <p>Aclaración hallazgo 4.1: El Organismo aclara que no se encuentra involucrado en las actividades de producción de GN y/o importación de GN y GNL.</p>	Las aclaraciones formuladas no modifican el hallazgo 4.1. ni su correspondiente recomendación.