

# Argentina: Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía 2015-2019 Gas, electricidad y petróleo

Noviembre 2019



Secretaría de Gobierno de Energía  
Ministerio de Hacienda  
Presidencia de la Nación

En este documento se expone en detalle la evolución entre 2015 y 2019 de los subsidios energéticos, mostrando además los cambios ocurridos en la oferta y la demanda de gas, combustibles líquidos y electricidad, tanto en su composición como en los precios de cada fuente de energía y de cada segmento de demanda. Para facilitar las comparaciones monetarias interanuales, la mayoría de los valores se expresan en dólares, para el caso de las tarifas y facturas residenciales también se muestran en pesos corrientes y constantes.

## Evolución de subsidios y composición de oferta y demanda

El total de subsidios a la energía se redujo de 3,0% del PIB en 2015 a 1,4% en 2019 (página 2), pasando de 18.961 millones a 5.954 millones de dólares, una disminución del 69% (electricidad -68%, gas -61% y petróleo -100%, página 11). Tanto en gas como en electricidad, esto fue posible por el efecto conjunto de reducción del precio que recibe la oferta y al mismo tiempo un aumento de lo que paga la demanda.

## Gas y combustibles líquidos

Del lado de la oferta, para el conjunto de gas y combustibles alternativos el costo promedio cayó 22%, pasando de 6,0 USD/MMBTU en 2015 a 4,6 USD/MMBTU en 2019. Al mismo tiempo, el precio promedio pagado por la demanda total subió un 3%, de 3,5 USD/MMBTU a 3,7 USD/MMBTU. Este efecto de pinzas hizo que el subsidio unitario bajara de 2,5 USD/MMBTU a 1,0 USD/MMBTU y los subsidios totales pasaran de 5.640 millones de dólares a 2.216 millones (página 4). La reducción del precio de la oferta se debió fundamentalmente al reemplazo de combustibles más caros (líquidos y GNL importado a más de 10 USD/MMBTU) por la mayor producción de gas doméstico. La participación de estos combustibles más caros pasó del 24% en 2015 a sólo 5% en 2019 (página 5). Este volumen fue desplazado por gas doméstico sin subsidios, cuyo peso aumentó de 43% a 67%, y a pesar de que el precio del mismo subió 37% (de 2,5 USD/MMBTU a 3,4 USD/MMBTU). También decreció del 21% al 17% la participación del gas doméstico subsidiado (principalmente Plan Gas en 2015 y Resolución 46/17 en 2019) y su precio promedio se redujo levemente de 7,3 USD/MMBTU a 7,0 USD/MMBTU (en 2020 y 2021 este valor continuará descendiendo a 6,5 y 6,0 USD/MMBTU, respectivamente).

Del lado de la demanda, el aumento del precio se concentra en los segmentos residenciales y comerciales que tenían valores muy rezagados en 2015 (de 0,2 USD/MMBTU a 1,2 USD/MMBTU) y pasaron a valores similares a los otros segmentos (de 2,1 USD/MMBTU a 3,7 USD/MMBTU). Los precios pagados por los usuarios industriales disminuyeron levemente (de 3,9 USD/MMBTU a 3,7 USD/MMBTU). El precio promedio pagado por los combustibles utilizados en las usinas eléctricas (incluyendo líquidos) bajó 22% desde 5,2 USD/MMBTU a 4,1 USD/MMBTU, considerando el fuerte efecto sustitución de combustibles líquidos y que incluye un aumento del precio pagado específicamente por el gas (incluyendo el importado), que aumentó de 2,8 USD/MMBTU a 3,8 USD/MMBTU (páginas 5 y 6).

## Electricidad

Para el caso de la electricidad, el precio promedio que recibe la oferta cayó 5%, pasando de 70 USD/MWh en 2015 a 67 USD/MWh en 2019. Por otro lado, lo recaudado de la demanda subió un 158%, de 18 USD/MWh a 46 USD/MWh. En este caso, el fuerte aumento hizo que el subsidio unitario bajara de 52 USD/MWh a 20 USD/MWh y los subsidios totales pasaran de USD 11.812 millones a USD 3.737 millones (página 4). La reducción del precio de la oferta se debió a la caída de la remuneración a la generación térmica (de 95 USD/MWh a 88 USD/MWh), la nuclear (de 120 a 96) y la renovable (de 136 a 93). El aumento del precio pagado por la demanda se dio en los segmentos residencial (que pasó de 6 USD/MWh a 39 USD/MWh), comercial (de 10 a 42) e industrial (de 43 a 62, páginas 4, 5 y 6).

## Gas natural: evolución de precios y cobertura

El bajo precio recibido por los productores locales de gas hasta el año 2012 (1,9 USD/MMBTU) fue la principal causante de la caída de la producción. A partir del inicio del Plan Gas en 2013, los magros precios pagados por la demanda fueron complementados por subsidios, que en 2015 llegaron a representar el 47% de lo percibido por los productores, totalizando un ingreso por ventas de 4,1 USD/MMBTU. Ese precio total es similar en 2019, pero con una composición marcadamente diferente ya que los subsidios actuales (Resolución 46) representan solo el 16% de sus ingresos totales, mientras que lo pagado por la demanda genuina pasó de 2,2 USD/MMBTU a 3,4 USD/MMBTU, un aumento del 56% (página 8). La Resolución 46 prevé una reducción del precio de referencia para calcular los subsidios, desde los 7,0 USD/MMBTU en 2019 a 6,5 USD/MMBTU en 2020 y 6,0 USD/MMBTU en 2021, por lo que el peso de los subsidios continuará descendiendo.

La fuerte reducción del precio de la canasta total de combustibles utilizados (de 6,0 USD/MMBTU a 4,6 USD/MMBTU, -22%) se debió fundamentalmente al reemplazo constante a partir del 2017 de combustibles más caros (líquidos y GNL importado), que representaban 24% del total en 2015, por gas doméstico más barato que ocupó ese espacio, pasando del 64% en 2015 al 84% en 2019 (página 9).

Un cambio importante ocurrido en estos cuatro años fue la disminución de la gran dispersión de precios entre los diferentes segmentos, existente en 2015. En aquel año se observaba un rango muy amplio con extremos máximos de 3,9 USD/MMBTU para la industria y mínimos de 0,8 USD/MMBTU para las distribuidoras (residencial y comercios). Es decir que existían precios casi cinco veces superiores para el mismo producto (página 10).

En 2019 estas brechas han disminuido notoriamente, con un máximo de 4,0 USD/MMBTU para las exportaciones y mínimos de 3,0 USD/MMBTU pagado por los comercios, en una convergencia general al precio promedio de 3,4 USD/MMBTU (páginas 10 y 11).

En cuanto a los consumos residenciales (23% del total) la cobertura del total del servicio (incluyendo transporte y distribución) ha aumentado notablemente, pasando del 13% en 2015 al 66% en 2019. Vale la pena diferenciar lo que ocurre en la región patagónica, la Puna y Malargüe —que pasó de una cobertura de apenas 4% al 27%— del resto del país, en donde la cobertura aumentó del 18% al 86% (páginas 12 y 13).

## Energía eléctrica: evolución de la capacidad, remuneración de la generación y cobertura

En cuanto a la generación de energía eléctrica, en estos cuatro años se construyeron e inauguraron 29 centrales térmicas y se terminaron otras 12 que estaban en obra, aumentando la potencia instalada un 28%. La Central Nuclear Embalse volvió a entregar energía e incrementó su potencia un 6%, como consecuencia del proyecto de extensión de vida útil que se inició en 2016. Las reservas del sistema en el pico de demanda pasaron del 1,5% (nivel peligrosamente crítico) en 2016 al 10,3% en el récord de demanda de potencia de 2018. El aumento de la generación renovable se destaca pasando de menos del 2% a más del 7% de la energía eléctrica demandada. Las nuevas centrales térmicas y ampliaciones de las existentes fueron las que más contribuyeron al aumento de la potencia disponible. La recomposición tarifaria y la recesión económica, por su parte, disminuyeron la demanda, que en 2019 fue 2% menor a la de 2015 (página 15).

El precio del gas doméstico utilizado en la generación de energía eléctrica experimentó subas en 2016 y 2017, pero que luego fueron revertidas en 2018 y 2019, llegando a valores similares a los del 2015 (2,82 USD/MMBTU y 2,72 USD/MMBTU respectivamente, página 16).

En la página 17 se presenta el detalle de la generación eléctrica del año completo 2019 por tipo de fuente y de contrato, mostrándose para cada uno:

- la energía generada,
- la potencia disponible,
- el factor de uso,
- la remuneración total y su apertura por pagos fijos, por combustibles y costos variables,
- la remuneración unitaria también abierta por fijos, combustibles y variables.

En resumen, el costo total del sistema de generación eléctrica será de aproximadamente USD 8.592 millones en 2019. De este total,

- USD 4.028 millones corresponde a pagos fijos por potencia,
- USD 3.002 millones a combustibles, y
- USD 1.561 a costos variables.

El costo medio del sistema en 2019 será de 67 USD/MWh, una reducción del 5% frente a los 70 USD/MWh de 2015. Esta reducción no ha sido mayor, a pesar de la importante sustitución de combustibles más caros, debido al peso de la remuneración fija por potencia, en un sistema cuya demanda disminuye. Teniendo en cuenta la holgura de generación actual y en la medida en que la mayor parte del ajuste de precios relativos ya se ha realizado, es de esperar que futuros aumentos de demanda produzcan disminuciones en el costo promedio de generación.

En la página 18 se presenta esta misma información, pero diferenciando los bloques que están bajo la modalidad de “Contratos” (con la duración en años remanente de cada uno) y el resto que se comercializa en el mercado “spot”. En la página 19 se muestra la estimación de la misma información para 2020, considerando la entrada de nueva capacidad ya confirmada.

La cobertura del costo total de la generación pasó del 32% en 2015 al 70% en 2019. Si nos enfocamos en el segmento de distribución, excluyendo al resto de los grandes usuarios, esta cobertura pasó del 15% al 63%. Estos valores promedio de cobertura para el año completo 2019 se reducen si nos focalizamos en el mes de diciembre, cayendo a 60% para el total y a 52% para las distribuidoras (página 20).

En la página 21 se presentan datos mensuales desde 2015 de costo de generación, precio pagado por el total de la demanda y por el segmento de distribución, pero expresados también en pesos corrientes y constantes, además de en dólares.

Debido a que cada distribuidora de electricidad provincial tiene diferentes costos y cargos por su servicio, para analizar las facturas finales para los consumidores residenciales y su evolución en el tiempo debemos hacerlo a nivel de cada provincia. En las páginas 22 y 23 se presentan cuatro ejemplos representativos de la realidad del país: AMBA, La Pampa, Tucumán y Santa Fe.

Por último, en la página 24 se muestra que existía una elevada incobrabilidad de CAMMESA de parte de las distribuidoras, lo que representa un serio problema para el sistema, ya que existen distribuidoras que no pagan y hacen uso de la electricidad y la infraestructura financiada por los demás. En ese sentido, en estos cuatro años la cobrabilidad ha mejorado sustancialmente, cerrando acuerdos con varios de los deudores. Aún así, quedan siete deudores importantes que deben más de 25.000 millones de pesos.

## Petróleo: precios internacionales vs. paridades exportación

Una variable muy relevante a la hora de continuar avanzando con el desarrollo de la producción de petróleo, es la relación que existe entre los precios reconocidos a los productores locales frente a los que podrían obtener exportando al mercado internacional. Nos encontramos al borde de ser excedentarios en petróleo liviano de manera permanente, por lo que esta relación se torna cada vez más determinante.

Mostramos en la página 26 una serie de 20 años en la que comparamos los precios locales del producto Medanito/cuenca Neuquina versus la paridad de exportación más adecuada también para cada momento (WTI/BRENT), ajustada por calidad, flete y gastos.

Esta serie muestra etapas bien diferenciadas:

- 2001: convergencia casi absoluta entre ambos precios.
- 2002 – 2003: inicio de las retenciones a las exportaciones (20%), pero que prácticamente no reducen el precio local, siguiendo muy de cerca a la paridad de exportación.
- 2004 – 2014: aumento notorio del precio internacional y de las retenciones (primero a 25% y luego móviles), produciendo una rebaja significativa del precio doméstico versus la paridad de exportación. Durante estos 11 años los productores locales recibieron unos USD 50.000 millones menos de lo que hubieran cobrado exportando su crudo, a una detracción de USD 4.600 millones anuales. Esta pérdida de ingresos fue de aproximadamente el 28% de sus precios potenciales.

- 2015 – 2017: situación inversa a la anterior, caída del precio internacional y establecimiento de un precio sostén a través del “barril criollo”. A partir de diciembre del 2015 se inició un sendero de convergencia al que finalmente se llegó en octubre de 2017. Durante estos dos años de transición los productores locales cobraron unos USD 9.900 millones por encima de lo que hubieran recaudado si hubieran exportado, a razón de un sobreprecio por USD 3.300 millones anuales, equivalente a una mejora en sus precios del 41%.
- 2018 – 2019: luego de que durante casi un año ambos precios habían finalmente convergido, se reintrodujeron las retenciones en septiembre de 2018. En este período de dos años se registra una diferencia en contra del petróleo doméstico de USD 1.600 millones, a razón de una detracción de USD 800 millones anuales, que significó una resignación del 7%.

## Impuesto a los combustibles como amortiguador

La reforma tributaria de diciembre de 2017, cuyos cambios se hicieron efectivos a partir de marzo de 2018, introdujo modificaciones en los impuestos específicos a los combustibles con el objetivo de aislarlos de la evolución del precio del petróleo y de las variaciones en el tipo de cambio. O sea, se los convirtió en un “amortiguador” que permite alisar los incrementos o caídas de estas dos variables, suavizándolas en el tiempo. Concretamente:

- se eliminó la Tasa Hídrica (sobre las naftas) y la Tasa Vial (sobre el gasoil),
- se incorporó el impuesto al CO<sub>2</sub>,
- tanto el impuesto al CO<sub>2</sub> como el Impuesto a los Combustibles Líquidos pasaron a ser una suma fija, actualizada trimestralmente por el IPC (en lugar de calcularse como un porcentaje del valor de los combustibles),
- dentro de esta actualización se creó un margen discrecional del 25% hacia arriba y 10% hacia abajo, potenciando el efecto amortiguador frente a potenciales variaciones abruptas en los precios del petróleo y el tipo de cambio.

Desde la entrada en régimen de esta nueva forma de cálculo hasta noviembre de 2019 se utilizó intensamente esta nueva discrecionalidad para morigerar las variaciones del tipo de cambio. A raíz de ello el peso de los impuestos específicos sobre el total del precio de los combustibles ha disminuido considerablemente:

- Nafta súper: de 25,5% a 21%, una disminución de 4,5 puntos porcentuales,
- Nafta premium: de 24,9% al 18,2%, una disminución de 6,7 puntos porcentuales,
- Gasoil grado 2: de 18,2% a 14,9%, una disminución de 3,3 puntos porcentuales y
- Gasoil premium: de 18,6% al 12,7%, una disminución de 5 puntos porcentuales.

En las proporciones no se incluyen el IVA e Ingresos Brutos ya que estos continúan calculándose con una alícuota sobre el total.

El monto total no recaudado por el Estado Nacional desde marzo de 2018 hasta diciembre de 2019, debido a la aplicación de este amortiguador, ha sido superior a ARS 100.000 millones de pesos, a razón de mas de ARS 4.400 millones mensuales transferidos a los consumidores por menor recaudación. La utilización en estos dos años de este mecanismo amortiguador ha hecho que estos impuestos sean relativamente reducidos, comparados con los vigentes en la región, por lo que en la medida que el peso se estabilice, recorrer el camino inverso podría ser una fuente de ingresos importantes en el futuro.

1. Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía

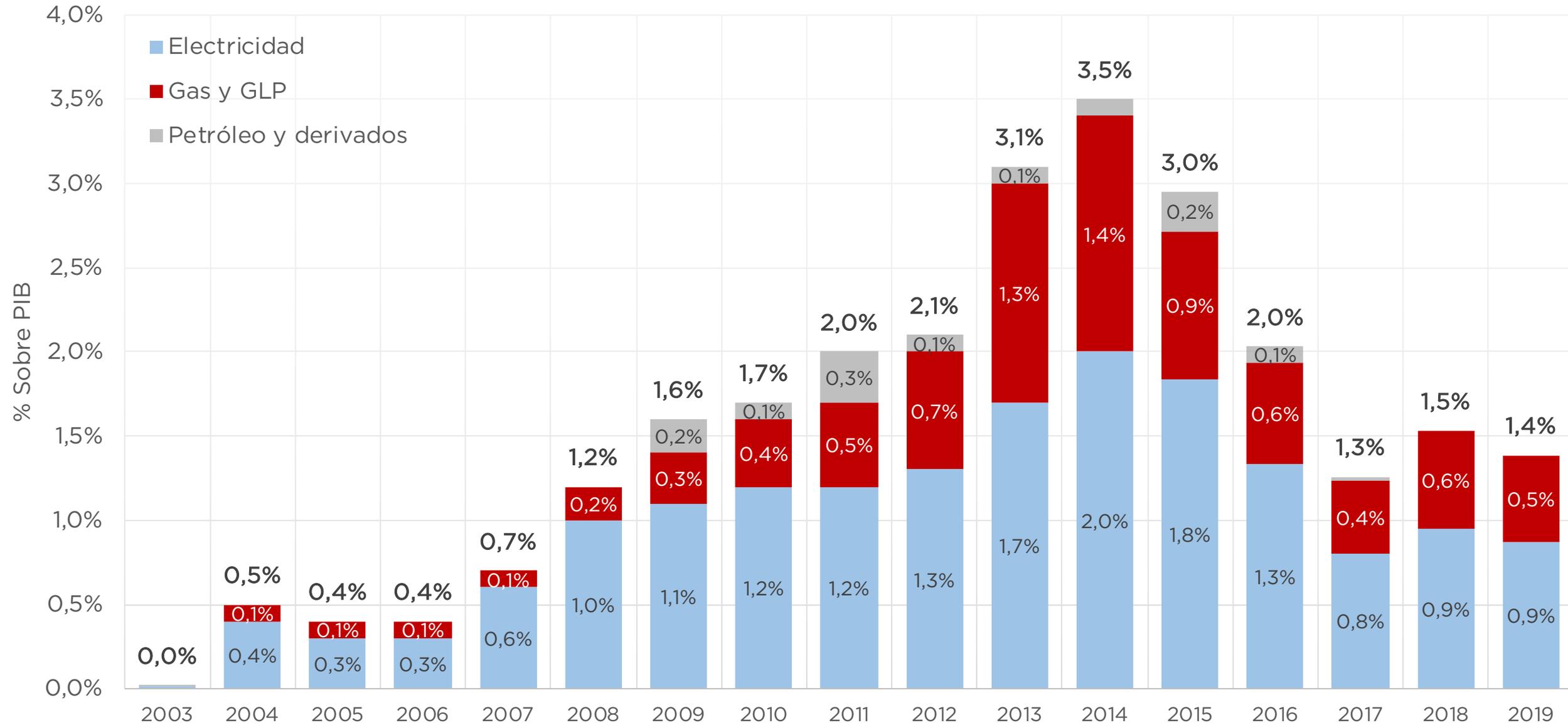
2. Gas natural: evolución de los precios y de la cobertura

3. Energía eléctrica: capacidad, remuneración de la generación, precios y cobertura

4. Petróleo: evolución de precios domésticos e internacionales. Nueva fórmula de cálculo del impuesto a los combustibles.

# Subsidios a la energía

En % del PIB, evolución 2003—2019



# Subsidios a la energía

## En MMUSD y % del PIB, evolución 2015–2019

Subsidios a la energía	2015	2016	2017	2018	2019	Variación 2019 vs. 2015		2015	2016	2017	2018	2019
	Millones de dólares (MMUSD)					MMUSD	%	% sobre el PIB				
<b>TOTAL</b>	<b>18.961</b>	<b>11.306</b>	<b>8.094</b>	<b>7.961</b>	<b>5.954</b>	<b>-13.007</b>	<b>-69%</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,4%</b>
<b>1) ELECTRICIDAD</b>	<b>11.812</b>	<b>7.419</b>	<b>5.169</b>	<b>4.928</b>	<b>3.737</b>	<b>-8.075</b>	<b>-68%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,9%</b>
Subsidio a la demanda *	8.541	7.280	5.067	4.827	3.671	-4.870	-57%	1,3%	1,3%	0,8%	0,9%	0,9%
Otros electricidad **	3.271	139	102	102	67	-3.205	-98%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>2) GAS Y GLP</b>	<b>5.640</b>	<b>3.381</b>	<b>2.744</b>	<b>3.032</b>	<b>2.216</b>	<b>-3.423</b>	<b>-61%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>
Subsidio al gas natural	4.914	2.960	2.034	2.445	1.777	-3.138	-64%	0,8%	0,5%	0,3%	0,5%	0,4%
Otros gas †	725	421	709	587	440	-286	-39%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
<b>3) PETRÓLEO Y DERIVADOS ‡</b>	<b>1.510</b>	<b>505</b>	<b>181</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-1.510</b>	<b>-100%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

\* Incluye IVA.

\*\* Ente Binacional Yacypretá, Letras, Acreencias Res.406, Compensaciones, ENSI, Asistencia a distribuidoras Res. 32/15 y Convergencia Tarifaria.

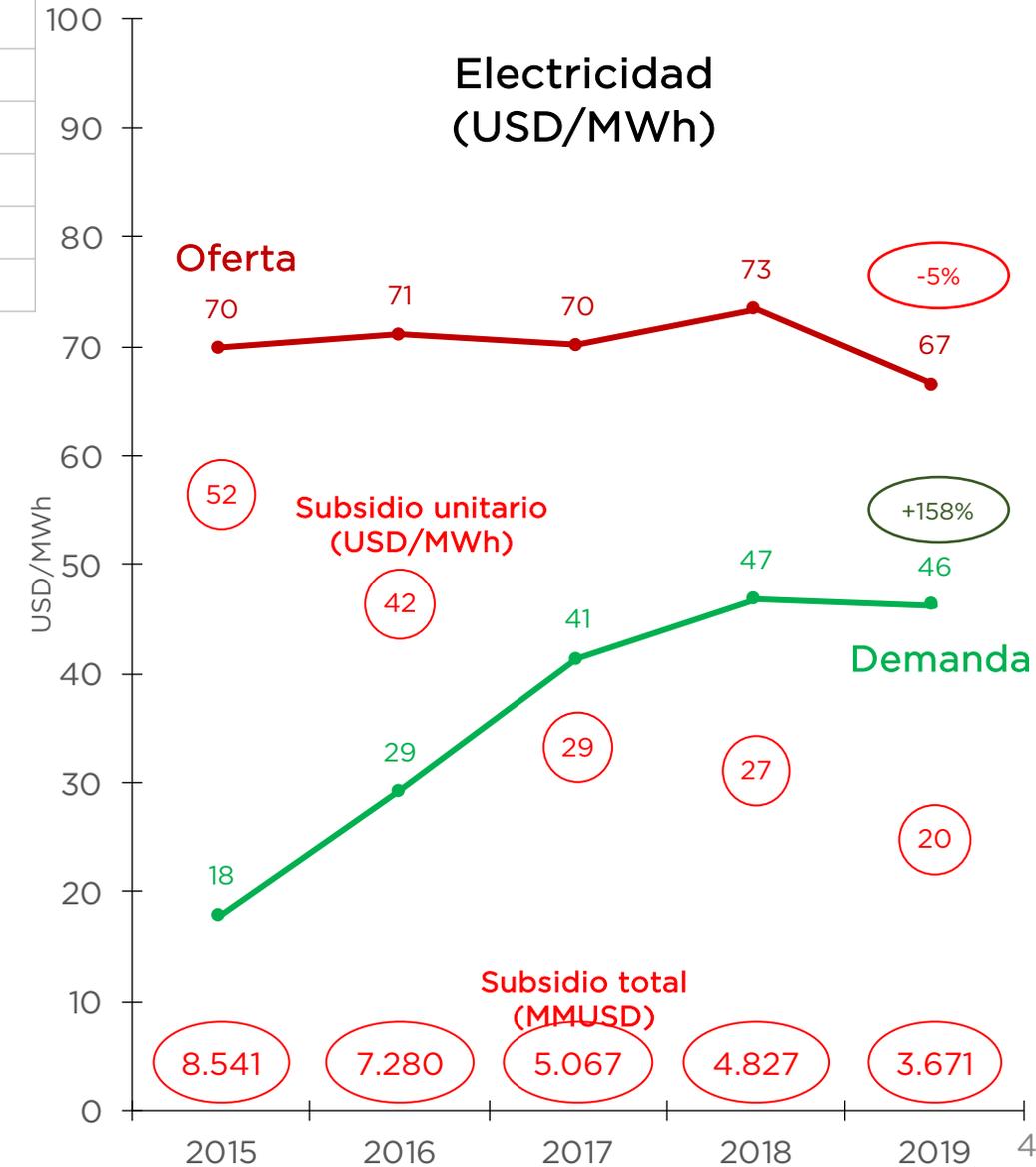
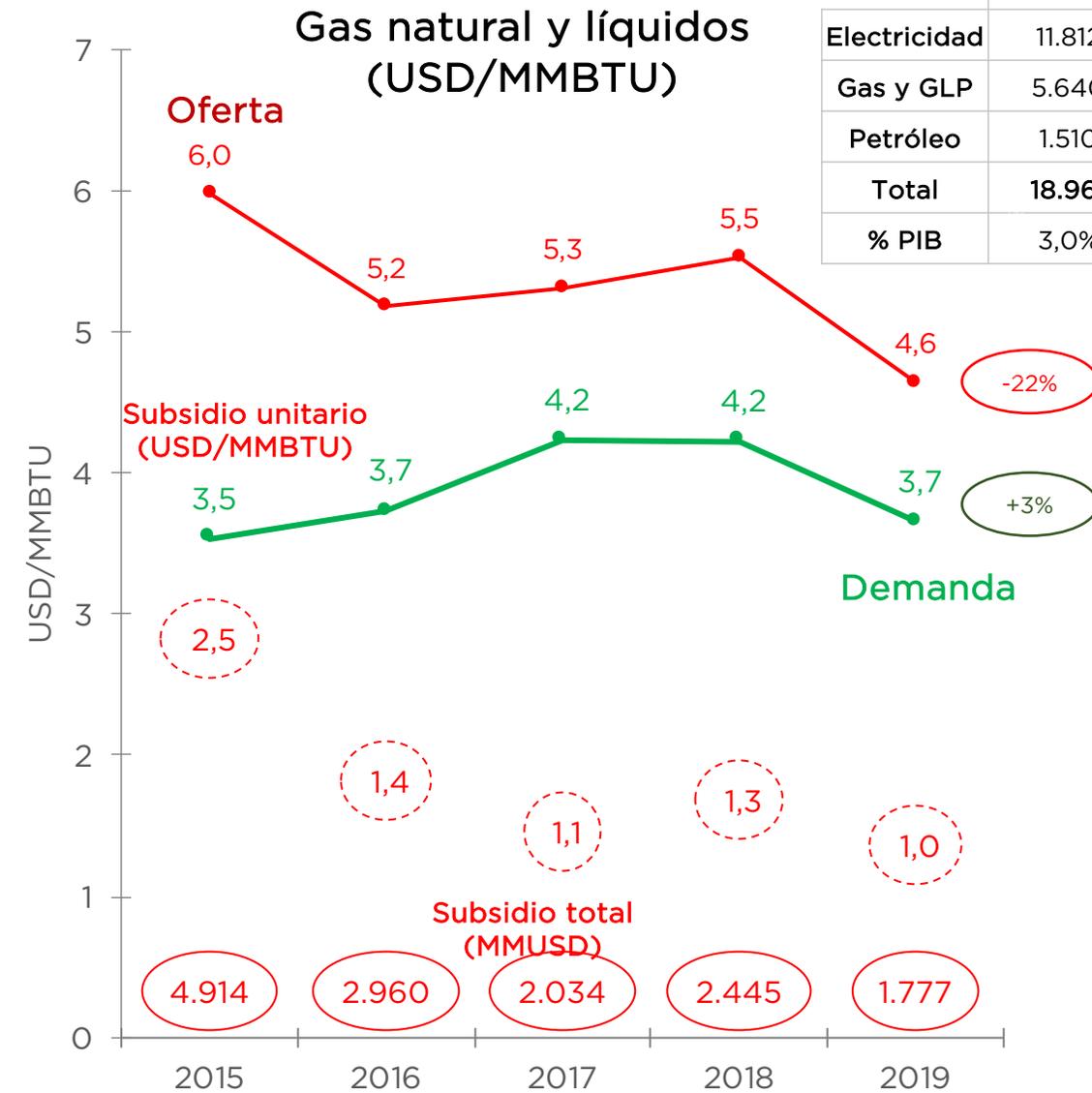
† Compensación y diferimiento a productores, Asistencia y compensación a distribuidoras, Tarifa Diferencial, Programa Hogar, Propano Redes.

‡ Estímulo a la Producción y Exportación, Refino y Exportación Plus.

# Subsidios a la energía

## Evolución 2015-2019

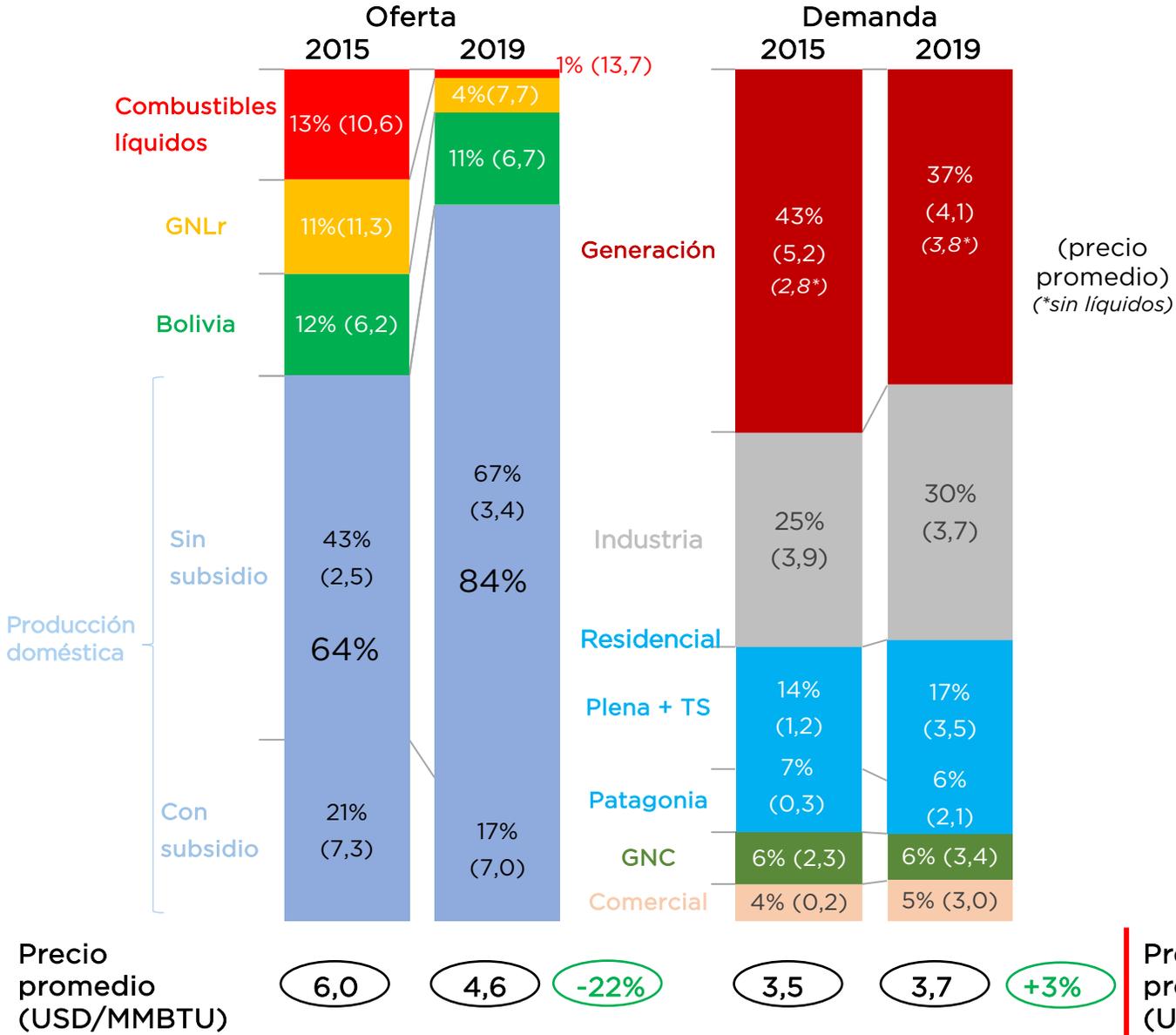
	Total subsidios en MMUSD		
	2015	2019	Dif.
Electricidad	11.812	3.737	-68%
Gas y GLP	5.640	2.216	-61%
Petróleo	1.510	0	-100%
<b>Total</b>	<b>18.961</b>	<b>5.954</b>	<b>-69%</b>
% PIB	3,0%	1,4%	-1,6%



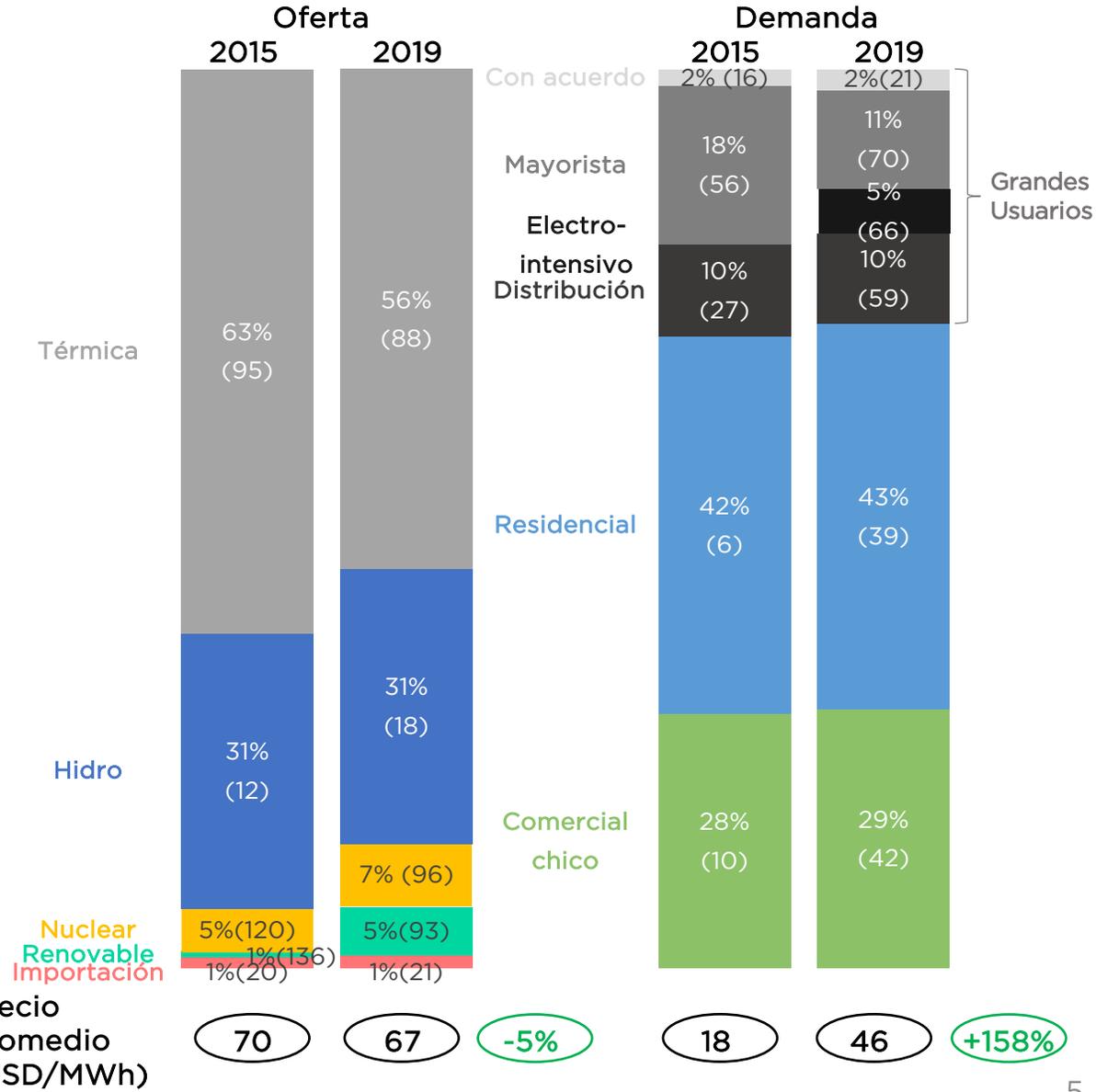
# Subsidios a la energía

## Balance de oferta demanda y precios, 2015 - 2019

### Gas natural y líquidos (USD/MMBTU)



### Electricidad (USD/MWh)

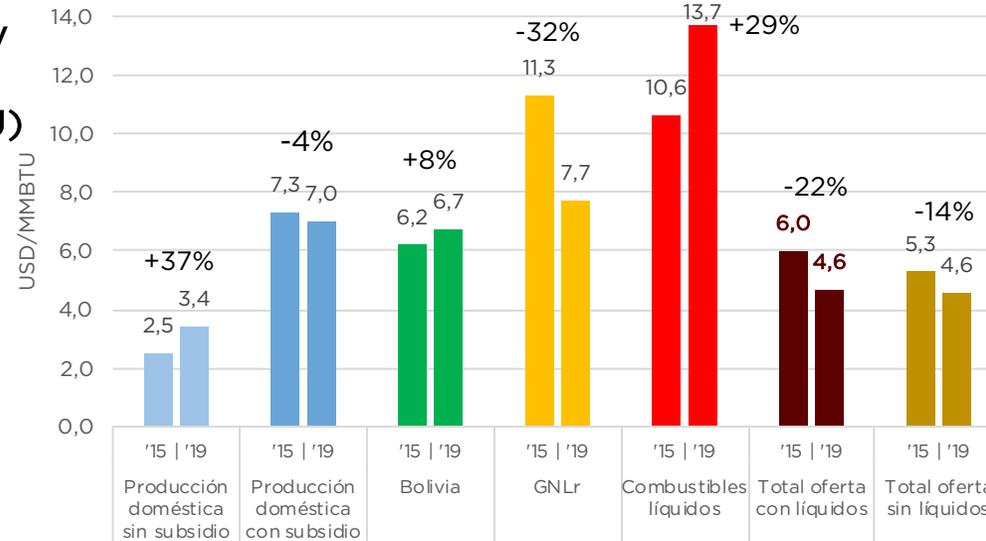


# Precios oferta y demanda

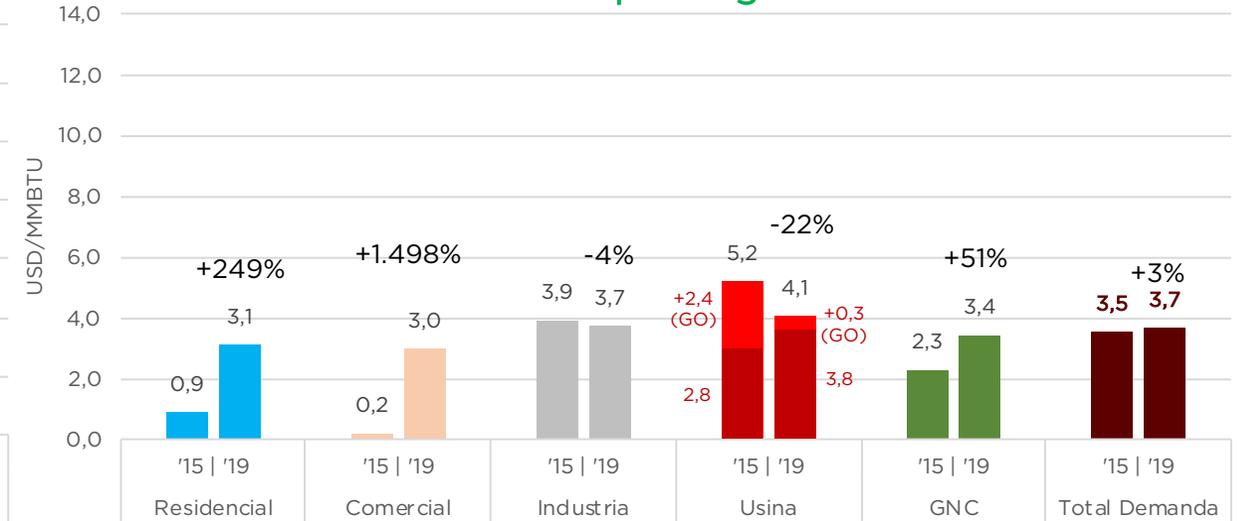
## Evolución 2015-2019

### Oferta por componente

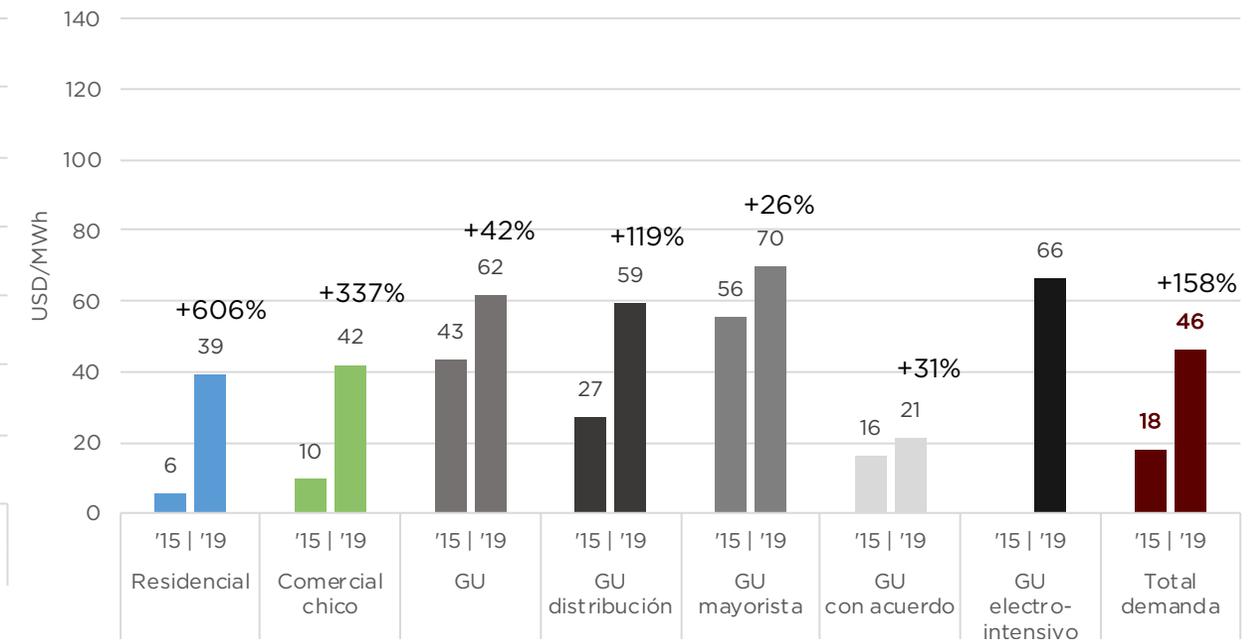
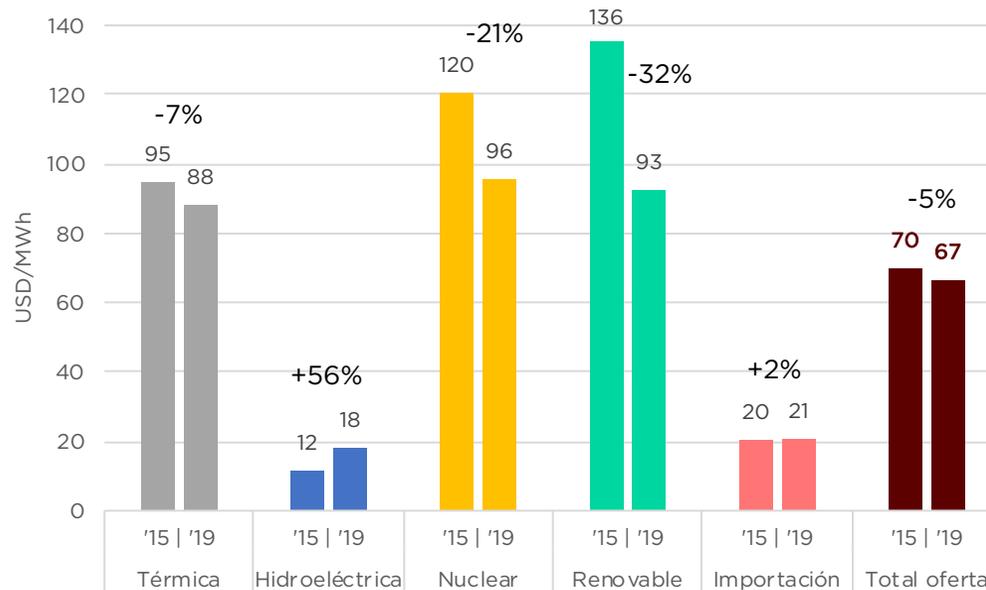
Gas natural y líquidos (USD/MMBTU)



### Demanda por segmento



Electricidad (USD /MWh)

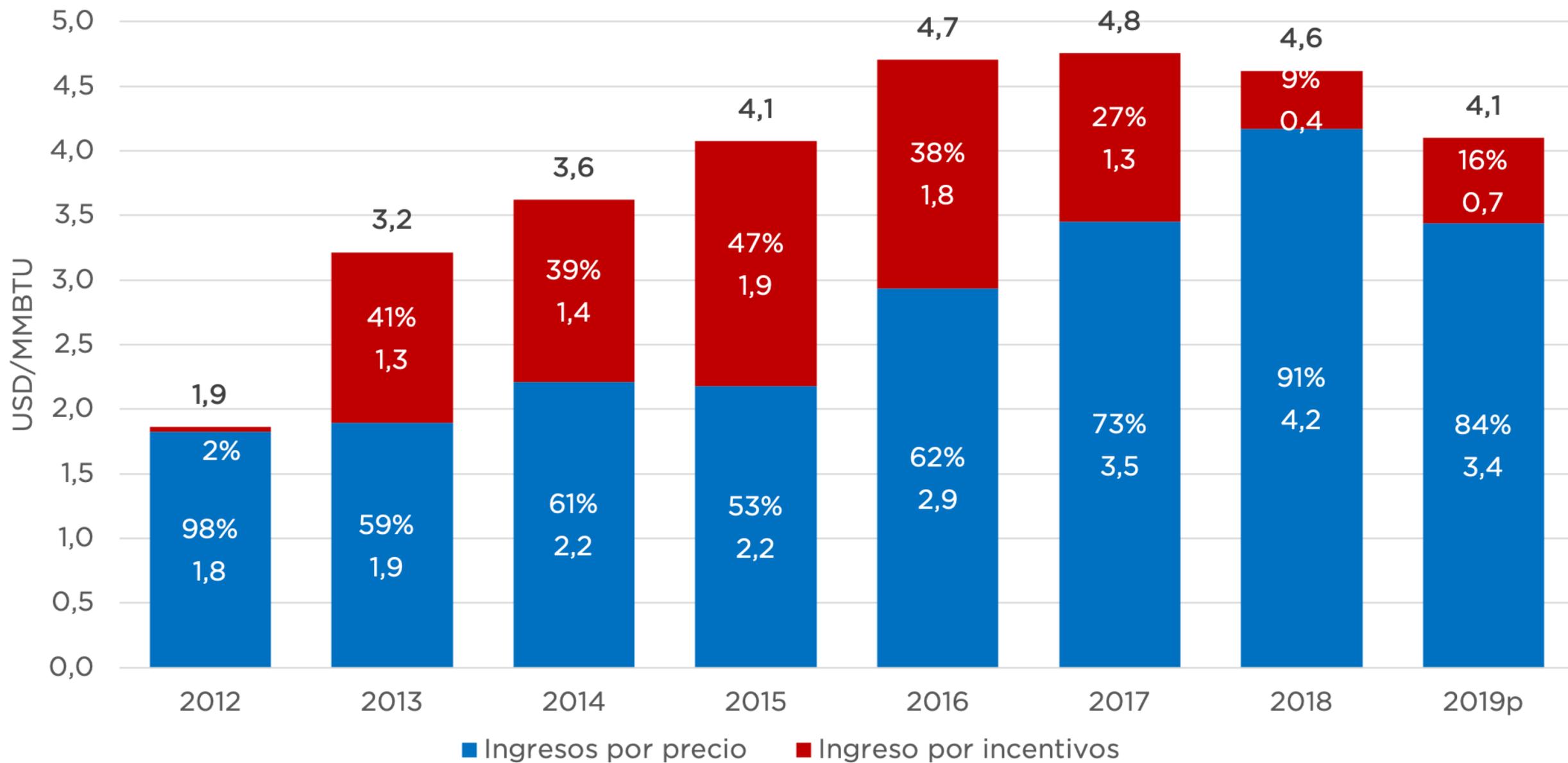


1. Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía

2. Gas natural: evolución de los precios y de la cobertura

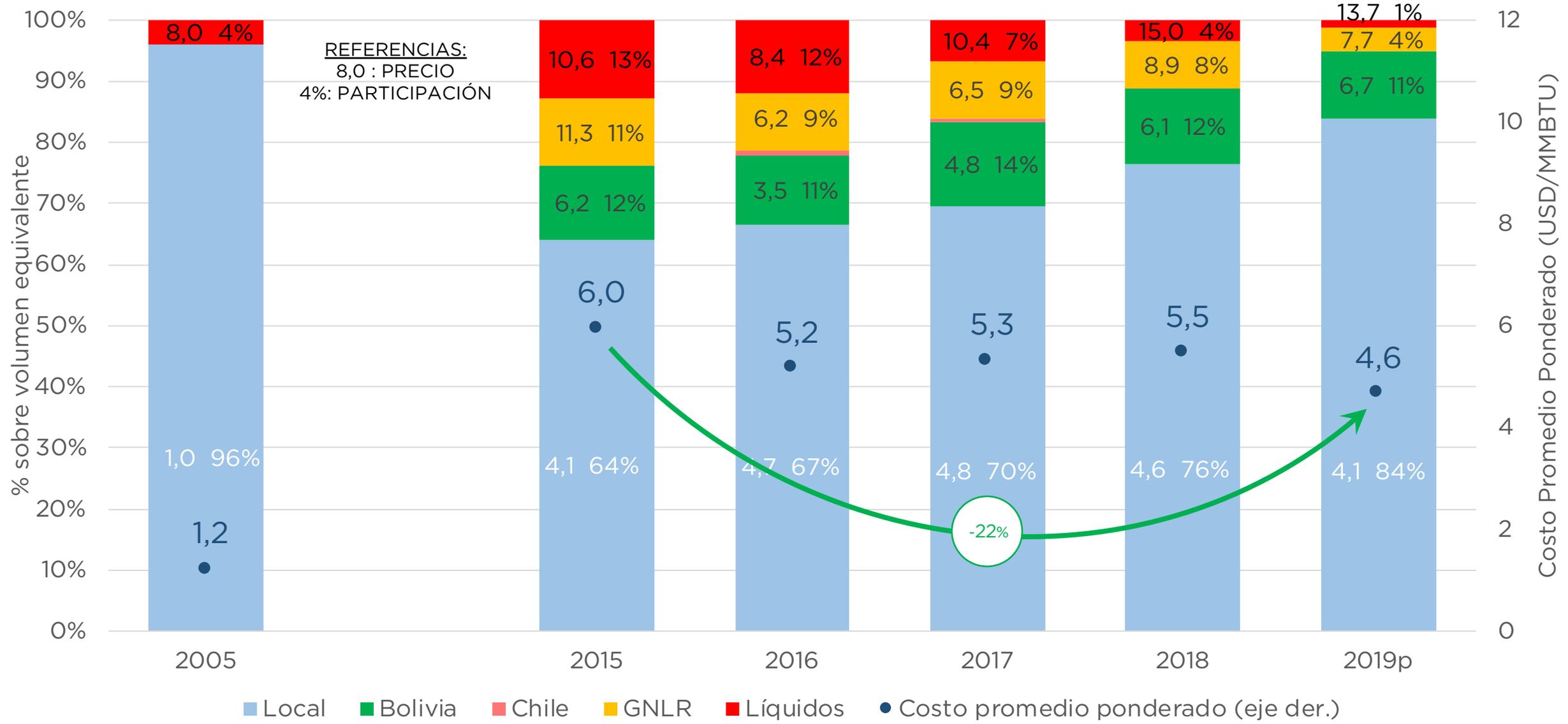
3. Energía eléctrica: capacidad, remuneración de la generación, precios y cobertura

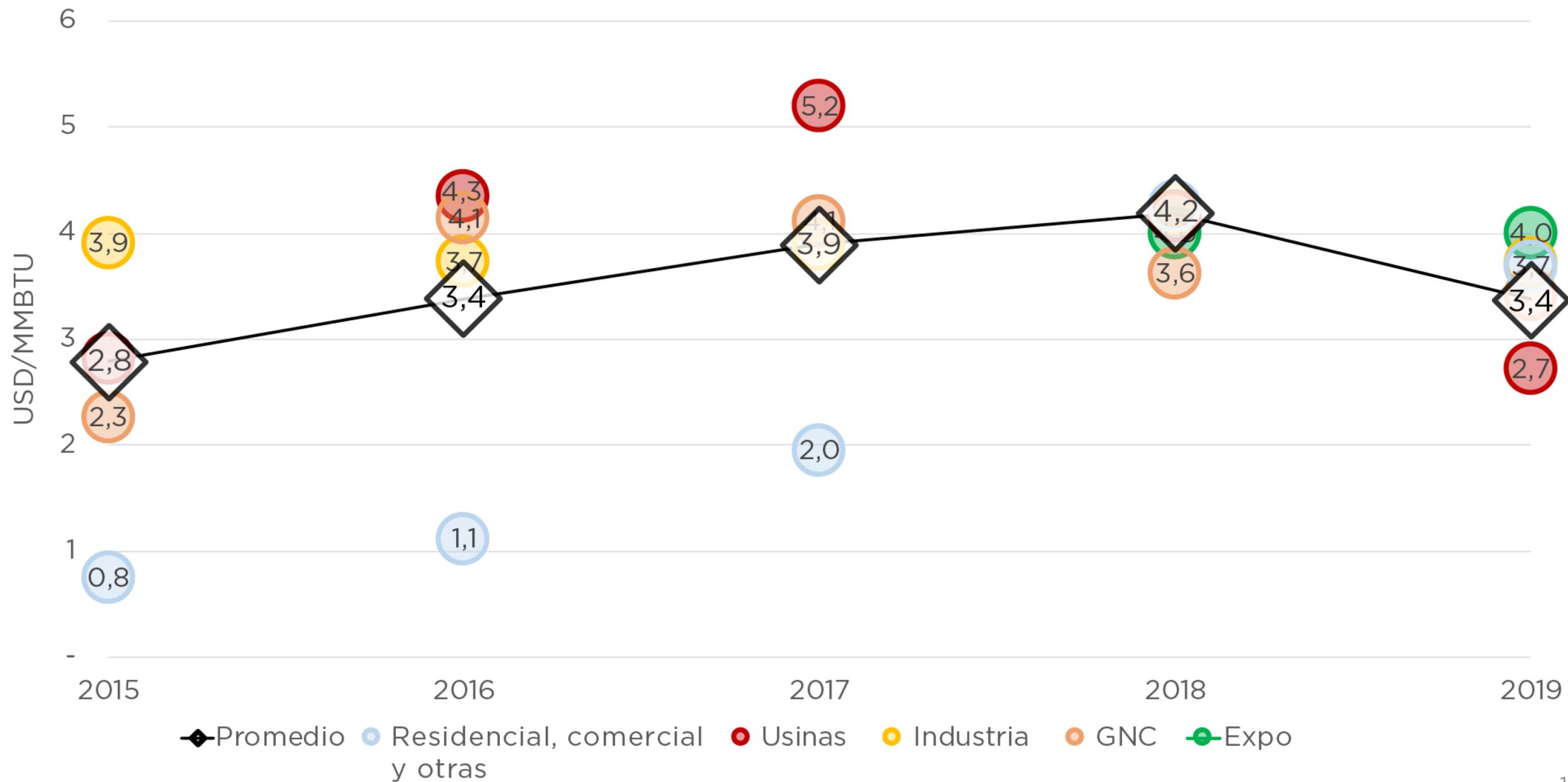
4. Petróleo: evolución de precios domésticos e internacionales. Nueva fórmula de cálculo del impuesto a los combustibles.

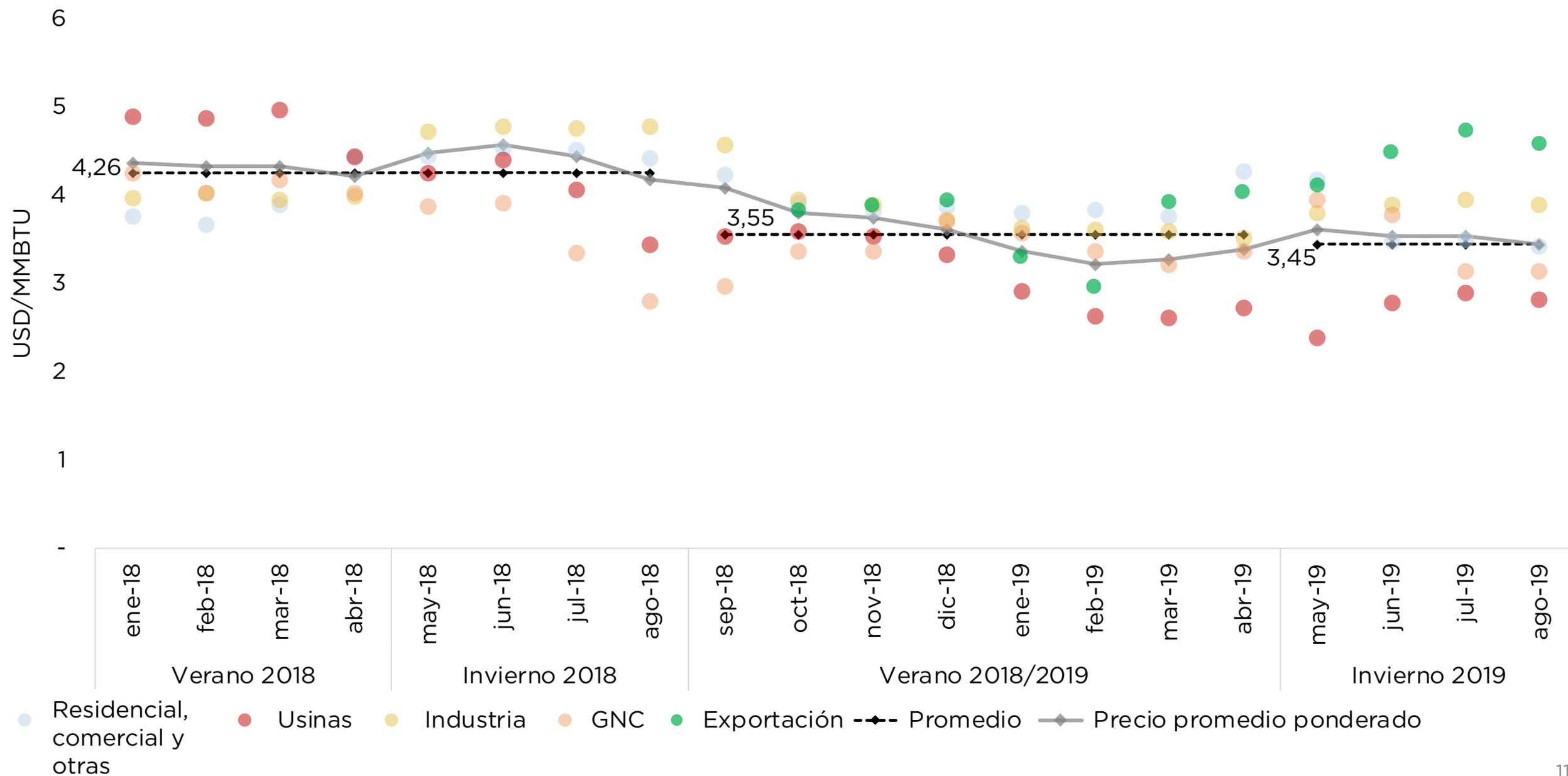


# Gas natural y sustitutos

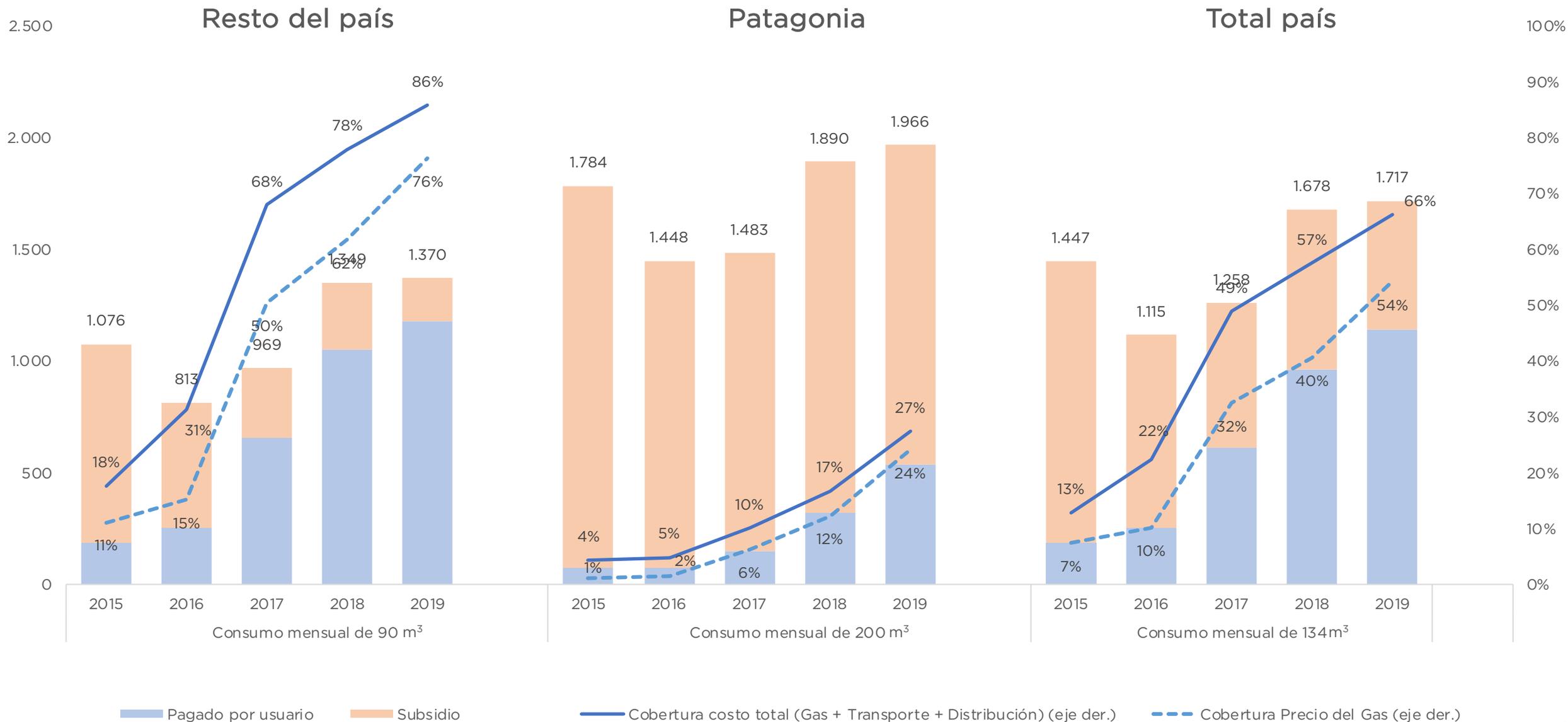
## Precio por fuente con GNL regasificado y combustibles líquidos



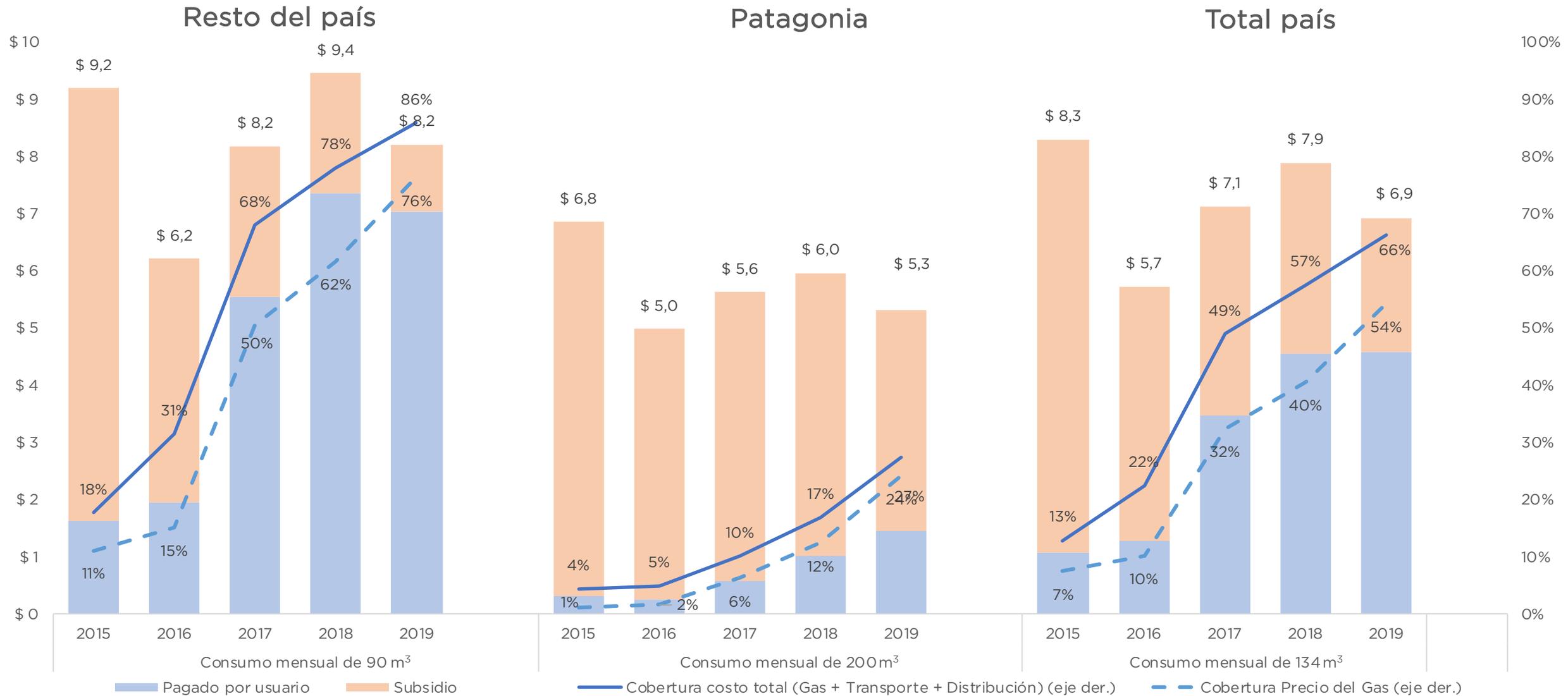




### Factura media sin impuestos versus costo real y cobertura



Tarifa media sin impuestos versus costo real y cobertura



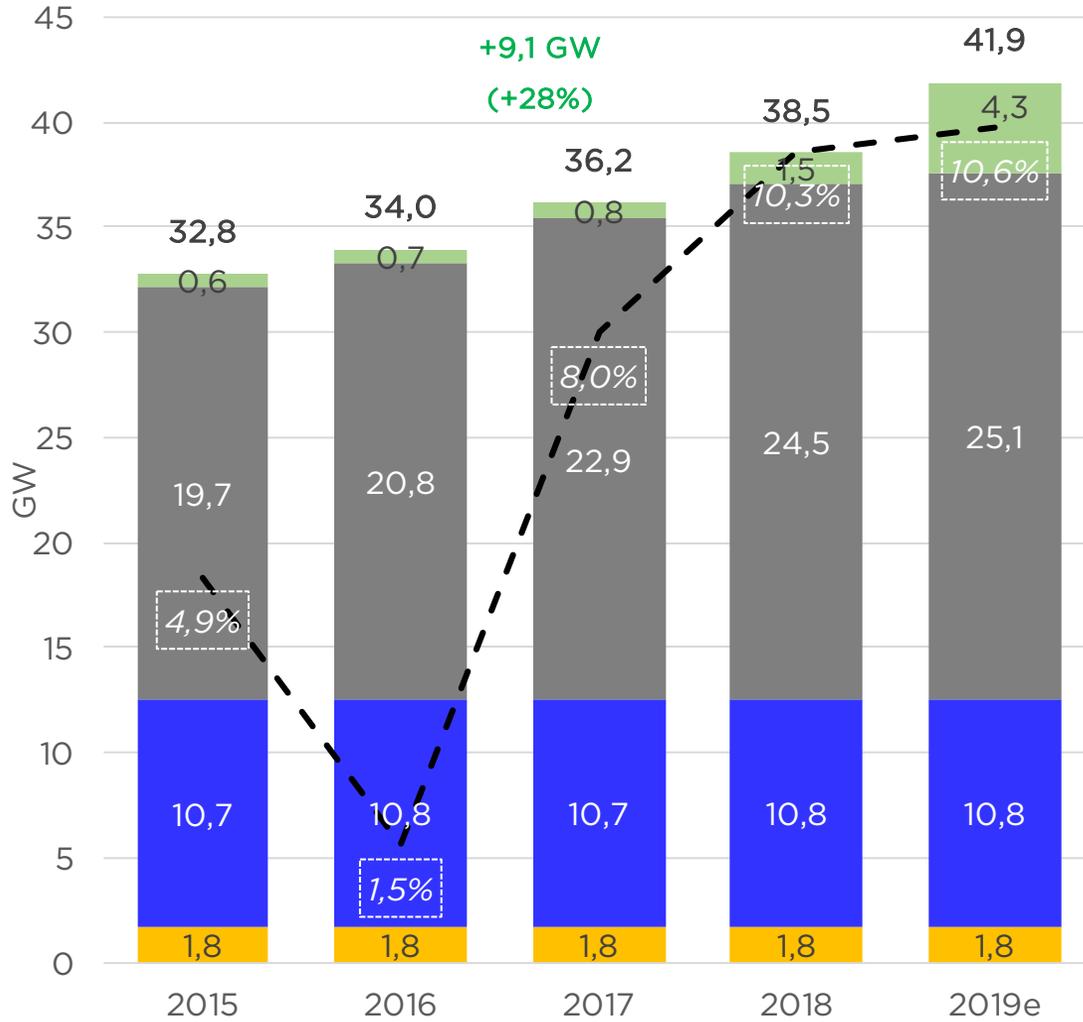
1. Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía

2. Gas natural: evolución de los precios y de la cobertura

3. Energía eléctrica: capacidad, remuneración de la generación, precios y cobertura

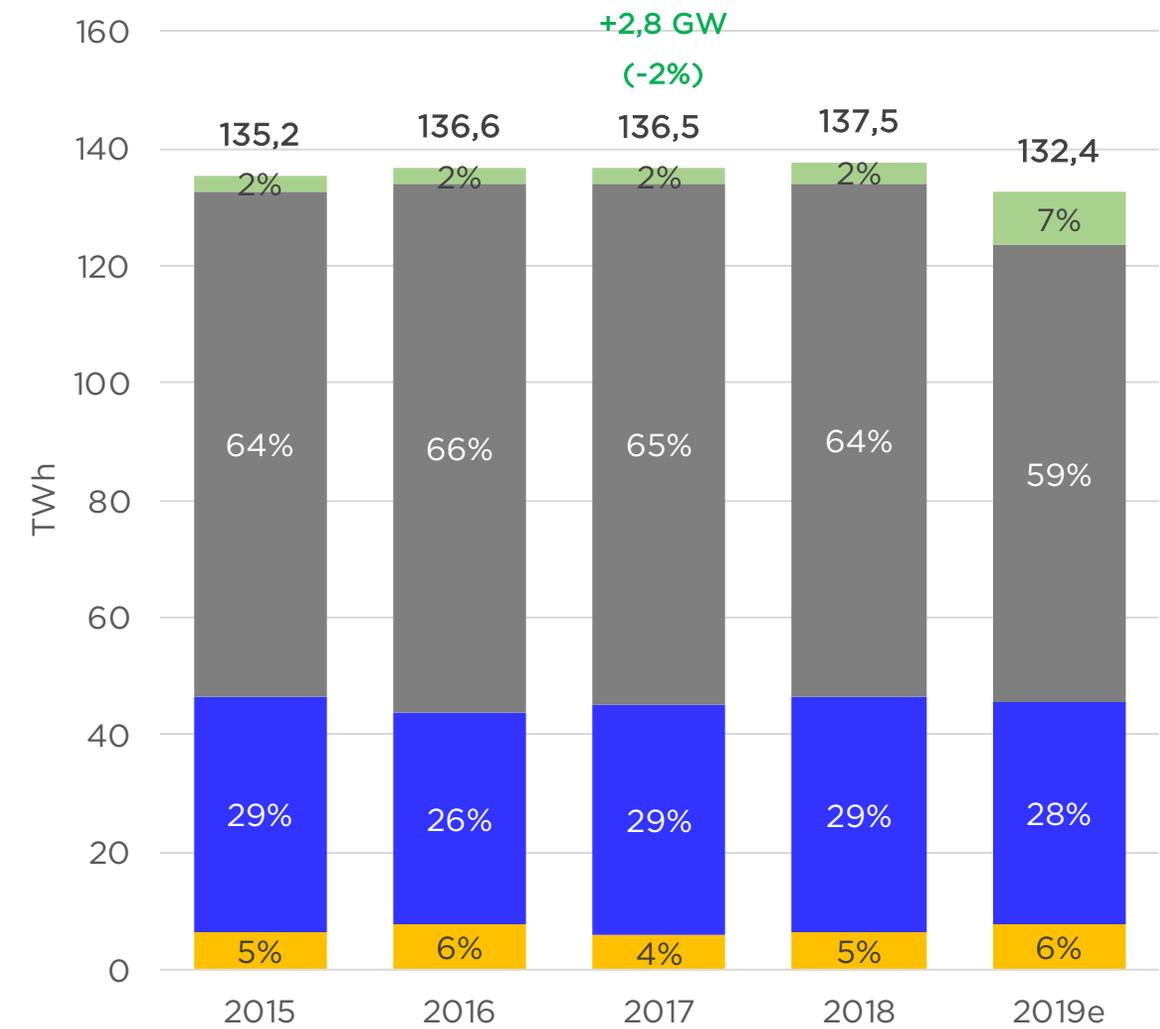
4. Petróleo: evolución de precios domésticos e internacionales. Nueva fórmula de cálculo del impuesto a los combustibles.

Potencia instalada SADI



--- Reserva en cubrimiento de pico de demanda (%)

Energía generada SADI

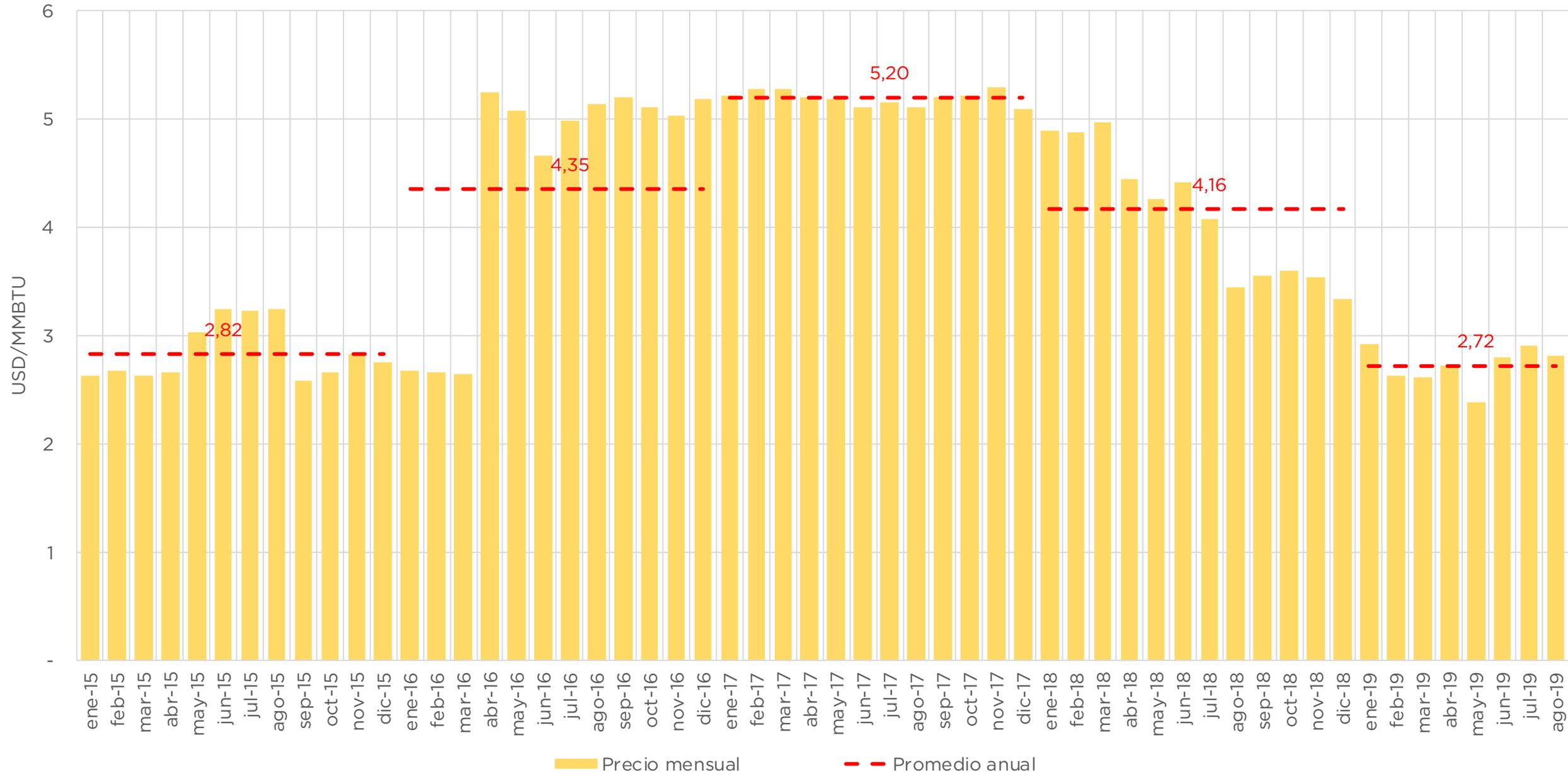


■ Nuclear ■ Hidroeléctrica ■ Térmico ■ Renovables

SADI: Sistema argentino de interconexión

# Energía eléctrica

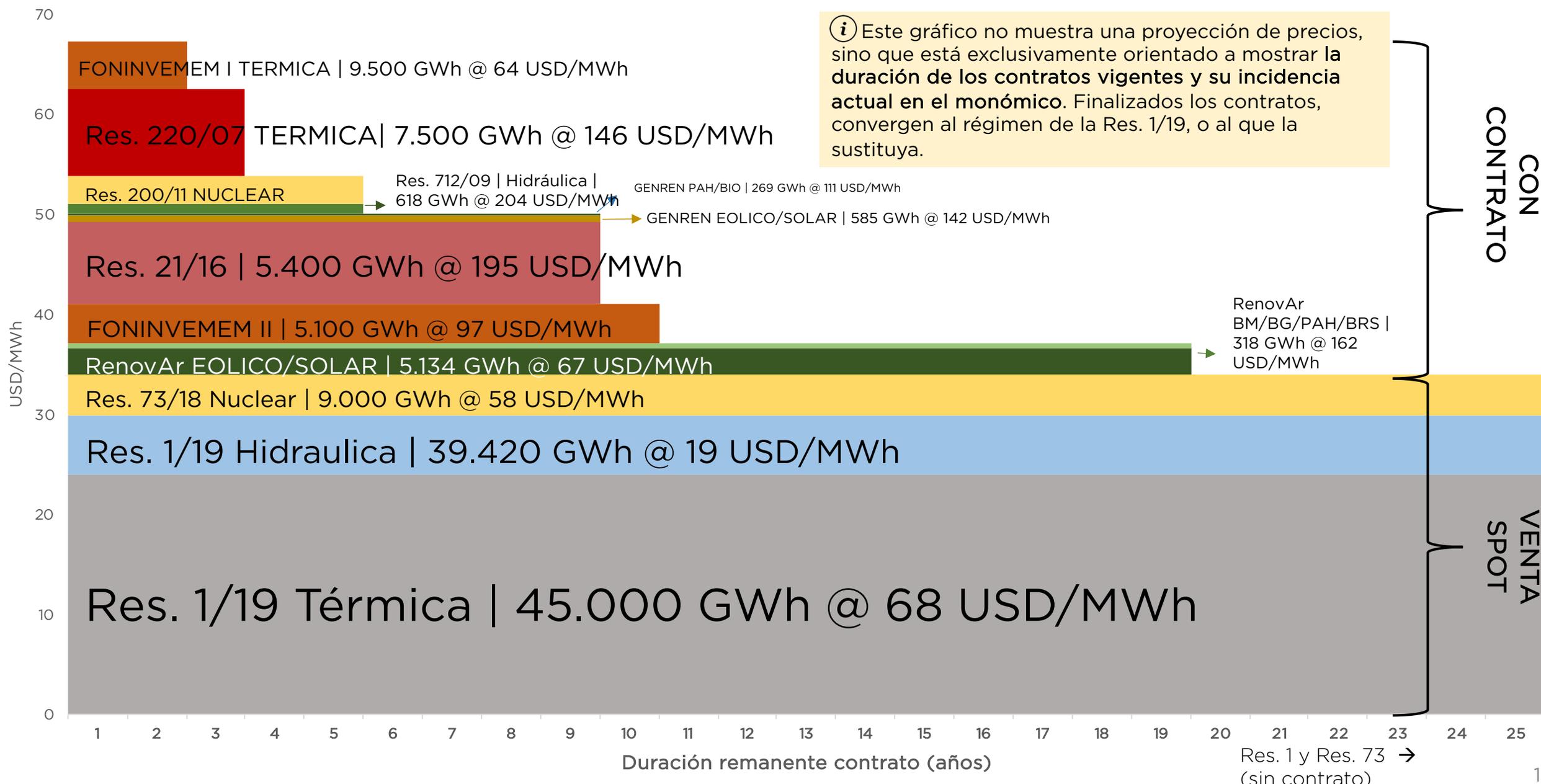
## Precio doméstico de gas natural para generación



# Energía Eléctrica 2019 (año completo)

## Estructura de remuneración por tipo de contrato y duración

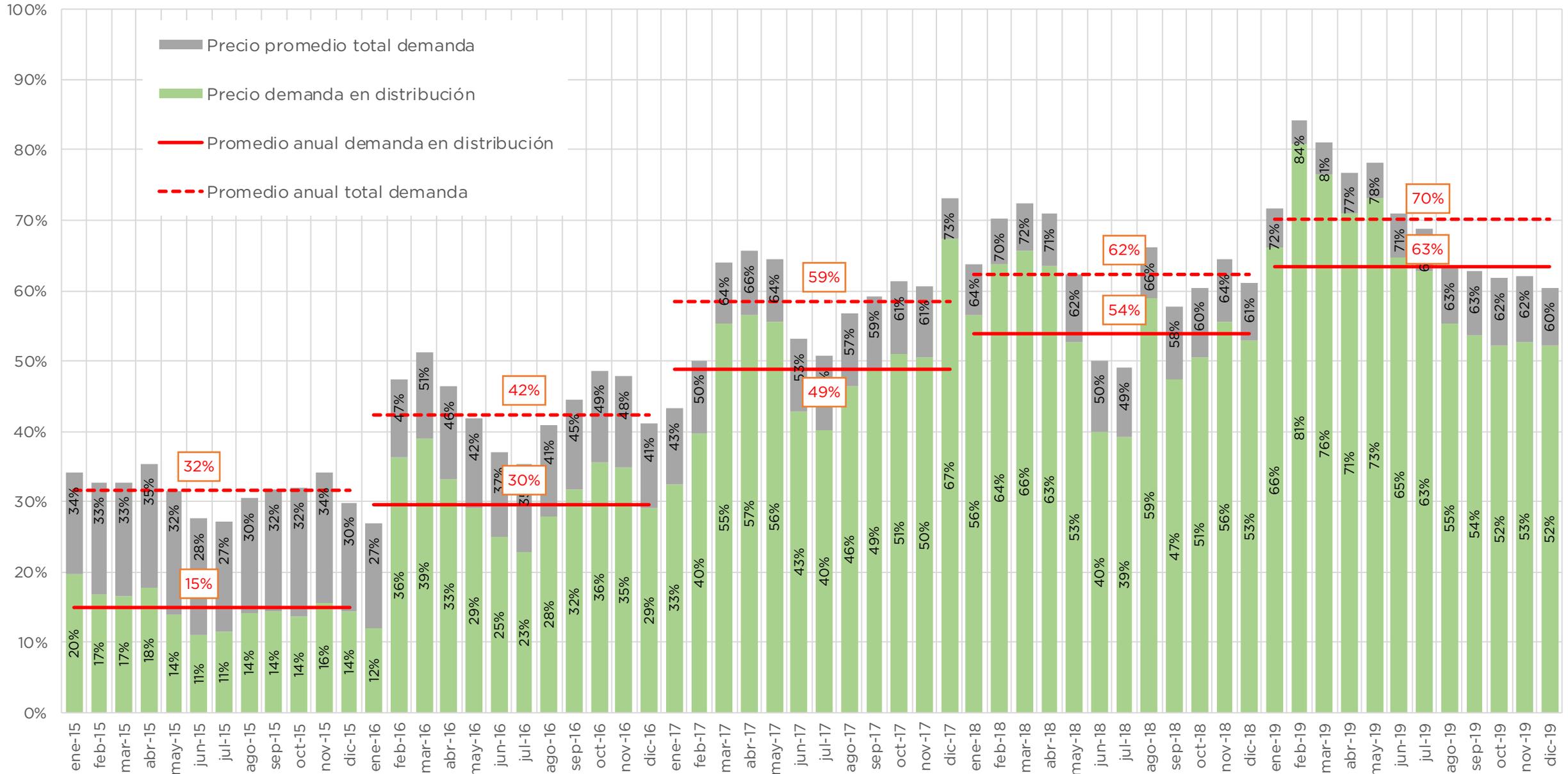
Nº	Fuente	Tipo contrato	Energía GWh	(%)	Potencia MW	(%)	F. de uso	Rem Fijos MM USD	Combust. MM USD	Rem Variables MM USD	TOTAL MM USD	(%)	Rem Fijos USD/MWh	Combust. USD/MWh	Rem Variables USD/MWh	TOTAL USD/MWh
1.	Térmica (Res 1/19)	SPOT	45.000	35%	15.000	39%	34%	\$ 900	\$ 1.853	\$ 315	\$ 3.068	36%	\$ 20	\$ 41	\$ 7	\$ 68
2.	Hidráulica (Res 1/19)	SPOT	39.420	31%	11.020	29%	41%	\$ 470	-	\$ 285	\$ 755	9%	\$ 12	-	\$ 7	\$ 19
3.	Térmica (FONINVE MEM I&II y Res 220/07)	PPA 1-9 años	22.100	17%	6.000	16%	42%	\$ 1.164	\$ 905	\$ 131	\$ 2.200	26%	\$ 53	\$ 41	\$ 6	\$ 100
4.	Nuclear (Res 73/18)	SPOT	9.000	7%	1.400	4%	73%	\$ 252	-	\$ 270	\$ 522	6%	\$ 28	-	\$ 30	\$ 58
5.	Térmica (Res 21/16)	PPA 8 años	5.400	4%	3.000	8%	21%	\$ 758	\$ 244	\$ 51	\$ 1.053	12%	\$ 140	\$ 45	\$ 10	\$ 195
6.	Renovable	PPA 8-18 años	6.307	5%	1.956	5%	37%	-	-	\$ 507	\$ 507	6%	-	-	\$ 80	\$ 80
7.	Térmica (Res 287 y 820/17)	PPA 15 años	-	0%	-	0%	0%	-	-	-	-	0%	-	-	-	-
8.	<b>Subtotal potencia, generación y combustibles</b>		<b>127.226</b>	<b>100%</b>	<b>38.376</b>	<b>100%</b>	<b>38%</b>	<b>\$ 3.544</b>	<b>\$ 3.002</b>	<b>\$ 1.560</b>	<b>\$ 8.105</b>	<b>94%</b>	<b>\$ 28</b>	<b>\$ 24</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ 64</b>
9.	Hidráulica (Res 712/09)	PPA 4 años	618	0%	185	0%	38%	\$ 124	-	\$ 2	\$ 126	1%	\$ 201	-	\$ 3	\$ 204
10.	Nuclear (Res 200/11)	PPA 4 años	-	0%	-	0%	0%	\$ 360	-	-	\$ 360	4%	-	-	-	-
11.	<b>Subtotal pago deudas nuclear e hidros</b>		<b>618</b>	<b>0%</b>	<b>185</b>	<b>0%</b>	<b>38%</b>	<b>\$ 484</b>	<b>-</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ 486</b>	<b>6%</b>	<b>\$ 783</b>	<b>-</b>	<b>\$ 3</b>	<b>\$ 787</b>
<b>Total sin importación</b>			<b>127.844</b>	<b>100%</b>	<b>38.561</b>	<b>100%</b>	<b>38%</b>	<b>\$ 4.028</b>	<b>\$ 3.002</b>	<b>\$ 1.561</b>	<b>\$ 8.592</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 32</b>	<b>\$ 23</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ 67</b>





# Energía eléctrica (estimado 2019)

## Cobertura del costo monómico



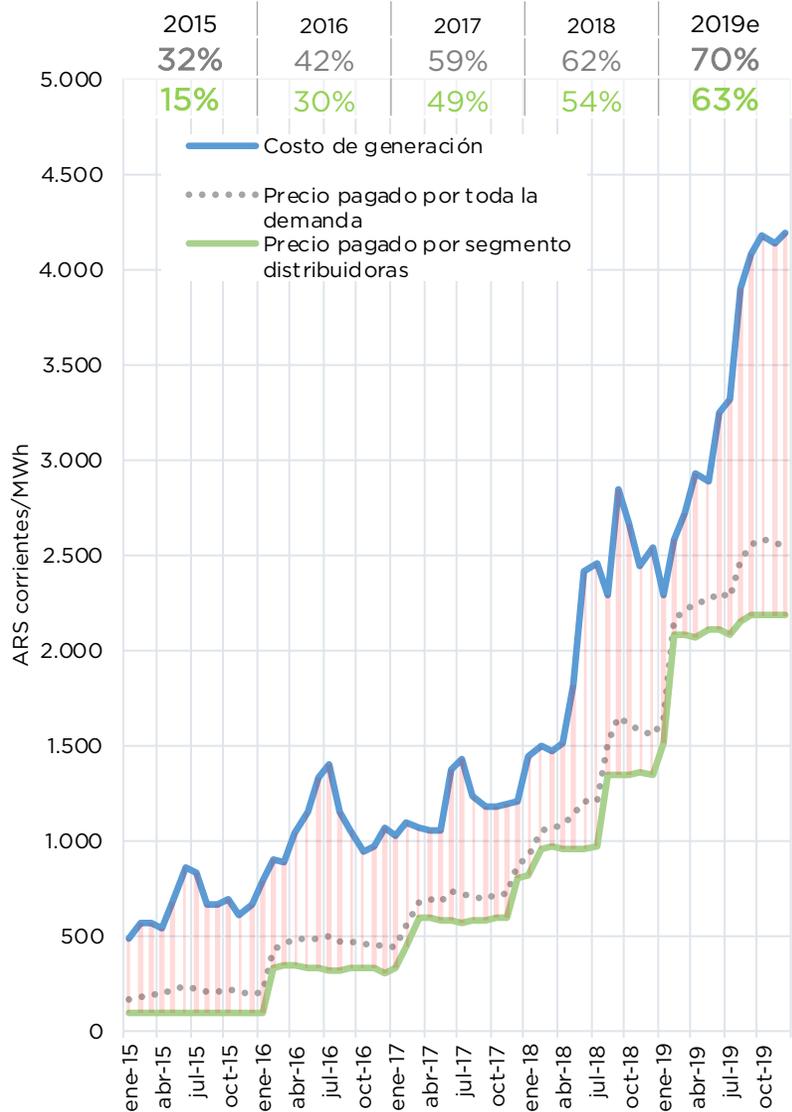
## Precio estabilizado trimestral y costo monómico de abastecimiento

Datos  
Promedio anuales

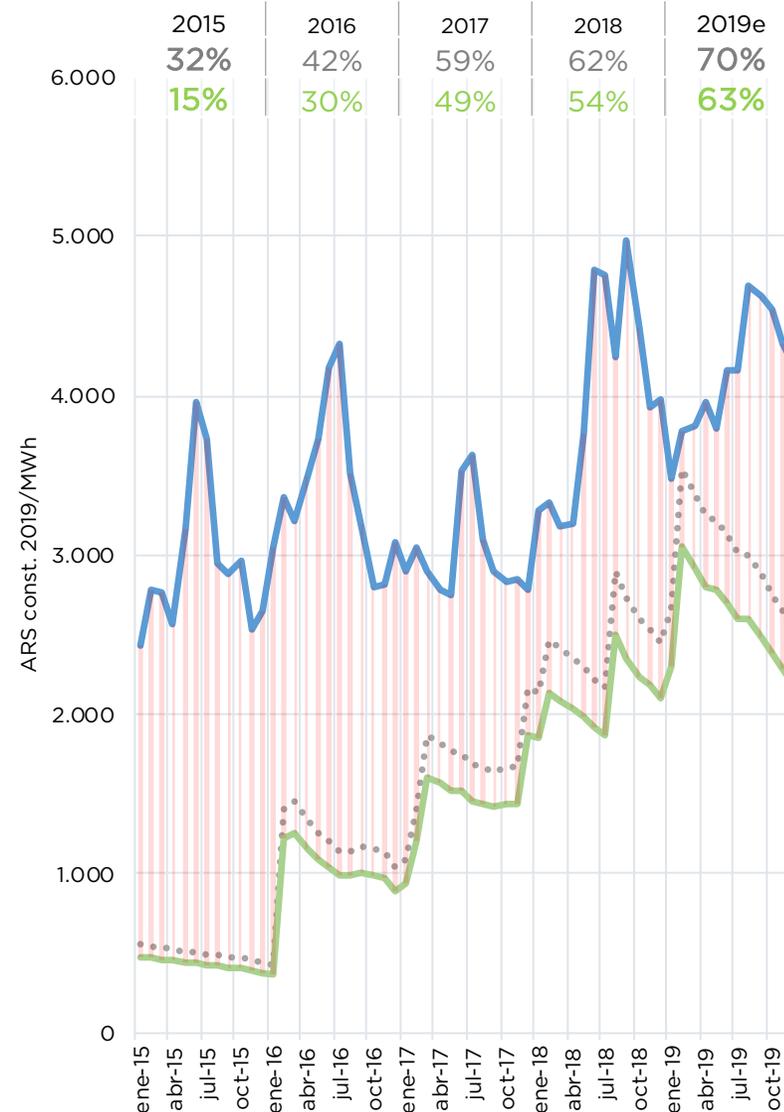
Cobertura  
promedio ponderado sistema

Cobertura  
en usuarios de distribuidora

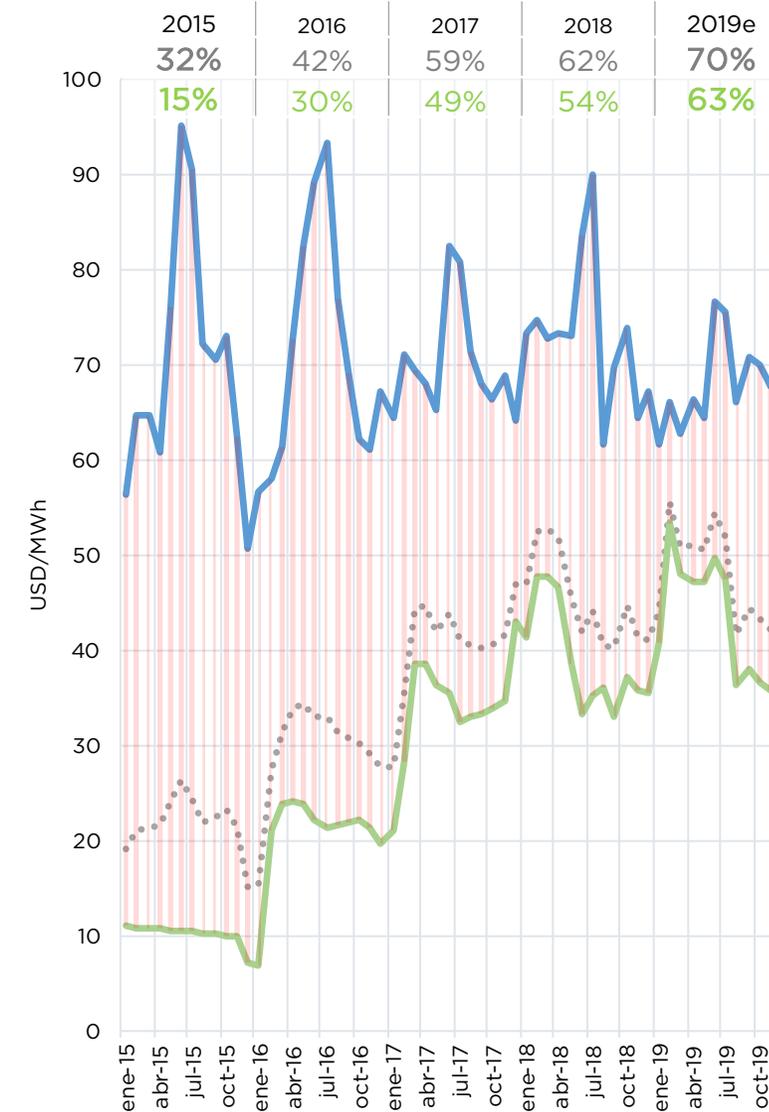
### Pesos corrientes



### Pesos constantes dic-19



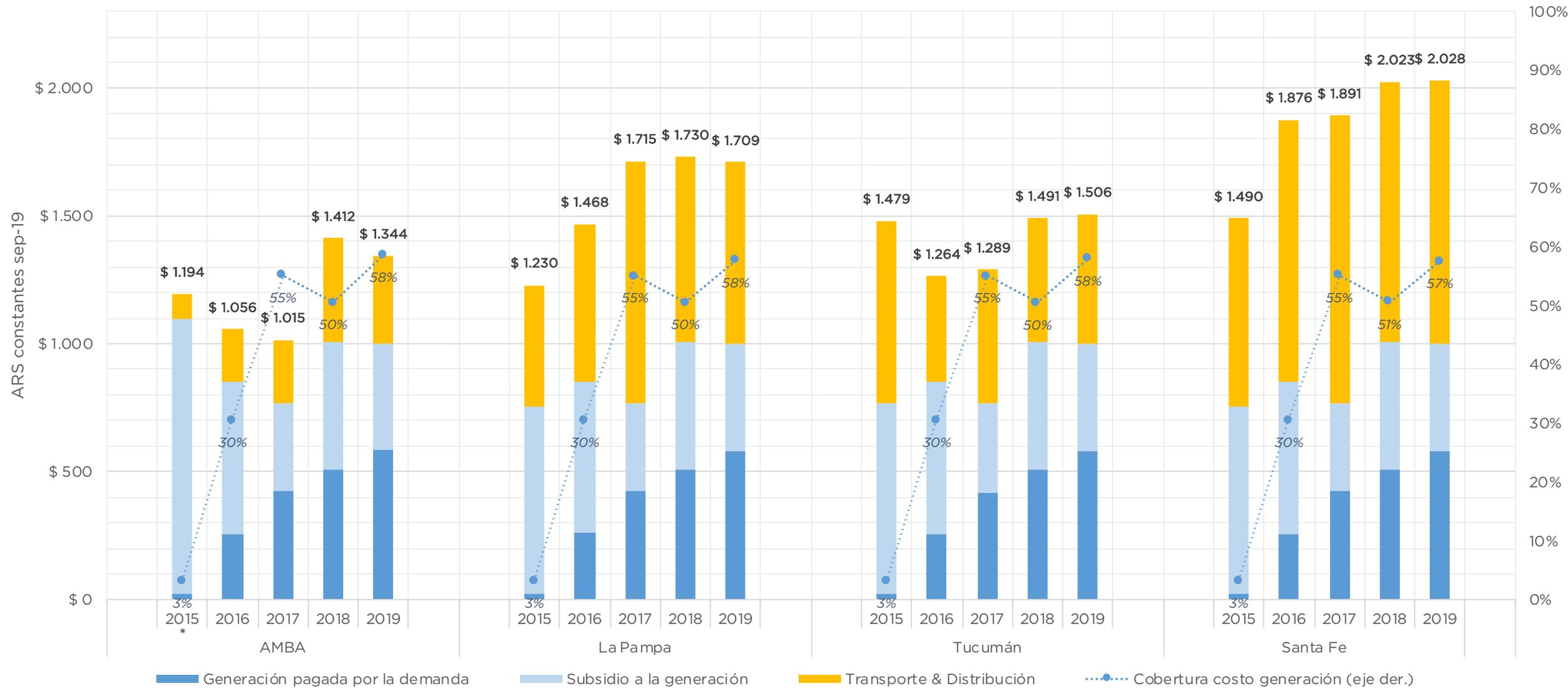
### Dólares corrientes



# Energía eléctrica

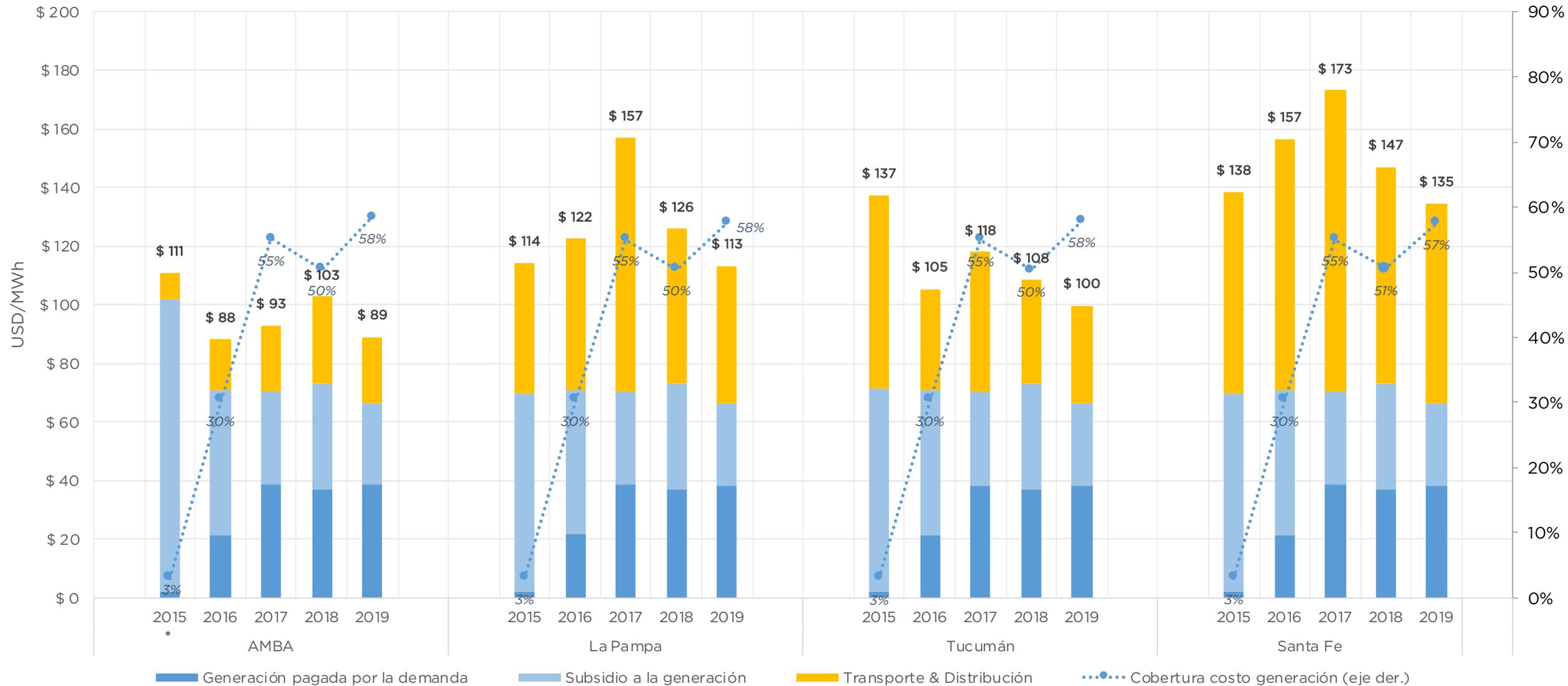
## Tarifas residenciales - factura media (pesos constantes sep-2019)

Factura media sin impuestos versus costo real y cobertura



\*Nota: En AMBA, para el año 2015 se incluye en los subsidios la asistencia financiera a las concesionarias del servicio de distribución (Res. SE 32/2015).

Tarifa media sin impuestos versus costo real y cobertura



\*Nota: En AMBA, para el año 2015 se incluye en los subsidios la asistencia financiera a las concesionarias del servicio de distribución (Res. SE 32/2015).

# Cammesa

## Evolución de cobranzas y deudas pendientes



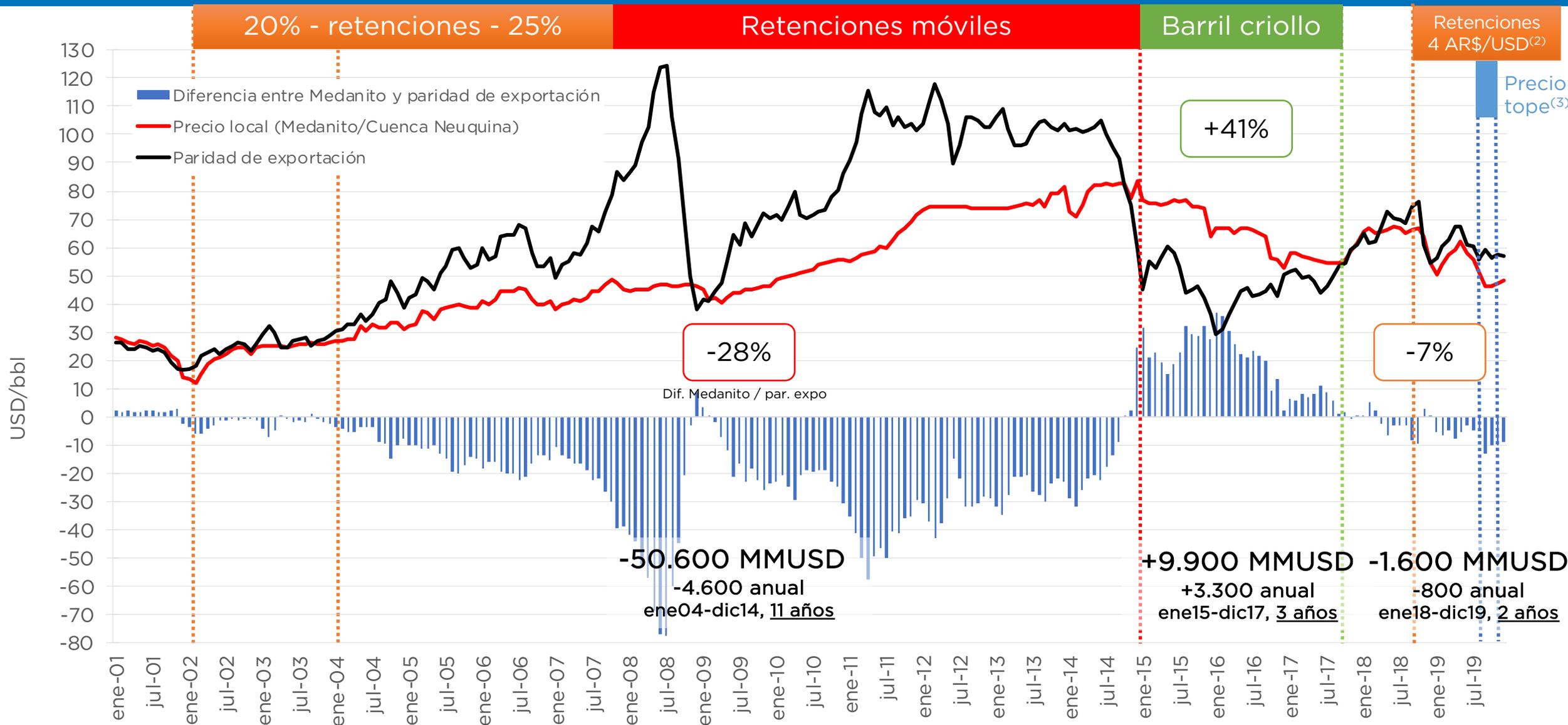
1. Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía

2. Gas natural: evolución de los precios y de la cobertura

3. Energía eléctrica: capacidad, remuneración de la generación, precios y cobertura

4. Petróleo: evolución de precios domésticos e internacionales. Nueva fórmula de cálculo del impuesto a los combustibles.

# Precio del petróleo crudo local e internacional<sup>(1)</sup>



Notas: (1) La paridad de exportación se muestra como el precio internacional del WTI - 1,5 USD/bbl hasta dic07 y Brent + 1,0 USD/bbl desde entonces. Adicionalmente, se descontó un 7% en concepto de flete y gastos. (2) Vigentes hasta el 31/12/2020, al tipo de cambio mayorista de octubre equivalen al 6,8% del precio de venta. (3) Régimen transitorio vigente entre el 16/08/2019 y el 13/11/2019.

Fuente: elaboración propia sobre la base de SGE, EIA y fuentes del mercado.

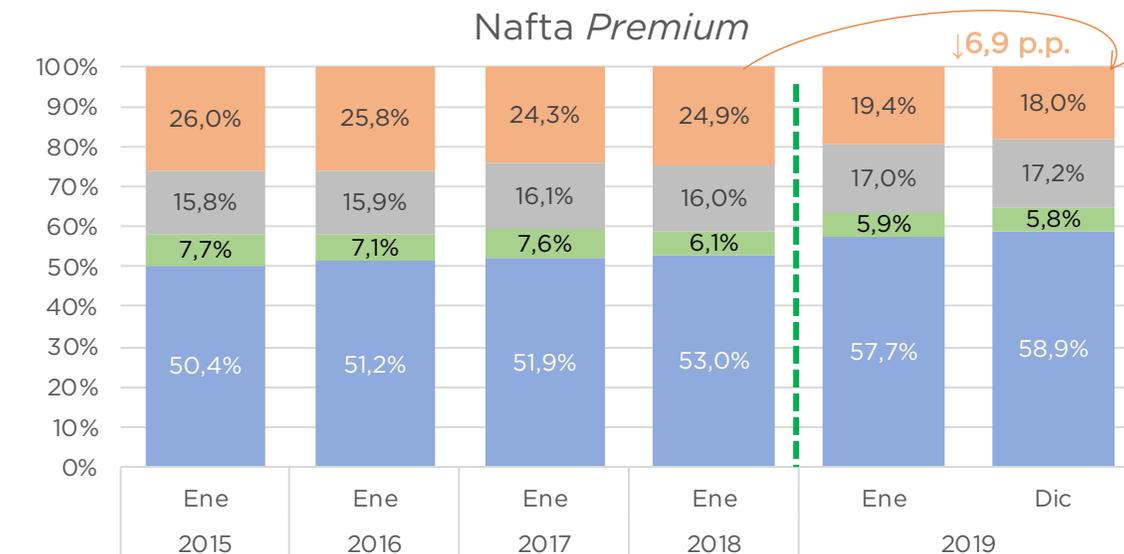
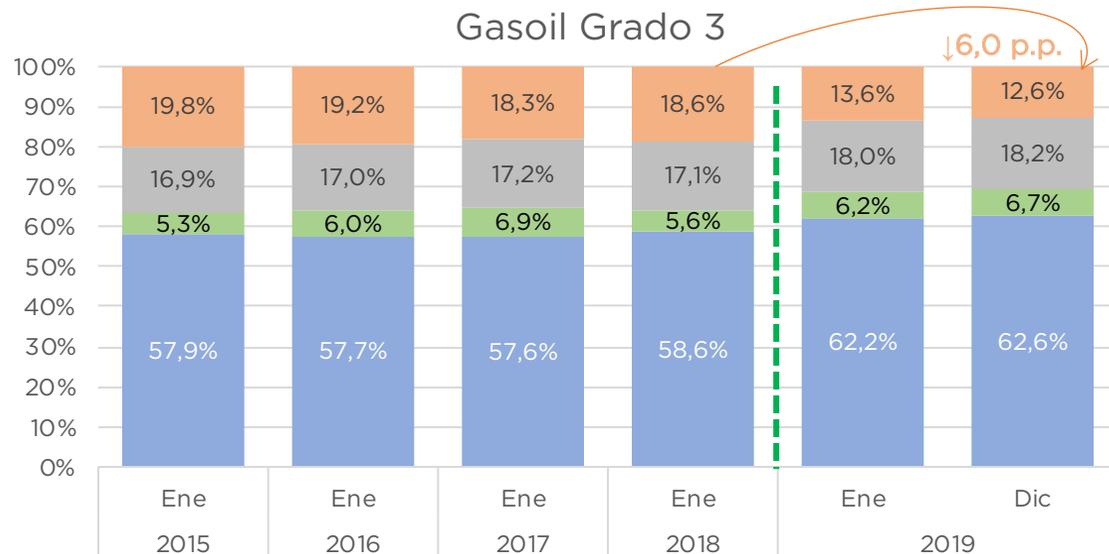
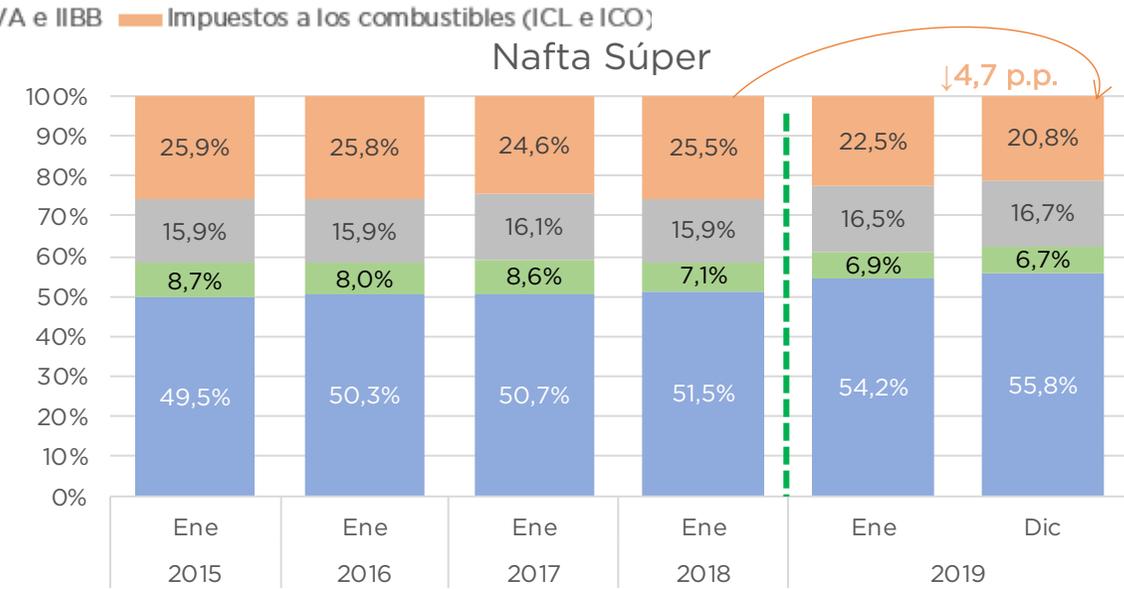
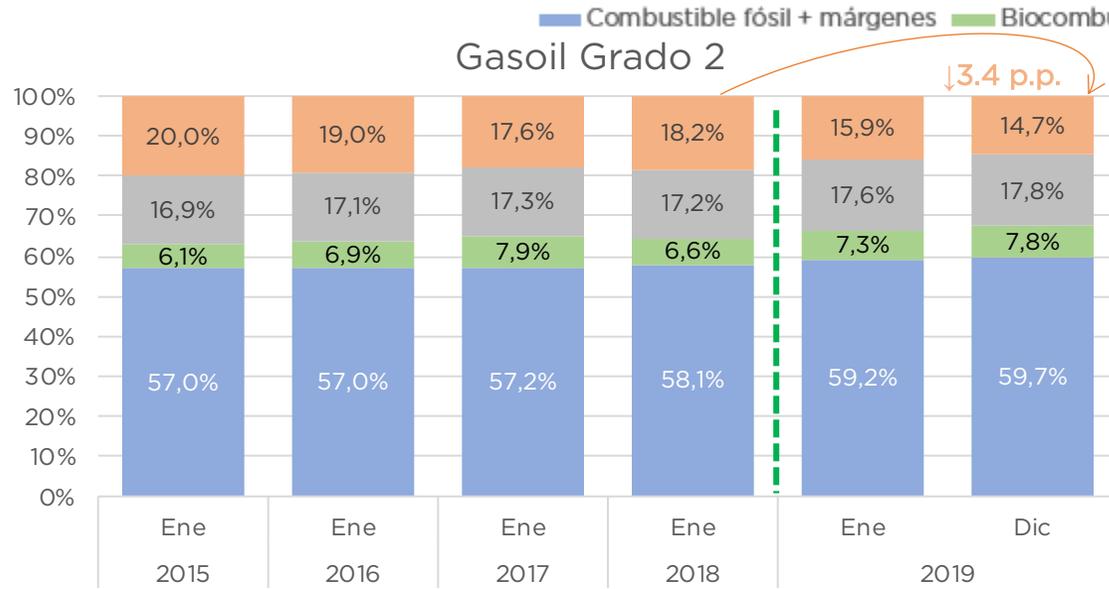
# Desde la reforma impositiva de diciembre de 2017, los impuestos a los combustibles líquidos actúan como amortiguador – Precio YPF CABA (en USD/I)



Elaboración propia sobre la base de SGE, AFIP y Resoluciones N° 606/2003 y N° 314/2016.

Nota: La reforma tributaria de diciembre de 2017, cuyos cambios se hicieron efectivos a partir de marzo de 2018, eliminó la tasa hídrica (sobre las naftas) y la tasa vial (sobre el gasoil) e incorporó el impuesto al CO<sub>2</sub>. Asimismo, tanto el impuesto al CO<sub>2</sub> como el ICL, pasaron a ser de suma fija por unidades de combustible fósil y su actualización se realiza de acuerdo al IPC por trimestre calendario, con un trimestre de desfasaje. La norma prevé un rango de ajuste de +25% o -10% en la fijación de cada actualización de manera de amortiguar cambios bruscos del precio internacional de crudo y/o del tipo de cambio.

# Desde la reforma impositiva de diciembre de 2017, los impuestos a los combustibles líquidos actúan como amortiguador – Precio YPF CABA (en %)



Elaboración propia sobre la base de SGE, AFIP y Resoluciones N° 606/2003 y N° 314/2016.

Nota: La reforma tributaria de diciembre de 2017, cuyos cambios se hicieron efectivos a partir de marzo de 2018, eliminó la tasa hídrica (sobre las naftas) y la tasa vial (sobre el gasoil) e incorporó el impuesto al CO<sub>2</sub>. Asimismo, tanto el impuesto al CO<sub>2</sub> como el ICL, pasaron a ser de suma fija por unidades de combustible fósil y su actualización se realiza de acuerdo al IPC por trimestre calendario, con un trimestre de desfase. La norma prevé un rango de ajuste de +25% o -10% en la fijación de cada actualización de manera de amortiguar cambios bruscos del precio internacional de crudo y/o del tipo de cambio.

# Impuestos a los combustibles como amortiguador

Impacto en la recaudación y en el precio final: reforma 2017 versus fórmula anterior

ⓘ Desde marzo de 2018 los impuestos a los combustibles han servido como amortiguador de las variaciones del tipo de cambio. Por esta política, en estos 2 años el Estado Nacional habrá dejado de recaudar **más de 100.000 MMARS**. La brecha en el último trimestre de 2019 significa casi \$7.000 millones por mes de menos ingresos.

Ejemplo: nafta súper (promedio total país)

