

# **AUDIENCIA PÚBLICA**

## **Convocada por Resolución de la Secretaría de Energía**

**N° 117/2021**

### **INFORME**

#### **RESUMEN**

El Estado Nacional está tomando actualmente a su cargo una porción equivalente al 60% del Costo Total del Gas Natural necesario para satisfacer la demanda prioritaria. La continuidad de esta situación implica un Costo Fiscal anualizado para el año 2021 de MM \$ 132.963 y determinaría una necesidad de partidas adicionales no previstas en el Presupuesto Nacional 2021<sup>1</sup>, generando un faltante de MM \$ 56.087, lo que requeriría de mayores ingresos fiscales o de una reestructuración presupuestaria que derive fondos actualmente asignados a otras erogaciones.

Mantener inalterables las Partidas Presupuestarias aprobadas en el Presupuesto Nacional 2021, considerando la porción que se imputa a IEASA en concepto de volúmenes de origen importado (Bolivia y GNL)<sup>2</sup> destinadas a financiar la porción que el Estado toma a su cargo del Costo Total del Gas Natural necesario para abastecer la Demanda Prioritaria, implicaría readecuar la proporción de ese Costo que hoy toman a su cargo los usuarios, lo que implicaría que el componente Gas debería ser corregido en un 63%, que se traduciría en una adecuación Tarifaria del orden de entre el 26 y el 35 % para el caso de dos ejemplos<sup>3</sup> para consumos mensuales de los meses de marzo y julio respectivamente.

A continuación, se analizará la proyección de demanda prioritaria, el origen del Gas necesario que se requiere para satisfacerla, el Costo Total de Gas y de cada componente de esa Oferta, el cálculo del Precio Promedio Ponderado que deriva de ese Costo Total. Se analizará también el costo Fiscal en distintas opciones de la porción del Costo Total del Gas que el Estado tome a su cargo, y sus efectos sobre las partidas presupuestarias, el componente gas de las Tarifas y comportamiento en las distintas situaciones.

---

<sup>1</sup> Dentro del déficit de IEASA, por las entregas en concepto de volúmenes de origen importado (Bolivia y GNL) para abastecer los faltantes de la demanda prioritaria se imputa un presupuesto de MM \$ 21.230.

<sup>2</sup> Se estima una necesidad de 4 MM M3/día promedio anual de importaciones de Bolivia más un requerimiento de 6 MM M3/día promedio invernal de importaciones de GNL.

<sup>3</sup> Para el caso de dos prestadoras del servicio de Distribución y usuarios de la categoría R31.

## I. INTRODUCCIÓN

El presente Informe se elabora a los fines de poner en consideración la porción del precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para la demanda prioritaria que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” aprobado mediante el decreto 892 del 13 de noviembre de 2020 a tratarse en el marco de la Audiencia Pública convocada mediante la Resolución N° 117 de fecha 16 de febrero de 2021 de la Secretaría de Energía.

De igual forma, y congruentemente, es necesario poner a consideración en esta AUDIENCIA PUBLICA, a quién beneficiará objetivamente ese costo que asuma el Estado Nacional y, por consiguiente, cuál será el mecanismo concreto de asignación de ese beneficio.

En tal sentido, se debe poner a consideración si el componente Gas que, producto del costo que decide absorber el Estado, pasa a tener que ser solventado por los usuarios, debe ser plano, es decir, igual para todos aquellos que tienen el servicio de Gas por redes, o si tal beneficio debe ser asignado de manera progresiva en función de la capacidad económica y patrimonial de los distintos grupos de usuarios, con un sistema de segmentación de este componente tarifario que contemple criterios socioeconómicos.

Al respecto debe recordarse que por medio del artículo 1º de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública y sus modificaciones, se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y se delegaron en el Poder Ejecutivo Nacional las facultades comprendidas en dicho cuerpo normativo en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, con arreglo a las bases de delegación establecidas en el artículo 2º de la citada ley, hasta el 31 de diciembre de 2020.

En materia de tarifas de los servicios de distribución de gas natural a ser abonadas por los usuarios y las usuarias, a través del artículo 5º de la citada ley se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario en los términos de la ley 24.076, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

Cabe destacar que constituyen objetivos centrales del Poder Ejecutivo Nacional en la materia, proteger los derechos de los usuarios y usuarias actuales y futuros del servicio de gas natural, y cuidar sus ingresos a través de la determinación de tarifas que cumplan con los criterios definidos por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en el fallo dictado en la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/Ministerio de Energía y Minería s/amparo colectivo”, asegurando la certeza, previsibilidad, gradualidad y razonabilidad de dichas tarifas (cf., Fallos CSJN 339:1077, considerando 32).

En este sentido, el Supremo Tribunal en el considerando 20 del citado fallo sostuvo que: "Sin desconocer que, de acuerdo con lo dispuesto en las leyes 17.319 y 24.076, y sus reglamentaciones, la producción y comercialización de gas es efectivamente una actividad económicamente desregulada y no fue calificada como servicio público, debe destacarse que, a partir de lo establecido en el decreto 181/2004 y las normas dictadas en consecuencia, esa desregulación ha sido dejada de lado por el propio Estado. Ello es así, pues sobre la base del decreto citado, cuyo objetivo fue elaborar un esquema de normalización del precio del gas en el PIST hasta que se "reencauzara" la actividad y se llegara, nuevamente, a precios que debían resultar de la libre interacción de la oferta y la demanda, se facultó a la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios para acordar con los productores de gas natural un ajuste del precio del producto, en el marco del cual además se suscribieron varios acuerdos. En las condiciones descriptas, parece razonable entender que, hasta el momento en que efectivamente el precio del gas en el PIST se determine sobre la base de la libre interacción de la oferta y la demanda, su análisis se efectúe conjuntamente con la revisión de tarifas para la cual es necesaria, como ya se dijo, la celebración de una audiencia pública."

## **II. ANALISIS**

Debe señalarse que a través del Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020 se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la REPÚBLICA ARGENTINA la promoción de la producción del gas natural argentino y se aprobó el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”.

Debe señalarse que por medio de la norma indicada, se establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST resultante del proceso de adjudicación de precios y volúmenes en el

marco del “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” a efectos de reducir el costo del gas a pagar por los usuarios y se instruye a la Secretaría de Energía a dictar una reglamentación relativa a la discusión y debate de las tarifas de gas natural, así como de su debida ponderación, incluyendo instancias de participación ciudadana de corresponder.

En este contexto es necesario considerar entonces que la factura del servicio de Gas está compuesta por cuatro componentes básicos:

Gas + Transporte + Distribución + Impuestos y tasas;

y que el precio del Gas que se traslada a la Tarifa y es facturado a los usuarios del servicio brindado por las Distribuidoras / Subdistribuidoras, deriva directamente de la proporción que el Estado Nacional tome a su cargo del precio que perciben las empresas productoras de Gas Natural Argentino, del costo del Gas importado de Bolivia y del costo del GNL importado y regasificado.

Es entonces esa porción, proporción o porcentaje del precio del Gas Natural por redes que el Estado Nacional decide tomar a su cargo para alivianar la carga a los usuarios, lo que se pone a consideración en la Audiencia Pública convocada mediante la referida Resolución N° 117/2021.

Es para ello útil y necesario analizar cómo se compone todo el costo del Gas que finalmente termina abasteciendo la demanda prioritaria del servicio de Gas Natural por redes.

## DEMANDA

Para ello es necesario señalar que para este año 2021 se estima que la demanda prioritaria de Gas Natural alcanzará los 14.254 MMm3 distribuidos en 5.329 MMm3 para los meses de enero a abril y de octubre a diciembre, y 8.926 MMm3 para el periodo invernal de mayo a septiembre.

Período	Demanda prioritaria 2021											
	Estival				Invernal					Estival		
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda prioritaria mensual (MMm3)	583	537	719	915	1.400	1.979	2.229	1.940	1.378	1.158	773	643
Demanda período (MMm3)	2.754				8.926					2.575		

Por su parte, la demanda total de gas natural abastecida se estima alcanzará en 2021 los 46.579 MMm3 llegando a los 24.114 MMm3 en el período estival y a los 22.466 MMm3 en el invernal.

Período	Demanda total 2021											
	Estival				Invernal					Estival		
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda total mensual (MMm3)	3.515	3.168	3.584	3.468	4.125	4.619	4.920	4.804	3.998	3.563	3.312	3.503
Demanda total período (MMm3)	13.735				22.466					10.379		

## OFERTA

Del volumen total demandado, la producción de Gas Natural Nacional para abastecer la demanda interna aportará 38.455<sup>4</sup> MMm3 lo que representa el 82% de la oferta total, el Gas importado de origen boliviano aportará 4.450 MMm3 representando el 10%, y para completar el abastecimiento de la demanda, se requerirá GNL importado equivalente a 3.674 MMm3 que implica el 8% de la oferta total.

Para los meses de la temporada estival el aporte del Gas Nacional cubrirá en promedio el 90% de la demanda total con 21.687 MMm3, y el Gas Importado de origen boliviano cubrirá el 10% restante, aportando 2.400 MMm3.

Por su parte, en la temporada invernal, el Gas Nacional representará 74% con 16.768 MMm3, se importarán 2.050 MMm3 de Bolivia que cubrirá el 9% de la demanda, y se requerirá importar 3.674 MMm3 equivalentes de GNL para cubrir el 17% restante.

El siguiente cuadro presenta una estimación de una eventual composición de la demanda prioritaria, entre muchas otras variantes posibles que considera que: a) la demanda prioritaria toma el total de las asignaciones en el marco del Plan Gas Ar; b) la demanda prioritaria con origen en Cuenca Noroeste es abastecida con gas de Bolivia; c) como resultado de las ofertas recibidas, en el marco de la segunda ronda para el abastecimiento de invierno surge un volumen promedio de 3,9 MM M3/día (promedio Junio a Septiembre); y d) finalmente el faltante estimado para este segmento se abastece con GNL importado.

<sup>4</sup> Se estima que la producción de Gas Natural Nacional dada por el Esquema Plan Gas.Ar aportará 25.155 MMm3 (Supone 67,41 MM M3/día ya asignados durante 365 días más 3,6 MM M3/día ya asignados durante 153 días en concepto de adicionales de invierno). En el marco de la segunda ronda se ofertaron volúmenes para el invierno (jun a sep) por un promedio de 3,9 MM M3/día.

<b>Origen del gas que se utilizará para abastecer la Demanda Prioritaria</b>							
Periodo	NOA Importación Bolivia	NEU+AUS - PG AR				PG AR Ronda II	GNL Importado
		Volumen Base	R46 - NEU	R46 - AUS	Adic. I de Invierno		
en Millones de M3/día							
Ene	2,60	12,95	3,03	0,22			
Feb	2,53	13,26	3,16	0,23			
Mar	2,66	16,68	3,61	0,26			
Abr	2,85	22,96	4,38	0,32			-
May	4,63	27,21	5,78	0,32	3,60		3,63
Jun	7,15	35,77	8,30	0,86	3,60	3,20	7,09
Jul	7,79	35,58	8,44	0,90	3,60	3,90	11,69
Ago	6,39	35,68	8,35	0,90	3,60	4,50	3,16
Sep	3,62	28,17	6,16	0,36	3,60	4,00	
Oct	3,03	28,24	5,63	0,46			
Nov	2,49	19,00	3,98	0,30			
Dic	2,57	14,55	3,38	0,25			
<b>Total (en Millones de M3)</b>	<b>1.474</b>	<b>8.846</b>	<b>1.958</b>	<b>164</b>	<b>551</b>	<b>476</b>	<b>786</b>

## COSTO

Con esa composición por origen del Total de Gas necesario para abastecer la demanda prioritaria estimada para el año 2021, es posible entonces calcular el costo total del mismo, que alcanza los MM U\$S 2.059 equivalentes a MM \$ 221.605.

Los siguientes cuadros detallan estos resultados.

Periodo	NOA Importación Bolivia	NEU+AUS - PG AR				PG AR Ronda II	GNL Importado
		Volumen Base	R46 - NEU	R46 - AUS	Adic. I de Invierno		
Precios estimados en U\$SMMBTU							
Ene	4,58	2,90	2,10	1,49			
Feb	4,57	2,89	2,03	1,42			
Mar	4,57	2,89	1,89	1,33			
Abr	5,10	2,89	1,75	1,27			
May	5,07	4,43	1,68	1,27	4,69		8,70
Jun	5,07	4,44	1,65	1,24	4,69	4,73	8,50
Jul	5,31	4,44	1,61	1,21	4,69	4,73	8,52
Ago	5,31	4,44	1,55	1,17	4,69	4,73	8,58
Sep	5,33	4,43	1,50	1,14	4,69	4,73	8,73
Oct	5,45	2,90	1,45	1,09			
Nov	5,45	2,89	1,45	1,04			
Dic	5,45	2,90	1,44	1,03			
<b>PPP</b>	<b>5,14</b>	<b>3,76</b>	<b>1,64</b>	<b>1,21</b>	<b>4,69</b>	<b>4,73</b>	<b>8,55</b>

Costo Total del Gas necesario para abastecer la Demanda Prioritaria 2021								
Periodo	NOA Importación Bolivia	NEU+AUS - PG AR				PG AR Ronda II (Est.)	GNL Importado	Total
		Volumen Base	R46 - NEU	R46 - AUS	Adic. I de Invierno			
Millones de U\$S								
Ene	13,7	42,9	7,3	0,4				64,2
Feb	12,0	39,6	6,6	0,3				58,6
Mar	13,9	55,2	7,8	0,4				77,3
Abr	16,1	73,5	8,5	0,4				98,6
May	26,8	137,8	11,1	0,5	19,3		36,1	231,7
Jun	40,1	175,7	15,2	1,2	18,7	16,8	66,7	334,3
Jul	47,3	180,6	15,6	1,3	19,3	21,1	113,9	399,1
Ago	38,8	181,1	14,9	1,2	19,3	24,4	31,0	310,6
Sep	21,4	138,1	10,2	0,4	18,7	20,9	-	209,8
Oct	18,9	93,6	9,4	0,6				122,4
Nov	15,0	60,8	6,4	0,3				82,6
Dic	16,0	48,2	5,6	0,3				70,1
<b>Total</b>	<b>279,9</b>	<b>1.227,2</b>	<b>118,5</b>	<b>7,3</b>	<b>95,4</b>	<b>83,2</b>	<b>247,8</b>	<b>2.059,2</b>

Atento todo lo expuesto, en el siguiente cuadro se presenta el costo promedio ponderado en U\$SMMBTU y \$/M3 del Gas para 2021.

Costo Promedio	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	PPP
U\$SMMBTU	2,99	2,95	2,91	2,92	4,48	4,58	4,85	4,34	4,13	2,86	2,90	2,95	<b>3,91</b>
\$/M3	9,56	9,92	10,20	10,57	16,76	17,66	19,32	17,84	17,51	12,54	13,09	13,77	<b>15,55</b>

Es necesario mencionar que el Precio del Gas Nacional que cobran las Productoras quedó establecido con la adjudicación realizada de volúmenes y precios ofertados libremente por las respectivas empresas que participaron voluntariamente de la compulsa de la Ronda I del Plan Gas.Ar determinada por el DNU 892/20.

El siguiente cuadro resume estos valores para el año 2022 en adelante<sup>5</sup>

<sup>5</sup> A los efectos de simplificar la exposición, se presenta la serie de precios a partir del año 2022, levemente distinta a la del año 2021 por aplicación del punto 1.4 del Anexo A del Anexo del Decreto 892/2020.

Empresa	Cuenca	Precio Ofertado
		U\$S/MMBTU
CFI	NEU	2,600
METRO HOLDING S.A.	NEU	2,630
CAPEX S.A.	NEU	2,400
PLUSPETROL S.A.	NEU	3,294
VISTA OIL & GAS ARGENTINA S.A.U.	NEU	3,290
MOBIL ARGENTINA S.A.	NEU	3,400
WINTERSHALL DEA ARGENTINA S.A.	NEU	3,430
TOTAL AUSTRAL S.A.	NEU	3,489
PETROBRAS OPERACIONES S.A.	NEU	3,506
SHELL ARGENTINA S.A.	NEU	3,540
GRUPO PAN AMERICAN	NEU	3,590
PAMPA ENERGIA S.A.	NEU	3,600
GRUPO PAN AMERICAN	TDF	3,390
TOTAL AUSTRAL S.A.	TDF	3,398
TECPETROL S.A	NEU	3,650
GRUPO PAN AMERICAN	CHU	3,520
WINTERSHALL DEA ARGENTINA S.A.	TDF	3,430
CGC S.A.	SC	3,460
YPF S.A.	NEU	3,660
Precio Promedio Ponderado	NEU	3,575
	CHU	3,520
	SC	3,460
	TDF	3,408
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>3,535</b>

Por su parte, debe señalarse que el costo del Gas importado de Bolivia deriva de la Quinta Adenda al contrato entre INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA S.A. (IEASA) y YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) firmada en Diciembre de 2020, cuya regla de precios se determina por una fórmula donde los primeros 9 millones de m<sup>3</sup>/día dependen de una fórmula proveniente de adendas contractuales anteriores (depende de una canasta de combustibles líquidos) y las cantidades demandadas por encima de los 9 millones de m<sup>3</sup>/día se valorizan al precio de Henry Hub + 2,25 USD/MMBTU. Actualmente se estima en 5,14 U\$SMMBTU para este año.

Finalmente, el precio del GNL importado, por su condición de commodity, es una variable determinada por el mercado internacional, que se estima para este invierno argentino en 7,25 USD/MMBTU. Debe considerarse que a este componente debe adicionarse un costo fijo y variable de la regasificación, que se estima entre 1 y 1,3 USDMMBTU.



## PRECIO ACTUAL DEL GAS EN TARIFA

El siguiente cuadro presenta los precios del gas natural vigentes en los cuadros tarifarios distinguiendo subzonas tarifarias y cuencas de origen del fluido para las distintas empresas prestatarias.

Prestador	Subzona Tarifaria	Precios en PIST por Cuenca de Origen - \$/m3					
		NOA	NEU	CHU	SC	TDF	PPP
NATURGY	BUENOS AIRES NORTE	6,63	7,20	6,58	6,13	6,68	7,09
CENTRO	CORDOBA	6,60	6,97				6,72
CENTRO	LA RIOJA Y CATAMARCA	6,60	6,97				6,72
CUYANA	MENDOZA		6,97				6,97
CUYANA	SAN JUAN		6,97				6,97
CUYANA	SAN LUIS		6,97				6,97
GASNEA	CORRIENTES	6,58	6,97				6,94
GASNEA	ENTRE RIOS	6,58	6,97				6,94
GASNOR	SALTA	6,59					6,59
GASNOR	LA PUNA	4,25					4,25
GASNOR	TUCUMAN	6,59					6,59
LITORAL	PROV BUENOS AIRES	6,58	6,97			7,04	6,81
LITORAL	PROV SANTA FE	6,58	6,97			7,04	6,81
METROGAS	CAPITAL FEDERAL		7,15	5,98	6,32	6,25	6,83
METROGAS	BUENOS AIRES		7,15	5,98	6,32	6,25	6,83
CAMUZZI PAMPEANA	25 PART DEL SUR		7,09	6,58	6,53	6,92	6,99
CAMUZZI PAMPEANA	BAHIA BLANCA		7,09	6,58	6,53	6,92	6,99
CAMUZZI PAMPEANA	LA PAMPA-NORTE		4,31	3,91	3,37	3,24	4,02
CAMUZZI PAMPEANA	LA PAMPA-SUR		4,31	3,91	3,37	3,24	4,31
CAMUZZI PAMPEANA	PROV BUENOS AIRES		7,09	6,58	6,53	6,92	6,99
REDENGAS	PARANA	6,58	6,94				6,90
CAMUZZI SUR	BA SUR PROV BUENOS AIRES		4,31	3,91	3,37	3,24	3,81
CAMUZZI SUR	BA PROV DE CHUBUT Y RIO NEGRO		4,31	3,91	3,37	3,24	3,81
CAMUZZI SUR	CHUBUT SUR		4,31	3,91	3,37	3,24	3,44
CAMUZZI SUR	CORD CHUBUT Y RIO NEGRO		4,31	3,91	3,37	3,24	4,14
CAMUZZI SUR	CORD NEUQUEN		4,31	3,91	3,37	3,24	4,14
CAMUZZI SUR	PROV CHUBUT Y RIO NEGRO		4,31	3,91	3,37	3,24	4,31
CAMUZZI SUR	PROV NEUQUEN		4,31	3,91	3,37	3,24	4,31
CAMUZZI SUR	SANTA CRUZ SUR		4,31	3,91	3,37	3,24	3,27
CAMUZZI SUR	TIERRA DEL FUEGO		4,31	3,91	3,37	3,24	3,24

De tal forma, cumplida ya la Licitación encomendada por el DNU 892/20 en su artículo 4º, que determinó los precios del Gas Natural Nacional hasta 2024 que abastece parte de la demanda prioritaria, corresponde llevar adelante la Audiencia Pública cumpliendo con lo dispuesto en el artículo 6º de la mencionada norma, cuando dispone:

“ARTÍCULO 6º.- Establécese que el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5º del Decreto N°2.255/92).

En virtud de ello, instrúyese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a dictar una reglamentación relativa a la discusión y debate de las tarifas de gas natural, así como de su debida ponderación, la que podrá incluir, de

corresponder, mecanismos de participación ciudadana, a los efectos de determinar el monto que el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo de conformidad con el párrafo precedente y sin alterar las facultades regulatorias en materia de tarifas de transporte y distribución de gas natural.”

### **ANÁLISIS DE LA PORCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN EL PIST QUE EL ESTADO NACIONAL PODRÁ TOMAR A SU CARGO**

Como se ha dicho, el DNU 892/20 determinó que “el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias”.

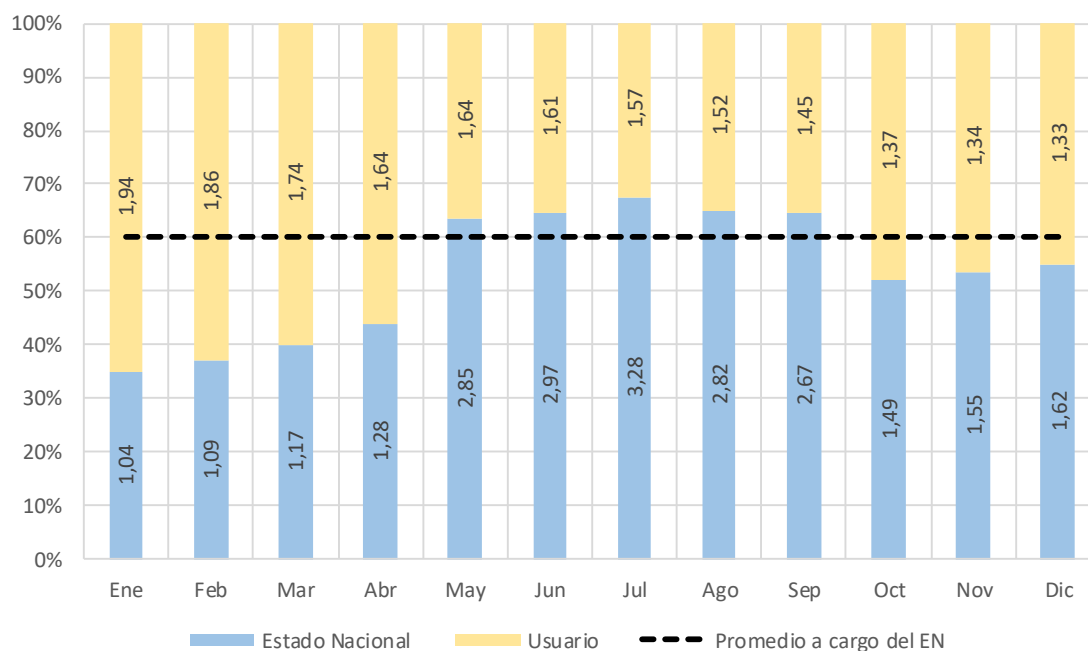
Corresponde entonces analizar cuál es la situación actual, y cómo influirían las distintas porciones, proporciones o porcentajes que asuma a su cargo el Estado del Precio del Gas Natural, en las facturas de los usuarios, en el Costo Fiscal, y en el Presupuesto Nacional.

El siguiente cuadro describe la situación vigente.

Parte del Costo del Gas que asume el Estado Nacional y los Usuarios					
Periodo	Costo Promedio	Costo que asume el:			% de Cobertura del costo del Gas a cargo del Estado Nacional
		Estado Nacional	Usuario		
	U\$SMMBTU				
	a	b	c		b/a
Ene	2,99	1,04	1,94		35%
Feb	2,95	1,09	1,86		37%
Mar	2,91	1,17	1,74		40%
Abr	2,92	1,28	1,64		44%
May	4,48	2,85	1,64		63%
Jun	4,58	2,97	1,61		65%
Jul	4,85	3,28	1,57		68%
Ago	4,34	2,82	1,52		65%
Sep	4,13	2,67	1,45		65%
Oct	2,86	1,49	1,37		52%
Nov	2,90	1,55	1,34		54%
Dic	2,95	1,62	1,33		55%
PPP	3,91	2,35	1,57		60%

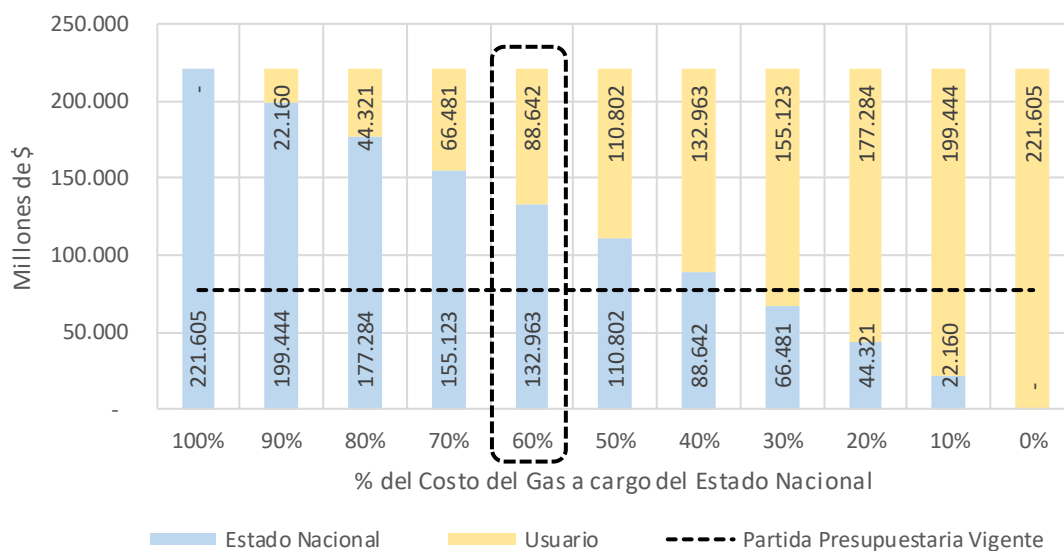
Es decir que, en la situación actual, de los U\$SMMBTU 3,91 que representa el precio promedio ponderado del costo total del Gas Natural que abastece a la demanda Prioritaria, el 60% o U\$SMMBTU 2,35 lo absorbe con costo fiscal el Estado Nacional, y U\$SMMBTU 1,57 equivalente al 40% lo pagan los usuarios.

## Parte del Costo del Gas que asume el Estado Nacional y los Usuarios



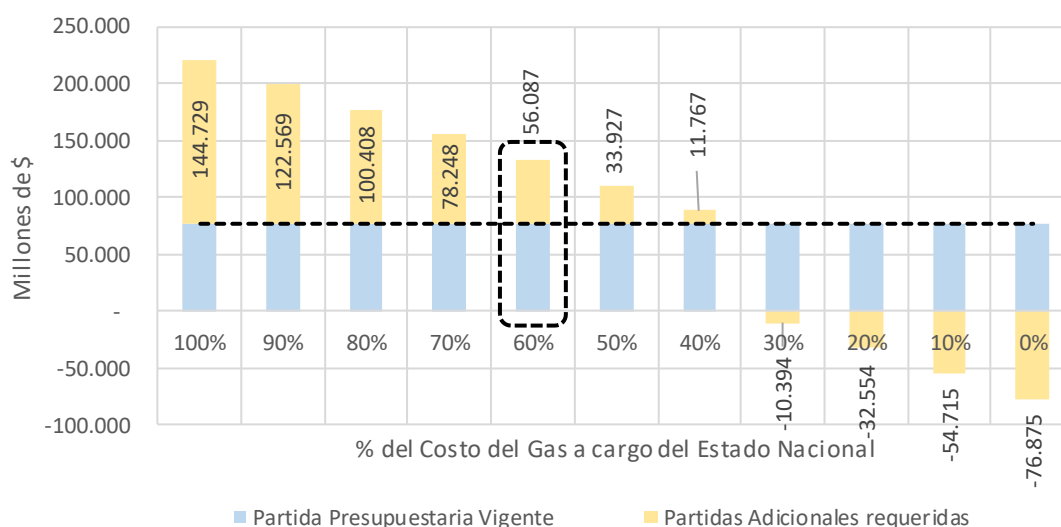
El siguiente gráfico presenta escenarios que consideran distintas porciones del costo total estimado del Abastecimiento de la Demanda Prioritaria según tome a su cargo el Estado Nacional, al solo efecto ilustrativo.

## Gas Natural - Demanda Prioritaria



## Gas Natural - Demanda Prioritaria

### Impacto sobre las Partidas Presupuestarias Vigentes



Los recuadros punteados de los gráficos anteriores presentan la situación vigente promedio en donde el Estado Nacional asume a su cargo el 60% del Costo del abastecimiento de la Demanda Prioritaria. Es decir que el Estado Nacional asumiría un costo de MM \$ 132.963 sobre un total de MM \$ 221.605.

Como puede observarse en el segundo gráfico, dicha situación deriva en una necesidad adicional de fondos de MM \$ 56.087. Como puede verificarse también, cuando el Estado Nacional asume a su cargo entre el 40% y el 30% del referido costo, comienzan a generarse subejecuciones o sobrantes respecto a la partida presupuestaria vigente.

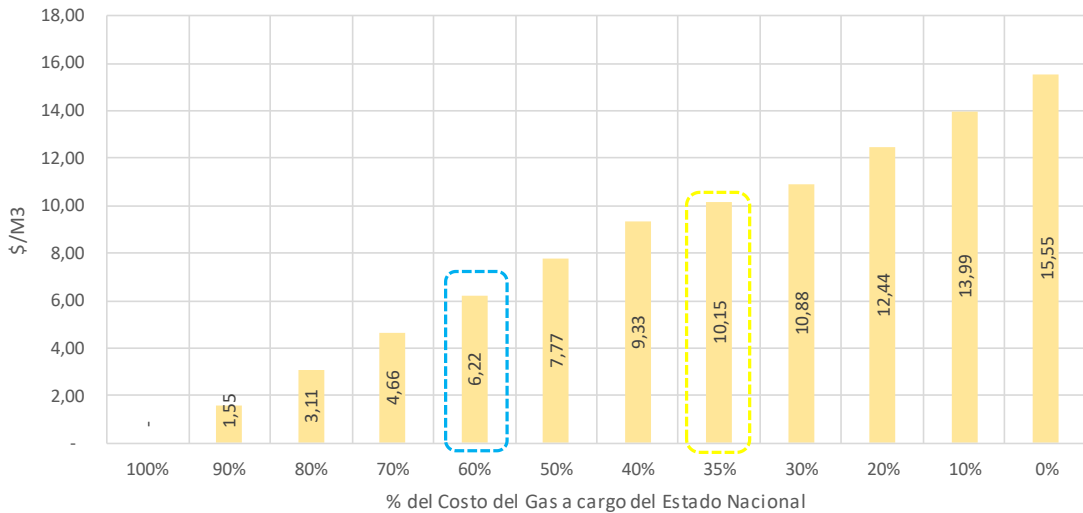
Se estima que en el momento en que el Estado Nacional asume un costo del orden del 35%, no se requieren partidas adicionales. Tal situación es compatible con un precio a pagar por los usuarios del orden de los \$/M3 10,15 en el que el costo total de abastecimiento de la demanda prioritaria estimado en MM \$ 221.605<sup>6</sup> se reparte entre MM \$ 76.875 conforme a la Pauta Presupuestaria vigente y los restantes MM \$ 144.729 a cargo de los usuarios. Dicha situación implica un incremento en el costo del gas a cargo de los usuarios del orden del 63%.

Finalmente se presenta un cuadro y gráfico que representan los distintos precios estimados a cargo del usuario ante variaciones en el % de este costo que podría asumir el Estado Nacional.

<sup>6</sup> Equivalente a MM US\$ 2.059,2.

Costo del Gas asumido por el Estado Nacional												
%	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	35%	30%	20%	10%	0%
Precio a cargo del Usuario (\$/M3)	-	1,55	3,11	4,66	6,22	7,77	9,33	10,15	10,88	12,44	13,99	15,55

**Precio del Gas Usuarios**  
ante variaciones en el costo asumido por el Estado Nacional



## EFFECTOS POSIBLES EN LA PARTIDA PRESUPUESTARIA 2021 DEL PLAN GAS AR

En el caso particular del Plan Gas Ar, implica que el Estado Nacional asuma un Costo Fiscal de MM \$ 78.812 que puede ascender a MM \$ 84.833 conforme las ofertas recibidas en el marco de la II ronda que ascienden a un promedio de 3,9 MM M3/día (promedio junio a septiembre), y en tal sentido se requieran partidas presupuestarias adicionales por MM \$ 29.188.

El siguiente cuadro resume el monto presupuestado originalmente para este programa para el año 2021, el complemento asignado mediante Decisión Administrativa y como resultado de la estimación de gastos realizada, el monto faltante bajo las pautas planteadas.

Monto presupuestado 2021	Monto complementario Dec Adm	Monto Total	Necesidad Total de Fondos Plan Gas Ar	Plan Gas Ar Ronda II (Est.)	Total Necesidad	Necesidad adicional de Financiamiento
Millones de \$						
20.645	35.000	55.645	78.812	6.021	84.833	29.188

Debe tenerse en cuenta que el Plan Gas.Ar, la Licitación derivada del mismo y la adjudicación, proceso de libre concurrencia y competencia que determinó los precios, y

las consecuentes compensaciones, se produjo luego que el PEN enviara el proyecto de ley de Presupuesto 2021, y de la media sanción de la Cámara de Diputados al mismo.

## ANÁLISIS DE IMPACTO FINAL EN LOS USUARIOS

Finalmente se plantea un análisis de impacto para el caso de un usuario de la categoría R 31 para dos ejemplos de prestatarias del servicio de distribución:

Los siguientes cuadros descomponen los distintos conceptos que integran la factura y estiman el valor antes de impuestos considerando los valores vigentes para un ejemplo de consumo mensual en marzo frente a otro en julio.

Caso: Distribuidora A - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	6,22	213	48	191
T	2,07			
D	1,95			
CF				
Factura Total mensual antes de Impuestos			705	2.169

Caso: Distribuidora B - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	6,22	209	43	217
T	1,95			
D	1,96			
CF				
Factura Total mensual antes de Impuestos			645	2.407

Los siguientes cuadros incorporan el impacto que surgiría si el Estado Nacional asumiera el 100% del costo del gas.

Caso: Distribuidora A - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	-	213	48	191
T	2,07			
D	1,95			
CF				
Factura Total mensual antes de Impuestos			406	981
Var %			-42%	-55%

Caso: Distribuidora B - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	-			
T	1,95		43	217
D	1,96			
CF		209		
Factura Total mensual antes de Impuestos			377	1.057
Var %			-41%	-56%

Los siguientes cuadros presentan el impacto que surgiría si el Estado Nacional asumiera el 35% del costo del gas y en tal sentido el usuario cargara con el costo del gas de \$/M3 10,15.

Caso: Distribuidora A - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	10,15			
T	2,07		48	191
D	1,95			
CF		213		
Factura Total mensual antes de Impuestos			893	2.921
Var %			27%	35%

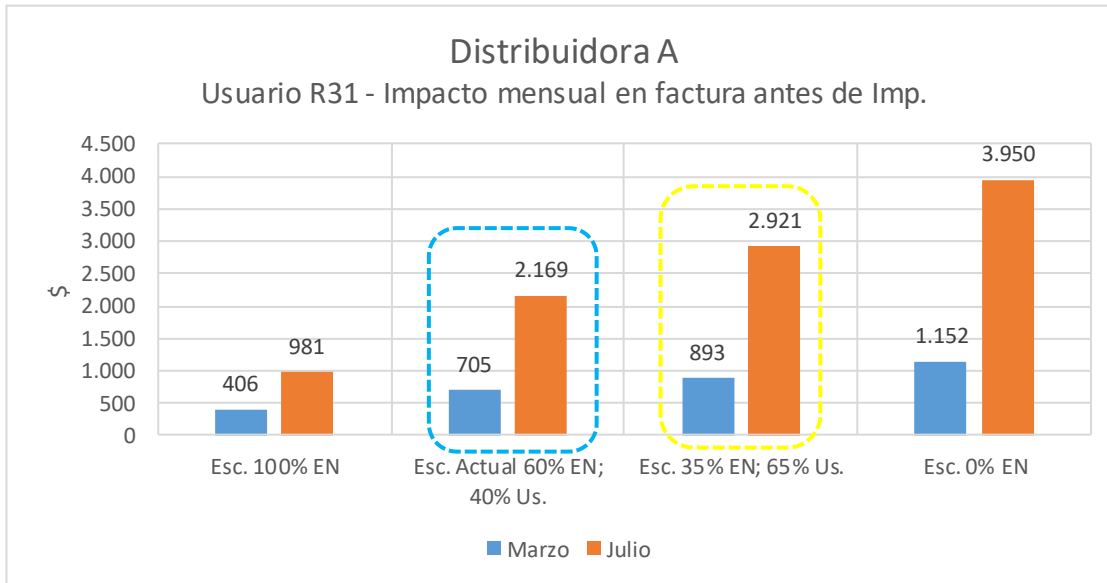
Caso: Distribuidora B - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	10,15			
T	1,95		43	217
D	1,96			
CF		209		
Factura Total mensual antes de Impuestos			814	3.261
Var %			26%	35%

Finalmente, los siguientes cuadros incorporan el impacto que surgiría si el Estado Nacional asumiera el 0% del costo del gas y en tal sentido el Usuario cargara con el 100% del Costo promedio 2021 de abastecimiento que se estima en U\$SMMBTU 3,91, equivalente a \$/M3 15,55<sup>7</sup>.

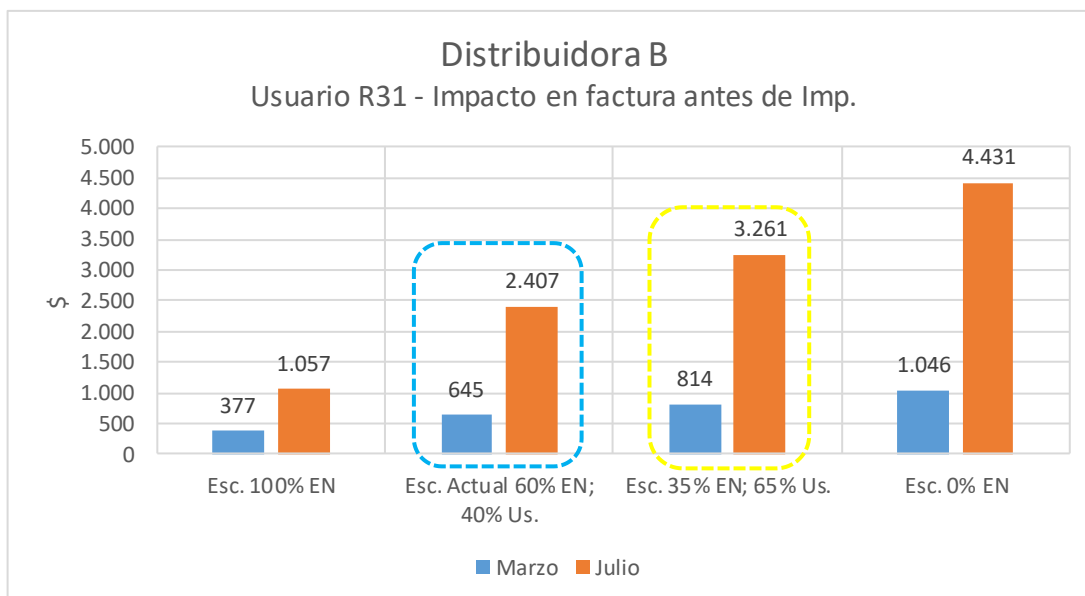
<sup>7</sup> Debe señalarse que en tanto corresponde a un promedio, los impactos por distribuidora podrían verificar desvíos.

Caso: Distribuidora A - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	15,55			
T	2,07		48	191
D	1,95			
CF		213		
Factura Total mensual antes de Impuestos			1.152	3.950
Var %			64%	82%

Caso: Distribuidora B - Usuario R31				
Concepto	\$/M3	\$/Mes	Mar	Jul
			M3/Mes	
PIST	15,55			
T	1,95		43	217
D	1,96			
CF		209		
Factura Total mensual antes de Impuestos			1.046	4.431
Var %			62%	84%







## INFORMACION COMPLEMENTARIA Y DESARROLLO DEL PLAN GAS AR

### LOS DESAFÍOS QUE PRESENTA EL MERCADO DEL GAS

Vale destacar el complejo contexto económico - social en el que asumieron las nuevas autoridades políticas que determinara la necesidad de sancionar, la LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA N° 27.541, con vigencia partir del 23 de diciembre de 2019.

En este sentido, limitando el análisis a la evolución de las variables macroeconómicas a diciembre de 2019, se destacan variaciones interanuales del orden del 160 % para el tipo de cambio, de más del 50% para la inflación y una caída del PBI 2,5 %, que sumó otro año de caída del producto nacional.

En particular, los vaivenes, marchas y contra marchas, e indefiniciones manifiestas de la política del gobierno anterior en materia de gas natural, sumado al contexto de alta incertidumbre, derivó en una marcada caída del nivel de inversiones, parálisis de la actividad y de la producción.

Asimismo, como es de público conocimiento, la pandemia del COVID 19 y el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto y renovado por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto N° 297/20 y suplementarios, trajo aparejada una situación de incertidumbre –entre otros- en el segmento de gas natural.

La incertidumbre que la pandemia arrojó sobre el mercado de gas, produjo un desincentivo adicional a las inversiones en exploración y, sobre todo, en producción de gas natural. Esta realidad, a su vez, genera incertidumbre en relación a la capacidad de

la producción local para abastecer la demanda de gas doméstico particularmente en el invierno del año 2021.

El escenario actual resulta contractivo en tanto involucra caída de la inversión y por consiguiente de la inyección, repercute en forma directa y/o indirecta sobre el nivel de demanda de trabajo y actividad general y, desde el lado estrictamente fiscal, impacta sobre los ingresos que perciben Nación y Provincias.

En el mercado doméstico de gas los déficits de producción local son cubiertos con gas importado, predominantemente gas natural licuado (GNL)<sup>8</sup> y líquidos, lo que requiere la utilización de reservas líquidas de moneda extranjera por parte del Estado Nacional, generando un triple efecto no deseado como es la salida de divisas, la exposición a precios internacionales y el alejamiento del objetivo fundamental y primario de buscar el autoabastecimiento.

Es evidente a esta altura que se requiere minimizar la presión sobre las reservas de moneda extranjera del Banco Central y que, escenarios que deriven en menores necesidades de importación, son un instrumento idóneo en este sentido.

Es, entonces, consecuencia natural de la premisa precedente, que es interés del Estado Argentino generar incentivos de inversión a la exploración y producción de gas natural doméstico por motivos económicos/financieros.

Existe, al respecto, un doble mandato legal expreso:

- i) la Ley N° 27.007 en su artículo 5° establece que el Poder Ejecutivo Nacional administrará aquellos planes de estímulo a la producción excedente que se establezcan para, entre otras finalidades, la prosecución de lo establecido en las Leyes N° 17.319 y 26.741.
- ii) el artículo 2° de la ley del gas N° 24.076 dispone como objetivo de la Ley “*b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.*”

En tal sentido el Estado Nacional ha optado, mediante el Plan Gas.Ar, por generar incentivos a la producción local en el marco de los mandatos legales y con el objetivo de reducir el impacto que el pleno abastecimiento de gas a los usuarios pueda imprimir en las reservas líquidas de moneda extranjera.

---

<sup>8</sup> El gas importado de Bolivia representó una cantidad relativamente estable, hasta este año 2021 en el cual el declino de la producción de ese país se puso incontestablemente de manifiesto, generando una sensible caída del 30% en la oferta del Gas de esa procedencia, impulsando aún más las necesidades de importación de GNL que funciona como “fusible” de la producción (superávit o déficit) doméstica.

## **PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO**

### *a. Objetivos*

Los objetivos del Esquema son múltiples. Entre ellos se entienden fundamentales los de fomentar inversiones en producción de gas natural, a los fines de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país generando certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos; Sustituir importaciones de GNL y de combustibles líquidos; Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y el segmento de generación eléctrica de fuente térmica a través de un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL y todo ello fundamentalmente protegiendo los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural.

Existe un doble objetivo de estímulo/ahorro de divisas. No obstante, el Esquema persigue un objetivo adicional, también doble como es el de asegurar el suministro mediante un instrumento que permite disociar el precio del gas natural, que refleja los reales costos de producción y desarrollo, del valor que se traslada a los usuarios de las distribuidoras por medio de la tarifa.

### *b. Descripción Conceptual*

Ante la caída de la producción y la inversión que inexorablemente derivan en salida de divisas y pérdida del autoabastecimiento, el esquema resumidamente propone:

- i. Convoca a productores de gas a adherir a un compromiso de inversión e inyección para abastecer a la demanda prioritaria;
- ii. Convoca a distribuidoras y subdistribuidoras a concurrir al mercado ofrecido por los productores por los volúmenes de inyección comprometidos;
- iii. El precio de intercambio de los volúmenes de gas surge de los precios ofertados, los que se reflejarán en contratos entre productores y distribuidoras;
- iv. Ese precio contractual será igual al ofertado menos una porción del mismo que absorberá (y pagará a los productores firmantes) el Estado Nacional;
- v. De este modo se cumplen los dos objetivos señalados arriba: se ofrece a la producción un precio incentivo y, a la vez, se protege al consumidor del precio del gas promocional.

De esta forma el Estado lleva adelante su capacidad de planificación en cuanto al sistema de gas, estima los niveles de oferta y de demanda, y realiza una agregación de

esta última en vistas a consolidar un bloque uniforme de 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.

A su vez el mercado compite libremente por abastecer a dicha demanda, lo que favorece la reducción de precios, generándose un entorno de previsibilidad de precio y plazo contractual a los productores, en el que se premia al más eficiente en costos otorgando prioridad de asignación de despacho y de exportación.

Al mismo tiempo estimula a un sector que estaba virtualmente estancado (por la pandemia y por los precios decrecientes), fomenta el trabajo, reactiva las economías regionales, el empleo de las Pymes y empresas de servicios y el agregado de valor en el entramado productivo.

En línea con ello, permite armonizar la situación entre el precio necesario que fomenta inversiones (localmente más competitivas que las importaciones), junto con una especial consideración a la tarifa que puede afrontar el usuario final residencial

Adicionalmente debe resaltarse que en el marco de la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social se estima prudente y razonable priorizar el acceso al gas natural de los usuarios residenciales-domésticos y a aquellos usuarios no domésticos sin cantidades contractuales mínimas, o sin contratos, denominados, estos últimos, “Servicio General P1, P2 y P3 grupo III”, por sobre otras categorías de demanda.

El Esquema incorpora todos los puntos y condiciones técnicas necesarias para alcanzar sus objetivos y su reproducción excede el marco del presente documento.

## **IMPLEMENTACIÓN**

Mediante el Decreto 892/2020 se aprobó el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” y se instruyó a la SECRETARÍA DE ENERGÍA a instrumentarlo, habilitándola a dictar normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias para su ejecución e implementación.

Asimismo, establece que el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a la demanda final.

Posteriormente, mediante la Resolución SE 391/2020 se aprobó el procedimiento realizado para el Concurso Público Nacional, previamente convocado a través de la Resolución SE 317/2020. Adicionalmente se adjudicaron los volúmenes de gas natural

mensuales (incluyendo adicionales de invierno), distinguiendo Cuencas, entre los dos segmentos relevantes (Distribuidoras y Usinas).

También se aprobaron los precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) correspondientes a los volúmenes adjudicados con apertura particular para el año 2021 de acuerdo al reordenamiento previsto a efectos de considerar la particularidad de los productores participantes del Esquema, siendo participantes del Programa No Convencional (Resolución ex MEN 46/17).

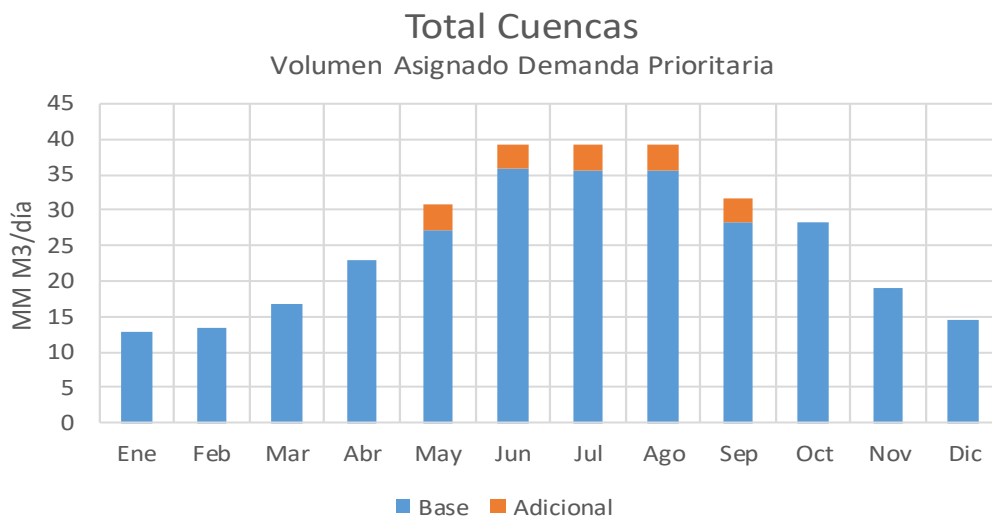
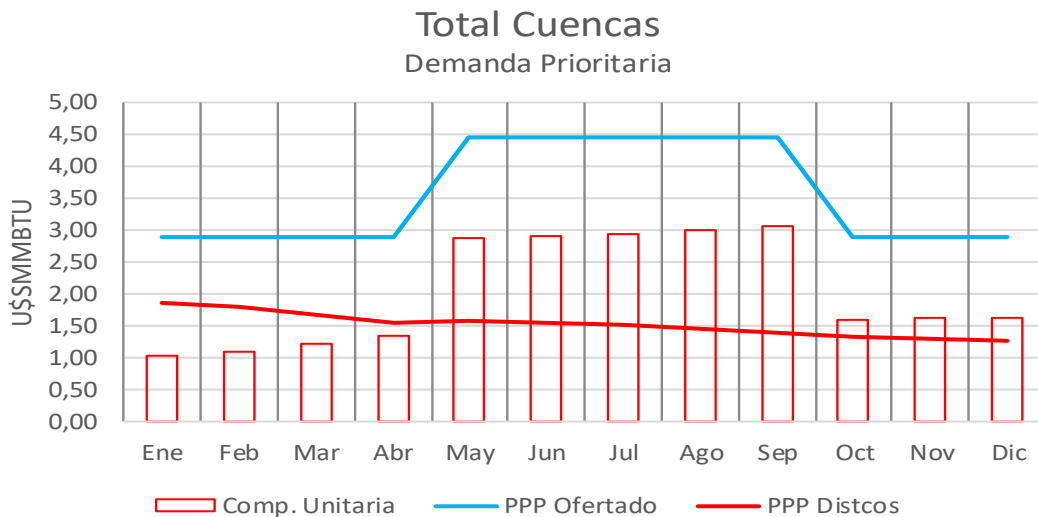
Finalmente, mediante la Resolución SE 447/2020 se aprobaron las asignaciones de los volúmenes de gas natural adjudicados por la Resolución N° 391/2020. Estas asignaciones distinguen Cuenca y Sistema de Transporte y generan pares Oferta / Demanda posibles dado que a las distribuidoras se les asigna gas considerando las rutas de transporte contratadas.

El siguiente Cuadro y Gráfico presenta para el caso del Total de las Cuencas involucradas el precio ofertado ajustado (incluye impacto de los adicionales de invierno) en U\$SMMBTU corregido por los factores de ajuste estacionales respecto al precio en PIST conforme los Cuadros Tarifarios, expresado también en U\$SMMBTU, considerando la evolución esperada del tipo de cambio.

La compensación unitaria que se determina por diferencia entre ambos valores resulta creciente si se considera un escenario sin aumentos del componente gas en la tarifa. (Precio del Gas en Tarifa U\$SMMBTU Enero: 1,86; Dic 1,28)

Total Cuencas	PPP Ofertado	PPP Distcos	Comp. Unitaria	MM M3/d	TC	Compensación MM \$
	U\$SMMBTU					
	a	b	c	d	e	$d*(a-b)/27,1*días\ mes\ n*e$
Ene	2,90	1,86	1,03	12,95	86,81	1.328
Feb	2,89	1,79	1,11	13,26	90,94	1.379
Mar	2,89	1,66	1,23	16,68	94,95	2.229
Abr	2,89	1,55	1,34	22,96	98,18	3.343
May	4,46	1,57	2,89	30,81	101,27	10.300
Jun	4,46	1,55	2,91	39,37	104,53	13.271
Jul	4,46	1,51	2,95	39,18	107,90	14.267
Ago	4,46	1,46	3,00	39,28	111,38	15.030
Sep	4,46	1,40	3,06	31,77	114,97	12.372
Oct	2,90	1,31	1,58	28,24	118,68	6.073
Nov	2,89	1,28	1,61	19,00	122,50	4.149
Dic	2,90	1,28	1,62	14,55	126,45	3.406
<b>Total</b>	<b>3,81</b>	<b>1,50</b>	<b>2,31</b>			<b>87.147</b>

<sup>9</sup> No considera el impacto de una segunda ronde de gas de invierno, estimado en MM \$ 6.021.



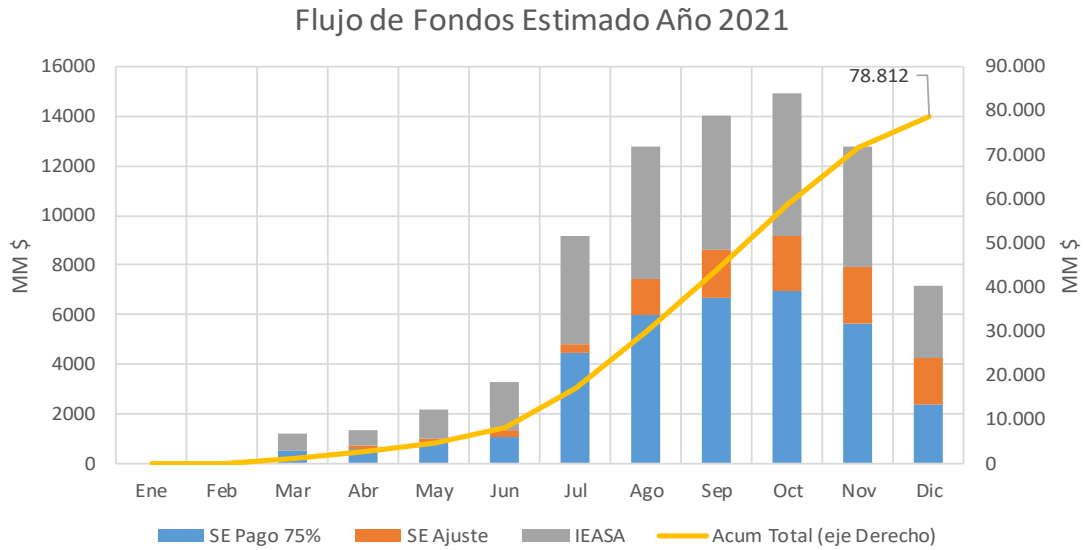
**Aclaraciones adicionales:**

De acuerdo con los datos expuestos, el Costo Total del Esquema para el Año 2021 se estima en el orden de los MM \$ 87.147, considerando cada mes de inyección de enero a diciembre.

De acuerdo a las zonas a abastecer, este costo se divide entre IEASA y las compensaciones a emitir desde la Secretaría de Energía en el orden del 42 y 58% respectivamente.

A continuación, se presenta una estimación del flujo de fondos necesario bajo la premisa de mantener constante en \$ el precio del gas en PIST de los Cuadros Tarifarios y considerando que el primer pago se produce en marzo 2021, en el caso de IEASA por

el 100% de la compensación y en el caso de las compensaciones emitidas desde esta Secretaria, bajo el esquema pago provisorio del 75% seguido de un ajuste al mes siguiente.



10

<sup>10</sup> No considera el impacto de una segunda ronde de gas de invierno, estimado en MM \$ 6.021.