
Cuadernos del CEDEOP

CENTRO DE ESTUDIOS DEL ESTADO
Y LAS ORGANIZACIONES PÚBLICAS

N.º 3

Año 1 | Mes de Febrero 2022

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

AUTORIDADES DE LA FACULTAD VINCULADAS
CON LOS INSTITUTOS DE INVESTIGACIÓN

Decano

Dr. Ricardo Pahlen Acuña

Secretario de Investigación

Mg. Adrián Ramos

Directora del Instituto de Investigaciones
en Administración, Contabilidad y Métodos Cuantitativos
para la Gestión – IADCOM

Dra. María Teresa Casparri

Director del Centro de Estudios sobre el Estado
y las Organizaciones Públicas

Alejandro M. Estévez, Ph.D.



Staff

Director de la publicación

Alejandro M. Estévez, Ph.D.

Comité Editorial

Denis Proulx - Université du Québec (Canadá)
Leonardo Schvarstein - Universidad de Buenos Aires (Argentina)
Jorge Etkin - Universidad de Buenos Aires (Argentina)
Norberto H. Góngora - Universidad Nacional de La Plata (Argentina)
Omar Guerrero - Universidad Nacional Autónoma de México (México)
Joan Subirats - Universidad Autónoma de Barcelona (España)
Cristian Pliscoff Varas - Universidad Católica de Chile (Chile)
J. Ignacio Criado - Universidad Autónoma de Madrid (España)

Diseño gráfico

Edwin H. McDonald (UBA)

ISSN: 2796-8200

// Publicación arbitrada confeccionada por el CEDEOP. // Corresponde exclusivamente a los autores la responsabilidad por los conceptos expuestos en los artículos firmados, de lo cual debe inferirse que el CEDEOP puede compartir las opiniones vertidas o no. // Se autoriza la reproducción de los textos incluidos en la revista, con la necesaria mención de la fuente.

Centro de Estudios del Estado y las Organizaciones Públicas (CEDEOP)

Facultad de Ciencias Económicas – Universidad de Buenos Aires.

Avenida Córdoba 2122

(C1120AAQ), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina

cedeop@fce.uba.ar

www.economicas.uba.ar

POLÍTICAS PÚBLICAS ENERGÉTICAS

DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL PLAN GAS.AR 2020-2024

Por: Juan José Carbajales¹

RESUMEN

El Plan Gas.Ar es una política pública cuyo objetivo es generar un marco de fijación de precios de largo plazo para el sector de gas natural que se traduzca en compromisos ciertos de inversión para abastecer la demanda interna de hogares y usinas prevista para los próximos cuatro años, y que fue producto de un proceso de negociación con la industria y las provincias hidrocarburíferas que logró atravesar todas las etapas de confección e implementación y que cuenta con una marcada vocación de permanencia y consolidación a partir de un diagnóstico real y certero, una articulación sinérgica entre el sector público y el privado, y una decisión política firme de las autoridades nacionales de saber escuchar y luego avanzar.

Palabras clave

Política pública, gas natural, articulación público-privada, producción, energía.

ABSTRACT

The Gas.Ar Plan is a public policy whose objective is to generate a long-term pricing framework for the natural gas sector that translates into certain investment commitments to supply the domestic demand of homes and plants expected for the next four years, and that it was the product of a negotiation process with the industry and the hydrocarbon provinces that managed to go through all the stages of preparation and implementation and that has a marked vocation of permanence and consolidation based on a real and accurate diagnosis, an articulation synergy between the public and private sectors, and a firm political decision by national authorities to know how to listen and then move forward.

Keywords

Policies, natural gas, public-private participation, production, energy.

¹ Abogado (UBA), Lic. Ciencia Política (UBA) y Magister en Derecho Administrativo (U. Austral). Director del “Programa de Actualización en Derecho de los Hidrocarburos, Energía y Sostenibilidad” de la Facultad de Derecho (UBA). Titular del Seminario “Energía y Desarrollo”, Carrera de Ciencia Política (UBA). Docente e Investigador de la U. Nacional de José C. Paz (UNPaz). Coordinador del libro Manual de empresas públicas en Argentina (1946-2020), Ed. Udunpaz, 2021. Subsecretario de Hidrocarburos de la Nación (2019-2020). Email: jjc_13@hotmail.com

I. INTRODUCCIÓN

El Plan Gas.Ar es una herramienta de gestión surgida en plena Pandemia del 2020. Aprobada por medio del Decreto 892/2020 y bajo el nombre de “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”, fue el resultado de una decisión política que apuntaló y respaldó un proceso de negociación con la industria y las provincias hidrocarburíferas. Su objetivo fue generar un nuevo marco de fijación de precios de largo plazo para el sector gasífero que se tradujera en compromisos ciertos de inversión para abastecer la demanda interna de hogares y usinas prevista para los próximos cuatro años.

Pero este Programa es más que una mera respuesta a un contexto de crisis. Por un lado, consiste en la adaptación idiosincrática al contexto mundial que ubicó a tope de agenda global el proceso de transición hacia una matriz energética que contribuya a mitigar los efectos del Cambio Climático. Allí inmersa, Argentina se ha dado una estrategia propia basada en sus condiciones endógenas de desarrollo, en su amplia dotación de recursos naturales y, en particular, en su específica matriz energética. El Plan Gas.Ar, pues, asume la premisa de que nuestro país posee un consumo de energía fuertemente dominado por los hidrocarburos y una muy alta participación del gas natural en la matriz primaria y en la generación de energía eléctrica. A su vez, se trata del recurso fósil “más limpio” que funge como vehículo de esa transición a expensas de los combustibles líquidos como gasoil y fueloil.

Por el otro lado, es una política pública que logró atravesar todas las etapas de confección e implementación y que cuenta con una marcada vocación de permanencia y consolidación. Para ello, se asentó en un diagnóstico real y certero, una articulación sinérgica entre el sector público y el privado, así como en una decisión política firme de las autoridades nacionales de saber escuchar y luego avanzar.

1. Definición del problema y elaboración del diagnóstico.

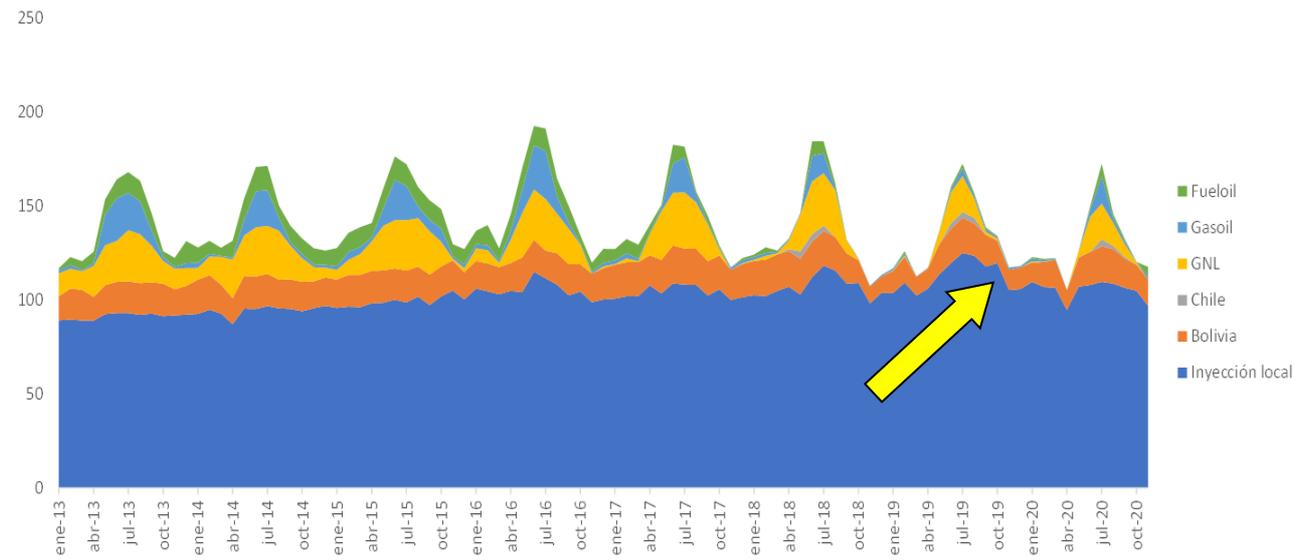
1. Declinación de la producción de gas natural.

La sobreoferta de gas barato (subsidiado) a partir de 2018, de la falta de ajuste semestral de las tarifas de distribución desde principios de 2019 (profundizada por el congelamiento vía Decreto 566/19), a mediados de ese año se evidenció una marcada caída de la inversión y, por ende, de la producción de gas natural. Al mismo tiempo, la demanda registró una caída del 3,8% respecto a 2018, debido a la recesión económica, los abruptos incrementos tarifarios y el clima templado. Todo ello condujo a una oferta excedente en el mercado gasífero que, junto con la depreciación de la moneda de 2018 y 2019, incidieron a la baja en los precios locales.

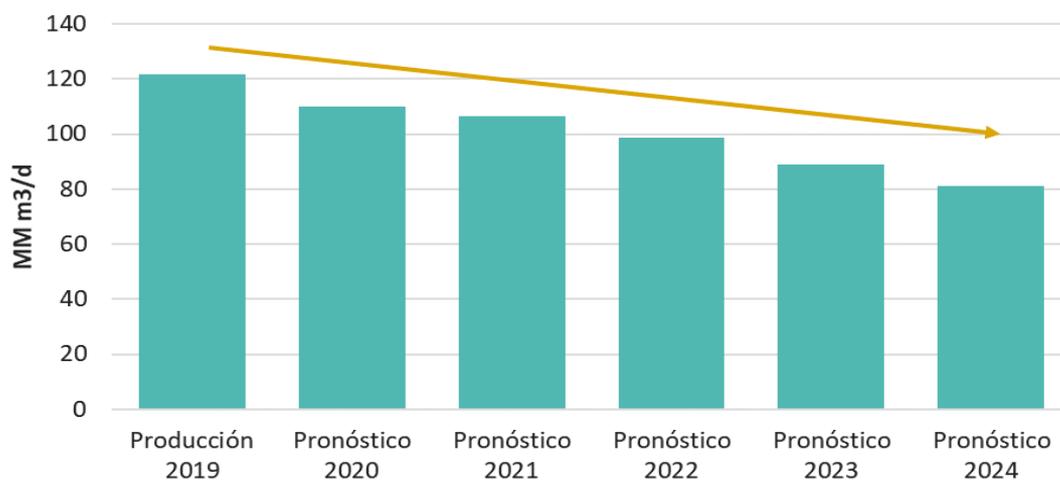
Ergo, el escenario a principios de 2020 resultaba contractivo en tanto involucraba caídas de la inversión e inyección, repercutía sobre los niveles de empleo y actividad, e impactaba sobre los ingresos de Nación y Provincias. El resultado fue que, en 2020, la producción total cayó más del 12% interanual y, para los meses de invierno, la caída fue superior al 15% (unos 18 MM m³/día). De allí que, de persistir esa situación, y dadas las características geológicas de los yacimientos (principalmente de los no convencionales), se preveían mermas de entre el 10% y el 15% anual.

Composición de la oferta de gas natural interna y externa, 2011-2020.

(en MM de m³ @9300 kcal/día)



Fuente: Secretaría de Energía.

Producción diaria de gas natural, 2019-2024.(en MM m³/d)

Fuente: Secretaría de Energía en base a DD.JJ de las empresas.

Caída de la producción interanual, 2019 vs. 2020(en MM m³/d)

Empresa	Producción total ago '20 (MMm ³ /d)				Agosto '20 vs. agosto '19 (MMm ³ /d)				Agosto '20 vs. agosto '19 (var. %)			
	Convencional	Shale	Tight	Total	Convencional	Shale	Tight	Total	Convencional	Shale	Tight	Total
YPF	15,8	7,2	10,1	33,1	-3,3	-4,6	-4,4	-12,3	-17,3%	-38,7%	-30,5%	-27,1%
TECPETROL	2,6	13,1	0,2	15,8	-0,6	-1,5	-0,1	-2,2	-19,6%	-10,5%	-27,3%	-12,3%
PAE	9,5	1,9	1,4	12,8	-1,3	-0,1	-0,4	-1,8	-12,0%	-5,9%	-20,8%	-12,2%
CGC	1,7		2,9	4,6	-0,7		-0,7	-1,4	-28,4%		-19,7%	-23,1%
TOTAL AUSTRAL	27,7	5,1	1,4	34,1	-0,9	-0,2	-0,4	-1,1	-3,3%	3,5%	-20,3%	-3,2%
ROCH	0,4			0,4	-0,7			-0,7	-60,4%			-60,4%
SINOPEC	0,8			0,8	-0,6			-0,6	-43,2%			-43,2%
OILSTONE	0,6		0,2	0,8	-0,1			-0,1	-8,7%		-18,2%	-11,0%
SELVA MARIA	0,4			0,4								
PAMPA	1,2	0,5	4,8	6,5	-0,1	0,4	0,3	0,6	-8,3%	444,4%	6,7%	10,0%
PLUSPETROL	2,4	2,7	0,7	5,8	-0,1	2,4	-0,3	2	-5,6%	968,0%	-26,0%	54,4%
Resto	7,5	1,7	1,1	10,4	-1,3	0,4	-0,1	-1	-14,4%	29,1%	-6,8%	-8,5%
Total	70,7	32,2	22,6	125,5	-9,3	-2,8	-6	-18,1	-11,6%	-8,1%	-20,9%	-12,6%

Fuente: Secretaría de Energía en base a DD.JJ. de las empresas operadoras.

2. Pauperización de la población.

El segundo problema radicaba en el empobrecimiento de gran parte de la sociedad, especialmente de los segmentos vulnerables, luego de diez años sin crecimiento del PIB, dos años de recesión y más de uno de Pandemia. Un contexto de semejante gravedad quedó cristalizado en la última medición semestral del INDEC, que convalidó un núcleo de pobreza del 42% de la población (12 millones de personas), y de indigencia del 10.5% (3 millones); en ambos casos al cabo del 2° semestre de 2020².

Ergo, un gran número de argentinos y argentinas no podría afrontar un sistema de precios de la producción de gas natural (compatible con un valor de reposición que revirtiera el declino), si no se involucraba, en paralelo, un esfuerzo estatal vía subsidios.

3. Aumento de importaciones.

Adicionalmente, existía un efecto macroeconómico en la salida creciente de divisas y la exposición a precios internacionales.

Importaciones y declino de la producción, 2020-2024.

(en MM m³/d)



Fuente: Secretaría de Energía.

² Incidencia de la pobreza y la indigencia en 31 aglomerados urbanos. Segundo semestre de 2020 (indec.gob.ar)

Demanda, producción e importaciones, con y sin Esquema 2020-2024.(en MM m³/d, salvo producción anual en MM m³)

Año	Producción Anual (MM m ³)		Producción diaria (MM m ³ /d)		Importaciones diarias		Demanda abastecida diaria (MM m ³ /d)	
	Con esquema	Sin esquema	Con esquema	Sin esquema	Con esquema	Sin esquema	Con esquema	Sin esquema
2020	40150,0	40150,0	110,0	110,0	23,7	23,7	133,7	133,7
2021	39748,5	37040,2	108,9	101,5	24,8	32,2	133,7	133,7
2022	40343,5	34167,7	110,5	93,6	23,2	40,1	133,7	133,7
2023	40949,4	31521,4	112,2	86,4	21,5	47,3	133,7	133,7
2024	41562,6	29090,5	113,9	79,7	19,8	54,0	133,7	133,7

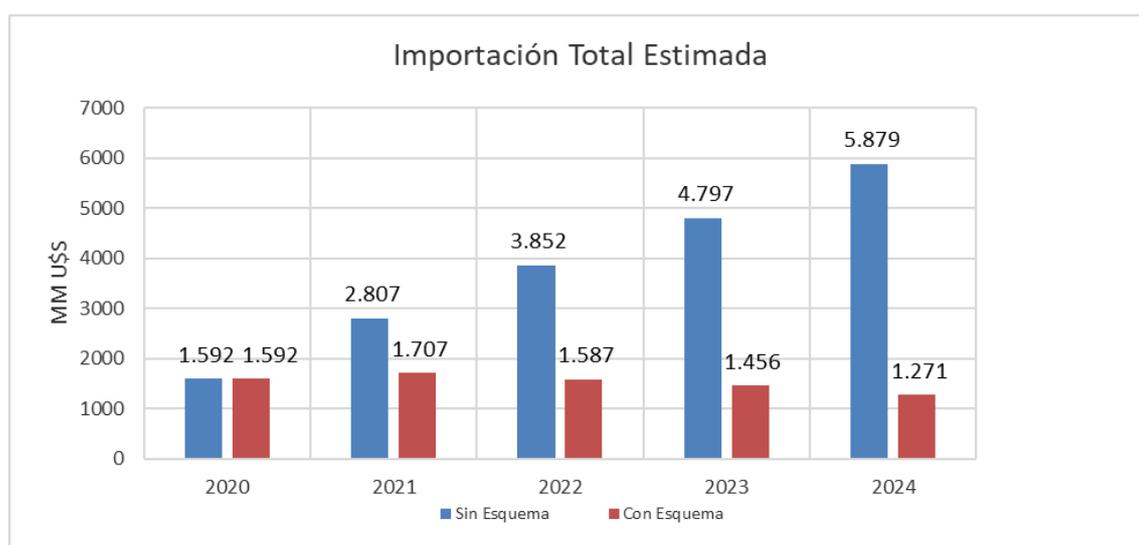
Fuente: Secretaría de Energía.

4. Requerimientos crecientes de divisas.

Otro aspecto preocupante era el requerimiento creciente de divisas para afrontar importaciones en aumento. Se preveía que, para 2024, la salida de dólares necesarios para importar el equivalente al gas natural no producido localmente ascendería a una cifra cercana a los 6 mil millones de dólares.

Importación de gas natural, 2020/2024.

(en MM USD)



Fuente: Secretaría de Energía.

5. Diversidad de precios en el mercado interno.

Por su parte, convivían varias formas de definición de precios en el mercado interno:

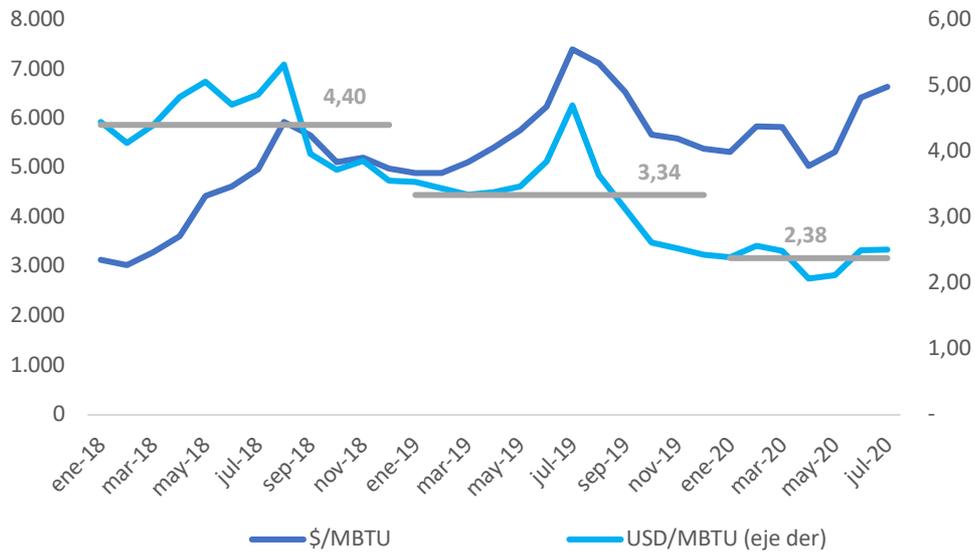
1. Distribuidoras: el precio surgía de la subasta anual que en febrero de 2019 organizó la SEN y validó el ENARGAS, cuyos contratos fueron luego prorrogados hasta inicios de 2020 por la Administración anterior. Los precios fueron fijados inicialmente en el orden de los 4,55 USD/MMBTu, pesificados a un tipo de cambio de 41 \$/USD. Posteriormente, por Resoluciones SEN 521/19 y 751/19 se difirió el ajuste semestral de tarifas, por lo que la devaluación del peso hizo que aquellos precios en dólares terminaran representando, a fines de 2020, un valor en torno a los 2,40 USD/MMBTu. Ya en 2020, por la Ley de Solidaridad 27.541 y la posterior declaración de la Pandemia COVID-19, tales precios fueron mantenidos hasta fines de ese año.

2. CAMMESA: el precio emanaba de licitaciones *spot* a un mes vista, el que se ubicaba, en períodos de excedentes estivales, cerca de los 2 USD/MMBTu y, en períodos de escasez invernal, en un máximo de 4,05 USD/MMBTu. Vale recordar que en 2020 el precio de invierno llegó a reducirse –por la sobreoferta que llevaba a “liquidar” los *stocks*– en hasta 2,70 USD/MMBTu.

3. Productores de la Resolución 46: el precio surgía del Programa de Estímulo a la producción excedente de cuencas no convencionales (que llegaron a totalizar unos 18 MM m³/día), con una duración de cuatro años y un precio descendente desde los iniciales 7,50 USD/MMBTu; el cual, para 2020, era de 6,50 USD/MMBTu y, para 2021, año de su finalización, de 6 USD/MMBTu.

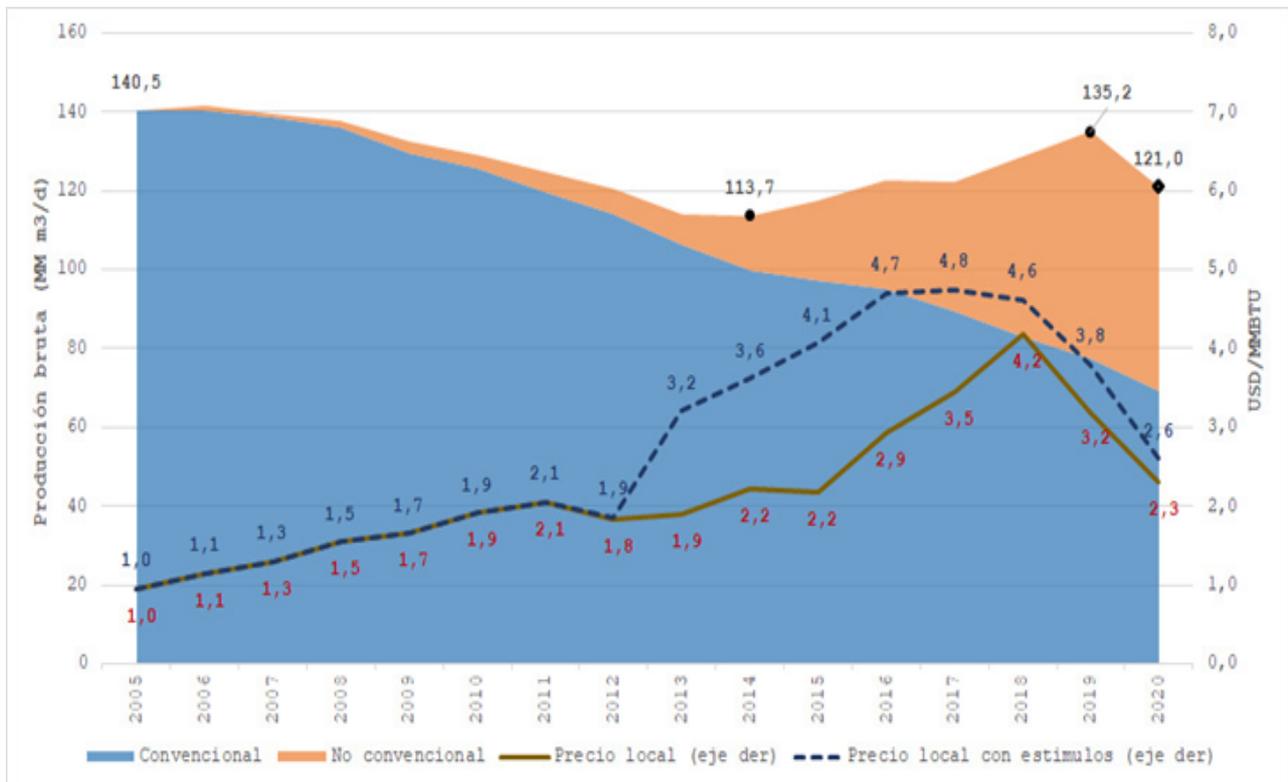
4. Resto de los Productores: el precio en boca de pozo tuvo una caída significativa, pasó de 4,40 USD/MMBTu en 2018 a unos 2,38 USD/MMBTu en 2020 (enero/julio); valor que ofrecía pocos incentivos al mantenimiento de la producción.

Precio de gas natural en boca de pozo, ene/2018 – jul/2020
(en USD/MMBTu)



Fuente: Secretaría de Energía.

Producción y precio promedio, 2005-2020.
(en MM m³/día y USD/MMBTu)



Fuente: Secretaría de Energía.

Así, a mediados de 2020 se estimaba que, con estimaciones de demanda conservadoras, en el 2021 se requeriría lo siguiente: *(i)* importar GNL durante todo el año en Escobar, *(ii)* reincorporar el buque regasificador en Bahía Blanca durante el invierno y mantener a plena carga ambas terminares, *(iii)* tomar las importaciones desde Bolivia al máximo nivel posible, *(iv)* complementar en CAMMESA con consumos de líquidos por la insuficiente provisión de gas para usinas³.

Saldo comercial de gas natural sin Plan Gas.Ar. 2020-2022.

(en MM USD)

Año	Impo Bolivia	Impo GNL	Impo Gasoil	Expo a Chile	Saldo
2020	-918	-317	0	0	-1235
2021	-916	-1875	-591	0	-3196
2022	-916	-2236	-1946	0	-4877

Fuente: Secretaría de Energía.

Saldo comercial de gas natural con Plan Gas.Ar, 2020-2022.

(en MM USD)

Año	Impo Bolivia	Impo GNL	Impo Gasoil	Expo a Chile	Saldo
2020	-857	-317	0	9	-1165
2021	-916	-360	0	700	-576
2022	-877	-318	0	700	-494

Fuente: Secretaría de Energía.

Estas previsiones partían de los siguientes supuestos de precio: *a)* Bolivia en promedio superior a 5 USD/MMBTu, *b)* GNL con futuros para 2021 en torno a 4,5 USD/MMBTu, más el costo de regasificación de 1 USD/MMBTu, y *c)* gasoil en torno a 10 USD/MMBTu. Así, para reemplazar unos 25 MM m³/día en invierno (15 millones de declino, más 10 adicionales de invierno desde Neuquén), y entre 5 y 10

³ Lo que no se previó, a mediados de 2020, fue la ocurrencia un año más tarde de dos hechos sumamente relevantes para la provisión de combustibles, a saber: *(i)* el parate de producción durante 20 días en la Cuenca Neuquina producto de reclamos gremiales de autoconvocados del área de la salud, justo en las puertas del invierno y en la previa del inicio de los compromisos de inyección por parte de los productores del PG.Ar; y *(ii)* la baja hidráulica que afectó la generación hidroeléctrica de origen binacional y que llevó al Gobierno a la declaración –vía Decreto 482/2021– del “Estado de Emergencia Hídrica” por 180 días en las Provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Santa Fe, Entre Ríos, Misiones y Buenos Aires, sobre las márgenes de los ríos Paraná, Paraguay e Iguazú.

MM m³/día el resto del año, el costo fiscal sería neutro en el corto plazo, pero implicaría un ahorro fiscal en un plazo superior a un año. Como veremos luego, estas previsiones de precio resultaron sumamente optimistas a la luz de nivel del mercado internacional de mediados de 2021.

2. Decisión política de estimular el sector con articulación público-privada.

Visto este diagnóstico sectorial, el Plan Gas.Ar que aprobó el Esquema de Gas Natural 2020-2024 fue el resultado de una decisión política que apuntaló y respaldó un proceso de negociación con la industria hidrocarburífera cuyo objetivo fue generar un nuevo marco de fijación de precios de largo plazo que se tradujera en compromisos ciertos de inversión para abastecer la demanda prevista para los próximos cuatro años, teniendo en consideración la infraestructura existente.

Así, durante más de 7 meses se llevaron adelante encuentros virtuales que se extendieron: *(i)* al interior de las agencias estatales, *(ii)* a la amplitud de los jugadores de la industria, y *(iii)* a las provincias a las cuales les es reconocido el “dominio originario” de los recursos del subsuelo.

Vale destacar que este proceso de negociación garantizó la participación de todos los jugadores del mercado de gas a fin de maximizar la competencia y promover volúmenes suficientes a precios competitivos. El nivel de diálogo, intercambio horizontal franco, directo y por momentos tenso, pero siempre de buena fe, estuvo guiado –en todo momento– por la procura del bien común a través de una herramienta pensada tanto para la industria como para el conjunto de la población. A tales fines, la propuesta procuró superar el estándar de circunstancialidad y cortoplacismo para ubicarse al nivel de “sistema” que trascendiera su época y reivindicara la vocación de permanencia.

Así, tender al objetivo sistémico no era una nimiedad en un sector de altísima relevancia para la economía, compuesto por: *(a)* *players* locales e internacionales, *(b)* de capitales públicos, mixtos y privados, *(c)* con un uso laboral y financiero intensivos, *(d)* con gran poder de *lobby*, *(e)* con portafolios globales en muchos casos, y *(f)* generalmente habituados a la ayuda estatal pero que, al mismo tiempo, *(g)* suelen reclamar, como principio, la existencia de reglas de mercado.

El listado de operadoras adjudicatarias del Plan Gas.Ar es el siguiente:

1. CFI
2. Metro Holding SA
3. Capex SA
4. Pluspetrol SA
5. Vista Oil & Gas Argentina SAU
6. Mobil Argentina SA

7. Wintershall Dea Argentina SA
8. Total Austral SA
9. Petrobras Operaciones SA
10. Shell Argentina SA
11. Grupo Pan American
12. Pampa Energía SA
13. Tecpetrol SA
14. CGC SA
15. YPF SA

En fin, un total de: (a) quince empresas; (b) grandes, medianas y chicas; (c) nacionales y extranjeras; (d) americanas y europeas; (e) con producción en cuenca neuquina y austral; (f) de gobierno corporativo privado y mixto; (g) con producción R46 y sin ella; (h) con producción creciente y declinante; (i) con producción destinada al mercado y a su propia demanda eléctrica; (j) con producción *on shore* y *off shore*; etc.

Por su parte, también se convocó a todas las empresas licenciatarias del servicio público de Distribución de gas natural por redes (herederas de las actividades otrora desarrolladas por la empresa pública Gas del Estado SE), y que abastecen a casi 9 millones de usuarios en todo el país. A través de la Cámara ADIGAS participaron Metrogas, Naturgy BAN, Centro, Cuyana, Litoral, Gasnea, Gasnor, Cammuzi Pampeana y Cammuzi Sur.

Finalmente, también participó CAMMESA, una “SA bajo injerencia estatal” que administra el mercado mayorista eléctrico; así como IEASA, otra SABIE que provee el gas de última instancia para las Distribuidoras y el GNC.

En fin, esta “mesa” ampliada de gestación, discusión y diseño de esta política pública pudo constituirse como un espacio idóneo –y tal vez poco habitual– de apertura a diferentes visiones, válidas y constructivas, aunque no siempre compatibles entre sí, que finalmente pudo moldear una respuesta sólida y duradera a un diagnóstico compartido tanto por el sector público como por el privado.

3. Antecedentes.

Justo es reconocer que el diseño del Plan Gas.Ar no fue una creación *ex novo* sino que partió de la experiencia consolidada a partir de una serie de programas de estímulo a la producción de gas natural que se habían desarrollado desde el año 2008, de los cuales se aprendió, tanto por error como por virtud. Así, los denominados Programa Gas Plus (yacimientos nuevos), Plan Gas I y II (producción excedente a 7,50 USD/MMBTu) y la Resolución 46 (reservorios no convencionales con un sendero decreciente desde los 7,50 hasta los 6 USD/MMBTu) sirven de comparación

para establecer líneas de continuidad y ruptura con los precedentes del Esquema 2020/2024.

II. OBSTÁCULOS A LA POLÍTICA PÚBLICA

Toda política pública atraviesa diferentes etapas. En este caso, el proceso de gestación abarcó al diseño de la herramienta, la estructuración de la agenda, la formulación de alternativas y la puesta en común con los diferentes actores. Pero, a la vez, todo proceso de gestión se enfrenta con desafíos que puedan impedir su desarrollo y avance de manera continua y lineal. Así, la elaboración del Plan Gas.Ar se topó con un cúmulo de obstáculos que fue menester abordar, sortear y/o resolver. Ello, en forma previa a la aprobación final del instrumento normativo por parte del PEN.

A estos desafíos se agregaban, en este caso, las dificultades que traía aparejado el lanzamiento de un programa que “corría contra el tiempo”, esto es, que dependía para su éxito de un comienzo relativamente alejado del *deadline* de mayo de 2021, que era precisamente el hito para el inicio de los compromisos de inyección de cara al invierno de este año. Ello, atento a que las compañías productoras debían firmar los contratos con sus contrapartes, obtener financiamiento, conseguir la disponibilidad de los equipos de fractura y de terminación y conexión, y llevar adelante un reimpulso a la actividad que incluía un movimiento importante particularmente en la zona de Vaca Muerta (luego de al menos 3 semestres de virtual parate). ¡Y todo ello en muy poco tiempo!

Algunos de los escollos más importantes que lograron ser traspasados a lo largo del segundo semestre del año de la Pandemia fueron:

1. La diversidad de intereses al interior de la industria, producto de un sector caracterizado a partir de diversos clivajes:

- a) Por la participación del Estado en la propiedad y gestión de las empresas: que distingue a YPF SA –51% estatal– del resto de las operadoras.
- b) Por el porcentaje de la producción local de la que son responsables: aquí se destacan las de mayor aporte, como YPF, Total Austral, PAE, Pampa Energía y –a partir de 2018– también Tecpetrol.
- c) Por la nacionalidad de sus acciones: que las divide en nacionales y extranjeras (entre las que se destacan Shell, Exxon Mobil, Total Austral y Wintershall Dea).
- d) Por la operación por cuenca: se dividen en 14 compañías productoras en Cuenca Neuquina (con YPF a la cabeza), por un lado; y (Cuenca Marina Austral (PAE en Chubut, CGC en Santa Cruz y PAE-Total-Wintershall en Tierra del Fuego), por el otro.

- e) Por el origen de la producción: que las agrupa en productoras de gas convencional o NoC, y que en términos generales se identifica con cada cuenca: Austral en convencional y Neuquina en NoC (salvo CGC en el primer caso, que produce solo NoC, e YPF en el segundo, que tiene de ambos tipos).
- f) Por la magnitud del volumen comprometido: que pone el acento en aquellas compañías con inyección reducida.
- g) Por su participación en la Resolución 46: que moldea el perfil negociador tanto de Tecpetrol en Neuquén como de CGC en Santa Cruz.

2. *La amplitud de visiones técnico-políticas al interior de la coalición gobernante*: analizado desde un abordaje de la Ciencia Política, toda coalición de gobierno enfrenta el desafío de articular las diferentes visiones que nutren cada uno de sus componentes, de forma tal de que se traduzcan, en términos de gobernabilidad, en ganancia superadora y no en fuerzas obstaculizantes. Ello, puesto que la amalgama coaligante puede funcionar tanto a partir de actores con conductas propositivas, como de otros personajes con perfiles prescindentes, o bien con “capacidad de veto”.

3. *Una sinuosa confianza en la capacidad de pago del Estado*: como cada vez que una política pública tiene como objeto un propósito de promoción o estímulo, y este último involucra la garantía de un incentivo en dinero en favor de actores de la industria, cobra relevancia el historial de la Administración como “buena pagadora” de tales compromisos asumidos. En el caso del Plan Gas.Ar, dicho historial estaba munido de diversos antecedentes, no siempre favorables, a lo que se sumaba la deuda asumida en virtud del Decreto 1023/2019. Esta norma reconocía a los distribuidores de gas un diferencial entre el precio comprometido en sus contratos con los productores y el costo derivado de las diferencias de tipo de cambio. Solo la primera de las treinta cuotas fue abonada por el Tesoro, en tanto el Decreto fue dejado sin efecto por la Ley de Presupuesto de 2021 (art. 91).

4. *El desacople entre el precio de la oferta y el costo a la demanda*: se tuvo que prever un mecanismo garantizado de pase a tarifa (*passthrough*) de un precio del gas nuevo que pudiera ser afrontado por la demanda prioritaria. Así, se diseñó un esquema de dos pasos: 1) un concurso público de precios, con un límite máximo como tope, sujeto a la concurrencia de los productores, y 2) la decisión política del PEN, previa audiencia pública, para determinar qué porcentaje del precio resultante de esa competencia sería trasladado a la demanda de los hogares –finalmente se decidió que fuera el mismo que desde 2019, incrementando la masa de subsidios.

5. *Acotadas partidas en el Presupuesto 2021*: que amenazaron la capacidad por parte del Estado Nacional para hacer frente a una masa previsiblemente frondosa de recursos garantizados en un horizonte plurianual. Los temores radicaban, pues, en que el Presupuesto para el primer año del Plan Gas.Ar no contemplaba las partidas

necesarias para saldar dichas cuentas. A lo que se sumaban los pagos pendientes del Programa de la Resolución 46/17.

6. *El empalme con la Resolución 46*: este desafío implicó respuestas creativas puesto que ambos programas de estímulo se solapaban durante al menos un año debía decidirse de qué forma empalmarlos sin afectar la concurrencia e igualdad y logrando igualar el “punto de largada”. Para ello, se exigió una renuncia expresa hacia el futuro a los reclamos administrativos y judiciales, y se ponderó el peso del subsidio de la R46 a los efectos de “igualar la posición inicial” de los beneficiarios con la del resto de los productores. Así, luego de un arduo proceso que alejó a las partes de las posiciones maximalistas iniciales, se arribó a un texto que plasmaba múltiples alternativas de ingreso.

III. APROBACIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA

1. La convalidación a través del dictado de una regla jerárquica (DNU).

Finalmente, luego de meses de elaboración, consulta, revisión y validación, el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia 892/2020, de fecha 13/11/2020, por el cual se aprobó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”.

El logro concreto de la aprobación de esta política pública debe reconocerse en la visión oportuna de la flamante conducción de la Secretaría de Energía que, a fines de 2020, reivindicó la propuesta inicial del Ministerio de Desarrollo Productivo y la llevó adelante. Para ello contó con el Ministerio de Economía, quien dotó a la herramienta de su propio perfil y la impulsó para su aprobación por el Presidente de la Nación, cuya decisión política fue vital para su concreción.

2. Objetivos en materia de producción, ahorro fiscal y generación de empleo.

Según las previsiones oficiales, las ventajas económicas del Esquema radicaban en el ahorro de divisas por menores importaciones y en el menor costo fiscal total.

Resultados 2021-2024			Con Esquema	Sin Esquema	Ventajas del Esquema
1	Inyección neta	2024	114 MM m ³ /d	80 MM m ³ /d	34 MM m³/d adicionales de producción nacional
2	Requerimiento de importaciones de energía	2024	19,8 MM m ³ /d equivalentes - 1.118 MMUSD	62,24 MM m ³ /d equivalentes - 4.627 MMUSD	Sustitución de 34 MM m ³ /d equivalentes. Menor uso de divisas por 3.509 MMUSD
3	a) Importaciones netas de GN equivalente	2021-2024	5.612 MMUSD	14.276 MMUSD	Ahorro de divisas por 8.664 MMUSD
4	b) Importaciones necesarias para motorizar inversiones	2021-2024	1.000 MMUSD	-	Entre un 10% a un 20% del costo de cada pozo (supuesto: 15%)

5	c) Intereses por financiamiento con deuda externa	2021-2028	1.058 MMUSD	-	Ingresos de divisas que motorizan inversiones por 8.000 MMUSD (2021-2024) , a financiar en 60 períodos al 5%
6	Importaciones netas totales (requerimiento de divisas BCRA)	2021-2024 (a+b)	6.612 MMUSD (sin ejercicio intereses)	14.276 MMUSD	Ahorro de divisas por 7.664 MMUSD en menores importaciones
7		2021-2024 (a+b+c)	7.670 MMUSD (con ejercicio intereses)	14.276 MMUSD	Ahorro de divisas por 6.606 MMUSD (con financiamiento externo)
8	Costo fiscal de importaciones	2021-2024	2.876 MMUSD	7.636 MMUSD	Ahorro fiscal 4.760 MMUSD
9	Costo fiscal (solo Distribuidoras)	2021-2024	2.451 MMUSD	-	Incentivo a industria local 2.451 MMUSD
10	Costo fiscal total (Tesoro)	2021-2024	5.327 MMUSD	7.636 MMUSD	Ahorro fiscal durante el período de 2.309 MMUSD

Vale resaltar las necesidades en millones de dólares para las importaciones netas de gas natural y combustibles alternativos, puesto que el ahorro de divisas entre 2021 y 2024 por menores importaciones netas sería de 8.664 MMUSD. Al mismo tiempo, la totalidad de las inversiones previstas ascenderán a un capital de 8.000 MMUSD.

3. Pautas, criterios y condiciones elementales.

El art. 4° contiene el núcleo del Plan a instrumentar, a saber:

- a) Volumen: será por un volumen base total de 70.000.000 m³/día para los 365 días de cada año.
- b) Plazo: tendrá una duración inicial de 4 años, que podrá ser ampliado por la SEN en función de la situación en el mercado de gas; y que para los proyectos Costa Afuera será de hasta 8 años en total.

- c) Exportaciones: podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta 11 millones m³/día, exclusivamente durante el período no invernal.
- d) Procedimiento de oferta y demanda: los contratos surgirán de un mecanismo de subasta o licitación diseñado por la SEN que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia.
- e) Agregación de la demanda: se sumarán las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de las usinas eléctricas, más las exportaciones.
- f) Coordinación con programas de incentivo: se procurará amalgamar el esquema con los planes de estímulo a la oferta de gas natural establecidos por las Resoluciones MINEM 46 y 447 del año 2017.
- g) Valor agregado nacional y planes de inversión: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.

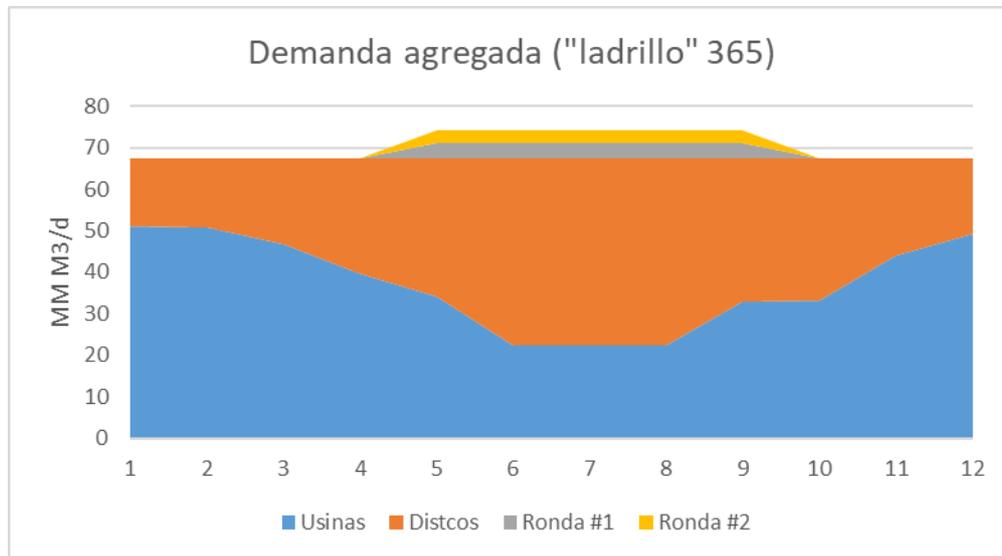
4. Agregación de demanda.

El mecanismo más novedoso del PG.Ar radicó en que el Estado sumó las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de la generación térmica, más las exportaciones no invernales, y las ofreció a los productores por un plazo de 4 años. Un ejemplo cabal de sinergia público-privado en el diseño de una política pública energética. Para ello, se estimaron los niveles de oferta y demanda y se realizó una agregación (sumatoria) de esta última en vistas a consolidar un bloque uniforme (“ladrillo”) a largo plazo; esto es, unos 70 MMm³/d en los 365 días del año a lo largo de 4 años, así como un volumen adicional en cada Período Invernal de ese lapso cuatrianual. Por su parte, el mercado compite libremente por abastecer a dicha demanda, ya con un horizonte temporal dilatado, lo que favorece ampliamente la previsión de inversión y la consecuente reducción de precios.

Asimismo, el PG.Ar exige que cada productor inyecte un 30% adicional a sus contratos con Distribuidoras y CAMMESA, lo que representa unos 30 MMm³/d más que se destinan a los segmentos libres, tales como industrias y GNC. En total, son 100 MMm³/d por 365 días por 4 años.

Agregación de demanda prioritaria con centrales térmicas, enero-diciembre.

(en MM m³/d)



Fuente: Secretaría de Energía.

5. Estímulo a la producción de todas las cuencas (convencional y NoC).

Se apuntó a la promoción de la producción de gas natural en todas las cuencas productivas del país, lo que implica el estímulo a ambos tipos de hidrocarburos gaseosos, de origen convencional (históricas) y no convencional (f. Vaca Muerta y Palermo Aike).

6. Compromiso de mantenimiento de la producción.

El Plan Gas.Ar reivindica como premisa la búsqueda de compromisos plurianuales de sostenimiento de los niveles de producción alcanzados en los meses de mayo-junio-julio de 2020. No se exige que aumente la producción porque: (i) no existe capacidad de transporte desde la Cuenca Neuquina en el período estival, (ii) no hay posibilidad de incrementar la inyección desde la Cuenca Austral, (iii) el contrato con Bolivia, vigente hasta 2026, incluye una cláusula de *Take or Pay* que limita la capacidad de sustituir importaciones, (iv) la incorporación de generación de fuentes renovables en la matriz eléctrica y el aumento de eficiencia en centrales térmicas reducen la demanda de gas para usinas.

No obstante, visto que el diagnóstico revelaba que el declino en la producción era significativo y sostenido en los últimos 3 lustros, requerir el mantenimiento de un nivel de producción X era, de por sí, un objetivo ambicioso en el contexto en el que se diseñó este Esquema.

7. Penalidades robustas y determinantes.

El incumplimiento de los compromisos de *Deliver or Pay* del 100% diario y del *Take or Pay* del 75% mensual bajo los contratos con CAMMESA y las Distribuidoras, acarrea el sometimiento a fuertes penalidades contractuales. En cuanto al incumplimiento en los compromisos de inyección, la penalización dependerá del porcentaje de no-cumplimiento y, a medida que se agrava la falta de inyección, se va reduciendo el diferencial a pagar por parte del Estado Nacional. Ahora bien, si el incumplimiento se extiende por 6 meses consecutivos, el productor en falta sufrirá la baja automática del Plan Gas.Ar en su conjunto. Adicionalmente, si la inyección durante los meses de junio, julio y/o agosto de cada año resulta inferior al nivel comprometido, el productor debe compensar su falta de volumen con alguna de las alternativas previstas, que incluyen el pago del doble del valor recibido por el Estado.

8. Precio por competencia con límite superior.

En el Concurso Público de la Ronda #1 la determinación del precio no consistió –a diferencia de los anteriores Planes Gas I y II y de la R46– en la fijación de un precio unívoco para todos los productores, el cual surgía de una decisión unilateral y discrecional de la autoridad sectorial. Por el contrario, en este caso cada productor ofertó un precio determinado –el mismo para los 4 años– que podía diferir entre oferentes, con lo que se potenció la competencia por cuenca. De allí que no implicara un precio creciente a percibir por los productores, sino fijo o *flat*.

Al mismo tiempo, el PEN vía –Decreto 892/2020– definió un precio máximo operó como límite a las ofertas. Este tope límite fue sugerido a lo largo de las rondas con los productores (públicos y privados, nacionales e internacionales), quienes manifestaron, al unísono, que aquél consistía en un estándar de precio que los dejaba en una situación razonable en términos de valor de reposición de las reservas a explotar. Este precio máximo fue determinado a partir del criterio de Valor Presente Neto (VPN). Esto implica que se diseñó un programa con la evaluación del flujo a cuatro años a VPN para ponderar el peso a los productores de la R46 que percibirían un precio superior durante el año 2021 (6 USD/MMBTu). Este VPN, a su vez, es descontado a una tasa del 10%. En concreto, se fijó un VPN máximo en 3,20, lo obligaba a los productores con R46 a realizar una oferta con un precio máximo de 2,75, mientras que un productor no-R46 podía ofertar hasta con un precio de 3,65 en Neuquén y de 3.40 en Cuenca Austral. A dicho precio se le aplican los factores de ajuste estacionales (0,82 en verano y 1,25 en invierno).

9. Subsidio al usuario, no al productor.

Desde un punto de vista de técnica regulatoria, el Esquema está concebido como de subsidio a la demanda prioritaria de gas natural. Si bien el subsidio lo percibe la oferta, es así para poder celebrar contratos en pesos con las Distribuidoras (y

CAMMESA), al precio que el regulador (y la SEN) considere “justo y razonable” (*passthrough*), sin atentar contra el desarrollo de la producción. La idea, pues, consiste en hacer compatible un sistema de precios aptos (rentables, redituables) para desarrollar gas nuevo, con un sistema de precios asequibles (pagables, afrontables) por los usuarios vía subsidio; especialmente para los consumidores residenciales de los segmentos vulnerables de la población.

Se trata, pues, de un subsidio indirecto a la demanda prioritaria (hogares), en tanto si se pudiera trasladar el precio pleno del gas en PIST a todos los segmentos de consumo residencial, la intermediación estatal vía subsidio sería innecesaria. En este último escenario, las Distribuidoras, CAMMESA y la industria contratarían libremente con los productores a precio de mercado sin ningún tipo de arbitraje estatal.

10. Contractualización plurianual y previsibilidad a mediano plazo.

Una de las virtudes del Esquema Gas 2020-2024 consiste en su duración plurianual, en tanto al plasmar una contractualización con un horizonte de mediano plazo permite a todos los actores relevantes del sector planificar, ejecutar y mantener en el tiempo sus compromisos mutuos y entrecruzados. Así, el Estado prevé sus requerimientos fiscales y planifica su programa de importación; los productores diseñan sus planes de inversión y ejecutan las tareas de producción e inyección; las distribuidoras se abastecen del combustible conforme sus necesidades de demanda; CAMMESA hace lo mismo para las usinas térmicas; los usuarios advierten que su consumo estará garantizado a mediano plazo con un traslado razonable del costo del gas en PIST en sus boletas; las industrias y el GNC también cuentan con una buena parte de sus insumos energéticos garantizados que les permite firmar contratos *flat* a varios años.

Por su parte, el plazo cuatrianual para los contratos entre productores y distribuidores/CAMMESA fue pensado y definido a los efectos de que el compromiso de inyección concluya pasado el primer invierno del Gobierno que iniciará su mandato en diciembre de 2024 (sea que haya reelección o alternancia).

11. Pagos provisorios y regalías directas.

Independientemente de la lógica diversidad de visiones político-ideológicas entre Administraciones de distinto signo político (2003/2015, 2016/2019, 2020 en adelante), es virtuoso que los hacedores de políticas públicas incorporen en sus diagnósticos y diagramación de las herramientas de gestión a las enseñanzas aprendidas de experiencias previas, propias y ajenas. En este caso, pueden destacarse dos aspectos del Plan Gas.Ar que reivindican disposiciones de los Planes Gas I y II y de la R46. Por un lado, el pago del diferencial de precio por parte del Estado dividido en dos partes, una provisoria al momento de declarar la inyección y otra definitiva

una vez efectuadas las mediciones correspondientes. Por el otro, el reconocimiento de las regalías en favor de las Provincias de la OFEPHI que se deduce directamente del monto a abonar por el Tesoro a las empresas productoras adherentes al Esquema. De esta manera, el Fisco Nacional transfiere directamente a las Provincias los montos proporcionales involucrados, sin depender de que las empresas, a su vez, remitan esos valores a la autoridad concedente local.

12. Compromiso de inversiones y Valor Agregado Nacional.

Se exige un compromiso de inversión con obligación de realizar un incremento proporcional y progresivo del denominado Valor Agregado Nacional (VAN). Así, los oferentes debían presentar un Plan de Inversiones que no podrá ser inferior al flujo de fondos, producto de la compensación a percibir del Estado Nacional.

Estas exigencias se fundamentan en el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional. Al mismo tiempo, persiguen un par de objetivos específicos, a saber: *(a)* agregar valor a la cadena de abastecimiento a través de la transferencia de tecnología y de conocimiento por parte de los Productores; y *(b)* promover una mayor participación directa de los proveedores locales en base a una mejora de la productividad, competitividad, eficiencia y calidad de la industria local.

IV. IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA

1. Convocatoria a la Ronda #1.

Si bien es cierto que la aprobación formal de esta política pública –vía Decreto 892/2020– se demoró más de lo esperado, los pasos siguientes se llevaron delante de manera rápida. En efecto, tan solo una semana después de emitido el Decreto 892/20, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 317 de fecha 20/11/2020 de convocatoria al Concurso Público Nacional, aprobación del Pliego de Bases y Condiciones y notificación a los interesados: las empresas Productoras, Distribuidoras y CAMMESA. Asimismo, aprobó los modelos de contrato y de renuncia a los beneficios de la Resolución 46/17, y creó la “Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional (MTVAN)”.

Dos semanas más tarde, el 3 de diciembre, la Subsecretaría de Hidrocarburos llevó a cabo la apertura de ofertas, habiéndose recibido un total de 16 ofertas, que representan casi el 100% de los productores gasíferos del país. Con lo cual, puede concluirse preliminarmente que la herramienta diseñada y propuesta resultó adecuada y significativamente estimulante para las empresas con desarrollo productivo en Argentina.

Por último, por Resoluciones 391/20 y 417/20, la Secretaría de Energía aprobó en fecha 29/12 las adjudicaciones y asignaciones de los volúmenes con apertura por productor, distribuidora y cuenca de origen.

Volúmenes y precios ofertados, 2021.

(en MM m³/d y USD/MMBTu)

I - Volúmenes y precios ofertados - 2021								
Orden	Empresa	Cuenca	Volumen	Volumen	Volumen	Volumen	Precio	Valor
			Periodo Base	1.4 A	1.4 B	Periodo Estacional de Invierno Adicional		
			MM M3/día				US\$/MMBTU	
1	CFI	NEU	0,087				2,600	2,26
2	METRO HOLDING S.A.	NEU	0,072				2,630	2,29
3	CAPEX S.A.	NEU	0,814				2,400	2,31
4	PLUSPETROL S.A.	NEU	2,275				3,294	2,86
	VISTA OIL & GAS ARG. S.A.U.	NEU	0,859				3,290	2,86
5	MOBIL ARGENTINA S.A.	NEU	0,410				3,400	2,95
6	WINTERSHALL DEA ARG. S.A.	NEU		1,000			3,430	2,98
7	TOTAL AUSTRAL S.A.	NEU		2,165		0,600	3,489	3,03
8	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	NEU	0,840				3,506	3,05
9	SHELL ARGENTINA S.A.	NEU	0,301				3,540	3,08
10	PAN AMERICAN ENERGY S.A.	NEU	2,650				3,590	3,12
11	PAMPA ENERGIA S.A.	NEU	4,900			1,000	3,600	3,13
12	PAN AMERICAN ENERGY S.A.	TDF	3,647				3,390	3,16
13	TOTAL AUSTRAL S.A.	TDF	5,000				3,398	3,17
	TECPETROL S.A	NEU		7,100		2,000	3,650	3,17
14	PAN AMERICAN ENERGY S.A.	CHU	2,146				3,520	3,18
15	WINTERSHALL DEA ARG. S.A.	TDF	5,300				3,430	3,20
16	CGC S.A.	SC		1,700			3,460	3,21
	YPF S.A.	NEU	20,900				3,660	3,21
17	WINTERSHALL DEA ARG. S.A.	NEU			0,860		3,430	
18	CGC S.A.	SC			0,680		3,460	
19	TOTAL AUSTRAL S.A.	NEU			0,866		3,489	
20	TECPETROL S.A	NEU			2,840		3,575	
TOTAL GENERAL			50,20	11,97	5,25	3,60		

Fuente: Secretaría de Energía.

De estas ofertas surge, por un lado, que el volumen base total adjudicado es de 67,41 MMm³/d, apenas inferior al buscado por la SEN. Y, por otro lado, se erige “el precio del PG.Ar” o Precio Promedio Ponderado de todas las ofertas de cada cuenca, levemente superior a los 3,50 USD/MMBTu, valor que será, en adelante, la nueva referencia para el sector del gas natural en Argentina y se convertirá inexorablemente en “el” precio para los diferentes segmentos de la demanda.

PPP de la Ronda #1 del PG.Ar, 2021-2024.

(en USD/MMBTu)

Precio Promedio Ponderado	2021	2022 - 2024
	U\$S/MMBTU	
NEU	3,571	3,575
AUS	3,428	3,428
Ttotal	3,532	3,535

Precio Promedio Ponderado	2021	2022 - 2024
	U\$S/MMBTU	
NEU	3,571	3,575
CHU	3,520	3,520
SC	3,460	3,460
TDF	3,408	3,408
Total	3,532	3,535

Fuente: Secretaría de Energía.

Finalmente, el “talón de Aquiles” de la Ronda #1 fue, pues, el total de volúmenes adicionales de invierno. Es aquí donde se verificó, de manera cruda, la indeseable cercanía temporal entre la convocatoria y el “día D” del Plan (1°/5/21). Pero la falta de ofertas se debió, también, a las fuertes penalidades que recaen sobre los productores en caso de incumplir con las obligaciones de inyección – puesto que la SEN toma decisiones prospectivas en virtud de las adjudicaciones (como la compra de GNL y líquidos), y no es cuestión de que los compromisos asumidos en el PG.Ar tuvieran bases débiles o inciertas. Así, las ofertas adjudicadas a tres empresas (Total Austral, Pampa Energía y Tecpetrol) sumaron 3.60 MM m³/d para los meses de invierno de los 4 años.

2. Certificados de Crédito Fiscal.

Mediante el art. 89 de la Ley 27.591 de Presupuesto 2021 se facultó a la Secretaría de Energía a reglamentar estos Certificados a modo de garantía que el Estado Nacional había asumido para el caso de falta de pago oportuno del diferencial de precio a los productores. Los certificados son aplicables a la cancelación de las deudas impositivas devengadas, en forma electrónica y en moneda extranjera. Su instrumentación corrió por cuenta de las Resoluciones SEN 125 del 20/2/21 y General AFIP 4939 del 3/3/21.

3. Audiencia Pública:

En fecha 15/3/21 la SEN convocó a Audiencia Pública, a través de la Resolución 117, a efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que el Estado Nacional tomará a su cargo. Bajo modalidad virtual, este procedimiento de información pública y participación ciudadana tuvo a la Subsecretaría de Hidrocarburos como representante oficial y contó con 40 oradores.

Lo relevante fue el Informe Técnico que la SEN publicó días antes para poner a disposición de los usuarios la documentación necesaria conforme el art. 42 CN. Allí se afirma que el Estado Nacional estaba tomando a su cargo, en dicho momento, una porción equivalente al 55,7% del costo total del gas natural necesario para satisfacer la demanda prioritaria, esto es, un costo de \$110.586 millones sobre un total de \$198.539 millones. De continuarse con esa situación, el costo fiscal para el año 2021 debería afrontarse con partidas adicionales no previstas en el Presupuesto, por un monto extra de \$36.736 millones. De lo contrario, la adecuación tarifaria sería de hasta un 23 %.

4. Reglamento de exportaciones en firme.

Otro de los aspectos novedosos que incorporó el Plan Gas.Ar es la habilitación del PEN al otorgamiento de permisos de exportación de gas natural en condición firme para el período estacional de verano. Así, mediante la Resolución 360 de fecha 23/4/21 la SEN aprobó el “Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural” que modificó el régimen vigente (Res. SGE 417/19).

Para ello, se tomó en consideración las características del mercado local, cuya demanda de gas natural se encuentra fuertemente marcada por la estacionalidad, debido a la determinante influencia del consumo residencial, así como también las características del mercado regional, al cual resulta crucial integrarse para incentivar la producción constante. El consumo estacional genera excedentes durante los meses de verano y conlleva un desafío para la viabilidad económica de los proyectos, lo que induce a desarrollar alternativas de colocación durante el período estival.

Así, la Res. 360/21 viabilizó el ofrecimiento a los productores de condiciones preferenciales de exportación en condición firme de verano por hasta un volumen total de 11 MMm³/d. El punto más relevante aquí es la forma en que se amalgaman dos objetivos de la política pública: (i) el resguardo del mercado interno y (ii) la promoción del desarrollo del mercado de exportación. Si bien a simple vista lucen como propósitos contradictorios, la SEN ideó un esquema de cumplimiento sucesivo.

En efecto, se determinó que las autorizaciones serán otorgadas en la medida en que no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno (cf. art. 6°

Ley de Hidrocarburos 17.319 y art. 3° Ley de Gas 24.076). En forma previa al otorgamiento del permiso se realizará un análisis integral y sistémico de las condiciones de funcionamiento del mercado interno a efectos de lograr cubrir la demanda interna mediante un suministro eficiente y seguro en cada caso. Luego, en caso de ser otorgada la autorización para el período estival, las exportaciones con permisos adquieren carácter de “firme” y ya no podrán ser interrumpidas por la SSHC a través del “corte útil” –procedimiento típico del período invernal.

Los volúmenes a autorizar de la Cuenca Neuquina serán hasta 7 MMm³/día; los primeros 4 MMm³/d según la prioridad de despacho, y los hasta 3 MMm³/d remanentes según otro criterio. Los volúmenes de la Cuenca Austral serán hasta 4 MMm³/día; los primeros 2 MMm³/d según la prioridad de despacho, y los hasta 2 MMm³/d remanentes según otro criterio. Y los productores solamente podrán exportar desde la cuenca en la que hayan sido adjudicados.

El criterio de asignación es el siguiente:

- Para volúmenes “prioritarios”, según el *ranking* de la Ronda #1: precio más bajo o prioridad de despacho (salvo para el período estival 2021/2022, cuyos derechos se encontraban vencidos);
- Para volúmenes “remanentes”, según un mecanismo “por fuera” de la prioridad económica y que responde a una polinómica que pondera (a) el mayor precio de venta al mercado externo (Chile y Brasil) y (b) el mayor volumen adjudicado al mercado interno.

Un dato altamente relevante es que toda solicitud de autorización de exportaciones firmes deberá contener como precio mínimo el Precio Promedio ofertado en la Ronda #1 del Plan Gas.Ar (cf. Anexo II Res. 447/20). De esta manera, se incentiva la obtención de precios superiores con la finalidad de valorizar la producción nacional al momento de su comercialización en mercados externos. Al mismo tiempo, este piso funge como “estándar sistémico” para todos los precios de los diferentes segmentos de la demanda de gas natural, por lo que presumiblemente se constituirá también como referencia para los contratos que celebren las industrias con los productores.

V. REVISIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA

1. Evaluación y lanzamiento de la Ronda #2:

En febrero de 2021 la Secretaría de Energía lanzó una nueva instancia de recepción de ofertas para incrementar la producción de gas natural. Mediante la Resolución 129 de fecha 20/2/21 convocó al Concurso Público Nacional – Ronda #2 para la adjudicación de volúmenes adicionales en los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.

Por medio de la Resolución 169 de fecha 8/3/21 se adjudicó, en la Cuenca Neuquina, a dos empresas (Tecpetrol y Pampa Energía) por un volumen de 3,46 MMm³/d promedio. El precio adjudicado fue idéntico al ofertado por dichas empresas en la Ronda #1.

2. Lanzamiento de la Ronda #3:

En octubre de 2021 la Secretaría de Energía lanzó una tercera instancia de recepción de ofertas para incrementar la producción de gas natural. Mediante la Resolución N° 984/21 de fecha 19/10/21 convocó al Concurso Público Nacional – Ronda #3 para la adjudicación de volúmenes adicionales a los ya adjudicados en las rondas anteriores para los meses del período mayo 2022 a diciembre 2024 inclusive, con asignación a CAMMESA en verano y a IEASA en invierno. Esta convocatoria retornaba entonces al objetivo de la Ronda #1, esto es, incrementar la producción “de base” para los 365 días del año, no así los adicionales de invierno como en la Ronda #2. Y el objetivo era completar los 70 MMm³/d que habían sido previstos como foco inicial en el Decreto N° 892/2020.

Así, por medio de la Resolución N° 1091/21 de fecha 10/11/21 se adjudicó, en la Cuenca Neuquina, a tres empresas (Tecpetrol, Pampa Energía y Pluspetrol) por un volumen total de 3,00 MMm³/d. El precio adjudicado (promedio: 3,519 USD/MMBTu) fue incluso levemente inferior al promedio adjudicado en la Ronda #1, con lo que se consolida un sistema que tiende a la eficiencia en la asignación de costos.

VI. IMPACTO DE LA POLÍTICA PÚBLICA

1. Resultado de los compromisos de inyección de las Rondas #1, #2 y #3

El objetivo final de una política pública es lograr un impacto cierto, concreto y medible en la cotidianeidad del territorio y la población en la que aquélla está inserta. Por ello, es relevante poder determinar en qué medida se ha modificado efectivamente la realidad alcanzada por el instrumento diseñado, aprobado e implementado. Entonces, ¿cómo ha resultado en la práctica el PG.Ar? ¿Cuál ha sido el impacto real?

Lo primero que puede afirmarse, en base a los resultados ciertos de las Rondas #1, #2 y #3, así como de las dos tandas de autorizaciones de exportaciones, es que la Secretaría de Energía logró concretar dos de los principales objetivos del Esquema 2020-2024, a saber: a) una inyección diaria de 100 MMm³/d de todas las cuencas productivas, y b) el desarrollo del mercado de exportación en firme a Chile por hasta 11 MMm³/d en período estival.

En efecto, al cabo de tres rondas licitatorias fueron adjudicados 70,41 MMm³/d entre cuenca Austral y Neuquina con destino a CMMESA y Distribuidores (lo que conlleva un compromiso de producción de un 30% más para segmentos no prioritarios), más un adicional de invierno de 7,06 MMm³/d . Asimismo, en dos tandas fueron autorizadas solicitudes de exportación de octubre a mayo de 2021/22 por el volumen total previsto en el Decreto 892/2020, esto es, los 11 MMm³/d en carácter firme en época no invernal.

Pero hay más. El cumplimiento de las metas de inversión e inyección comprometidas en las sucesivas Rondas #1 a #3, así como el estímulo a la exportación en los períodos de volúmenes no requeridos por el mercado interno, han redundado en el desarrollo de la producción comprometida junto a un excedente no previsto originalmente en las ofertas (de casi 5 MM m³/d en septiembre 2021), que emana de la inercia inversora y productiva resultante del impulso de un plan consistente y contractualizado a cuatro años .

Evidentemente, el cumplimiento de las metas de inversión e inyección comprometidas en las Rondas #1 #2 y #3 está redundando en el desarrollo de producción excedente no prevista originalmente en las ofertas (casi 5 MM m³/d en septiembre), pero que emana de la inercia inversora y productiva resultante del impulso de un plan consistente y contractualizado a cuatro años.

En efecto, el PG.Ar servirá no solamente para incrementar la producción gasífera del país, sino también para ahorrar, en 4 años: (i) divisas del BCRA por menores importaciones por unos USD 7.600 MM, y (ii) recursos fiscales del Tesoro por \$ 700.000 MM. Así, a efectos de realizar una comparación pertinente, vale recordar que el total de la ayuda estatal para paliar los efectos recesivos de la

Pandemia fue, en 2020, de unos \$ 755.000 MM⁴: una cifra similar a cualquiera de los dos ahorros mencionados.

En este sentido, el Plan Gas.Ar ha conseguido resultados específicos en el sector del gas natural de Argentina, los cuales se manifiestan concretamente en varios indicadores relativos a la producción hidrocarburífera y a su correlato en las cuentas públicas. En efecto, un informe de la SEN ha dado cuenta de estos logros ya durante el primer invierno de incidencia del Esquema 2020/2024, en lo que respecta al año 2021. Así, en un documento titulado “Resultados del Plan Gas.Ar – Julio 2021”, reseña las cinco consecuencias favorables de esta política pública, a saber:

- Mayor producción de gas natural (m³).
- Mayor ahorro fiscal (\$).
- Mayor ahorro de divisas (USD).
- Total evitación de cortes de energía eléctrica (!).
- Menor consumo de combustibles alternativos (GO).

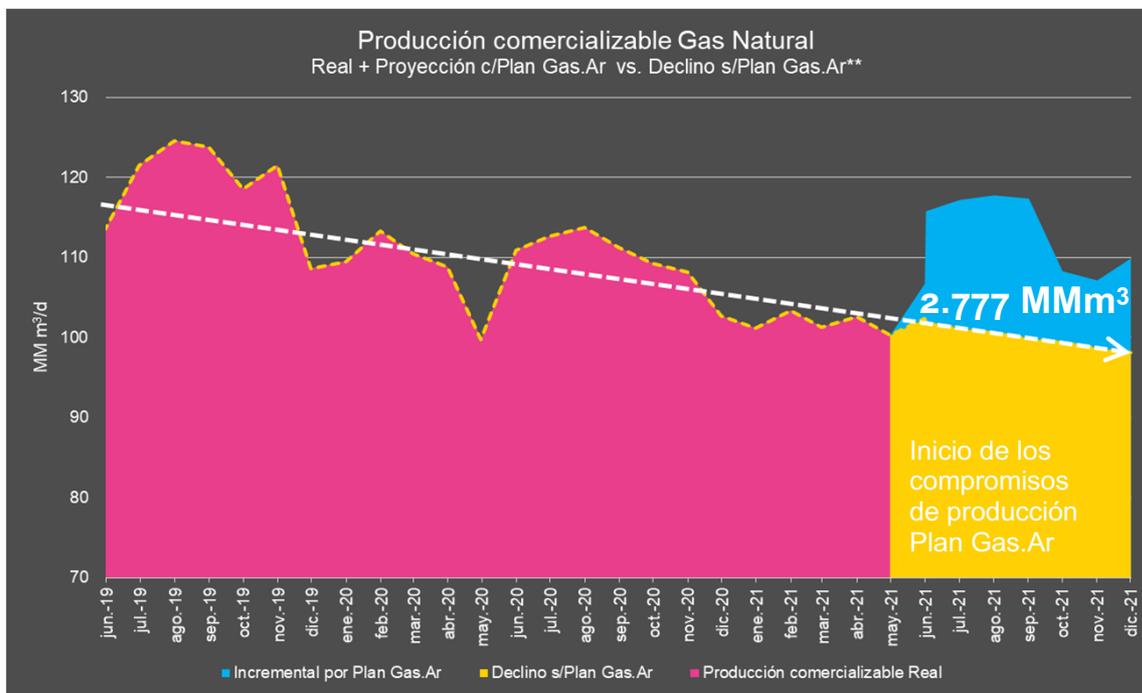
En cuanto a la mayor producción de gas natural, los efectos del PG.Ar en la producción comercializable se visualizan en comparación con el declino que se habría verificado en ausencia de dicho Programa de Estímulo. Así, la producción comercializable adicional de gas natural aportada por el Plan Gas.Ar alcanzará un total de 2.777 MMm³ por sobre los niveles previstos de declinación (según la proyección anual para 2021 y de conformidad con las estimaciones de la propia Secretaría de Energía).

Con lo cual, se logró el objetivo fundamental de detener el declino de la producción. Y no solo eso, a partir del récord de perforación y de conexión de nuevos pozos, la producción total del país superó en más de 5% la del mismo período del año anterior.

⁴ <https://www.telam.com.ar/notas/202006/481467-medidas-economicas-sociales-pandemia-pbi-informe-congreso.html>.

Inyección de gas natural, jun-19/dic-21

(en MM m³/d)



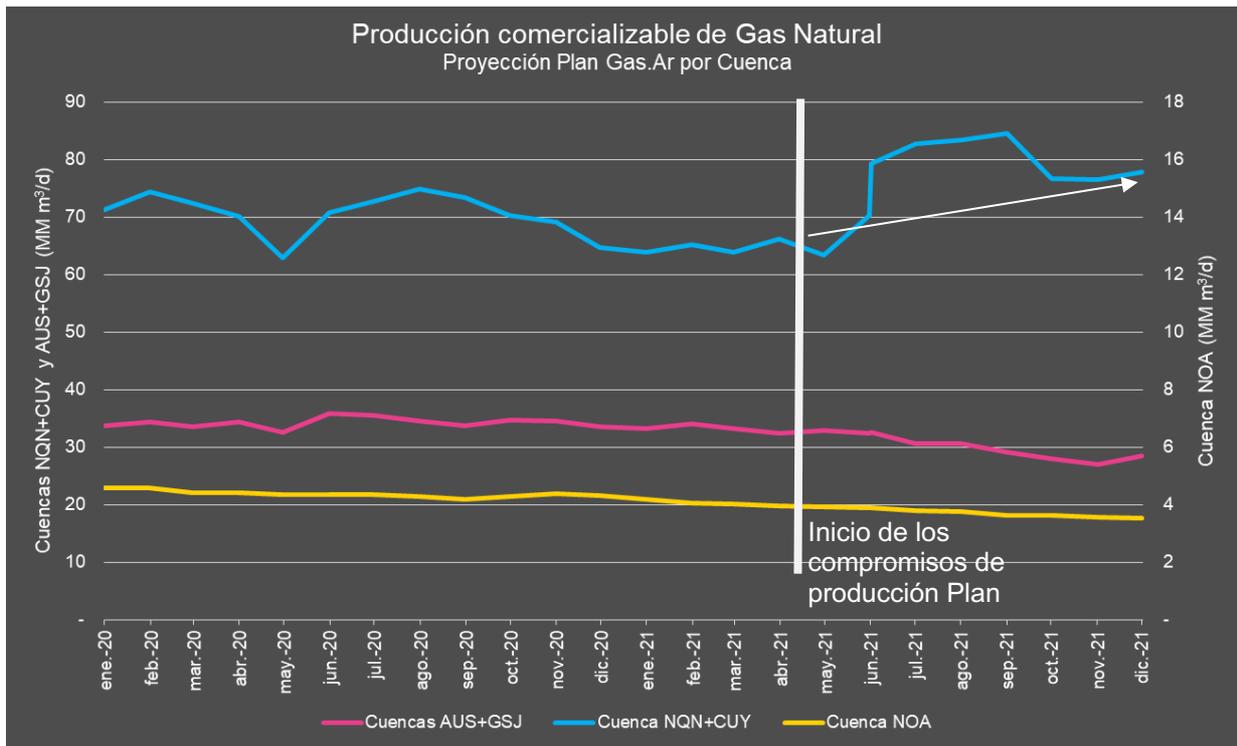
Nota: (*) producción comercializable refiere a inyección de gas natural. (**) Curva de declino 2021 equivalente a una inyección diaria anualizada de 101,4 MM m³/d, realizada con estimaciones de la SEN sobre pronósticos de producción para 2021 de DDJJ 2020 de empresas productoras (en forma previa al lanzamiento del Plan Gas.Ar).

Fuente: Secretaría de Energía.

Asimismo, si se enfoca el objetivo específicamente en la Cuenca Neuquina, se comprueba una evidente recuperación de la producción de gas natural por los compromisos del Plan Gas.Ar. En efecto, en junio se inyectaron 82 MMm³/d, el promedio mensual más alto desde octubre de 2019. Este resultado fue conseguido gracias al aporte las tres productoras con más actividad en el *shale gas* de Vaca Muerta, esto es, YPF, Tecpetrol y Pampa Energía. Estas operadoras concentran el 78% de la producción gasífera de la Cuenca Neuquina, y entre las tres suman unos 5 MMm³/d adicionales en este invierno, en relación a los meses fríos de 2020.

Proyección de producción comercializable de gas natural, ene-20/dic-21

(en MM m³/d)



Fuente: Secretaría de Energía, proyección anual 2021.

Producción de gas promedio diaria total país 2021
(MM m3/d)

Enero	116.002
Febrero	114.548
Marzo	114.498
Abril	114.218
Mayo	121.264
Junio	126.993
Julio	130.698
Agosto	133.680
Septiembre	132.593

Fuente: Secretaría de Energía / Panel de indicadores.

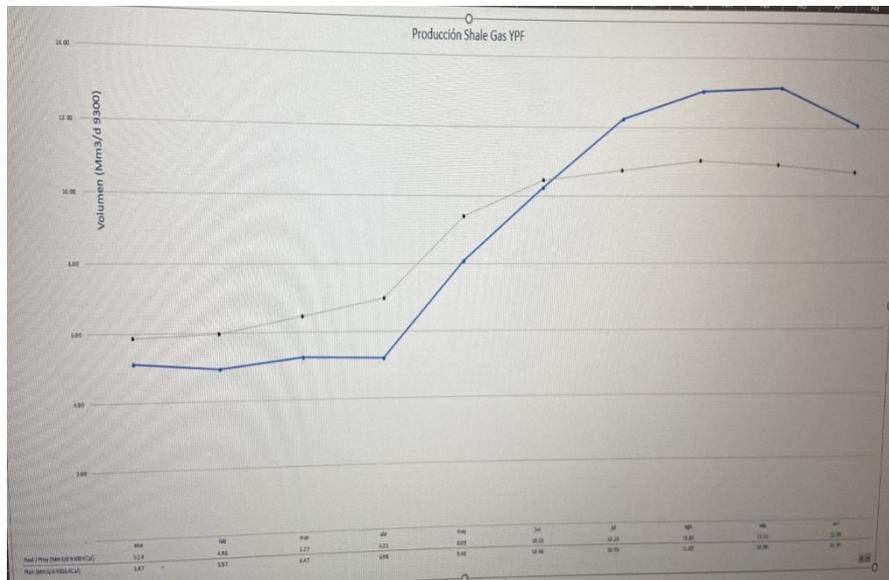
En lo que respecta a los resultados de YPF SA, en particular, la compañía de mayoría estatal logró aumentar su producción en el *shale* de Vaca Muerta de manera asombrosa.

YPF Producción de *shale gas* 2021
(MM m3/d)

Mes	Inyección	Observación
Enero	5.14	
Febrero	4.96	
Marzo	5.27	
Abril	5.21	Cortes de ruta en Neuquén x 22 días
Mayo	8.09	
Junio	10.23	
Julio	12.23	
Agosto	13.05	
Septiembre	13.15	Tope de la capacidad de tratamiento existente

Fuente: YPF S.A.

Producción de *shale gas* de YPF SA 2021 (MM m³/d)



Fuente: YPF S.A.

Como se observa, la producción total de YPF SA en la cuenca neuquina a lo largo de 2021 tuvo una variación desde los 5,14 MMm³/d en enero a los 13,15 MMm³/d en septiembre. Esto representa un aumento de 8,01 millones de m³ día, es decir, un incremento del 255%.

Por su parte, en lo que respecta al mayor ahorro fiscal y de divisas, ambos extremos ya fueron verificados en los primeros tres meses desde el inicio de los compromisos de inyección (mayo 2021). En efecto, el ahorro de divisas por las menores importaciones de GNL y líquidos asciende a los 1.150 millones de dólares – según las estimaciones de la SEN para todo el año. Asimismo, el ahorro por sobrecosto fiscal será de \$ 78.000 millones, a partir de la sustitución de combustibles alternativos como el gasoil y el fueloil para centrales térmicas que generan energía eléctrica.

Al mismo tiempo, lo que se refiere a los cortes de electricidad que fueron evitados, durante las olas polares de junio, en ausencia del Plan Gas.Ar se habría tenido que cortar hasta el 12% de la demanda diaria de energía equivalente. Ello, puesto que la oferta local de gas natural, las importaciones desde Bolivia, las compras de Gas Natural Licuado (GNL) que ingresan por los puertos de Escobar y de Bahía Blanca, más una supuesta asistencia desde Chile de unos 5 MMm³/d (finalmente no

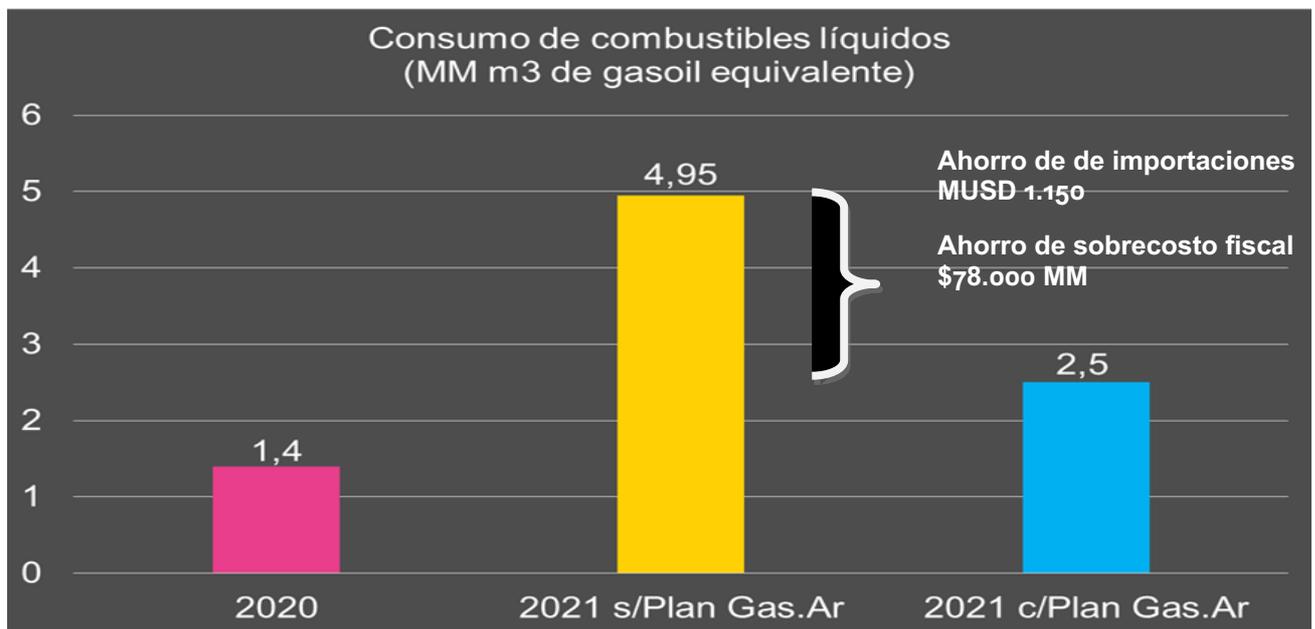
concretada) e intercambios de electricidad –que son de uso corriente– desde Uruguay por 500 MW/h, no hubieran alcanzado para satisfacer el pico de consumo.

Finalmente, en cuanto al menor uso de combustibles alternativos, como GO y FO, por parte del sistema eléctrico, en la proyección anual 2021 se verifica una mayor generación térmica que requirió de unos 9,3 MM m³/d de gas equivalente, los que fueron aportados por la producción local, a precios del PG.Ar, hasta un tercio más económicos que la importación de los líquidos alternativos.

En efecto, en 2021 aumentó el requerimiento de importación de combustibles alternativos. Sin el volumen incremental de gas natural nacional resultante del Plan Gas.Ar: (i) el consumo de combustibles alternativos (Gasoil, Fueloil, GNL de Chile y electricidad de ROU) habría duplicado la proyección prevista inicialmente por la SEN; y (ii) el incremento de consumo de combustibles alternativos hubiera sido completamente importado, con impacto pleno sobre el balance cambiario.

Consumo de combustibles alternativos al gas natural

(en MM m³ de GO equivalente)

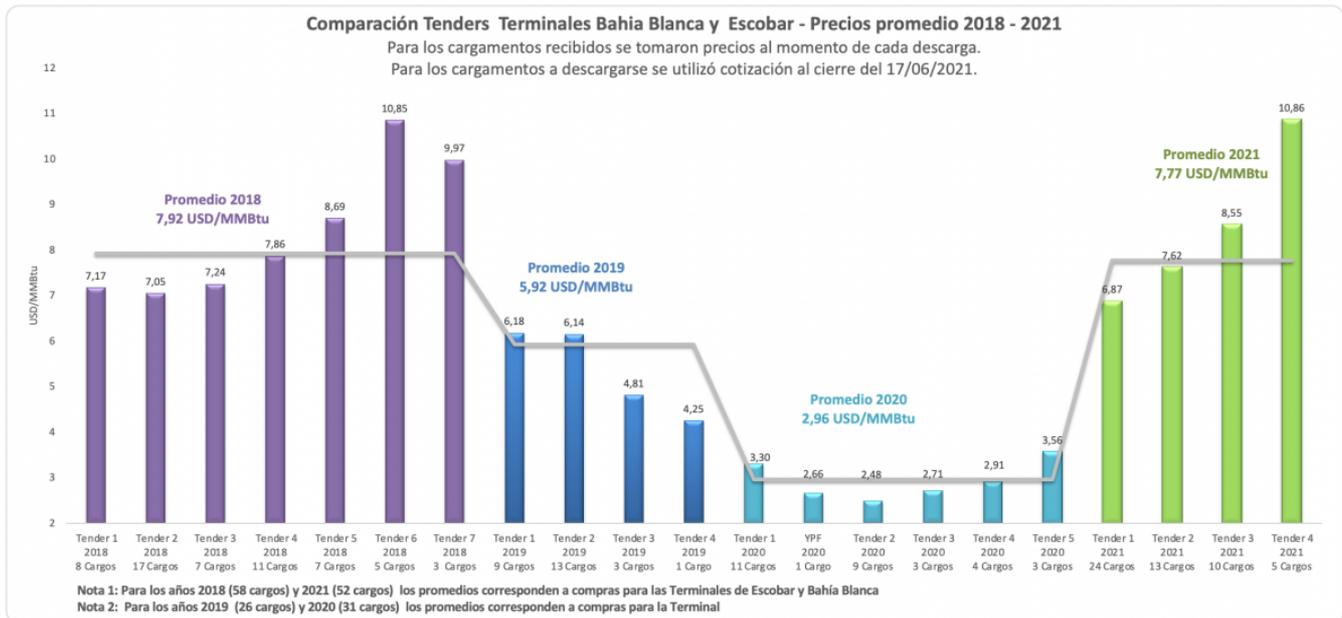


Fuente: Secretaría de Energía, proyección anual 2021.

Por su parte, vale advertir que las previsiones de ahorro fiscal y de divisas realizadas al momento de diseño de la política pública se manifestaron sumamente conservadoras y optimistas, puesto que las compras del combustible sustituto

tuvieron valores sumamente superiores a los esperados. En efecto, el GNL adquirido por IEASA promedió –hasta agosto– los 7,7 USD/MMBTu, lejos de los 4,5 previstos.

Precio de compra de GNL, 2018-2021. (en USD/MMBTu)

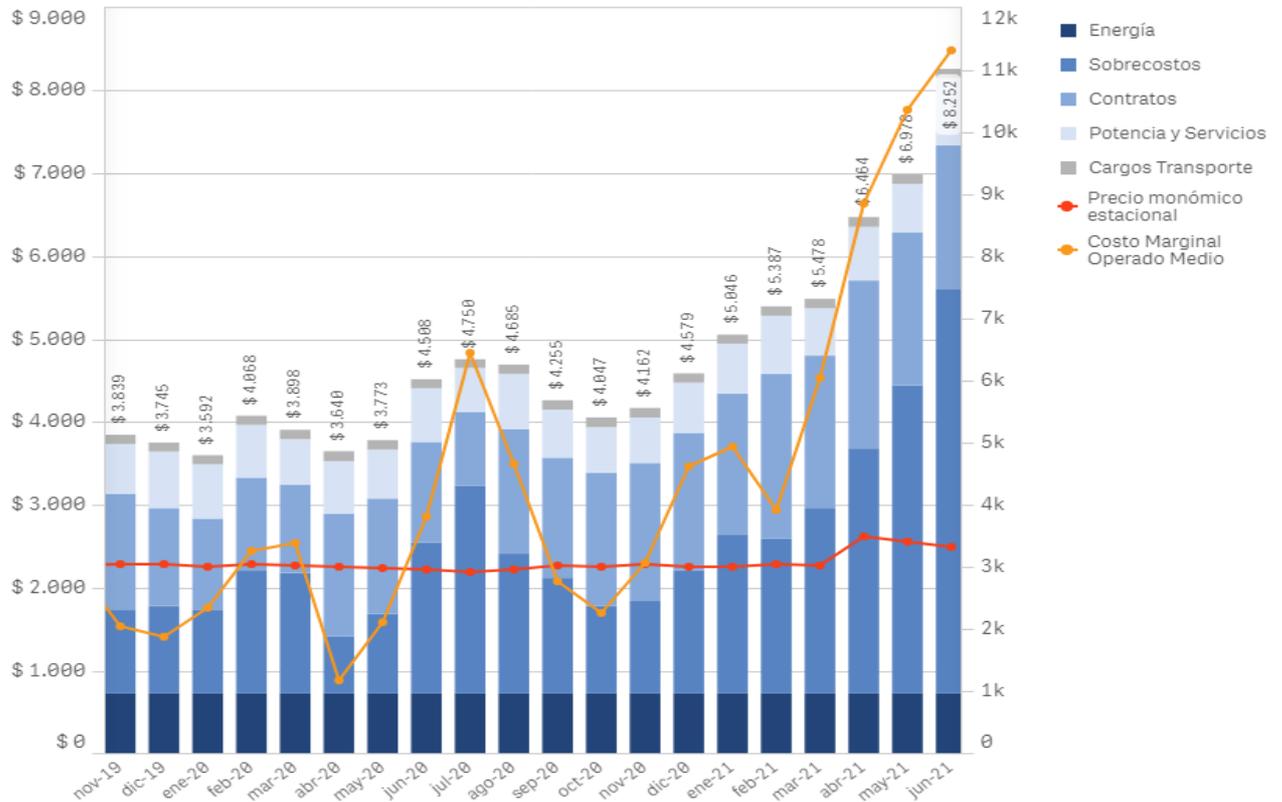


Fuente: IEASA.

Por su parte, lo mismo vale para los combustibles líquidos importados por CAMMESA, en tanto el costo del gasoil y fueloil engrosaron la cuenta de los “sobrecostos” del MEM con referencia al precio monómico de abril-junio 2021, y que para este último mes representó un aumento del 83% interanual, al situarse muy por encima de los 10 USD/MMBTu equivalente.

Costo importación gasoil y fueloil, nov/19 - junio/21 (en \$/MWh)

Evolución del precio monómico medio



Fuente: CAMMESA.

En efecto, durante el segundo semestre de 2021 estalló una crisis de precios energéticos globales, dado que como efecto del rebrote COVID y otras causas, irrumpió a nivel internacional una impensada escalada de precios. Europa tuvo que aumentar las importaciones de GNL en un 35% cuando se enfrenta a contratos a futuro (Dutch TTF) de 30,6 USD/MMBTu; y el costo de la electricidad dio un salto mayor al 100% anual (más de 35% en agosto). En EE.UU. el gas natural Henry Hub, históricamente en 2 USD/MMBTu, llegó a 6,31 (máximo en 13 años); y los futuros del petróleo Brent ascendieron a 84 USD/bbl (máximo en 7 años, más de 20% en 2 meses). Y China tuvo que ralentizar su producción industrial por el costo de la energía y temas logísticos. Suenan alarmas de inflación y freno a la reactivación mundial posCOVID.

Por ello, es dable revisar la situación en Argentina. La electricidad promedia 72 USD/MWh (con picos de más de 85) y en gas natural la estacionalidad de la demanda residencial, que se triplica en invierno, lleva a importaciones pues no alcanza la producción ni el transporte. ¿A cuánto compramos? El gasoil a 16 USD/MMBTu y el GNL (que hemos pagado 3,5 en 2020 y 8 en 2021), pero para 2022 los futuros rondan los 18 USD/MMBTu. Recordemos: Europa y Asia compiten por GNL a 30 dólares... y el Plan Gas.Ar reconoce 3,5 USD/MMBTu a los productores locales.

VII. CONCLUSIONES

El Decreto 892/2020 que aprobó el Plan Gas.Ar o “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” se plantea como una herramienta de gestión surgida de la emergencia de la Pandemia en pleno 2020. Fue el resultado de una decisión política que apuntaló y respaldó un proceso de negociación con la industria hidrocarburífera, cuyo objetivo fue generar un nuevo marco de fijación de precios de largo plazo que se tradujera en compromisos ciertos de inversión e inyección para abastecer la demanda interna de gas natural de hogares y usinas, por un período de cuatro años, considerando la infraestructura existente.

En cuanto a la morfología y dinámica de una política pública, el Plan Gas.Ar contiene varios tipos de componentes, a saber: el institucional (liderado por la Secretaría de Energía y los ministerios responsables del área); el decisional (plasmado en la vocación política presidencial y la aprobación administrativo-legal por medio de un DNU); el conductual (estimula la inversión privada, impulsa el trabajo local y resguarda la economía doméstica de los hogares); y, finalmente, el causal (redunda en la reversión del declino en la producción gasífera y asegura la inyección necesaria a mediano plazo).

Al mismo tiempo, el Esquema 2020/2024 supone una serie de elementos bien definidos: un campo de acción situado en el sector hidrocarburífero; un conjunto de promesas a cumplir tanto por el sector público como por el privado, vía estímulo de precios y amenaza de penalidades, o vía aumento de la producción y sujeción a sanciones; un proceso de conversión de los medios disponibles (recursos presupuestarios y *expertise* técnica) en los fines buscados (aumentar la producción sin recargar el costo pleno en la demanda); y un ciclo de acción (que duró más de 7 meses) y un conjunto de productos (el combustible gaseoso), resultados e impactos efectivos (en inversión de capital, volumen inyectado, cantidad de equipos en operación, pozos conectados, exportaciones firmes, regalías percibidas, etc.).

Dos datos relevantes formaron parte del diagnóstico y del problema a resolver con esta política pública, uno productivo y otro socioeconómico. El primero consistía en la necesidad de revertir el declino que se venía verificando en los últimos doce meses y que en el invierno de 2020 se ubicó unos 18 MMm³/día por debajo de la producción de 2019 (merma del 15%). De allí que la persistencia de dicha tendencia, si el Estado hubiera decidido no actuar, habría llevado, por las características geológicas de los yacimientos no convencionales, al continuo deterioro de la inyección con el consiguiente efecto de mayores niveles de importación y, por ende, de salida de divisas.

El segundo problema a encarar radicaba en el contexto de pauperización de gran parte de la sociedad, especialmente de los segmentos históricamente vulnerables. Ello, luego de diez años de sin crecimiento del PIB, dos años de recesión y más de

uno de Pandemia, extremos que cristalizaron a fines de 2020 un núcleo de pobreza del 42% de la población (doce millones de personas) y de indigencia del 10,5% (tres millones). Ergo, un gran número de usuarios del sistema de gas natural por redes no podía afrontar los precios compatibles con un valor de reposición del combustible; lo que llevó a las autoridades a introducir el esfuerzo estatal para solventar el diferencial, vía subsidios a la demanda.

Hecho el diagnóstico, la herramienta diseñada finalmente rindió sus frutos, puesto que fueron adjudicados casi el 100% de los productores gasíferos del país, sean empresas mixtas o privadas, de origen local o internacional. Al mismo tiempo, se logró valorizar el gas argentino, puesto que el precio surgido de la competencia en el Concurso Público (en torno de los 3,50 USD/MMBTu) se impone como la nueva referencia “sistémica” para el sector del gas natural en Argentina, incluyendo la industria.

Por último, permitirá ahorrar, a lo largo de cuatro años, recursos fiscales y divisas por unos \$ 700.000 millones y 9.650 MUSD, respectivamente; un monto equivalente, en cada caso, a la ayuda económica que el Estado destinó para paliar los efectos de la Pandemia en todo 2020. Es más, las proyecciones para 2021 denotan un impacto concreto en: (a) mayor producción por 2.777 MMm³, con un incremento del 5% adicional interanual, (b) mayor ahorro fiscal por sustitución de combustibles alternativos por unos \$ 78.000 MM, (c) mayor ahorro de divisas por unos 1.150 MUSD), (d) total evitación de cortes de energía eléctrica de hasta el 12% de la demanda diaria de energía equivalente y (e) menor consumo de combustibles alternativos para generación térmica por unos 9,3 MMm³/d de gas equivalente.

En síntesis, este Programa plasmó la concreción del proceso de diagnóstico, diseño, articulación, negociación y aprobación, en una primera instancia, y de implementación, revisión y relanzamiento, en una segunda fase, de una política pública en materia energética que llegó para quedarse. Asimismo, demuestra la posibilidad real y el valor intrínseco de la planificación energética y del diálogo multinivel e intersectorial en la búsqueda de un objetivo sistémico claro bajo el principio ordenador del interés público y a través de la sinergia virtuosa en la articulación público-privado. Por último, es la consolidación de una herramienta que contiene un sistema definido y previsible y que podría encontrar una proyección continua a partir de su inclusión en el Proyecto de Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas que el PEN envió al Congreso de la Nación para su oportuno tratamiento en 2022.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

- ANOUK HONORE, “Argentina: 2004 Gas Crisis”, noviembre 2004, disponible en www.oxfordenergy.or.
- CARBAJALES JUAN JOSÉ, “El Plan Gas.Ar explicado en 10 puntos”, sitio Misión Productiva, 22/10/2021, disponible en [El Plan Gas explicado en 10 puntos | Misión Productiva \(misionproductiva.com.ar\)](http://ElPlanGasexplicadoen10puntos|MisionProductiva(misionproductiva.com.ar)).
- CARBAJALES JUAN JOSÉ, “Política energética. ¿De qué hablamos cuando hablamos de subsidios y tarifas?”, en El País Digital, Sección Economía Política, 30/05/2021, disponible en [El País Digital | Política energética: ¿De qué hablamos cuando hablamos de subsidios y tarifas? \(elpaisdigital.com.ar\)](http://ElPaísDigital|Políticaenergética:¿Dequéhablamoscuandohablamosdesubsidiosytarifas?(elpaisdigital.com.ar))
- DUVAL CLAUDE ET AL, *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic & Policy Aspects*, Segunda Edición, 2009, Barrows Company.
- GOMES, IEDA Y BRANDT, ROBERTO, “Unconventional Gas in Argentina: Will it become a Game Changer?”, OIES Paper: NG 113, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, octubre 2016.
- LANARDONNE TOMÁS, “Domestic Gas Supply Obligation Schemes and Gas Exports: A Catch-22 Situation?”, Oil, Gas & Energy Law Intelligence, volumen 13, enero 2015, disponible en www.ogel.org
- ROLAND GEORGE, “Argentine Gas Industry – Development at the Crossroads” (2005), available at <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp>
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), *Effect of Increased Natural Gas Exports on Domestic Energy Markets*, enero 2012, disponible en www.eia.gov.

📌 Notas sobre la presentación y el impacto del PG.Ar:

- Anuncio del presidente Alberto Fernández del lanzamiento del Plan de Promoción de la Producción de Gas Argentino 2020-2024; Neuquén, 15/10/2020: https://youtu.be/Sm5mM_XV0p8
- [La producción de gas desde Vaca Muerta alcanzó en junio un récord histórico • EconoJournal](#)
- [El Plan Gas.Ar ya ofrece excedentes desde distintas cuencas \(lmneuquen.com\)](#)
- [YPF y el éxito del plan Gas.Ar ya impulsaron el aumento de producción en Vaca Muerta - El Cronista](#)
- <https://econojournal.com.ar/2021/07/la-produccion-reacciona-por-el-plan-gas-y-cammesa-compro-mas-volumen-para-las-centrales-electricas/>
- [El Plan Gas ahorrará importaciones por u\\$s1.150 millones en 2021 \(ambito.com\)](#)
- [Cammesa volvió a sumar un buen volumen extra del Plan Gas Ar \(rionegro.com.ar\)](#)
- [El Plan Gas se convirtió en una herramienta central para el desarrollo \(lmneuquen.com\)](#)
- [Por el Plan Gas, Argentina quedaría al margen de crisis energética que azota a Europa \(ambito.com\)](#)
- [Carnaghi: El Plan Gas permitió la recuperación de la actividad \(lmneuquen.com\)](#)
- [Pereyra: "Con la ley de Hidrocarburos se institucionaliza el Plan Gas" | El Destape \(eldestapeweb.com\)](#)
- [Kulfas: Sin el Plan Gas, hubiésemos volcado \(lmneuquen.com\)](#)
- *Gas Day | Upstream: Seguridad de suministro, gestión de estacionalidad y modulación del sistema:* <https://youtu.be/N6VqtpctDw0>. Entrevista a gerentes de YPF (Patricio Da Ré), Tecpetrol (Leopoldo Macchia) y Pampa Energía (Tomás Magliano).
- <https://www.cronista.com/apertura-negocio/empresas/ypf-y-el-exito-del-plan-gas-ar-ya-impulsaron-el-aumento-de-produccion-en-vaca-muerta/>. Entrevista al VP de *Upstream* de YPF SA (Pablo Iuliano).
- Webinar MEGSA “YPF: Plan Gas.Ar y otros proyectos”. <https://youtu.be/co4LS117VjM>
- [CAMMESA vuelve a recibir producción excedente del Plan Gas \(lmneuquen.com\)](#)

- [Plan Gas: tres petroleras suman producción desde Vaca Muerta - El Cronista](#)
- [Para Darío Martínez, el plan GasAr ha sido exitoso y ha devuelto la confianza en el sector \(ambito.com\)](#)
- [Ariel Kogan: “El plan Gas.Ar generó tres años de certezas” – Agencia TSS \(unsam.edu.ar\)](#)
- [Aprobaron más exportaciones de gas de Vaca Muerta a Chile \(ambito.com\)](#)
- [Vaca Muerta: Argentina sumará u\\$s 200 millones por las exportaciones de gas a Chile - El Cronista](#)
- [Exportaciones de gas a Chile ayudarán a sostener la producción de Vaca Muerta - Diario Petrolero](#)