



FUNDACIÓN GENERACIÓN DEL SUR

Sector energético



JULIO - 2017

MODELOS ENERGÉTICOS



Modelo estratégico para el desarrollo nacional



La energía como **bien estratégico**.



Rol protagónico del **Estado** en el sector.



Obras de infraestructura energéticas masivas, antecediendo o promoviendo el desarrollo nacional y regional, no necesariamente basadas en la utilidad o retorno de las inversiones en el corto plazo.

Modelo de “mercado”



La energía como mercancía, en una visión centrada en el corto plazo.



Rol protagónico del **Mercado** en el sector.



Ausencia o escasez de obras de infraestructura energética de envergadura.

Seguridad energética = Soberanía Energética

NO CONVENCIONALES



Reservas de shale gas (en TCF)



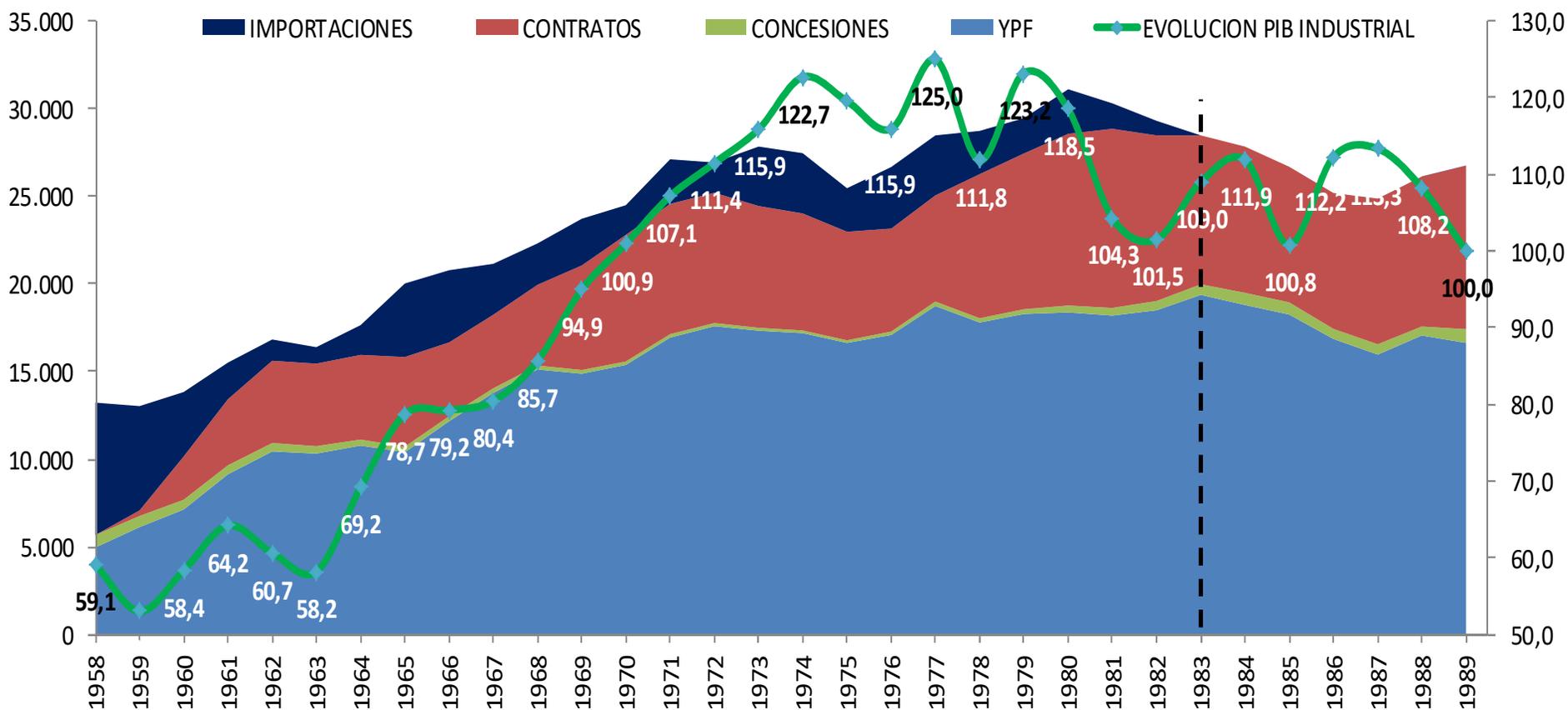
Reservas de shale oil (en miles de MMbbl)



AUTOABASTECIMIENTO ENERGÉTICO



Extracción de petróleo según YPF, viejas concesiones y contratos y evolución del PIB industrial
(En miles de m³ y serie base 1989=100)



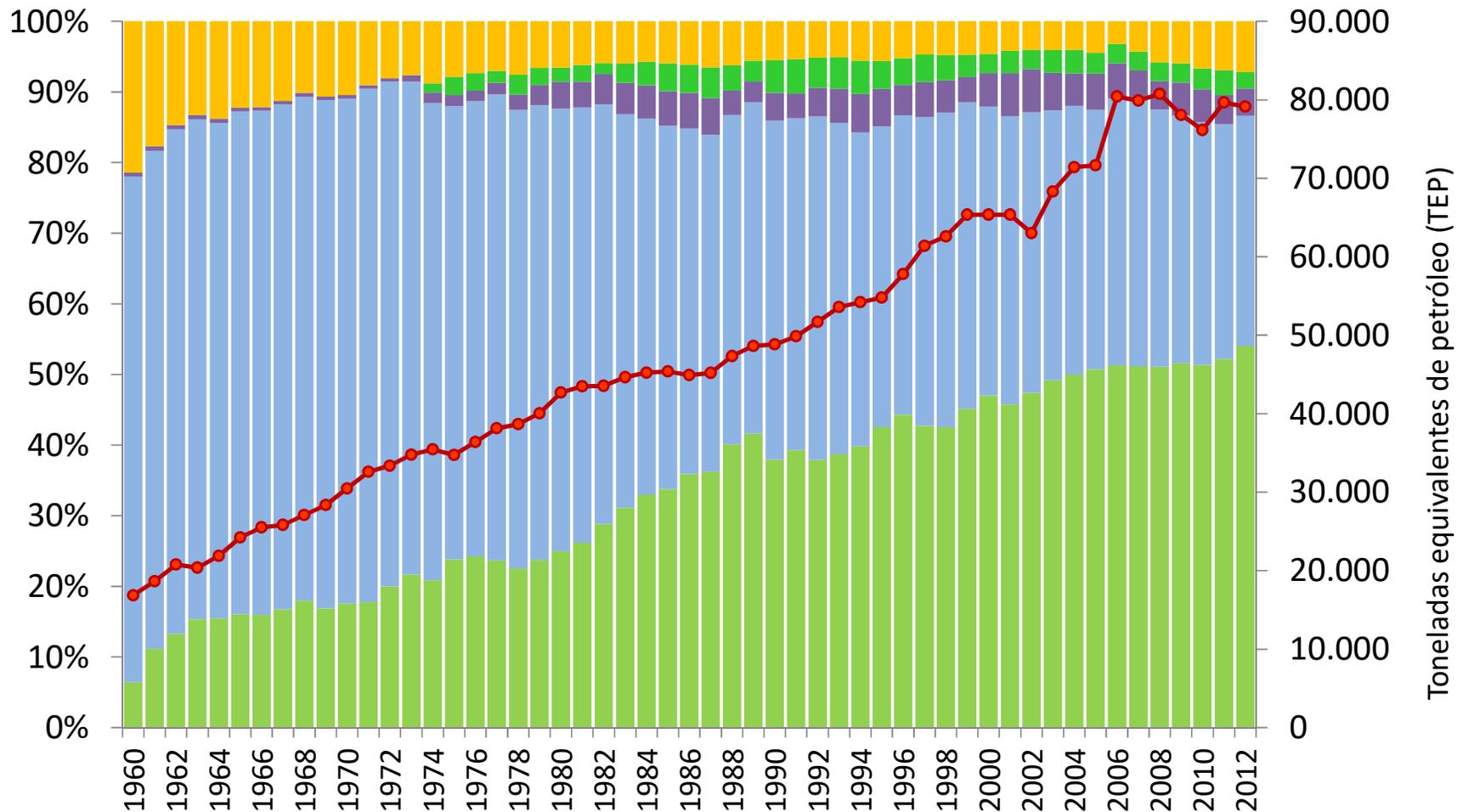
Fuente: elaboración propia en base a Anuarios de la SE, Ferreres (2004), Kozulj y Bravo (1993) y Serrani y Barrera (2014).

MATRIZ ENERGÉTICA



COMPOSICIÓN DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA EN ARGENTINA, 1960-2012 (EN TEP Y PORCENTAJES).

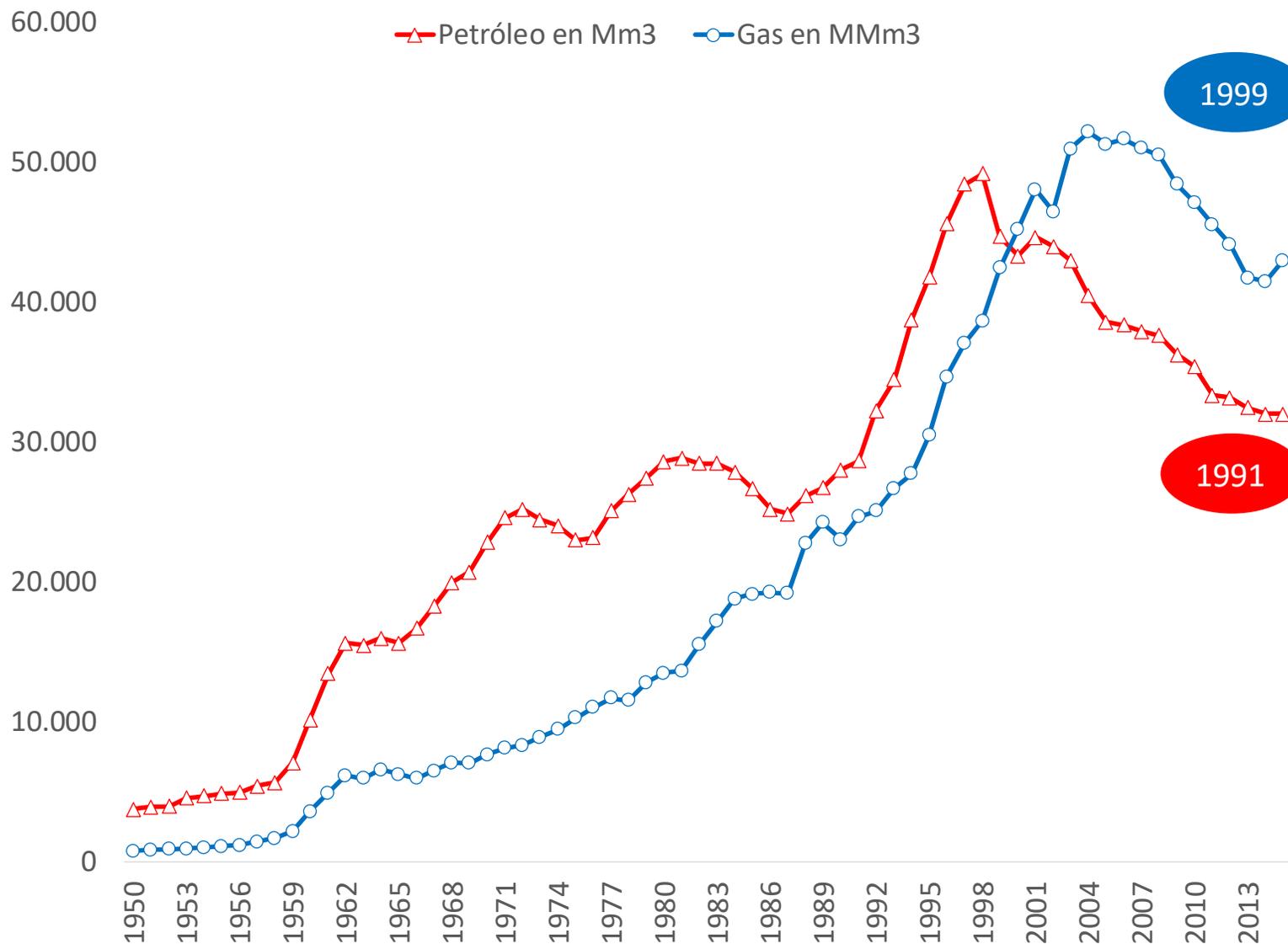
Gas Natural Petroleo Energía Hidráulica Nuclear Otros Oferta interna de energía



PRODUCCIÓN HIDROCARBURÍFERA



Evolución de la producción de petróleo y gas, 1950-2015.

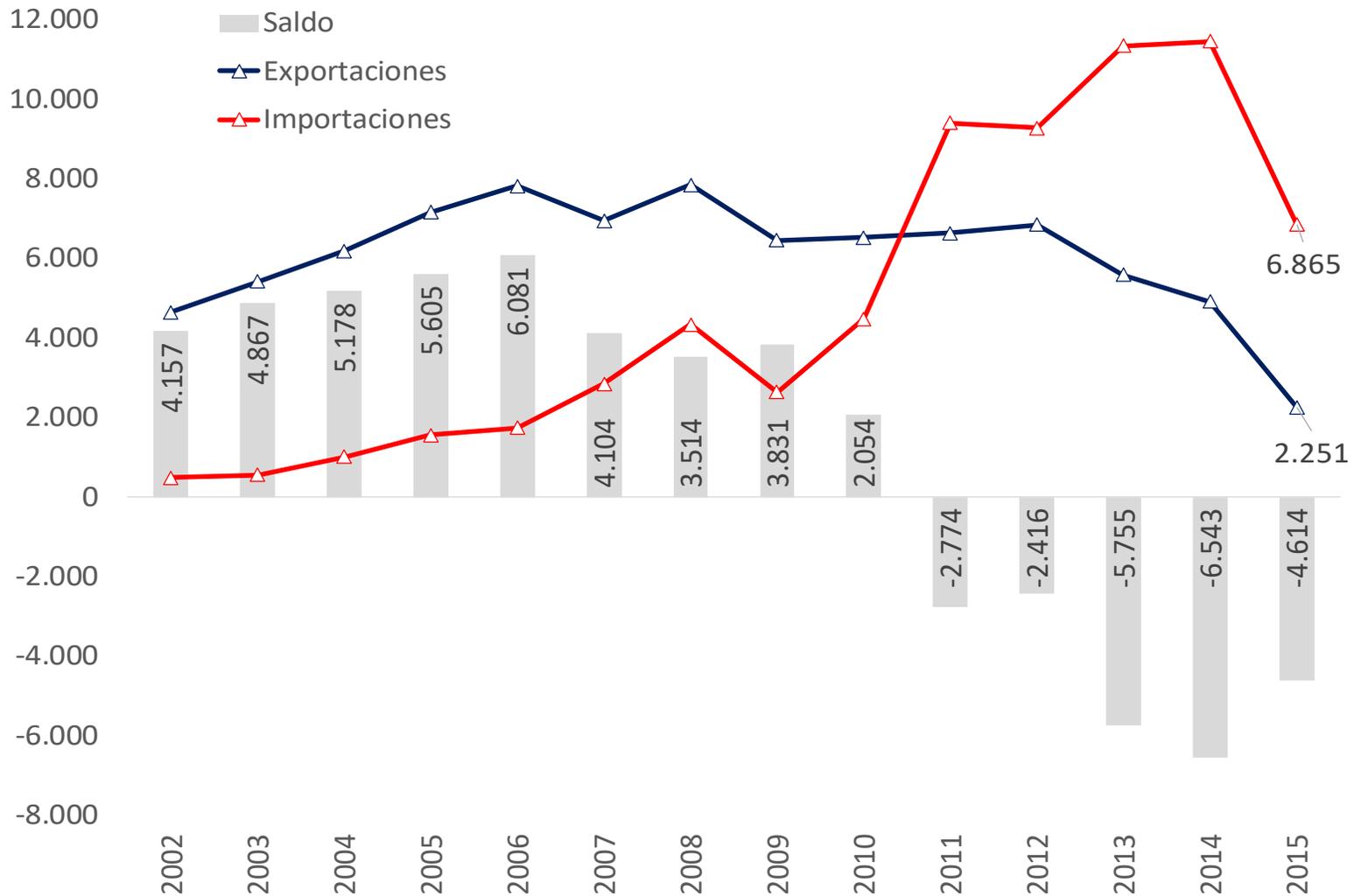


Fuente: elaboración propia en base a información del MINEM y del IAPG.

IMPACTO SOBRE BALANZA COMERCIAL



Evolución de las exportaciones, importaciones y saldo comercial del sector energético, 2002-2015. (en millones de dólares)

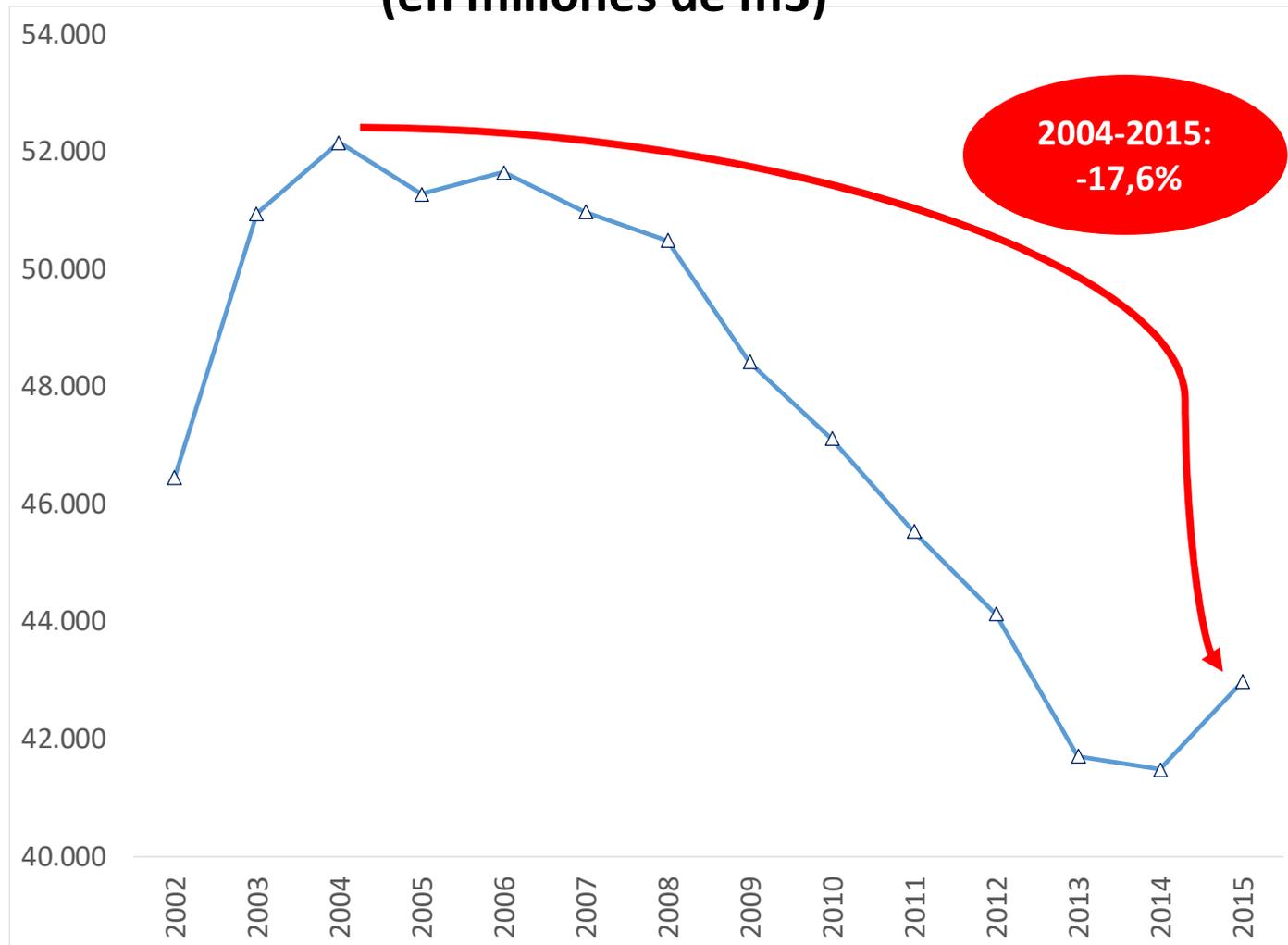


Fuente: elaboración propia en base a información del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas.

GAS NATURAL



Evolución de la producción de gas, 2002-2015. (en millones de m3)

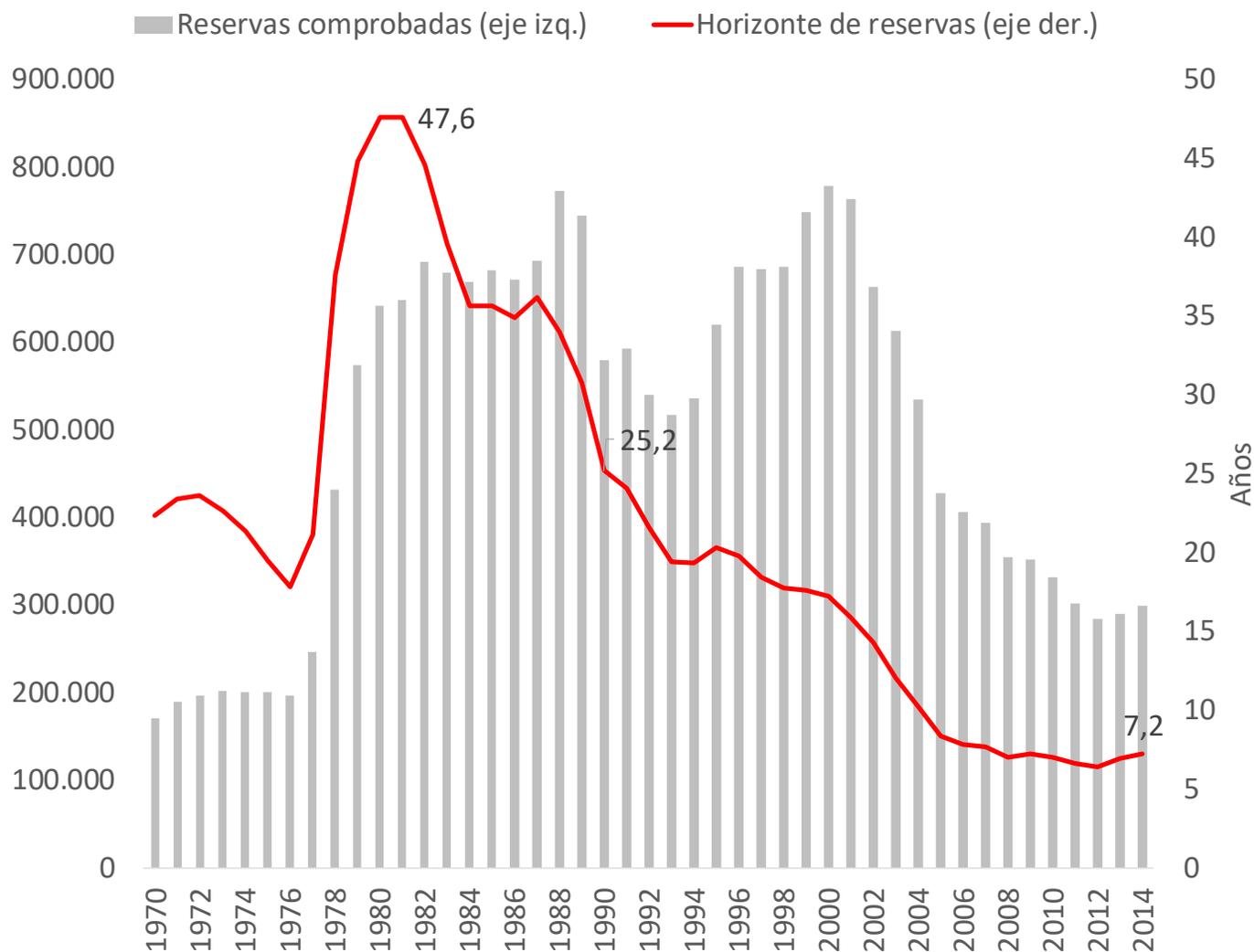


Fuente: elaboración propia en base a información del MINEM y del IAPG.

GAS NATURAL



Evolución de las reservas comprobadas y el horizonte de reservas de gas natural, 1990-2014. (en millones de m³ y años)

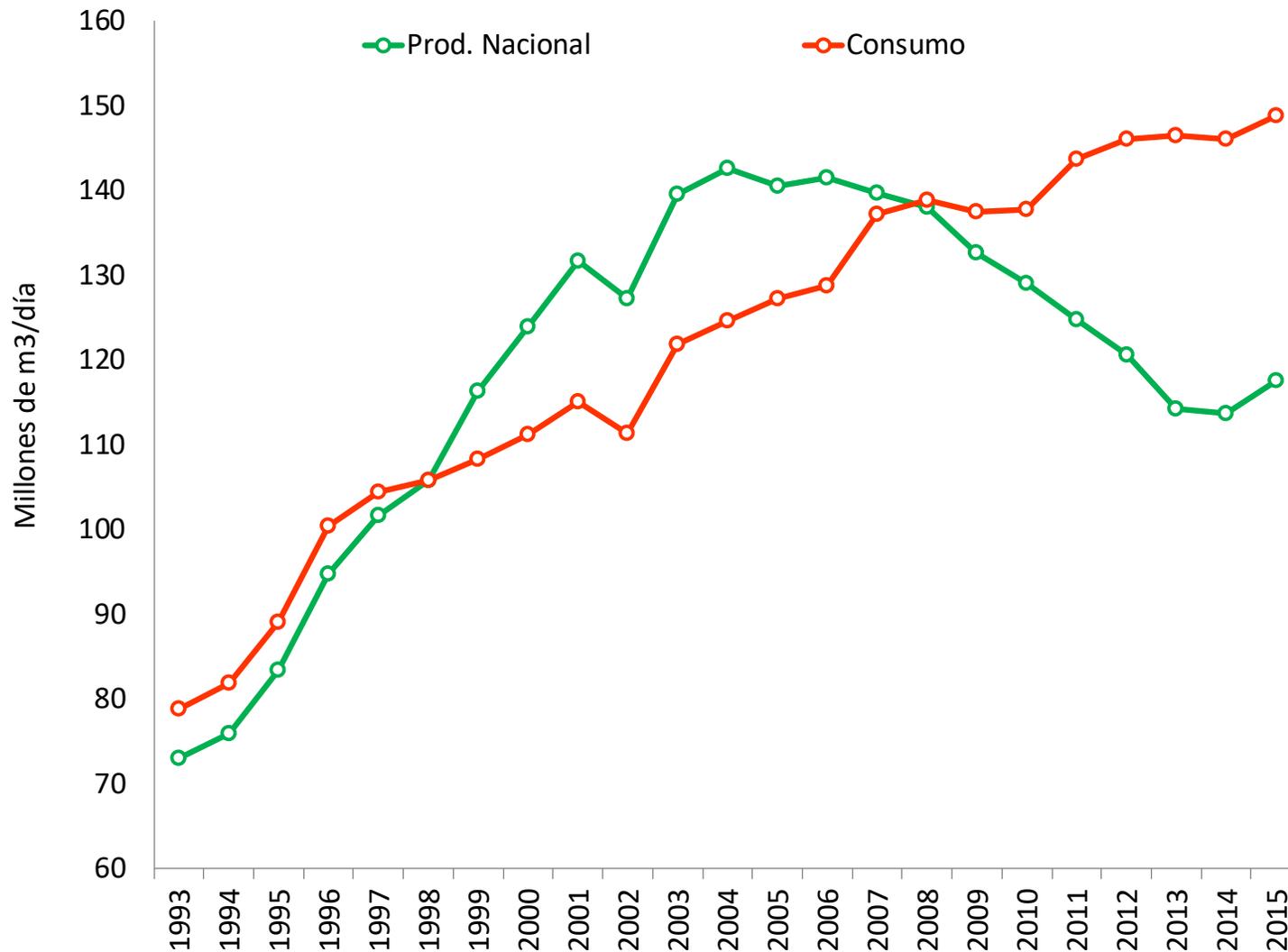


Fuente: elaboración propia en base a información del MINEM y del IAPG.

GAS NATURAL



**Evolución de la producción y el consumo de gas natural, 1993-2015.
(en millones de m³/día)**



Fuente: elaboración propia en base a información del MINEM y del IAPG.

MODIFICACIONES EN LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA (2012-2015)

2012

Estatización del 51% del paquete accionario de YPF S.A.

2013

Instrumentación del Plan Gas I y II

2012/14

Aumento en el precio del crudo

2012/15

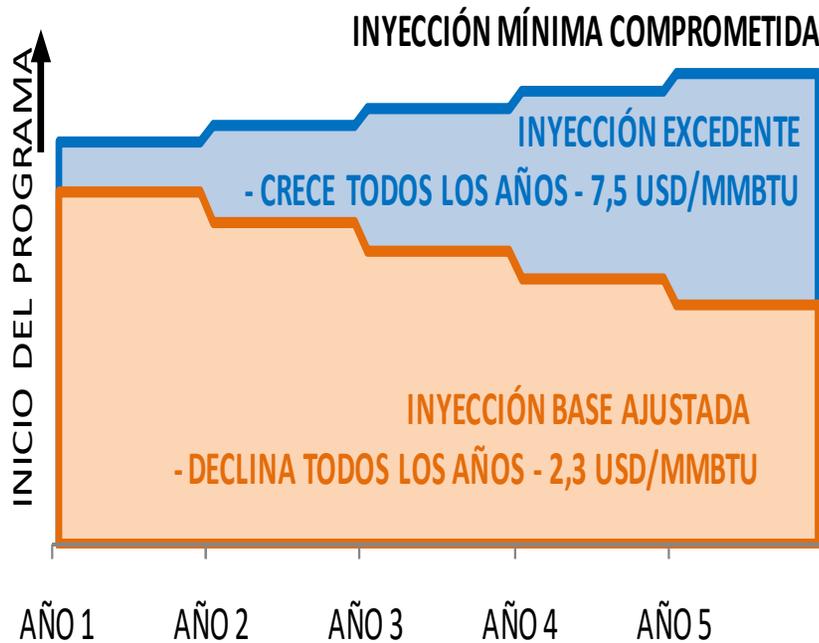
Incremento en el precio de los combustibles

GAS NATURAL



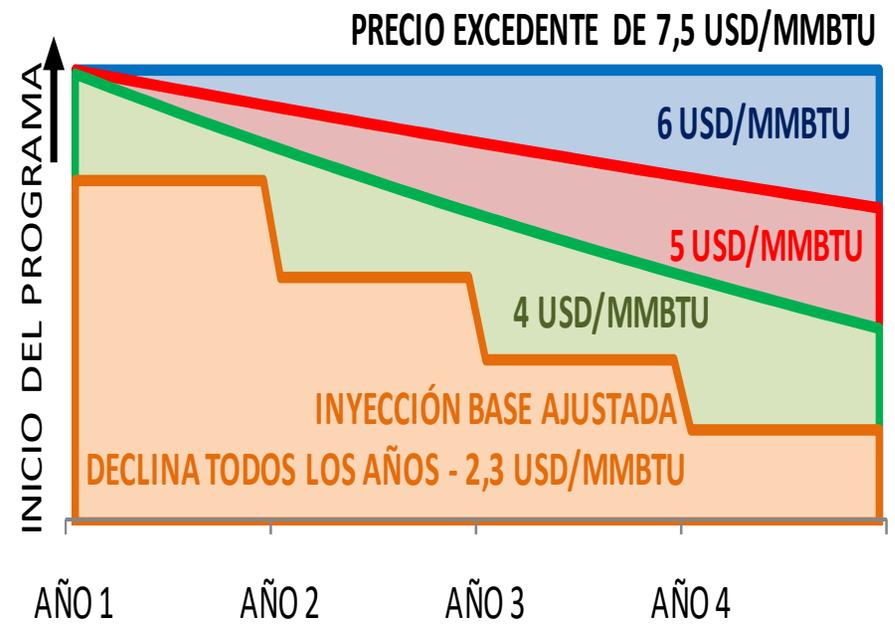
PLAN GAS I

- INYECCIÓN COMPROMETIDA
- INYECCIÓN BASE AJUSTADA



PLAN GAS II

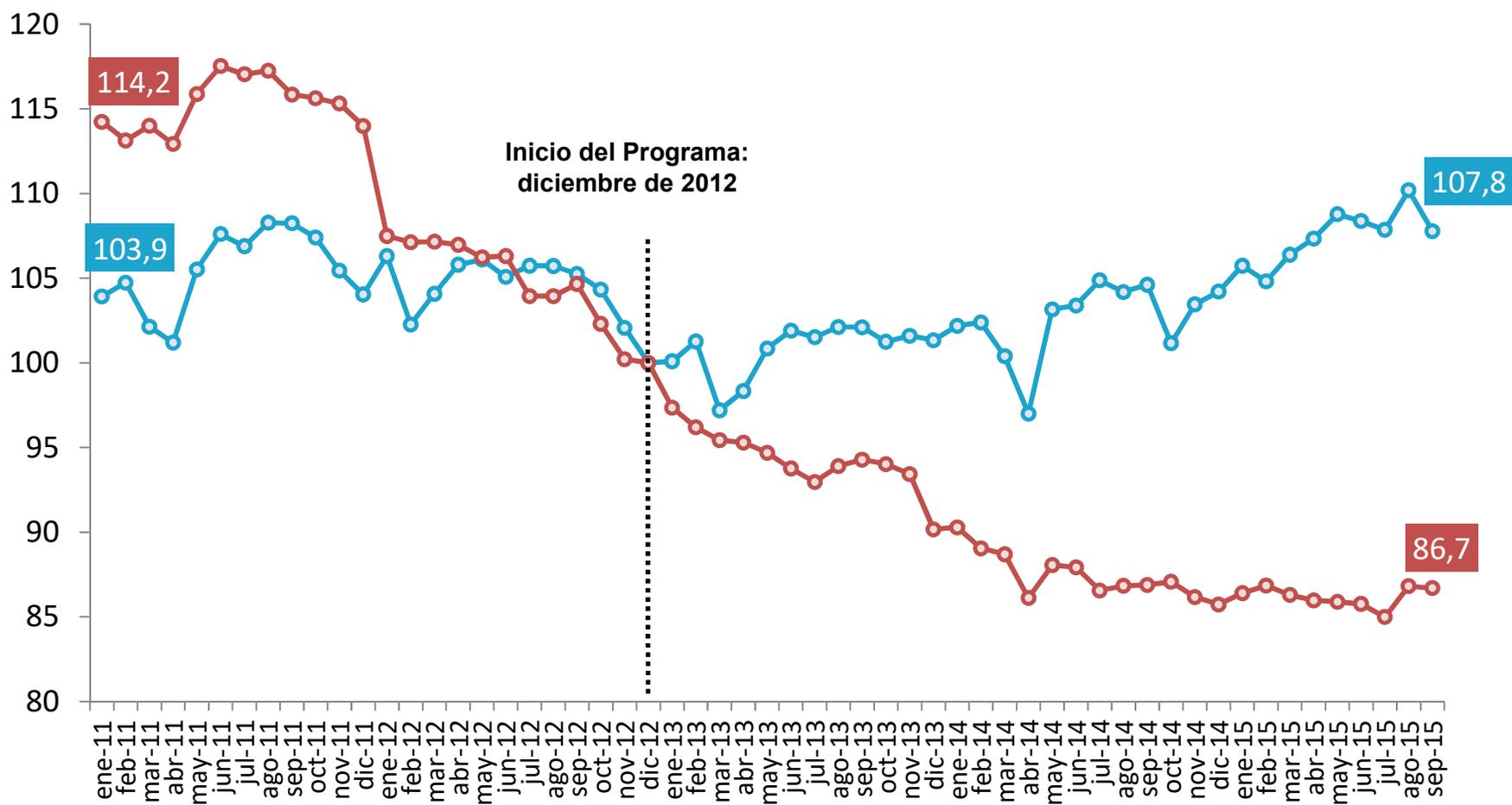
- INYECCIÓN BASE
- SENDERO -5%
- SENDERO -10%
- INYECCIÓN BASE AJUSTADA



GAS NATURAL



**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS SEGÚN INSCRIPCIÓN A PLAN GAS I Y II, 2011-2015.
(en número índice base dic-12 = 100)**

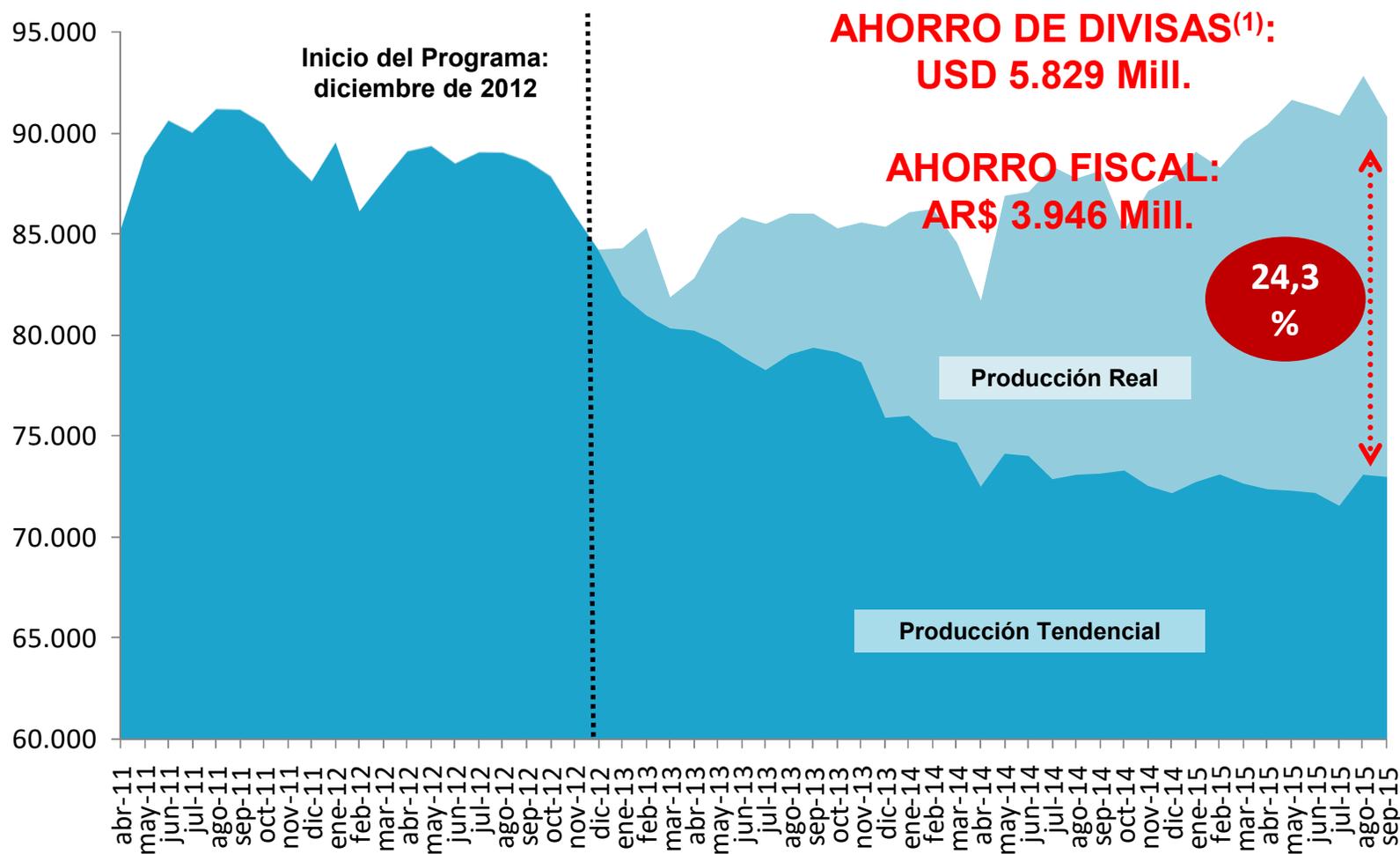


Nota (1): Incluye empresas inscritas al Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, Res. N°60/2013.

GAS NATURAL



EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS TENDENCIAL Y REAL, 2011-2015.
(en miles de m³/día)

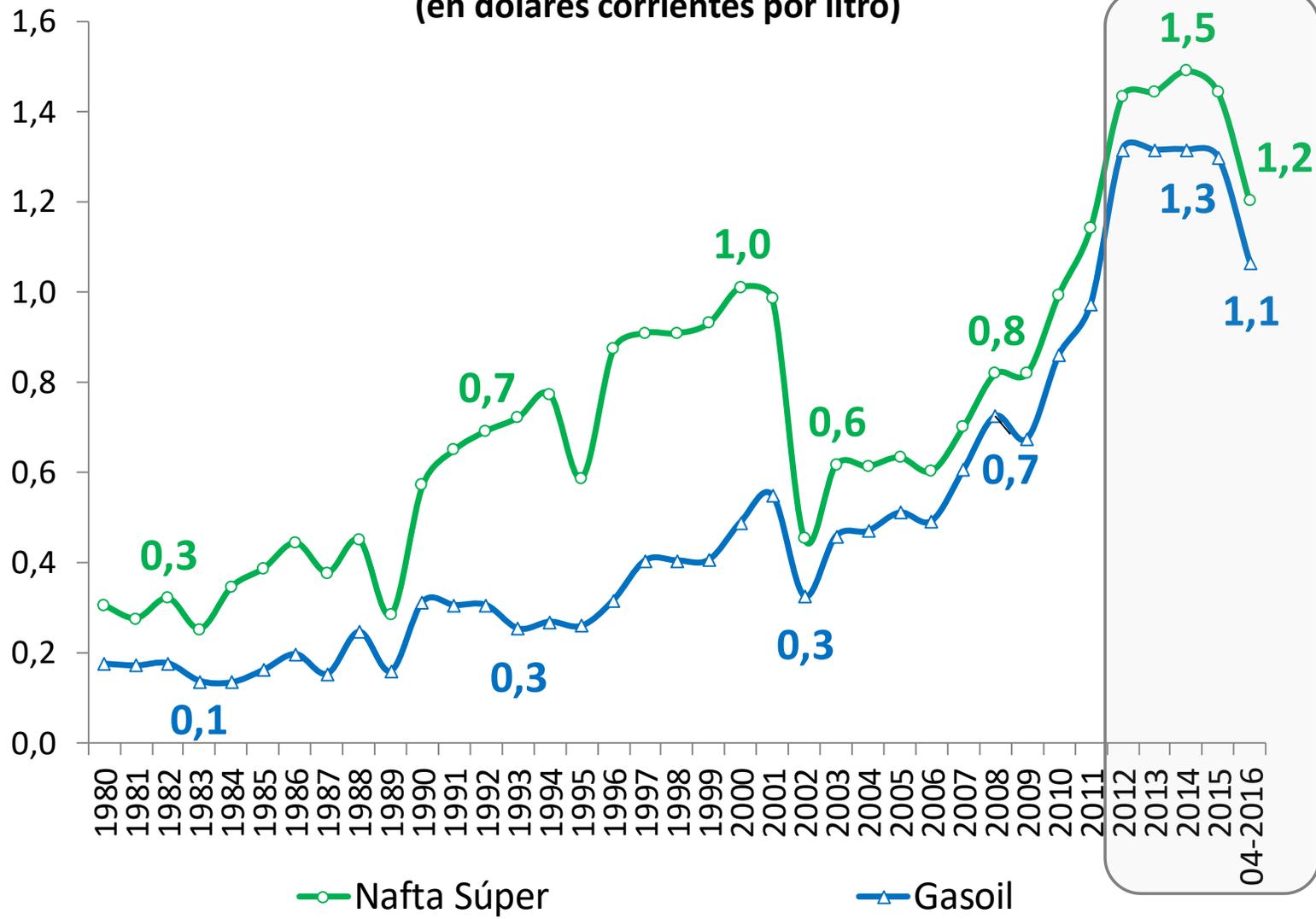


Nota (1): Incluye empresas inscriptas al Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, Res. N°60/2013.

COMBUSTIBLES



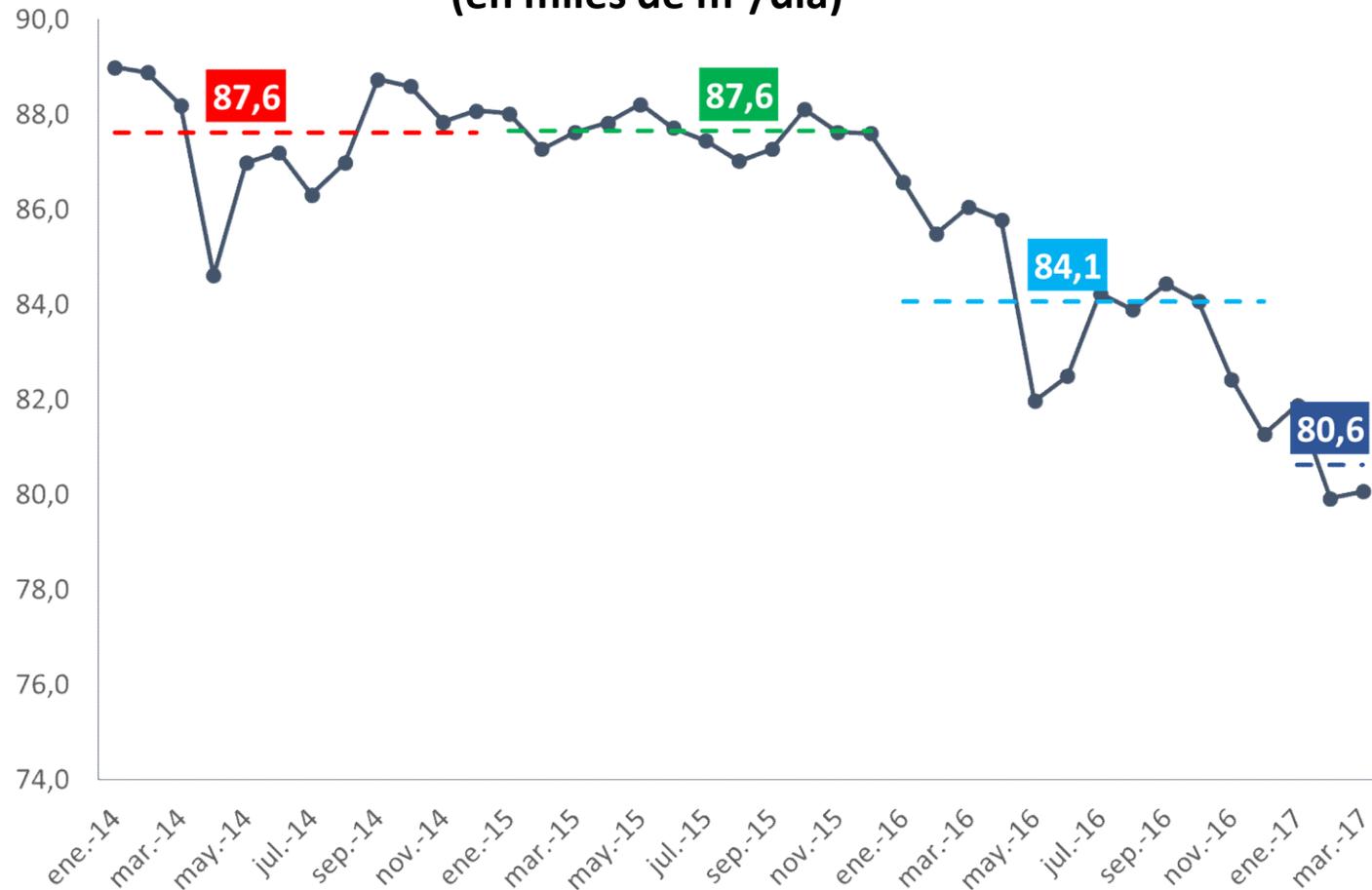
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES EN LA ARGENTINA, 1980-2016.
(en dólares corrientes por litro)



ABANDONO DEL ACUERDO PETROLERO



**Evolución de la producción de petróleo crudo, ene 2014 – mar 2017.
(en miles de m³/día)**



Fuente: Elaboración propia en base a información publicada por el Ministerio de Energía y Minería.

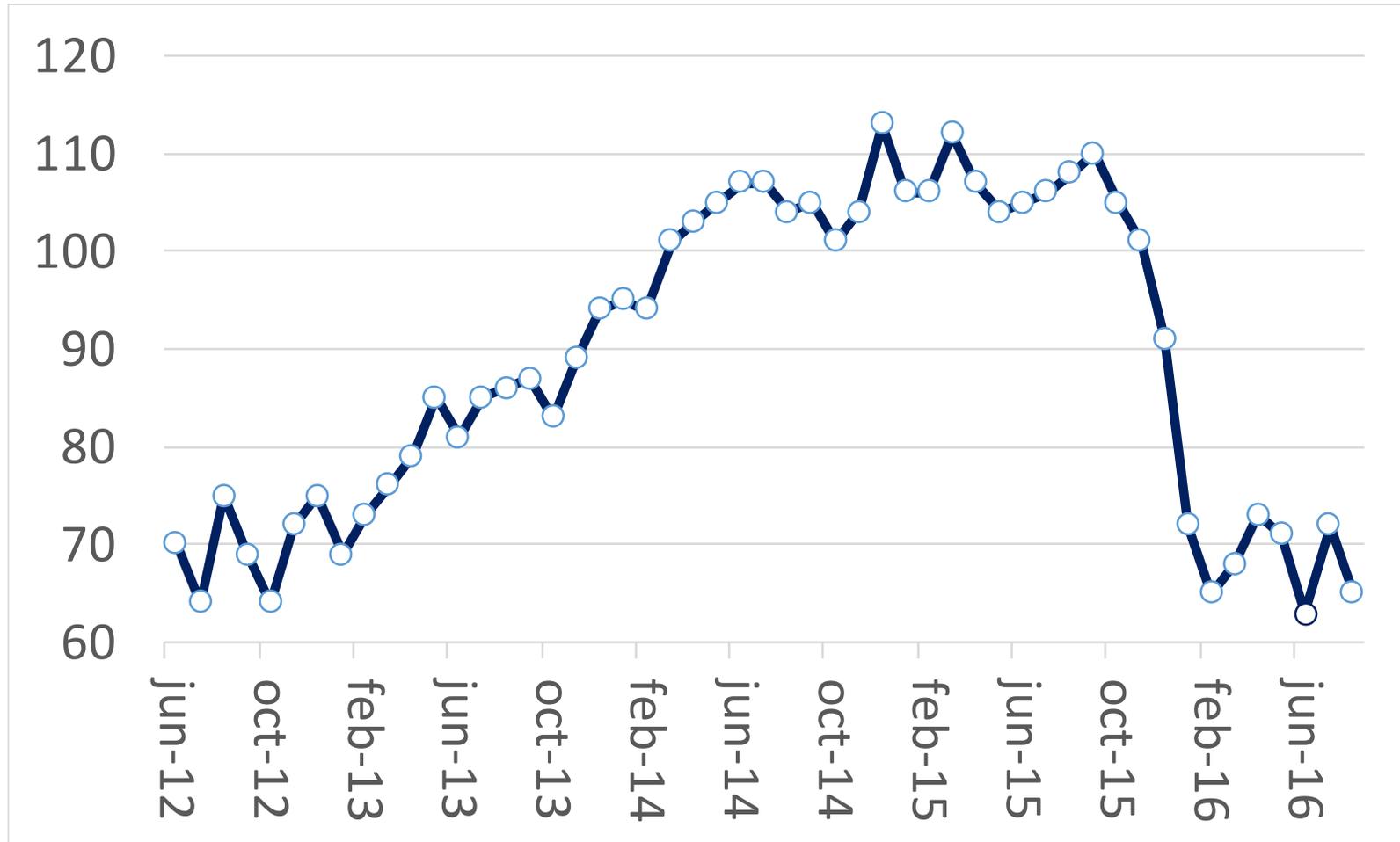
➤ 2016 vs. 2015: -4,1%.

➤ Variación interanual marzo-17 vs. marzo-16 = -7,0%.

ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA



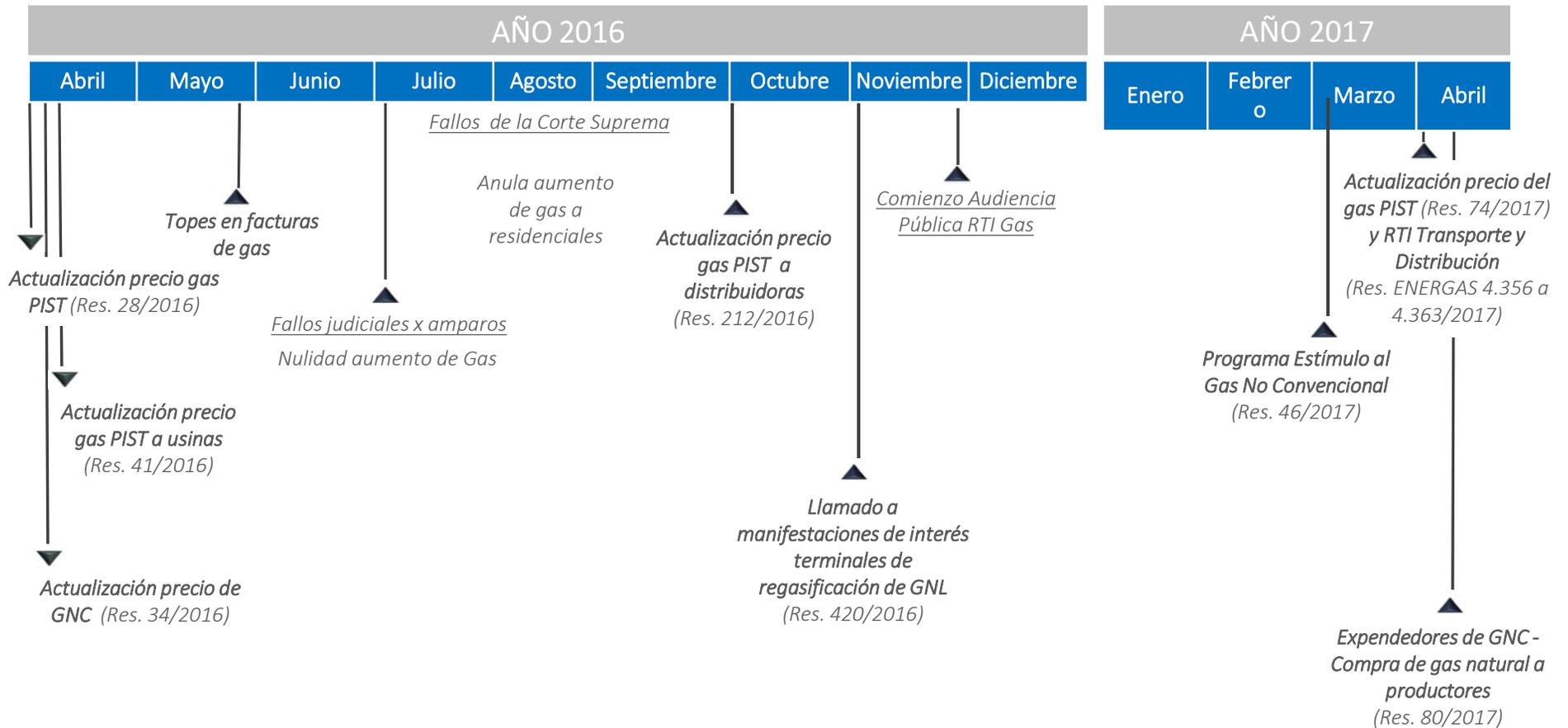
Cantidad de equipos en operación en Argentina (perforación, drilling y work over).



MERCADO DE GAS NATURAL



MEDIDAS TOMADAS EN EL MERCADO DE GAS



Fuente: elaboración propia en base a datos de MINEM y ENARGAS.

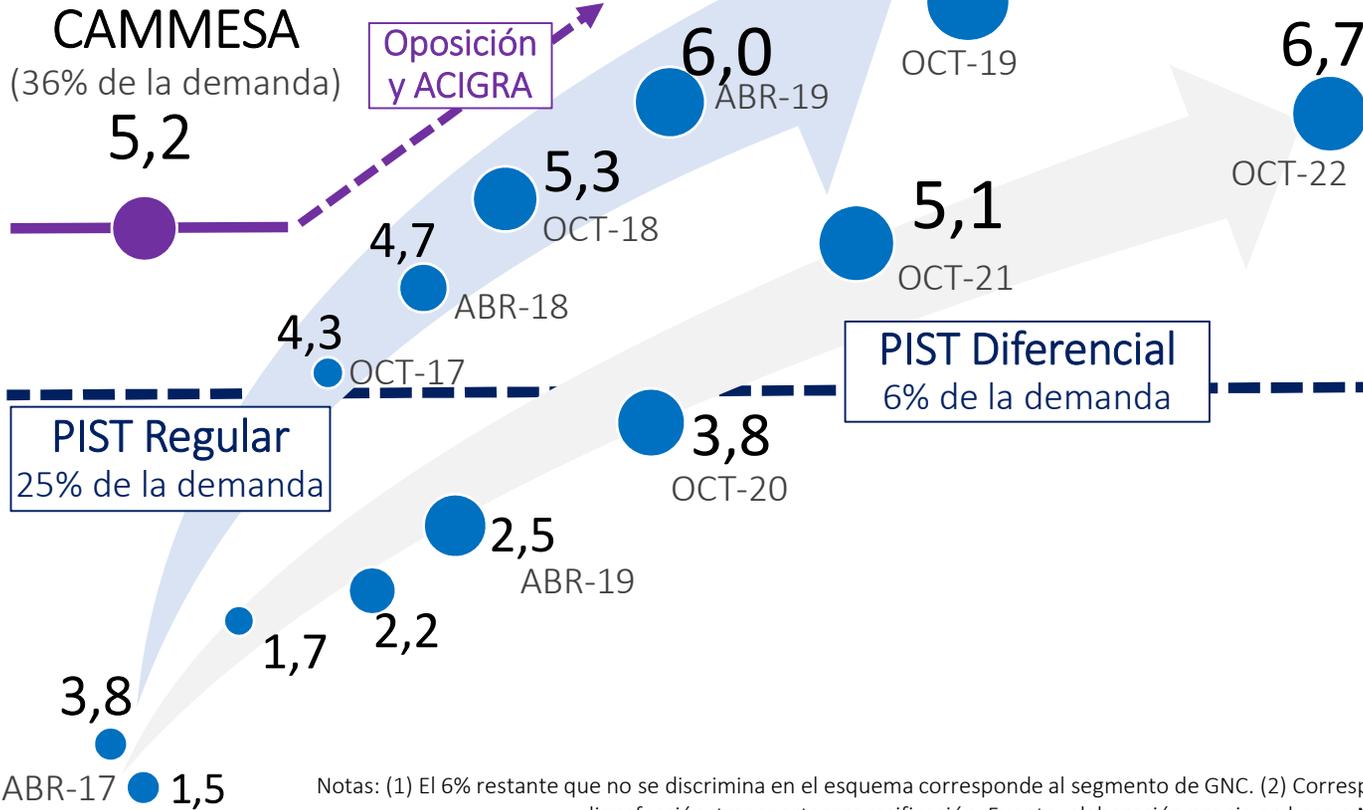
PRECIOS ESPERADOS PARA EL GAS LOCAL



Precios regulados sin impacto de la Tarifa Social

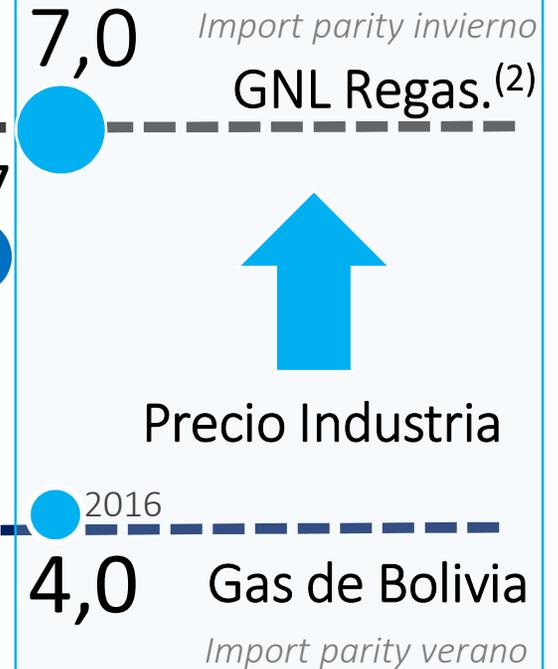
73% de la demanda ⁽¹⁾

En
USD/MMBTU



Precios desregulados

27% de la demanda



Notas: (1) El 6% restante que no se discrimina en el esquema corresponde al segmento de GNC. (2) Corresponde al precio Henry Hub futuro más gastos de licuefacción, transporte y regasificación. Fuente: elaboración propia en base a MINEM y ENARGAS.

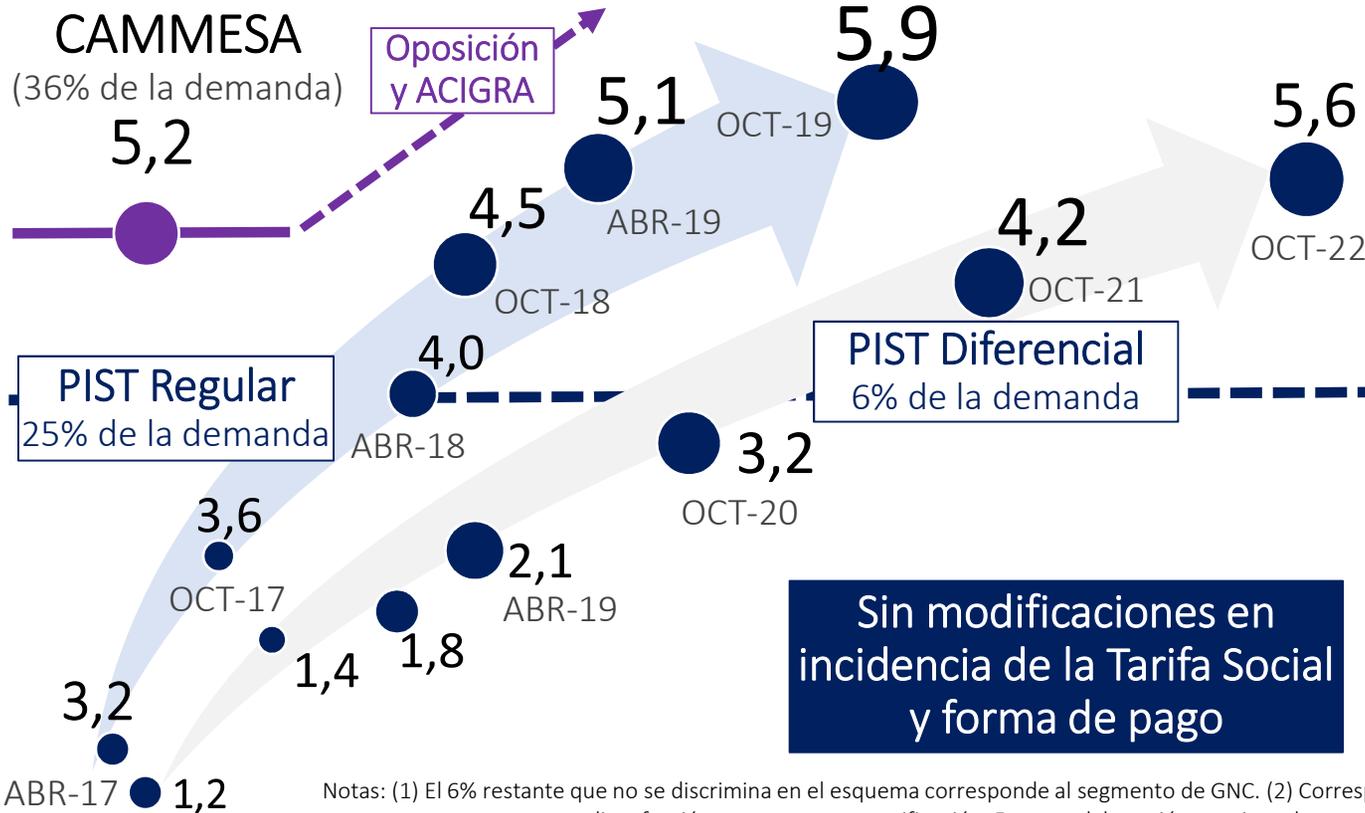
PRECIOS ESPERADOS PARA EL GAS LOCAL



Precios regulados con impacto de la Tarifa Social

73% de la demanda ⁽¹⁾

En
USD/MMBTU



Precios desregulados

27% de la demanda

7,0 *Import parity invierno*
GNL Regas. ⁽²⁾



Precio Industria

4,0 ²⁰¹⁶
Gas de Bolivia
Import parity verano

Notas: (1) El 6% restante que no se discrimina en el esquema corresponde al segmento de GNC. (2) Corresponde al precio Henry Hub futuro más gastos de licuefacción, transporte y regasificación. Fuente: elaboración propia en base a MINEM y ENARGAS.

PRECIOS ESPERADOS PARA EL GAS LOCAL



IMPORT PARITY

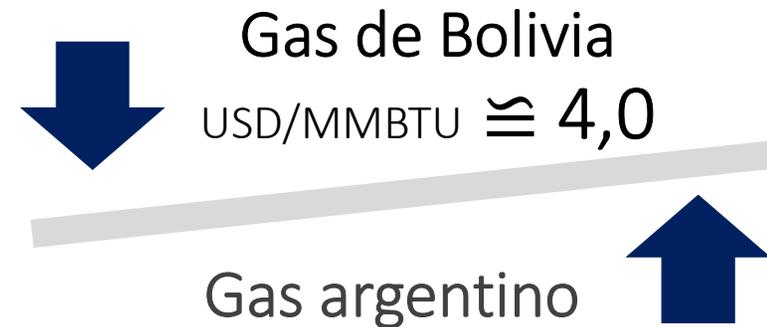


Volumen requerido de importaciones en invierno (antes de Bolivia) a 2026:

Esc. Base Gobierno: **96 Mm3/día**⁽¹⁾

Esc. Alto Crec. No Conv.: **58 Mm3/día**

EXPORT PARITY



Volumen excedente de verano para exportaciones a 2026:

Esc. Base Gobierno: **0 Mm3/día**⁽²⁾

Esc. Alto Crec. No Conv. (SIN Bolivia):
7 Mm3/día

Esc. Alto Crec. No Conv. (con Bolivia):
24 Mm3/día⁽³⁾

Notas: (1) Corresponde al promedio de los meses de mayo, junio y julio. (2) Corresponde al promedio de los meses de noviembre y diciembre. (3) Se supone que no se puede suspender el contrato de Gas con Bolivia y se mantienen los 17 Mm3/día actuales. Fuente: elaboración propia en base a MINEM y ENARGAS.

COMPONENTES DE LA NEGOCIACIÓN APROBADOS POR ENARGAS

PROYECCIÓN DE COSTOS E INVERSIONES

- ✓ Proyección de costos y plan de inversiones para el quinquenio 2017-2022.: suficientes para prestar el servicio de acuerdo a las condiciones establecidas en el marco regulatorio. Se comprometieron \$ 29.648 M en Inversiones Obligatorias.
- ✓ Plan de Obras de Expansión: las transportistas debían fijar un “Factor K” con el que se las remunerare oportunamente ante escenarios incrementales de ampliación de la capacidad de transporte.

GANANCIA

- ✓ ENARGAS solicitó a la consultora Delta Finanzas que establezca la **tasa WACC** (Weighted Average Cost of Capital) representativas de los sectores de transporte y distribución de gas, resultando en 8,99% y 9,33%, respectivamente.
- ✓ A pesar de que las empresas no acordaron con dichas estimaciones, solicitando una tasa promedio del 13%, finalmente se aprobaron las tasas fijadas por el ENARGAS.

BASE TARIFARIA

- ✓ Valor Residual Contable (VRC) de los activos existentes de las empresas, ajustadas por inflación y/o tipo de cambio.
- ✓ Las empresas presentaron otros criterios de valuación, como la Valuación Técnica Residual (VTR: los bienes necesarios para la prestación del servicio en condiciones de calidad objetivo) o el Valor Neo de Reposición (VNR). Ver filminas 48 y 49.

REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN



COMPONENTES DE LA NEGOCIACIÓN APROBADOS POR ENARGAS

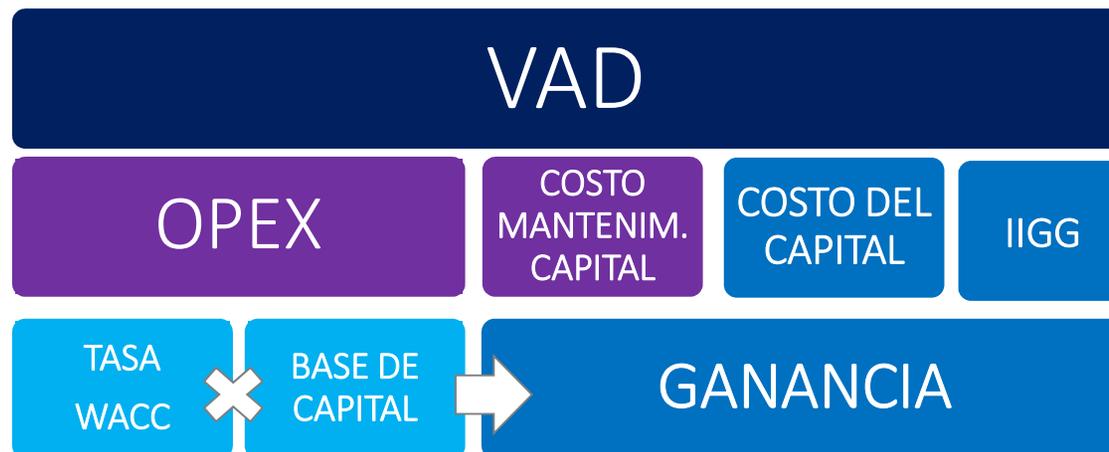
CUADROS TARIFARIOS

- ✓ Se aprobaron los cuadros tarifarios con un **aumento promedio del 79%** en el segmento residencial y del **102%** en el comercial respecto de las tarifas vigentes en 2016.
- ✓ Se fijó un **mecanismo de ajuste semestral** de la tarifa basado principalmente en el Índice de Precios Mayoristas.

IMPLEMENTACIÓN GRADUAL

- ✓ Los incrementos tarifarios de la RTI se trasladarán a la tarifa de forma escalonada: 30% a partir del 1 de abril de 2017, 40% a partir del 1 de diciembre de 2017, y el 30% restante, a partir del 1 de abril de 2018.

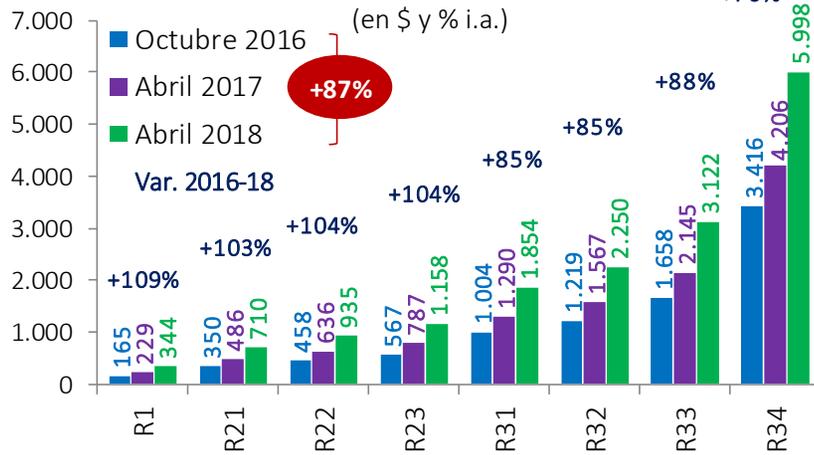
ESTRUCTURA TARIFARIA RESULTANTE



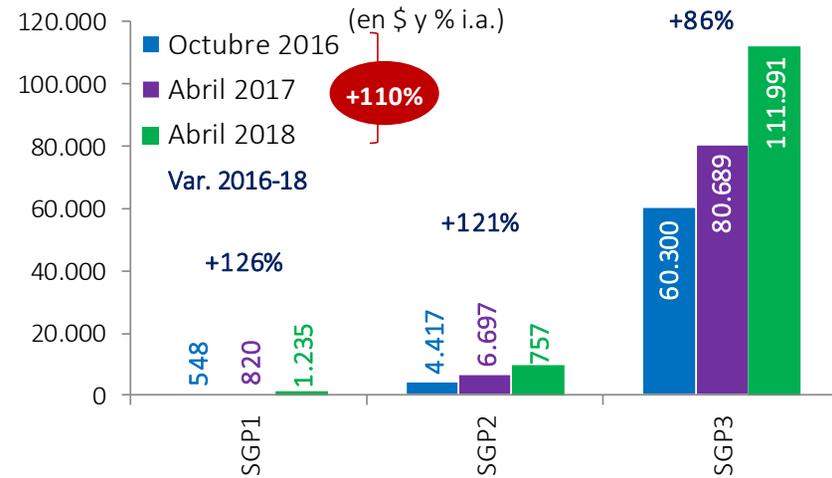
RESULTADOS DE LA RTI DE METROGAS



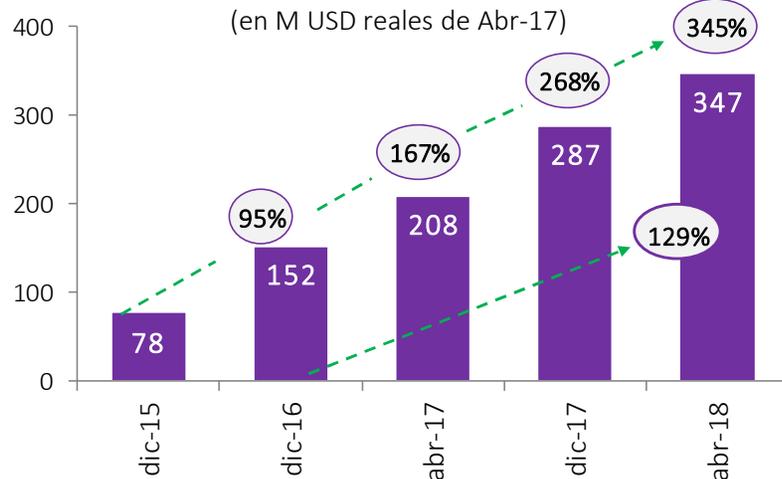
FACTURA MEDIA RESIDENCIAL



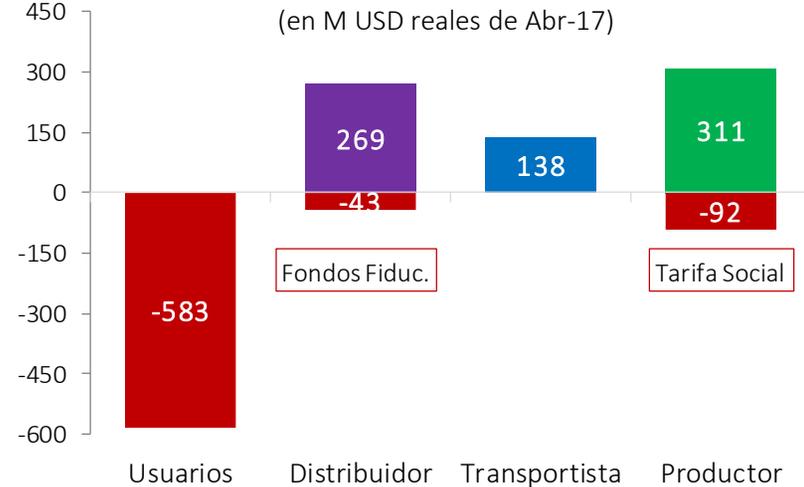
FACTURA MEDIA SGP



MARGEN BRUTO DE DISTRIBUCIÓN



VARIACIÓN DEL EXCEDENTE 2015 vs. 2018 ⁽¹⁾

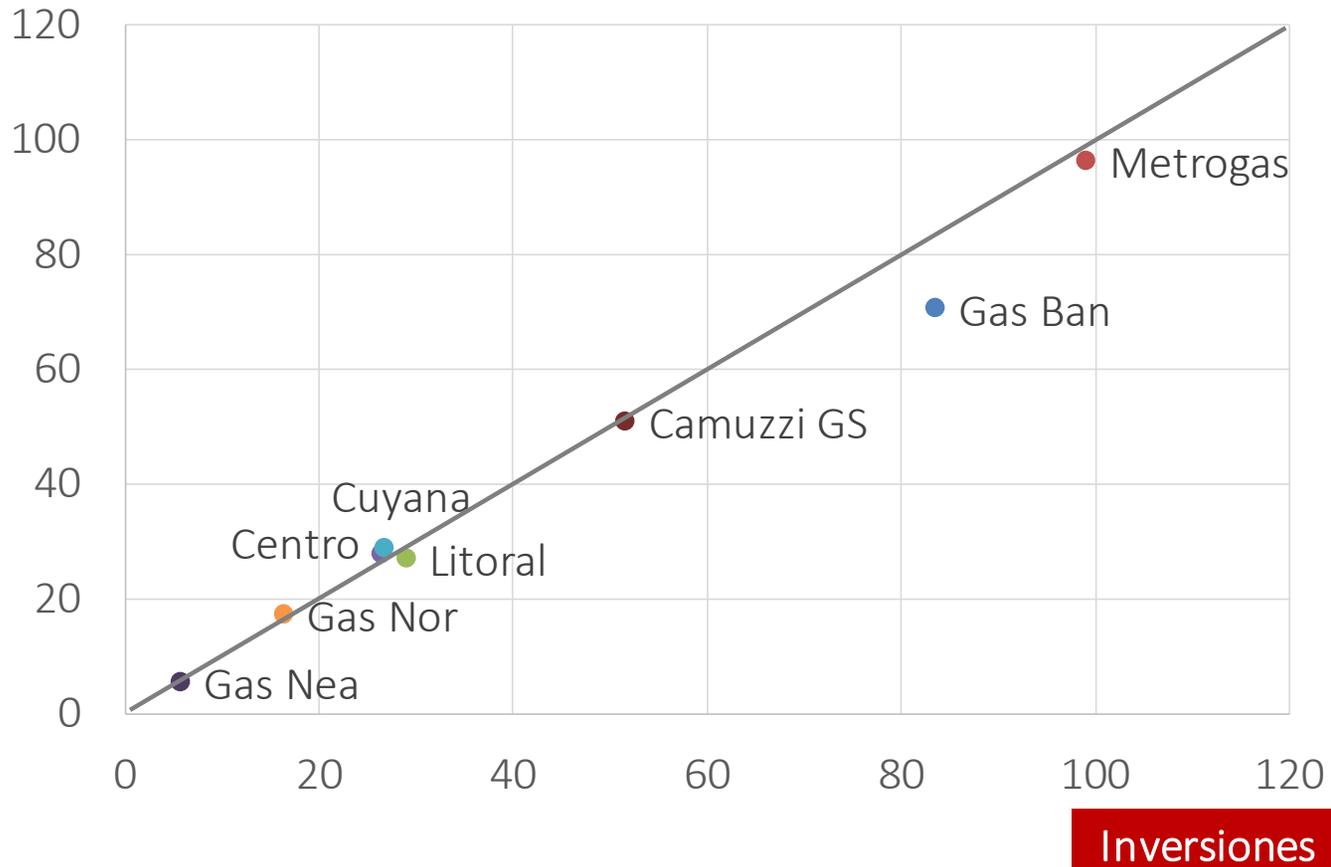


RESUMEN DE RESULTADOS DE LA RTI DE LAS DISTRIBUIDORAS



RENTABILIDAD E INVERSIONES PROMEDIO, AÑOS 2017-2019.
(en M USD reales de Abr-17)

Rentabilidad



Inversiones

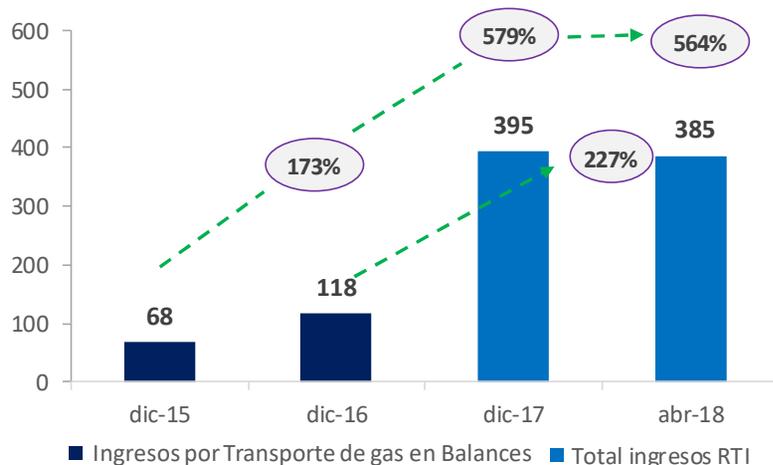
Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS.

RESULTADOS DE LA RTI DE LAS TRANSPORTISTAS



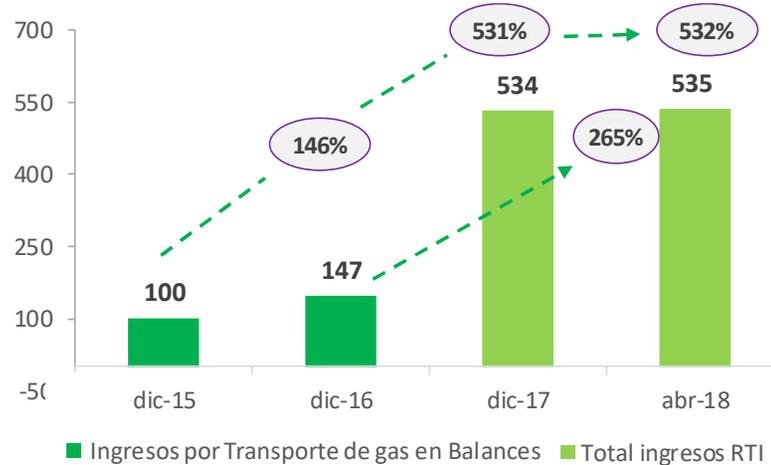
MARGEN BRUTO DE TGN

(en M USD reales de Abr-17)



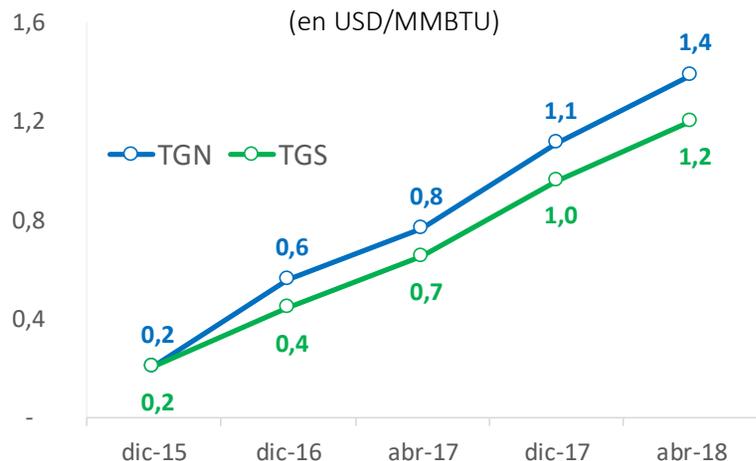
MARGEN BRUTO DE TGS

(en M USD reales de Abr-17)



MARGEN BRUTO DE TGN Y TGS EN EL SEGMENTO DE TRANSPORTE FIRME A USUARIOS DE DISTRIBUIDORAS

(en USD/MMBTU)



COMPARACIÓN RESULTADOS DE LA RTI CON LAS PROPUESTAS PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS.⁽¹⁾ (en M \$ de

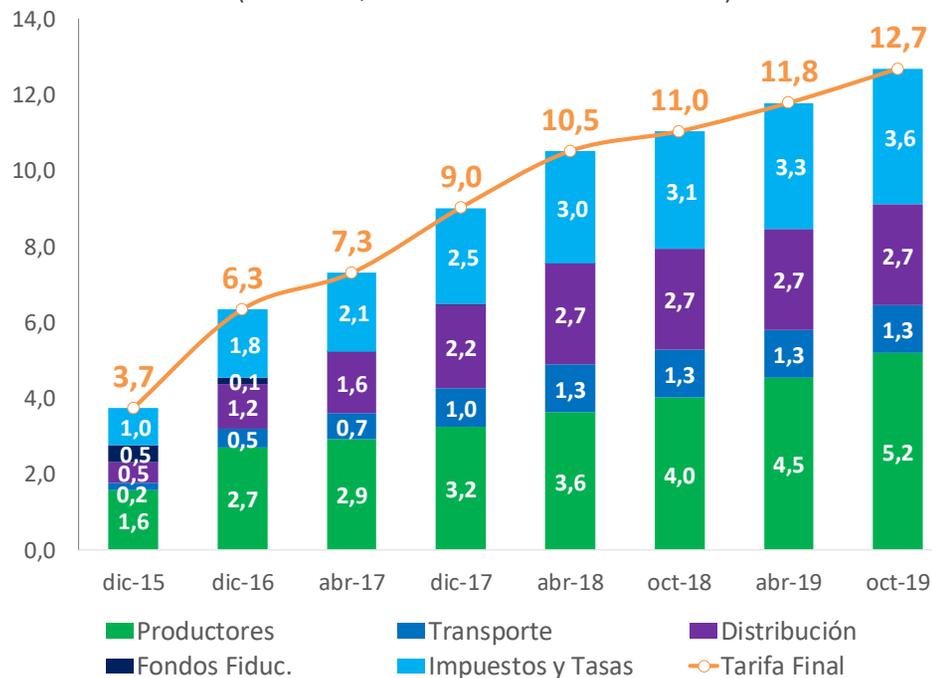
Concepto	TGN (Abr-17)		TGS	
	RTI	Propuesta	RTI	Propuesta
Ingresos	6.143	s/d	8.390	10.754
Ganancia (Tasa WACC)	8,99%	9,49%	8,99%	9,77%
Inversiones	1.125	1.363	1.357	1.640
Base de Capital	21.436	24.332	31.874	38.314

Nota (1): Los valores de las propuestas se expresaron en \$ de abr-17 en función al IPC CABA y los valores de la RTI son promedio de los 5 años. Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS.

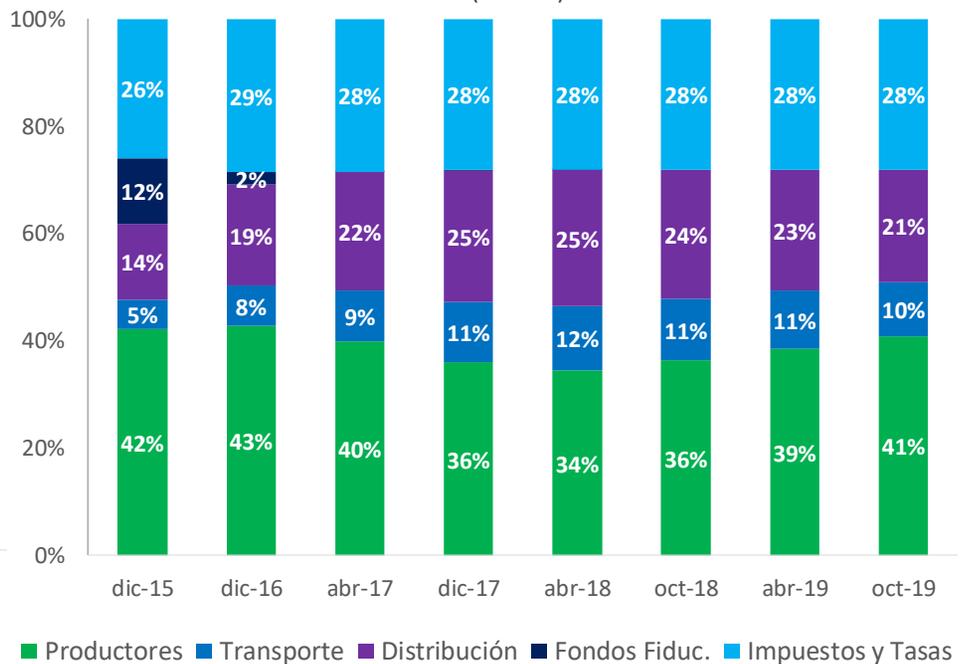
RESULTADOS DE LA RTI E IMPACTOS EN LA CADENA GASÍFERA



COMPONENTES DE LA TARIFA FINAL CON TARIFA SOCIAL, DIC-15/OCT-19. ⁽¹⁾
(en USD/MMBTU de Abril 2017)



PARTICIPACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA FINAL CON TARIFA SOCIAL, DIC-15/OCT-19.
(en %)



Nota (1): corresponde al promedio ponderado de la tarifa regular, diferencial y tarifa social para los segmentos residenciales y no residenciales.
Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS y MINEM.

El impacto de la Tarifa Social en la tarifa media de los usuarios de las distribuidoras reduciría los ingresos de los productores desde 0,4 USD/MMBTU en abr-2017 a 0,8 USD/MMBTU en oct-2019.

RESULTADOS DE LA RTI E IMPACTOS EN LA CADENA GASÍFERA



TRANSFERENCIAS DE INGRESOS POR RTI DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN Y SENDERO PIST APLICADO A LOS USUARIOS RESIDENCIALES Y NO RESIDENCIALES DE LAS DISTRIBUIDORAS.

Segmento de la demanda	Precio Dic-2015 (USD/MMBTU)	Precio Abr-2018 (USD/MMBTU)	Diferencia (USD/MMBTU)	Excedente del cons. (Millones de USD)
1. Usuarios	3,7	10,5	6,8	-3.149
2.1 Productores ⁽¹⁾	1,6	4,1	2,6	1374
2.2 Tarifa Social	0,0	-0,5	-0,5	-425
3. Transportistas	0,2	1,3	1,1	495
4.1 Distribuidoras	0,5	2,7	2,1	992
4.2 Fondos Fiduciarios	0,5	0,01	-0,4	-207
5. Sector Público	1,0	3,0	2,0	921

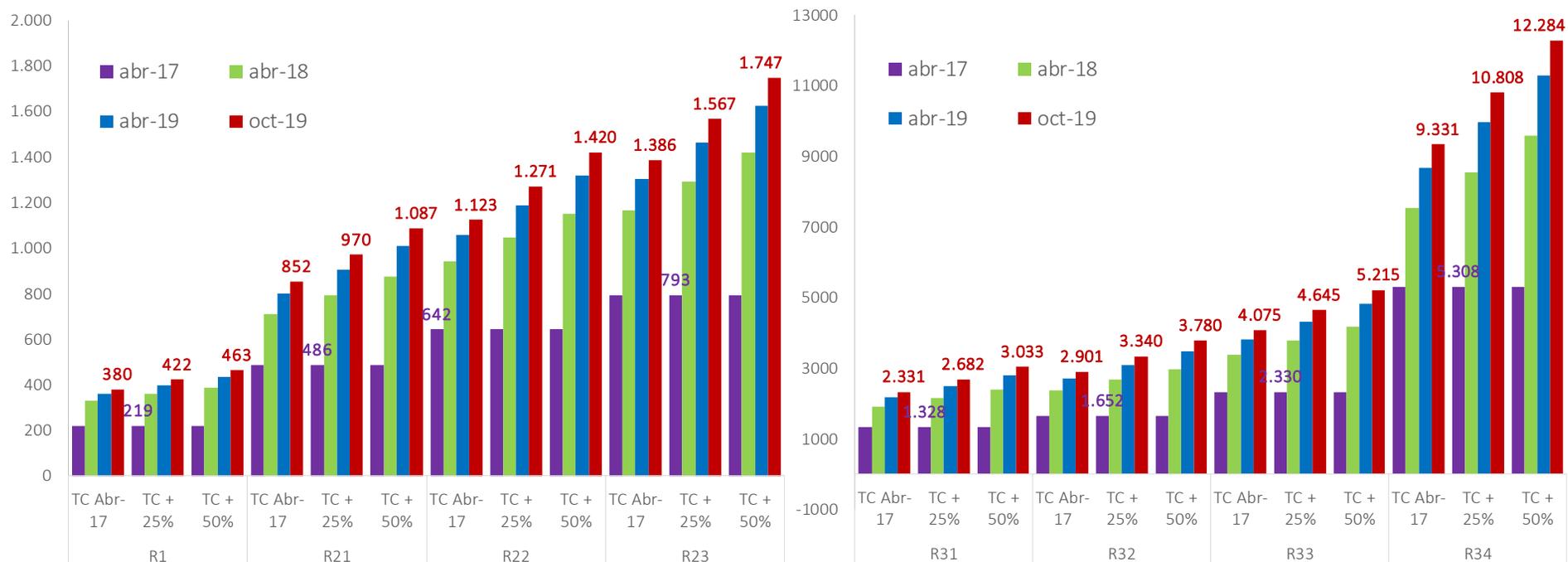
Segmento de la demanda	Precio Dic-2016 (USD/MMBTU)	Precio Abr-2018 (USD/MMBTU)	Diferencia (USD/MMBTU)	Excedente del cons. (Millones de USD)
1. Usuarios	6,3	10,5	4,2	-1.938
2.1 Productores ⁽¹⁾	3,0	4,1	1,1	530
2.2 Tarifa Social	-0,3	-0,5	-0,2	-107
3. Transportistas	0,5	1,3	0,8	364
4.1 Distribuidoras	1,2	2,7	1,5	686
4.2 Fondos Fiduciarios	0,1	0,0	-0,1	-65
5. Sector Público	1,8	3,0	1,1	529

Nota: No incluye los ingresos resultantes del Plan Gas. Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS y MINEM.

SENSIBILIDAD DEL SENDERO DE TARIFAS RESIDENCIALES



FACTURA MEDIA RESIDENCIAL DE CAPITAL FEDERAL POR CATEGORÍA – METROGAS, AÑOS 2016 – 2019.
(en \$ de Abril 2017 y escenarios de devaluación del 25% y 50% con impacto en el PIST)



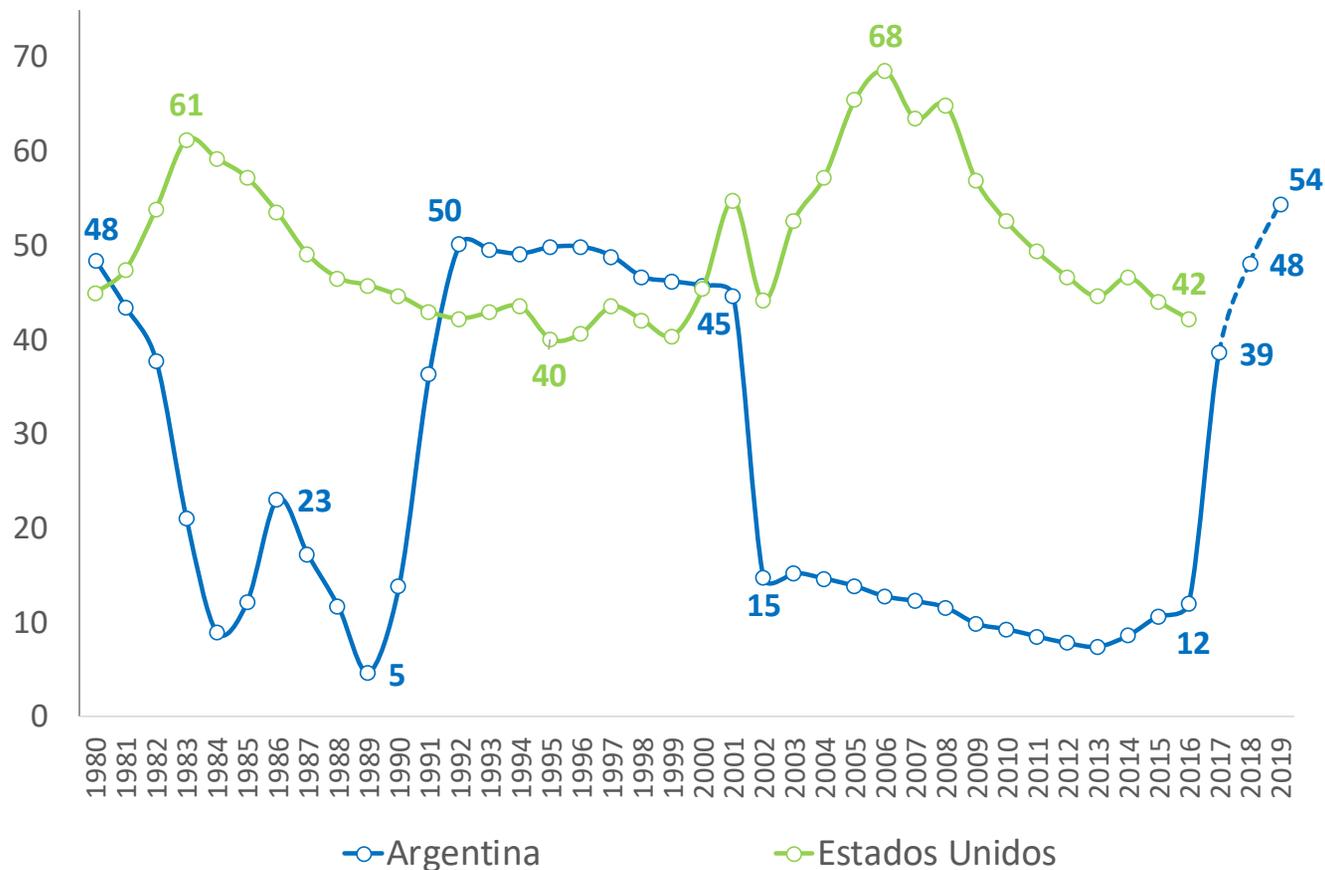
Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS y MINEM.

Cuando se analizan los incrementos de las facturas - por categoría - ante escenarios de devaluación, se observa que las categorías que mayor impacto tendrían serían las R31 a R34, donde el componente del gas pesa en mayor proporción. Así, una devaluación del 50% incrementaría su factura en un 31% promedio.

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA TARIFA DE GAS RESIDENCIAL



FACTURA FINAL RESIDENCIAL R 21 DE CAPITAL FEDERAL – METROGAS, AÑOS 1980-2019.⁽¹⁾
(en USD constantes Base 100 = Abr-2017)

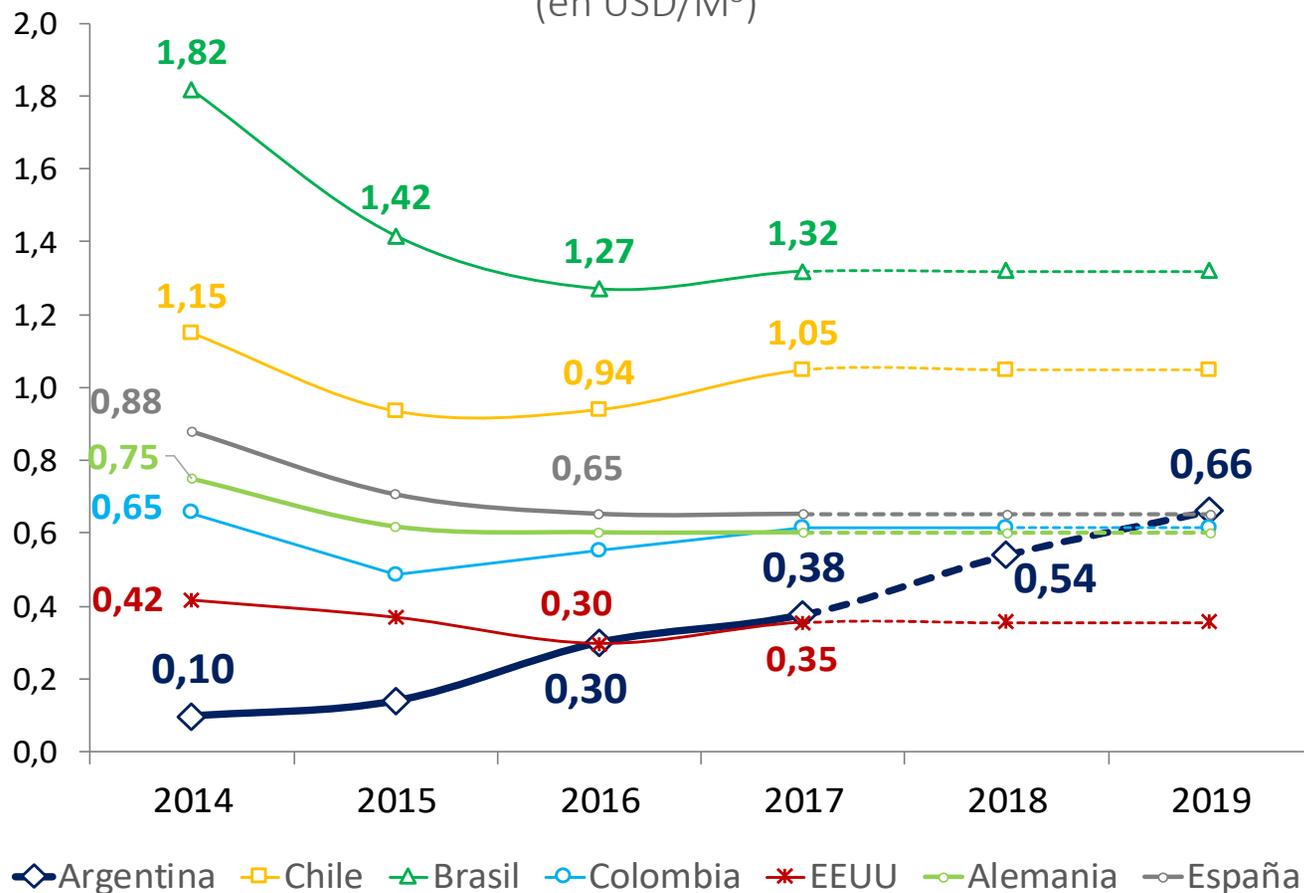


Nota: (1) Argentina: factura para un usuario residencial R21 en C.A.B.A. con un consumo de 117 m³/bimestre, incluye impuestos. (2) Estados Unidos: tarifa final promedio a usuarios residenciales con impuestos, estimada para un consumo equivalente al de Argentina.
Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS, MINEM y EIA – US Department of Energy.

COMPARACIÓN INTERNACIONAL DE LAS NUEVAS TARIFAS RESIDENCIALES



TARIFAS FINAL DEL GAS NATURAL RESIDENCIAL, 2014-2019.⁽¹⁾
(en USD/M³)

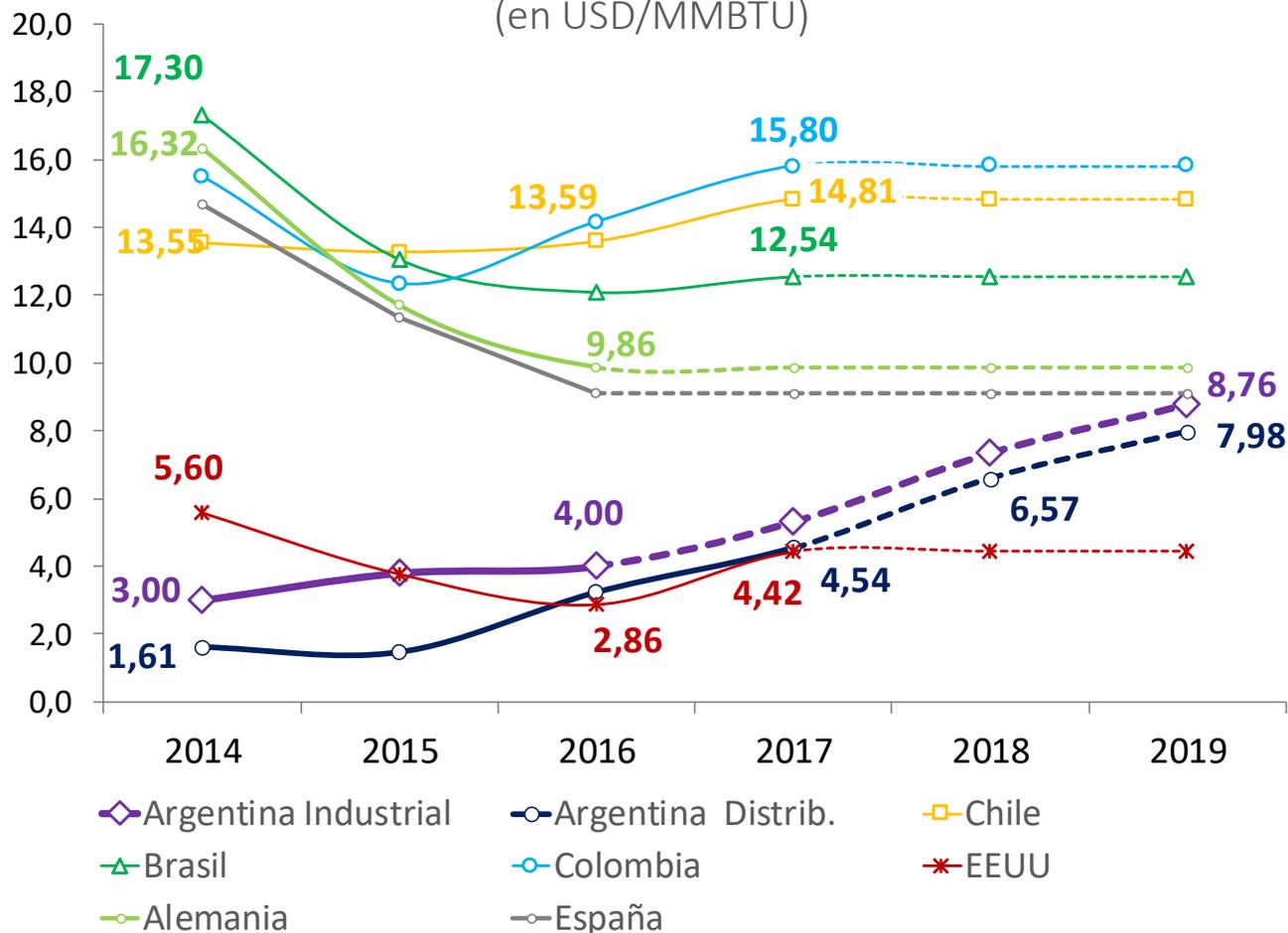


Nota: (1) Tarifa media final en abril de cada año (en 2017 es a marzo con excepción de Argentina y Chile que es a abril) en C.A.B.A - Argentina, Santiago de Chile – Chile-, San Pablo –Brasil-, Bogotá zonas urbanas – Colombia-, y total país – EEUU, Alemania y España. Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS – Argentina, CNE – Chile-, Min. de Minas y Energía – Brasil-, Sistema Único de Información de Serv. Púb. – Colombia-, EIA –EEUU- y Eurostat – Alemania y España.

COMPARACIÓN INTERNACIONAL DE LAS NUEVAS TARIFAS NO RESIDENCIALES



TARIFAS FINAL DEL GAS NATURAL NO RESIDENCIAL, 2014-2019.⁽¹⁾
(en USD/MMBTU)



Nota: (1) Tarifa media final en abril de cada año (en 2017 es a marzo con excepción de Argentina y Chile que es a abril) en C.A.B.A - Argentina, Santiago de Chile – Chile-, San Pablo –Brasil-, Bogotá zonas urbanas – Colombia-, y total país – EEUU, Alemania y España. Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS – Argentina, CNE – Chile-, Min. de Minas y Energía – Brasil-, Sistema Único de Información de Serv. Púb. – Colombia-, EIA –EEUU- y Eurostat – Alemania y España.

Análisis del nuevo entorno para la Generación de Energía Eléctrica



Res. 21/2016:

Licitaciones de contratos por potencia de punta pagados en dólares.

Res. 420/2016:

Paso previo a licitaciones de nueva potencia de base térmica, cierre de ciclos pendientes y reconversión de TVs de gran antigüedad.

MARCO NORMATIVO DEFINIDO PARA
LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CP

Licitaciones de ERNC:

Esquema licitatorio “Renovar”, falta definir el mercado privado de contratos.

Res. 19/2017:

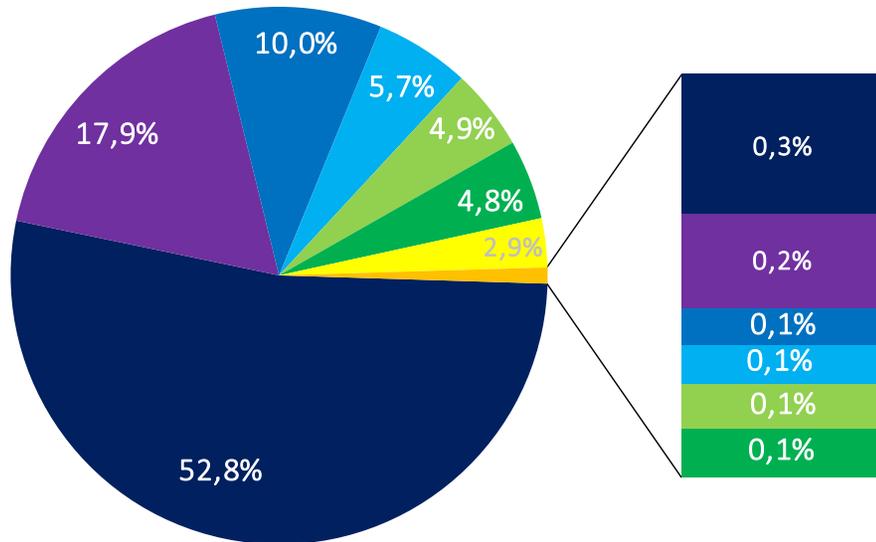
Mantiene el esquema remunerativo a la generación “vieja” pero con tarifas dolarizadas.

Generación y potencia por tipo de contrato



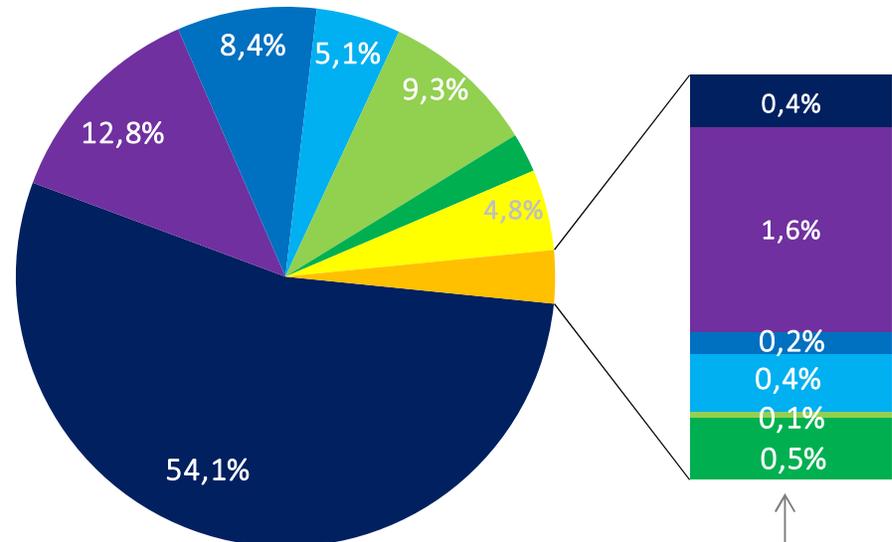
GENERACIÓN, AÑO 2016.
(en %)

136.599 GWh



POTENCIA EFECTIVA, AÑO 2016.⁽¹⁾
(en %)

34.600 MW



- Resolución 19
- Hidroeléctricas Binac
- FoninveMem
- NASA - Nuclear
- Contratos 220
- Energía Plus
- Hidro. renov. y resto

- GenRen
- Generación Móvil
- Renovable R108
- Energía Delivery
- Posterior R1281
- Resolución 1782

Nota: corresponde a la potencia efectiva informada por CAMMESA en la programación estacional del 11-2016. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Principales características de la Resolución 19-2017



Mantiene la estructura de las resoluciones precedentes, dando continuidad a un esquema de tipo “costo plus”, en el que se discrimina por tecnología, escala de las centrales, y combustible primario.

Se dolarizan los ingresos, reduciendo la incertidumbre sobre el flujo de ingresos futuros.

A nivel global la remuneración prevista para 2017 alcanza un incremento en dólares del 45% anual, respecto al total de fondos comprometidos en 2016, considerando la generación de 2016 y el esquema de implementación progresivo de la nueva remuneración.

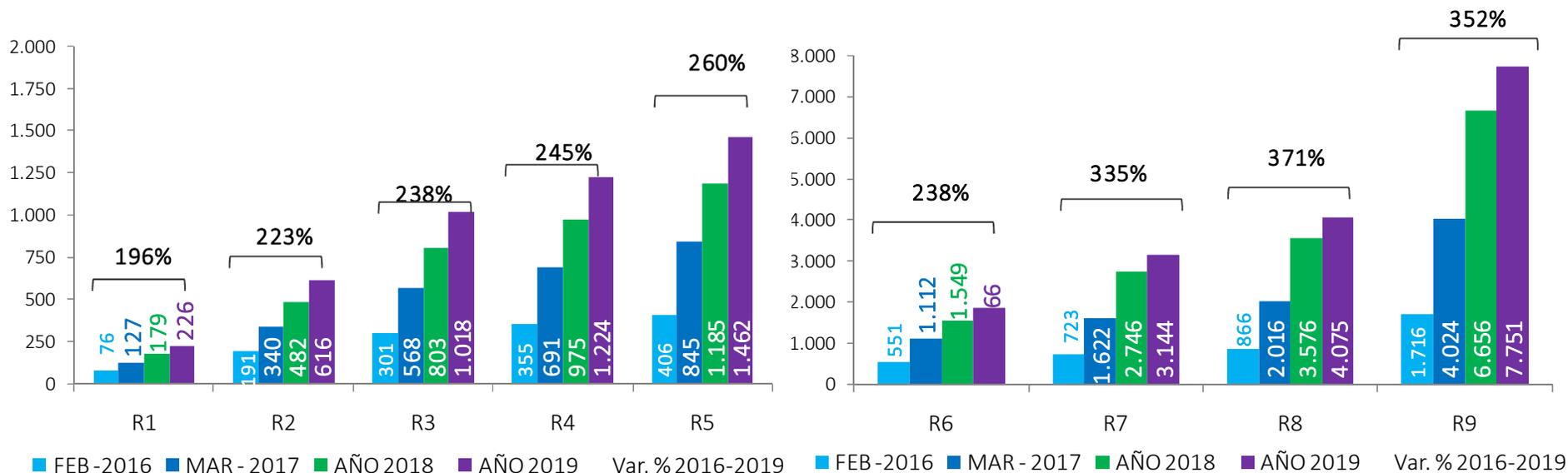
Para 2018, con los valores definitivos en vigencia, considerando el mismo volumen de generación, el incremento global de la remuneración alcanzaría el 66% en dólares respecto de los fondos comprometidos en 2016.

La Res. 19 tiene como consecuencia liberar la decisión de realizar los mantenimientos mayores de las maquinas existentes. El generador puede utilizar el flujo de fondos libres para reinvertir en la maquina actual, destinar la mayor remuneración a maquinas nuevas en el marco de la Res. 420-2016 o distribuir dividendos.

Facturas residenciales con sendero de aumentos en AMBA



SENDERO DE FACTURAS MEDIAS RESIDENCIALES, AÑOS 2016-2019 .
(en \$)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, ENRE y MINEM.

Se actualizó el sendero de tarifas incluyendo los nuevos valores monómicos resultantes de la aplicación de la Resolución 19 a partir de 2018, el sendero de reducción de subsidios establecido por MINEM y la RTI de Edenor y Edesur.

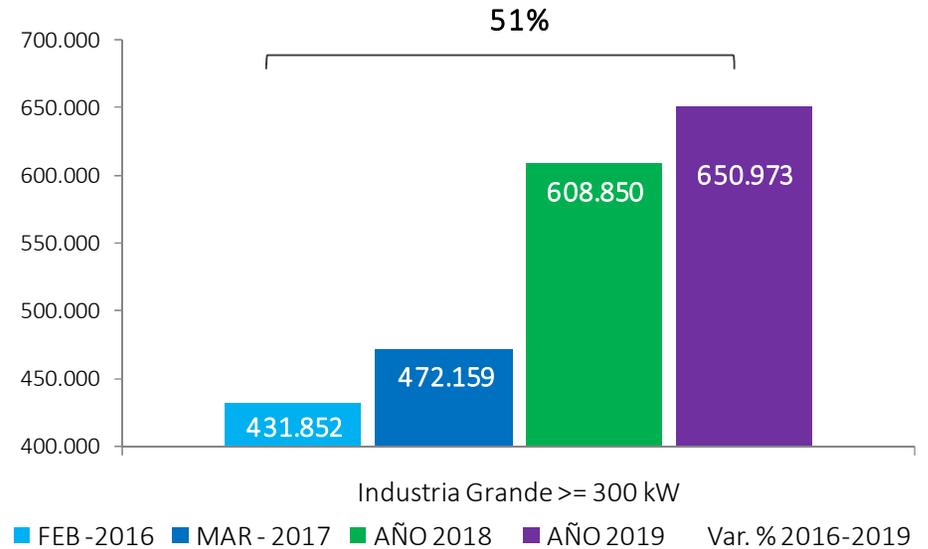
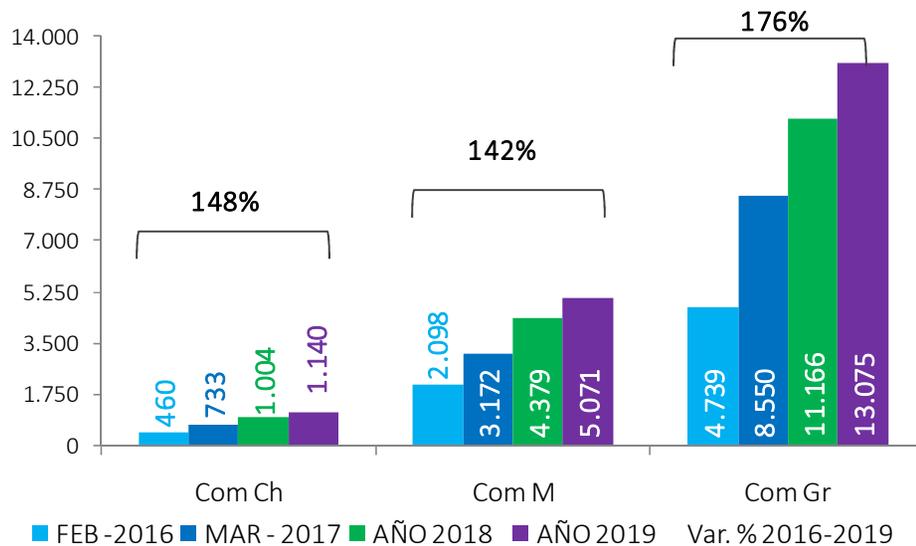
El incremento promedio ponderado entre 2016 y 2019 para el segmento residencial se ubicaría en 232%.

Facturas comerciales e industriales con sendero de aumentos AMBA



SENDERO DE FACTURAS MEDIAS COMERCIALES, AÑOS 2017-2019 . (en \$)

SENDERO DE FACTURA MEDIA INDUSTRIAL, AÑOS 2017-2019 .⁽¹⁾ (en \$)



Nota (1) se estimó en función de una participación del 90% de potencia en media tensión y del 10% en baja tensión.
Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, ENRE y MINEM.

El incremento promedio ponderado entre 2016 y 2019 para el segmento comercial se ubicaría en 148% y para el caso de industrias grandes en 51%. Estos aumentos son menores respecto de los residenciales, dado que el aumento en las tarifas de febrero 2016 había recaído en mayor medida sobre los usuarios no residenciales.

Conclusiones del costo de la energía



En la actualidad el precio monómico se compone en un 28% por el costo fijo (precio de la potencia para garantizar la oferta), 12% por el costo variable (precio de la energía) y 60% por combustibles.

PRECIO MONÓMICO

POTENCIA

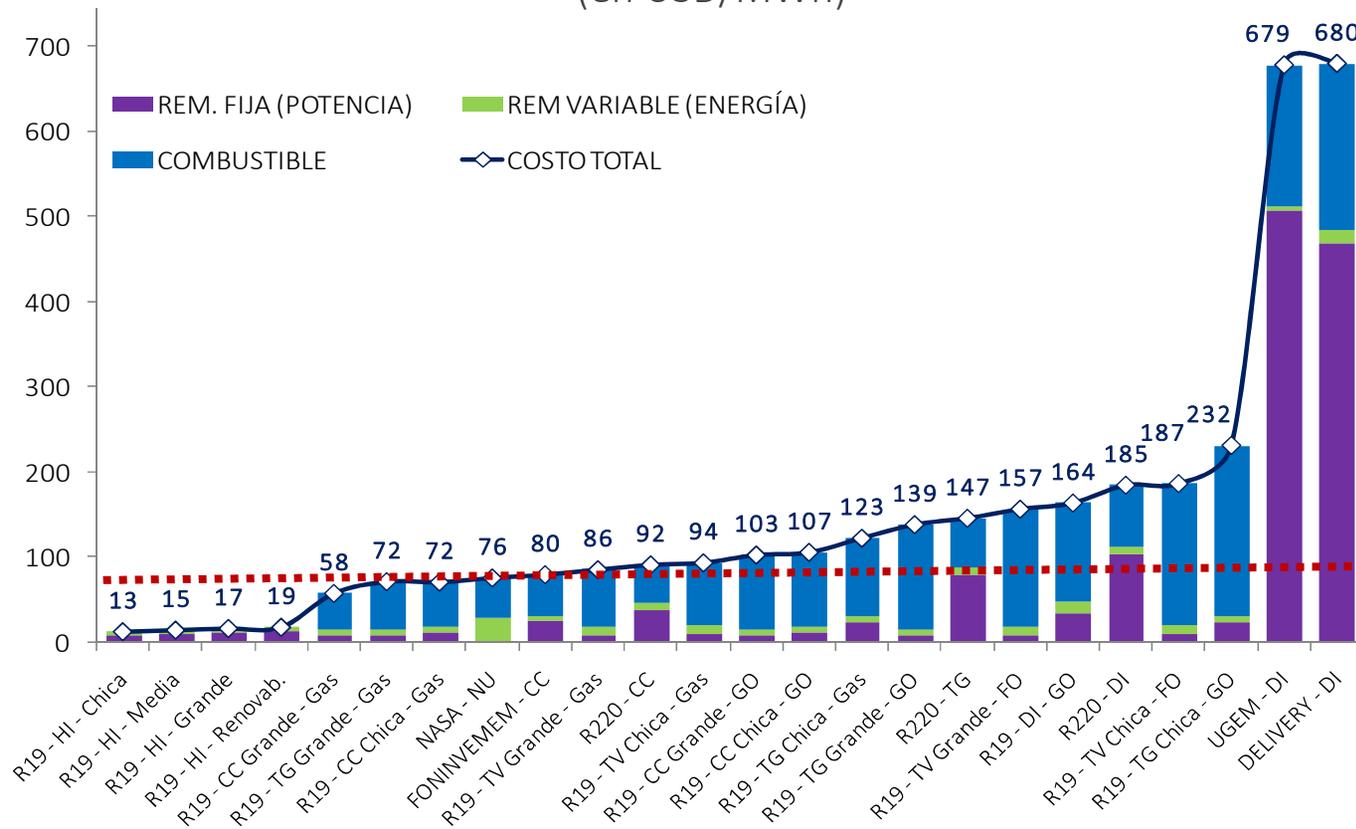
COSTO
VARIABLE

COMBUSTIBLE

Costo de la generación por tipo de contrato



COSTO TOTAL POR TIPO DE CONTRATO, ESCALA Y COMBUSTIBLE UTILIZADO.⁽¹⁾
(en USD/MWh)



Nota: (1) Se estimó en función a la generación de 2016. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y MINEM.

El 50% de la generación se paga a un precio superior a 80 USD/MWh.

Conclusiones del costo de la energía



DRIVERS DEL PRECIO MONÓMICO

PRECIO DEL COMBUSTIBLE

El precio del gas aumenta un 10%



↑ 2,2%

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

Reemplazar el total de gasoil por gas en 1.600 MW medios



↓ 17,6%

COSTO DE LA POTENCIA

Cobertura del incremento de la demanda (550 MW medios) con contratos de potencia de las últimas licitaciones



↑ 1,9%

EFICIENCIA

Reemplazo de la generación de las UGEM (35 MW medios) por CC con gas



↓ 1,8%

ENERGÍA RENOVABLE

Reemplazo 100 MW medios térmicos (TV con fuel oil) por renovable (eólico) al precio de adjudicación de Renovar.



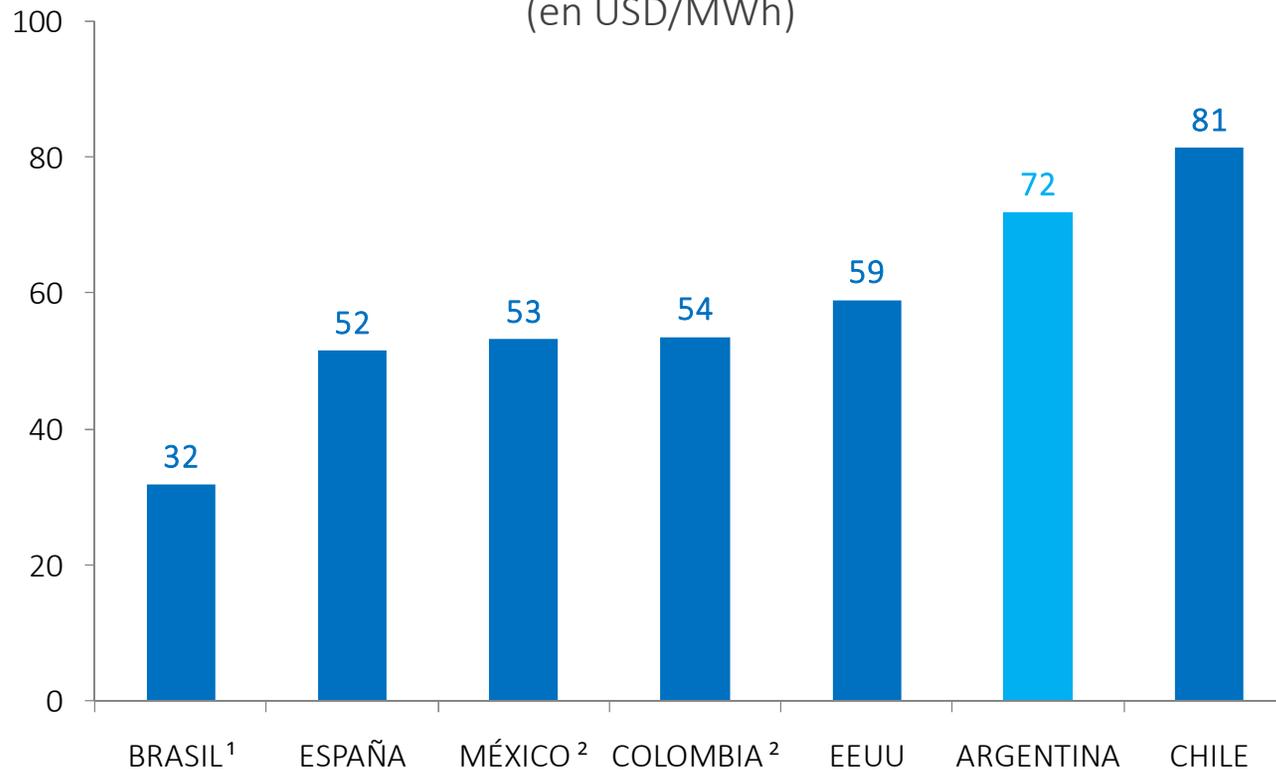
↓ 1,0%

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Costo de la energía en países seleccionados



COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN PAÍSES SELECCIONADOS, AÑO 2016.
(en USD/MWh)



Notas: (1) Por falta de información oficial, se incluye el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) que refleja el precio spot que se contrata por fuera del pool (se estima una participación del 25%). (2) Corresponde al precio de 2015 porque aún no se encuentra publicado el de 2016.

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y Entes Oficiales de Energía Eléctrica de los países considerados.

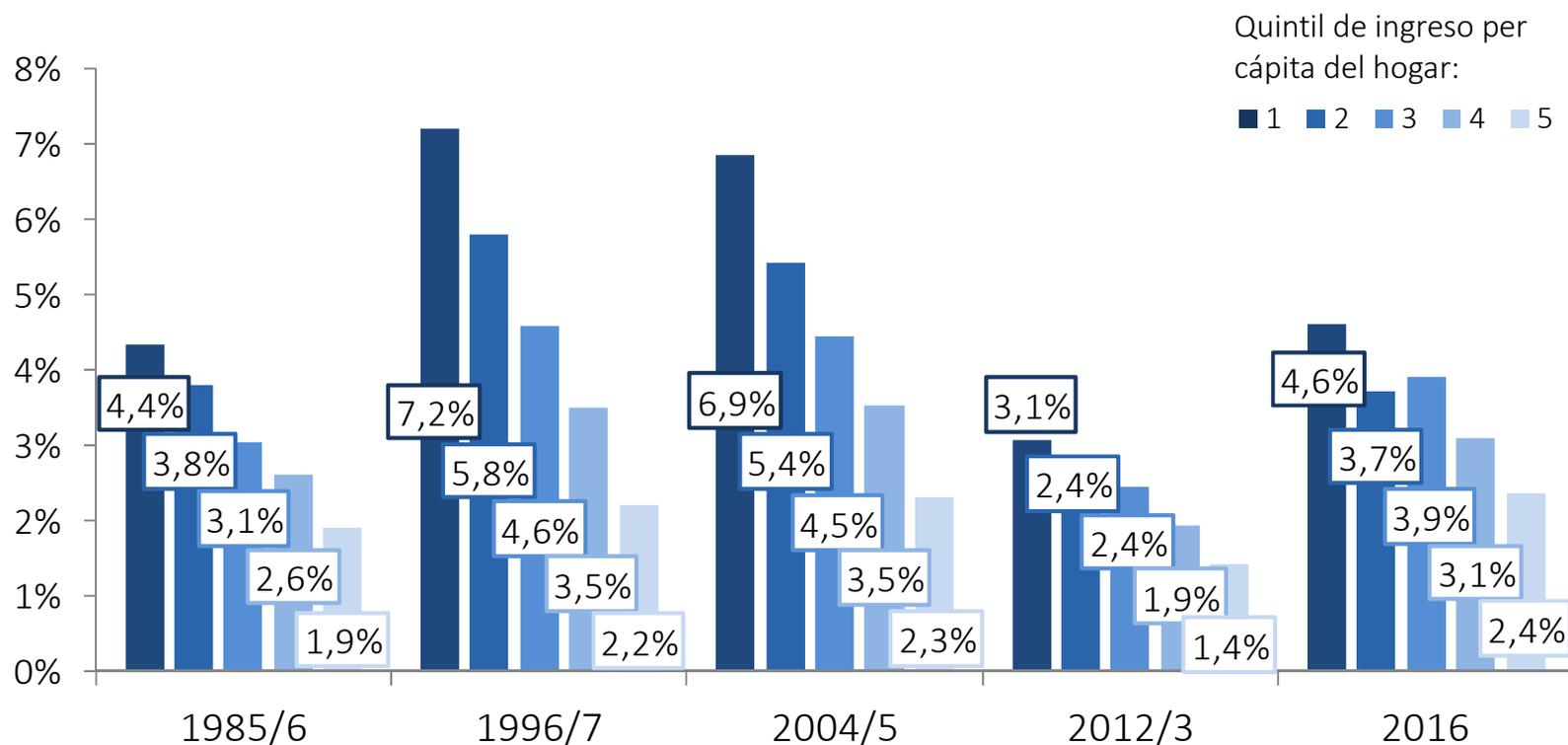
Argentina tiene un costo superior al de países desarrollados e incluso países como México y Colombia, pero menor al de Chile. Para bajar el precio resulta necesario adoptar medidas como las descritas anteriormente.

Incidencia histórica del consumo en energía del hogar



TOTAL PAÍS

Incidencia de los gastos en electricidad y gas natural sobre gasto total de consumo de los hogares por quintil de ingreso per cápita familiar, ENGHO 1985/6, 1996/7, 2004/5, 2012/3 y estimación 2016. (en %)



Fuente: elaboración propia en base a la Encuesta de Gasto de los Hogares (ENGHO), ENARGAS, cuadros tarifarios de distribuidoras de energía eléctrica e IPC-9 Provincias.



Muchas gracias!