

Argentina

Situación Energética

Buenos Aires, Octubre 2017

Índice

- 01** Hidrocarburos: incentivos a la producción de shale gas permitirían revertir el panorama negativo en el mediano plazo
- 02** Electricidad: perspectivas de mayor convergencia de oferta y demanda a partir de 2018

01

Hidrocarburos: incentivos a la producción de no convencionales permitirían revertir el panorama negativo en el mediano plazo

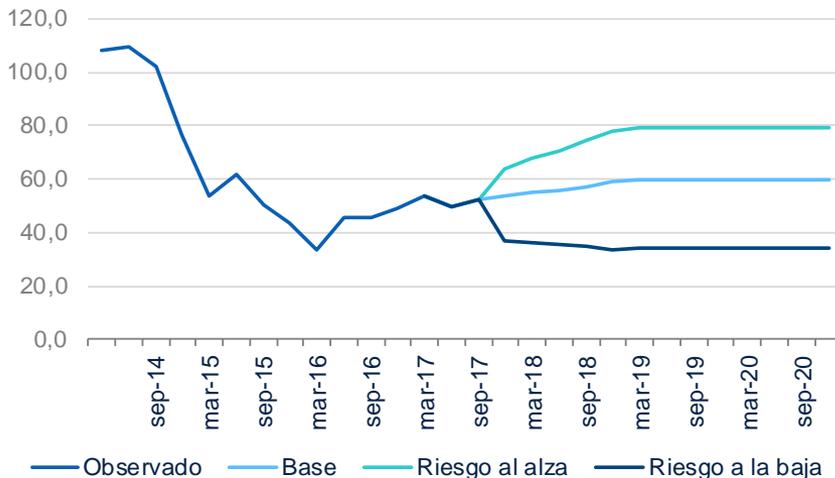
Hidrocarburos: la producción continuó declinando, pero las mayores inversiones en shale gas debido a los incentivos de precios y acuerdos laborales ofrecidos en Vaca Muerta revertirían la tendencia en el mediano plazo

- ◆ La tendencia decreciente en la producción de petróleo crudo se acentuó en el último bienio con lo que el mercado se abasteció con un moderado retroceso en el consumo interno y un desplome de las exportaciones. YPF y Pan American Energy continúan siendo los principales operadores de crudo y también en los principales productos del downstream.
- ◆ Pese al sostén de precios domésticos, también declinó la producción de gas natural aunque en menor medida que petróleo. Con un mercado interno en expansión el ajuste se hizo vía el sector externo.
- ◆ El mantenimiento de los precios del barril de petróleo por encima del precio internacional (barril criollo), que caduca a fin de 2017, no logró incentivar la producción de petróleo. En la práctica, el precio internacional convergió al local a fin de septiembre 2017 y a futuro debería regirse por reglas de mercado aunque el elevado market share de YPF le otorga un rol relevante en la formación de precios. Estimamos que el mercado internacional convergerá a un equilibrio entorno a USD 60/barril.
- ◆ Continuará el paulatino ajuste de precios y tarifas del gas natural, eliminando subsidios los consumidores a la vez que el Gobierno mantendrá los incentivos de precios a la producción adicional de gas natural no convencional, retirándolos en petróleo crudo. Acuerdo para mejoras en la productividad con empresarios y sindicalistas en shale oil y shale gas.
- ◆ Las inversiones en 1S2017 crecen apenas un 3% a/a muy por debajo de lo necesario para mejorar el balance tanto en petróleo crudo como en gas natural, no obstante en fuentes del sector se estima que a partir del año que viene se lanzaría un fuerte proceso inversor en no convencionales, que permitirá detener el deterioro de la balanza energética en el mediano plazo.

El cumplimiento del acuerdo de OPEP y la demanda mundial sostienen convergencia a un precio de USD 60 el barril

- ◆ El cumplimiento de las cuotas por parte de la OPEP y la extensión del acuerdo hasta marzo 2018 (y posiblemente más) reducen las presiones sobre la acumulación de inventarios. El efecto rezagado de menores inversiones de capital contribuye a la corrección de desequilibrios
- ◆ Pero los inventarios de la OECD se mantienen bien por encima de su promedio de 5 años (+ 206 millones) y los esfuerzos para estabilizar el Mercado continúan encontrando restricciones en el crecimiento de la producción de shale en USA y fuera del acuerdo de la OPEP

Pronóstico del Precio del Petróleo Crudo Brent (USD/Barril, promedio)

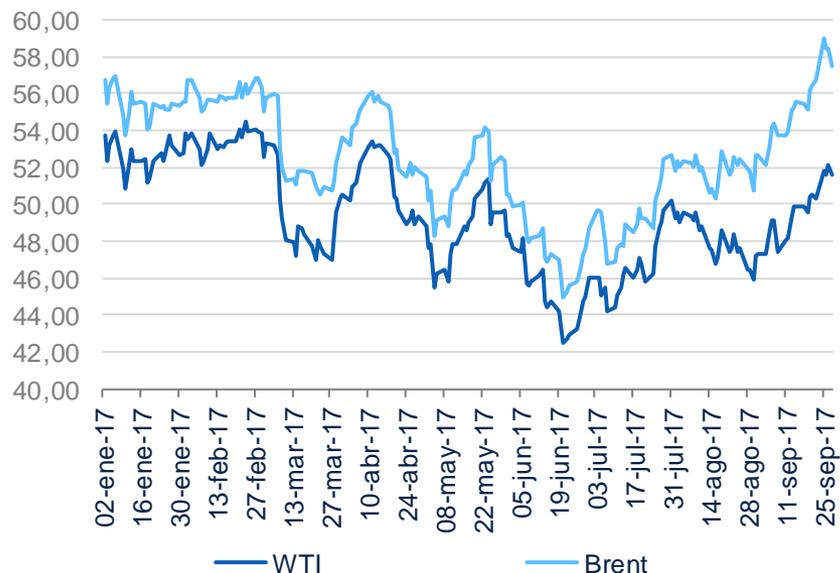


	Escenario Base (Junio)	Escenario Base (Septiembre)	Riesgo al alza	Riesgo a la baja
2015	52,8	52,8	52,8	52,8
2016	45,2	45,2	45,2	45,2
2017	51,7	52,1	57,9	44,1
2018	56,3	56,7	72,8	35,1
2019	59,6	59,6	79,3	34,1
2020	59,6	59,6	79,3	34,1

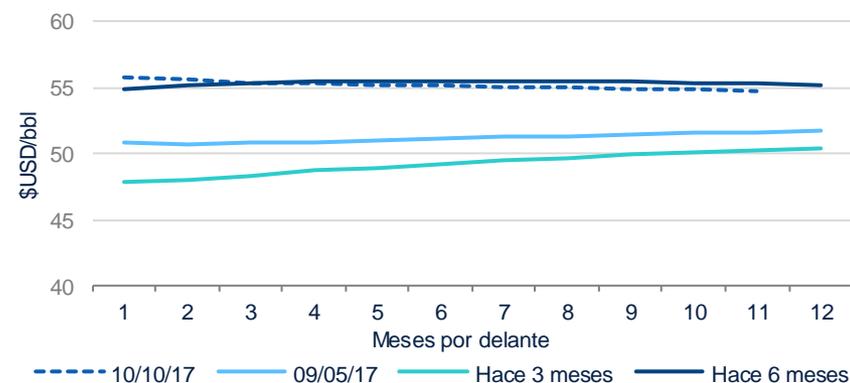
Ampliación de la brecha entre WTI y Brent

◆ Expansión de la brecha entre Brent / WTI generada por el aumento de la producción en los Estados Unidos y transitoriamente por las interrupciones en la capacidad de refinación causadas por el huracán Harvey en la costa del Golfo de los Estados Unidos.

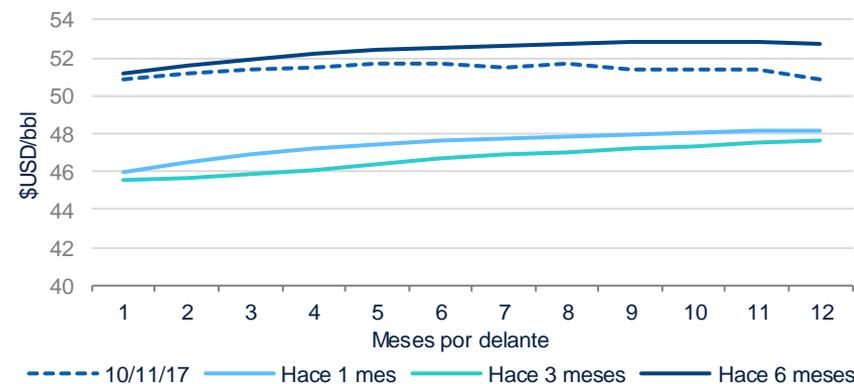
Precio Spot Petróleo Crudo (USD / barril)



Precio Futuro Petróleo Crudo Brent



Precio Futuro Petróleo Crudo WTI



Persiste la baja en la producción de petróleo crudo a mediano plazo

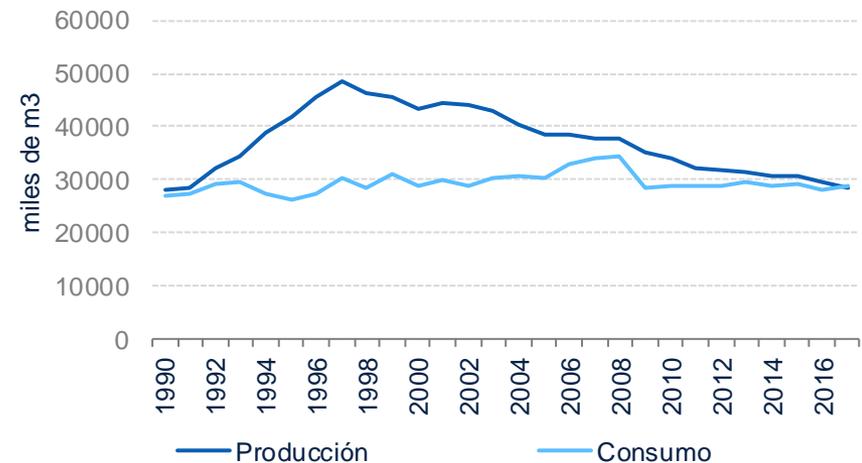
- ◆ La tendencia en la producción de petróleo crudo es francamente declinante en la presente década., agudizándose en el último bienio
- ◆ Las importaciones crecieron fuertemente en el período ya que a fines de la pasada década eran prácticamente inexistentes, pero aún siguen representando un papel marginal en el total del consumo aparente
- ◆ El consumo interno presenta una moderada caída en la última década, mientras que las exportaciones se desplomaron

Balance Petróleo Crudo

(Prom. Anual miles m3)

Variable	1990/1999	2000/2009	2010/2017e
Produccion	38.979	40.270	31.202
Importacion	605	500	471
Total oferta	39.584	40.770	31.673
Consumo Interno 1	28.437	30.845	28.905
Exportacion	11.147	9.926	2.768
Total demanda	39.584	40.770	31.673

Producción y Consumo Aparente Petróleo Crudo



1: Incluye Stock

Fuente: Research BBVA Francés sobre datos del Ministerio de Energía y elaboración propia.--

Fuerte caída en la extracción de petróleo crudo en la primera mitad de 2017

- ◆ El retroceso alcanzó al 8% a/a, que se suma a la caída del 3,9% a/a del año previo
- ◆ Las reducciones más importantes de producción se registraron en los primeros cinco productores que vieron disminuir su participación en el total extraído del 21,8% en el primer semestre del 2016 al 20,7% en igual período del corriente ejercicio

Extracción de Petróleo Crudo

Operador	miles m3			Variación %	
	2015	2016	E-J17	2016/15	E-J17/E-J16
YPF S.A.	13.178,1	13.293,8	6.185,1	0,9%	-5,7%
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	6.034,1	5.756,3	2.767,1	-4,6%	-4,1%
PLUSPETROL S.A.	2.024,1	1.865,8	828,5	-7,8%	-11,5%
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.	1.669,6	1.570,7	735,1	-5,9%	-6,4%
TECPETROL S.A.	1.071,2	894,7	332,7	-16,5%	-28,8%
Resto	6.920,6	6.326,2	2.836,4	-8,6%	-12,6%
TOTAL	30.897,6	29.707,6	13.684,8	-3,9%	-8,0%

Downstream: alzas en el consumo de derivados excepto fuel oíl y gas oíl (grado 2) de mayor uso en la industria y generadores eléctricos

Ventas de Aerokerosene (JET)

Empresas	miles m3			Variación %		Participación %		
	2015	2016	E-J17	2016	E-J17	2015	2016	E-J17
YPF S.A.	986	1002	503	1,6%	7,8%	59,2%	58,3%	56,2%
ESSO S.A.P.A.	377	392	201	4,0%	0,3%	22,7%	22,8%	22,5%
SHELL C.A.P.S.A.	302	325	190	7,5%	25,0%	18,1%	18,9%	21,3%
TOTAL	1665	1719	894	3,2%	9,1%	100,0%	100,0%	100,0%

Ventas de Fuel oíl

Empresas	miles toneladas			Variación %		Participación %		
	2015	2016	E-J17	2016	E-J17	2015	2016	E-J17
YPF S.A.	1374	1208	464	-12,0%	-30,9%	41,2%	41,1%	43,8%
SHELL C.A.P.S.A.	847	677	255	-20,0%	-29,0%	25,4%	23,1%	24,1%
ESSO S.A.P.A.	572	546	185	-4,5%	21,3%	17,2%	18,6%	17,5%
OIL COMBUSTIBLES S.A.	239	244	66	2,2%	-49,4%	7,2%	8,3%	6,2%
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	189	126	43	-33,0%	-39,1%	5,7%	4,3%	4,1%
Resto	112	134	46	19,4%	-44,5%	3,4%	4,6%	4,3%
TOTAL	3333	2937	1058	-11,9%	-33,9%	100,0%	100,0%	100,0%

Ventas de Gas oíl Grado 2 (Común)

Empresas	miles m3			Variación %		Participación %		
	2015	2016	E-J17	2016	E-J17	2015	2016	E-J17
ESSO S.A.P.A.	0	24618	27054	-	-	0,0%	92,5%	94,8%
Destilería Argentina de Petról	1816	2007	1490	10,5%	172,4%	100,0%	7,5%	5,2%
PBBPolisur S.A.	0	0	0	-	-	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	1816	26625	28544	1366,1%	1684,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Downstream: YPF mantiene el liderazgo en las ventas con una participación superior al 40% en todos los combustibles

Ventas de Nafta Grado 2 (Súper)

Empresas	miles m3			Variación %		Participación %		
	2015	2016	E-J17	2016	E-J17	2015	2016	E-J17
YPF S.A.	3392	3274	1645	-3,5%	-0,4%	55,1%	52,8%	52,8%
SHELL C.A.P.S.A.	1004	1115	576	11,1%	11,5%	16,3%	18,0%	18,5%
ESSO S.A.P.A.	955	1023	482	7,1%	-3,4%	15,5%	16,5%	15,5%
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	355	354	176	-0,2%	-0,3%	5,8%	5,7%	5,6%
OIL COMBUSTIBLES S.A.	257	216	116	-15,9%	5,5%	4,2%	3,5%	3,7%
Resto	196	217	119	10,3%	10,6%	3,2%	3,5%	3,8%
TOTAL	6159	6198	3114	0,6%	1,7%	100,0%	100,0%	100,0%

Ventas de Nafta Grado 3 (Ultra)

Empresas	miles m3			Variación %		Participación %		
	2015	2016	E-J17	2016	E-J17	2015	2016	E-J17
YPF S.A.	1461	1477	837	1,1%	17,0%	62,0%	60,7%	61,2%
SHELL C.A.P.S.A.	505	557	319	10,2%	24,8%	21,4%	22,9%	23,3%
ESSO S.A.P.A.	241	251	132	4,1%	8,1%	10,2%	10,3%	9,7%
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	92	93	48	0,7%	3,3%	3,9%	3,8%	3,5%
OIL COMBUSTIBLES S.A.	44	40	22	-7,9%	10,0%	1,9%	1,7%	1,6%
Resto	12	14	8	16,4%	17,8%	0,5%	0,6%	0,6%
TOTAL	2356	2432	1367	3,3%	17,1%	100,0%	100,0%	100,0%

La producción de gas aún no sube al ritmo del aumento de demanda pese al moderado crecimiento de extracción registrado desde 2014

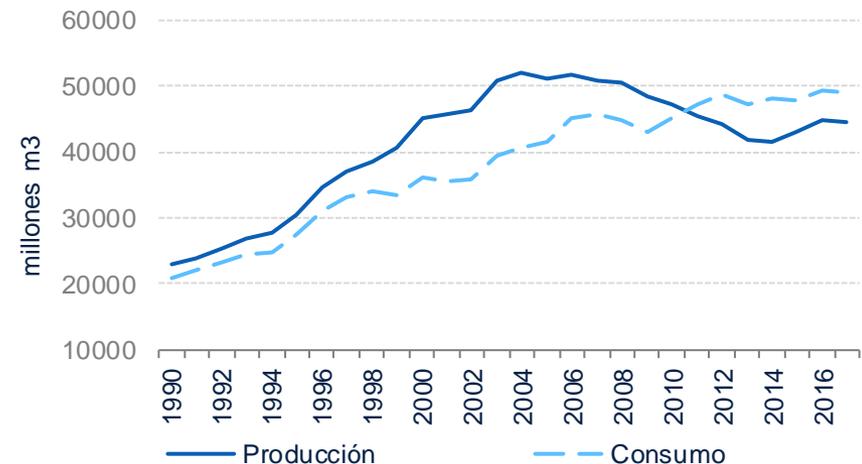
- ◆ La tendencia en la extracción de gas natural mantiene un desempeño declinante en la presente década, pese a los esfuerzos de inversión de los últimos años, en particular de YPF
- ◆ Con un mercado interno en expansión el ajuste se realizó vía el sector externo, con importaciones crecientes, tanto de gas natural de Bolivia como del GLP de diferentes orígenes, como así también con la casi desaparición de las exportaciones
- ◆ Comparado con el petróleo crudo, el abastecimiento de gas natural muestra una mayor dependencia de fuentes externas ya que si bien la producción cae menos, el consumo muestra mayor ritmo de expansión que petróleo

Balance Gas Natural

(Prom. Anual mill. m³)

Variable	1990/1999	2000/2009	2010/2017e
Produccion	30.831	49.320	44.052
Importacion 1/	1.873	706	9.887
Total oferta	32.704	50.026	53.939
Gas aventado	2.444	813	994
Consumo yacimiento	2.194	4.138	5.043
Consumo Merc. Interno 2/	27.482	40.801	47.823
Exportacion 1/	585	4.274	78
Total demanda	32.704	50.026	53.939

Producción y Consumo Aparente Gas Natural



Tras el fuerte repunte del año pasado, la extracción de gas natural retrocede un 0,9% a/a en el primer semestre 2017

- ◆ El retroceso se registra pese al aumento de producción de YPF y Tecpetrol, ya que el resto de las firmas muestran un comportamiento negativo
- ◆ Los cinco principales operadores muestran en conjunto una caída superior al resto de las firmas, ya que su participación disminuyó del 20,7% en el primer semestre de 2016 a 19,9% en el corriente ejercicio

Extracción de Gas Natural

Operador	millones de m3			Variación %		
	2015	2016	E-J17	2016/15	E-J17/E-J16	E-J16
YPF S.A.	13.058,7	14.048,9	7.588,0	7,6%	11,8%	6.788,8
TOTAL AUSTRAL S.A.	11.138,1	12.187,8	5.793,7	9,4%	-2,7%	5.954,4
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA)	5.521,9	5.672,0	2.751,5	2,7%	-4,8%	2.889,1
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	2.658,6	2.559,6	807,6	-3,7%	-41,0%	1.369,0
TECPETROL SA	1.289,2	1.295,0	710,2	0,5%	10,5%	642,8
Resto	9.239,0	9.224,5	4.380,2	-0,2%	-4,7%	4.594,6
TOTAL	42.905,5	44.987,8	22.031,2	4,9%	-0,9%	22.238,6

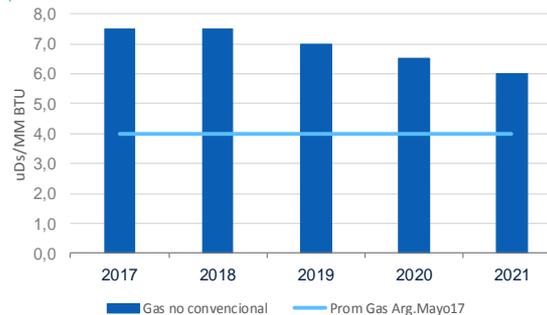
Las principales acciones del Gobierno en el segmento del upstream

- ◆ El Gobierno adoptó una política de convergencia entre el precio local y el internacional de referencia que finaliza 31/12/17, lo que provocó inicialmente un impacto negativo sobre los niveles de inversión en petróleo crudo
- ◆ En cambio, con relación al gas natural se mantiene la política de incentivos a la producción de recursos no convencionales, con un precio para el 2018 de USD 7,5 por millón de BTU bajando paulatinamente a razón de uDs 0,50 hasta el 2021 para alcanzar USD 5/M BTU
- ◆ Se celebraron acuerdos tendientes a lograr una mayor flexibilización laboral a principios de año para incentivar las inversiones en Vaca Muerta

Convergencia del precio del petróleo crudo



Incentivos al gas natural no convencional vía precios

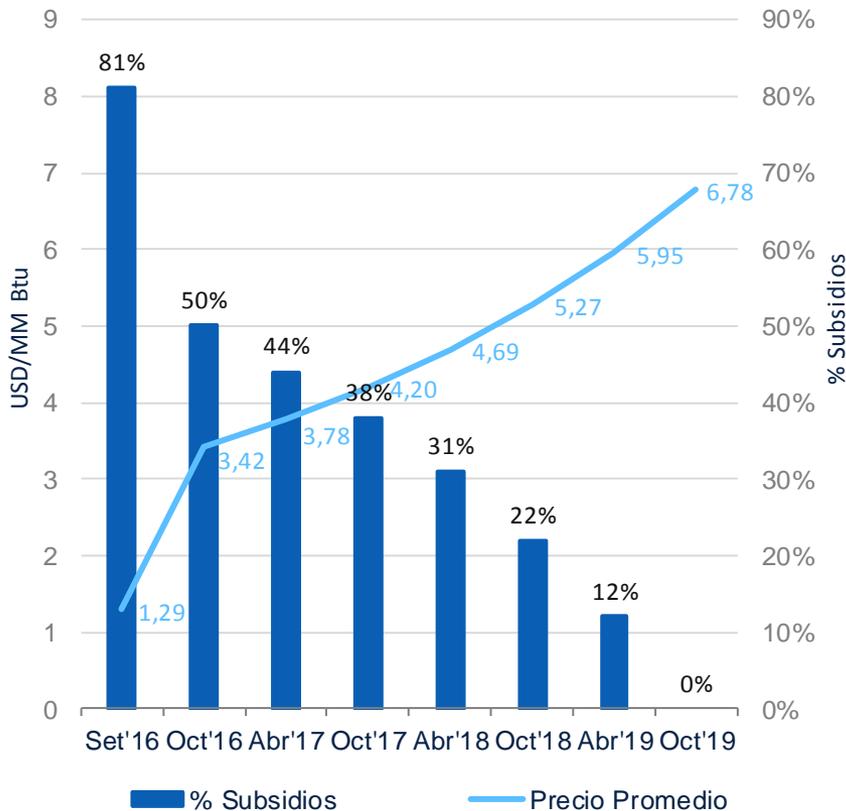


Reforma laboral

Se alcanzó un acuerdo con sindicatos y empresarios para abaratar costos y fomentar inversiones en *shale gas* y *oil*. Aún faltan detalles

Gas natural: como se fijó en audiencia pública el año pasado continúa el paulatino ajuste de precios al consumidor y baja de subsidios

Evolución del Gas en Boca de Pozo al Consumidor y Nivel de subsidios

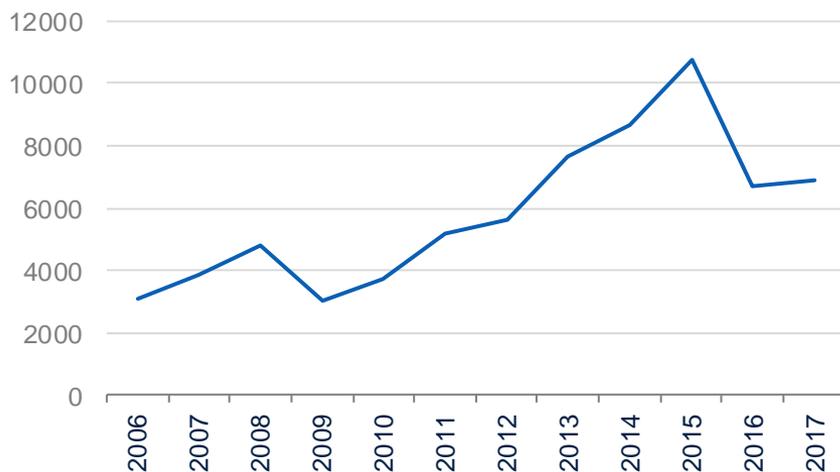


- ◆ El esquema establecido para un gas PIST de USD 6,72 por millón de BTU prevé eliminar totalmente los subsidios a consumidores hacia 2019, a excepción de Patagonia, Malargüe (provincia de Mendoza) y algunos municipios de la Puna cuya eliminación se posterga hacia octubre de 2022
- ◆ La cotización corresponde al precio promedio ponderado entre las distintas categorías de consumidores, en tanto se mantiene la tarifa social para atender a los sectores más carenciados

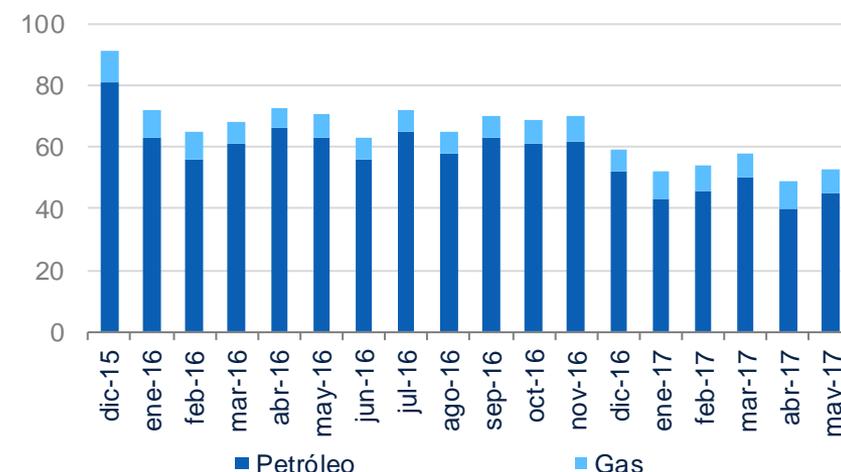
Leve aumento de la inversión en 2017 pero lejos de lo necesario

- ◆ Las empresas petroleras presentan anualmente sus planes de inversión con carácter de declaración jurada
- ◆ Sólo se han mantenido los incentivos para el caso del gas natural lo que ha impactado negativamente en las inversiones petroleras. Los equipos de perforación de petróleo se han reducido fuertemente en los dos últimos años, mientras que los destinados al gas natural se han mantenido prácticamente estancados
- ◆ Para 2017, las inversiones previstas aumentan un 3% a/a, pero se encuentran un 36,2% por debajo de las registradas en 2015

Inversiones realizadas y previstas (Millones USD)



Cantidad de Equipos de perforación



Lo más preocupante es la baja inversión en Exploración que compromete la extracción futura...

- ◆ Aumenta la participación de no convencionales en el total invertido en la medida que más empresas se radican en Vaca Muerta
- ◆ YPF y Pan American Energy representan más del 60% del total de las inversiones previstas para 2017

Plan de acción e Inversiones

(Millones USD)

	Realizada 2015			Realizada 2016			Prevista 2017		
	Exploración	Explotación	Total	Exploración	Explotación	Total	Exploración	Explotación	Total
Convencional	452,4	6890,1	7342,5	378,8	3437,8	3816,6	207,7	3545,8	3753,5
No Convencional	567,4	2865,1	3432,5	168,1	2711,6	2879,7	144,8	2971,4	3116,2
Total	1019,8	9755,2	10775,0	546,9	6149,4	6696,3	352,5	6517,2	6869,7

Inversiones Previstas 2017

Empresa	millones de USD			Total
	Exploración	Exp. Complementaria	Explotación	
YPF S.A.	15,7	13,9	3059,7	3089,3
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	0,0	54,2	1051,1	1105,4
TOTAL AUSTRAL S.A.	9,1	0,0	618,7	627,8
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	5,0	0,0	303,6	308,6
PLUSPETROL S.A.	0,2	18,3	185,2	203,7
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	31,1	3,3	150,0	184,5
TECPETROL S.A.	31,8	1,9	105,0	138,8
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION	0,0	0,0	124,9	124,9
Resto	139,0	28,9	919,0	1086,9
Total general	232,0	120,5	6517,3	6869,8

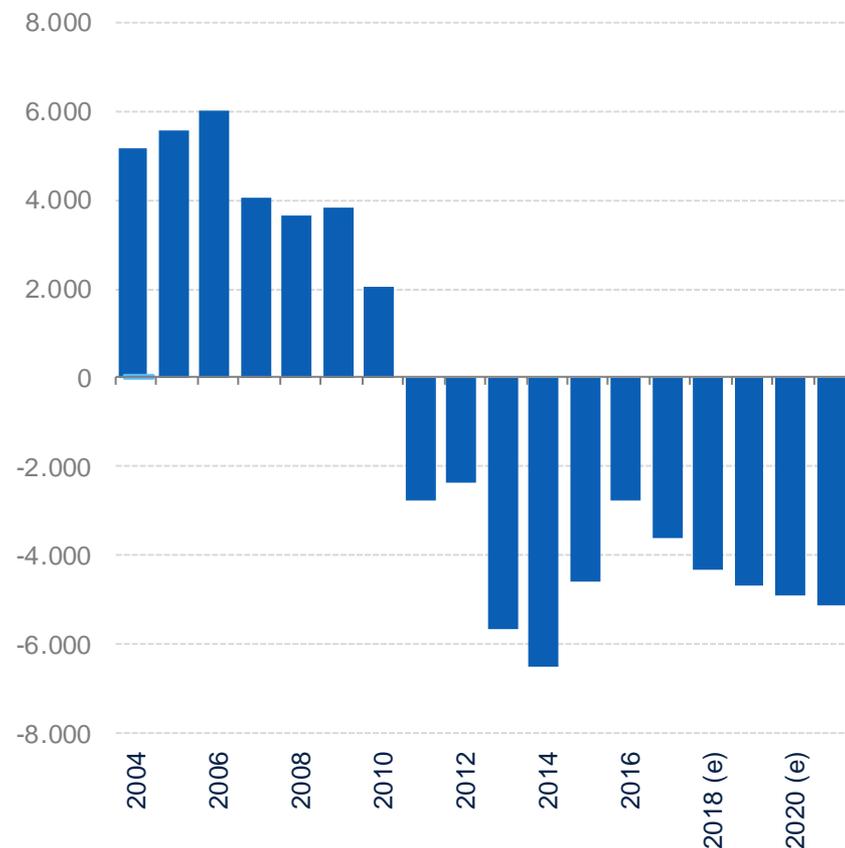
... no obstante debe tenerse en cuenta que en el sector hidrocarburífero existe un intenso intercambio de áreas

- ◆ Distintas compañías se encuentran adquiriendo áreas para posicionarse para encarar proyectos de inversión en el área de Vaca Muerta para la explotación de recursos no convencionales. Las mejoras tecnológicas han permitido reducir significativamente los costos de extracción en pozos no convencionales haciéndolos rentables a precios menores de los hidrocarburos.
- ◆ En fuentes del mercado está instalada la idea del inicio de un fuerte proceso de inversión en la extracción de recursos no convencionales, en particular gas, que comenzaría a gestarse en 2018 y 2019
- ◆ El proceso inversor en el sector hidrocarburífero es de largo aliento y no podemos esperar ver resultados inmediatos pese a las señales alentadoras enviadas por el Gobierno tanto en materia de precios como de acuerdos para reducir costos laborales en no convencionales
- ◆ En este sentido, el Gobierno Nacional en su Proyecto de Presupuesto Nacional para 2018 incrementó las partidas destinadas a los subsidios a la producción de no convencional que como vimos fija el precio en uDs 7,5 por millón de BTU, previendo el ambicioso objetivo de incrementar en un 6% la producción de gas natural en 2018 con el objetivo de reducir fuertemente las importaciones de GLP
- ◆ Complementariamente, es necesario desarrollar la infraestructura de transporte y logística en la zona de Vaca Muerta ya que estos costos inciden fuertemente en la rentabilidad potencial de las inversiones

Mejoramiento temporario del balance comercial energético

- ◆ El amesetamiento del consumo como consecuencia de los ajustes tarifarios y las condiciones climáticas más favorables, junto con la caída del precio del petróleo, explican este comportamiento en los años 2016 y 2017
- ◆ Preveemos un paulatino deterioro de la balanza energética en el próximo quinquenio pero sin alcanzar niveles muy preocupantes antes que maduren las inversiones en la formación Vaca Muerta

Balance Comercial Energético



02

**Electricidad: perspectivas de mayor
convergencia entre oferta y demanda a
partir de 2018**

Electricidad: perspectivas de mayor convergencia entre demanda y oferta con creciente participación de renovables

- ◆ La demanda eléctrica retrocedió 1,9% a/a en los primeros siete meses del año, impulsados por el repliegue del 4,5% a/a en el sector residencial afectado por el impacto de los nuevos cuadros tarifarios y las condiciones climáticas más benignas en el Gran Buenos Aires. La generación eléctrica en igual período disminuyó un 1,2% a/a, pero esperamos que se recupere por la mejora esperada en la actividad económica cerrando el año con una baja del 0,5% a/a
- ◆ El precio monómico de la energía aumentó un 7,8% a/a en los primeros siete meses del año, claramente por debajo de la inflación, al contarse con un mayor uso de gas natural como combustible en las centrales lo cual significó una baja en los sobrecostos que generan el uso de combustibles líquidos
- ◆ Estimamos que la demanda eléctrica volverá a la senda de crecimiento en 2018 bajo los supuestos de condiciones climáticas promedio y un menor impacto de las subas de las tarifas. Considerando una elasticidad promedio del período 2002-2008, cuando aún no afectaba plenamente el atraso tarifario y un crecimiento de la actividad económica del 3,0% a/a, la demanda eléctrica se expandiría en un 2,0% a/a
- ◆ A las necesidades de potencia que surgen del crecimiento anual en torno al 2% deben adicionarse alrededor de 10.000 MW para que el sistema funcione sin sobresaltos en los momentos de picos de demanda. En ese sentido el Gobierno ha adjudicado o está en vía de hacerlo durante 2016 y el corriente año, 8.745 MW de potencia que permitirían ir cerrando la brecha existente. La entrada en marcha de los distintos tipos de centrales se hará paulatinamente de acuerdo al tipo y a la fecha de inicio de las mismas, con un horizonte que se extendería hasta el 2020 aproximadamente

La demanda eléctrica cayó un 1,9% a/a en los primeros 7 meses 2017

- ◆ La mayor caída se produjo en el sector residencial con un -4,5% a/a, seguida por el Comercial con apenas el 0,5% a/a. Los factores que explican este comportamiento son las mayores tarifas vigentes como así también los mayores niveles de temperatura promedio en el zona del Gran Buenos Aires
- ◆ Por su parte, la demanda en el sector Industrial y Comercial Grande creció un 0,9% a/a, como consecuencia de la recuperación industrial de los últimos meses

Demanda de Energía Eléctrica

Período Enero/Julio

	Prom. Mensual 2013		Prom. Mensual 2014		Prom. Mensual 2015		Prom. Mensual 2016		Prom. Mensual 2017	
	GWh	Part %								
Residencial	4.110.004	40,1%	4.361.838	41,3%	4.684.927	42,3%	4.997.073	43,8%	4.771.105	42,6%
Comercial	2.943.839	28,7%	2.974.072	28,2%	3.128.925	28,2%	3.262.863	28,6%	3.248.074	29,0%
Industria/Com Grande	3.200.625	31,2%	3.219.553	30,5%	3.268.385	29,5%	3.156.286	27,6%	3.184.891	28,4%
TOTAL	10.254.468	100,0%	10.555.464	100,0%	11.082.236	100,0%	11.416.221	100,0%	11.204.070	100,0%

Retrocede la generación eléctrica en 2017

- ◆ La generación eléctrica promedio de los primeros siete meses del año muestra una merma del 1,2% a/a. La generación térmica en el período crece en su participación a expensas de la nuclear debido la salida de la central de Embalse por problemas de mantenimiento
- ◆ Los niveles de hidráulicidad disminuyeron en los últimos dos meses, si bien en el año sube ligeramente la participación de esta fuente de energía

Generación de Energía Eléctrica

Período Enero/Julio

	Prom. Mensual 2013		Prom. Mensual 2014		Prom. Mensual 2015		Prom. Mensual 2016		Prom. Mensual 2017	
	GWh	Part %								
Térmica	6.997.626	66,0%	7.174.736	66,0%	7.672.226	67,3%	7.691.914	66,1%	7.834.905	68,1%
Hidráulica	2.952.039	27,8%	3.068.783	28,2%	2.994.836	26,3%	3.053.180	26,2%	3.071.476	26,7%
Nuclear	503.683	4,8%	458.463	4,2%	532.804	4,7%	678.193	5,8%	387.226	3,4%
Renovable	147.725	1,4%	177.025	1,6%	192.812	1,7%	218.195	1,9%	207.674	1,8%
TOTAL	10.601.072	100,0%	10.879.007	100,0%	11.392.677	100,0%	11.641.482	100,0%	11.501.281	100,0%

Mayor uso de gas natural en las usinas

- ◆ Puede apreciarse una mayor disponibilidad de gas natural en las usinas térmica, como así también un mayor aprovechamiento del carbón mineral

Consumo de Combustibles

Período Enero/Julio

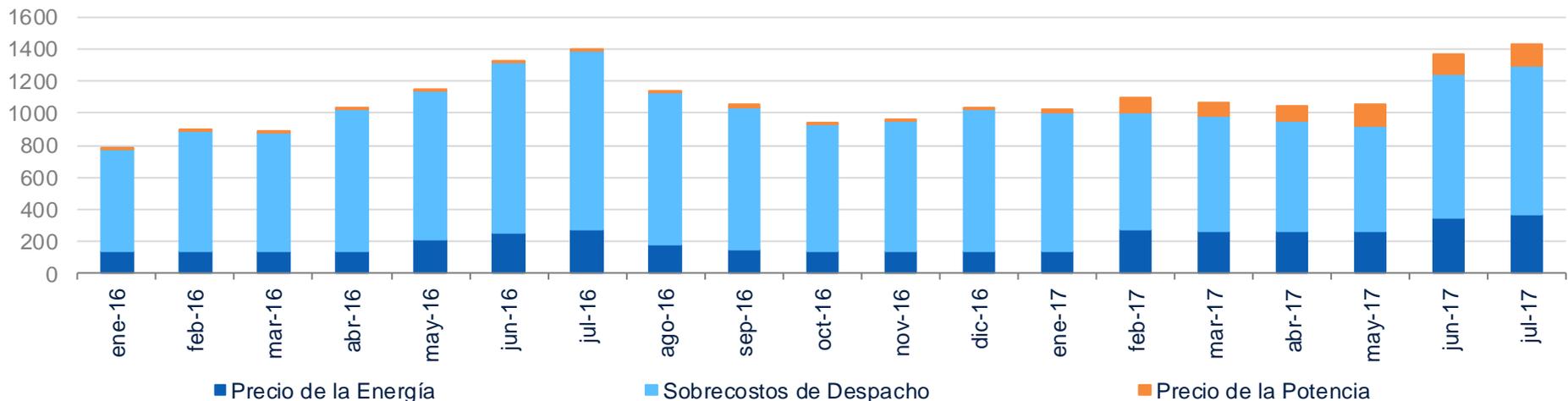
	Prom. Mensual 2013		Prom. Mensual 2014		Prom. Mensual 2015		Prom. Mensual 2016		Prom. Mensual 2017	
	GWh	Var %	GWh	Var %	GWh	Var %	GWh	Var %	GWh	Var %
GAS NATURAL	1.159.498	-	1.180.769	1,8%	1.313.828	11,3%	1.261.527	-4,0%	1.457.356	15,5%
FUEL OIL	168.834	-	240.283	42,3%	270.034	12,4%	248.337	-8,0%	156.667	-36,9%
GAS OIL	248.892	-	203.854	-18,1%	235.248	15,4%	277.974	18,2%	163.858	-41,1%
CARBÓN MINERA	80.865	-	88.591	9,6%	81.717	-7,8%	47.945	-41,3%	67.200	40,2%
BIODIESEL	152	-	53	-65,1%	0	-100,0%	28	-	0	-100,0%

El precio de la energía sube por debajo de la inflación

- ◆ El precio monómico de la energía en los primeros siete meses del año se incrementó en un 7,8% a/a, claramente por debajo de los niveles de inflación
- ◆ Si bien en el período las autoridades nacionales decidieron incrementar la remuneración por energía y por potencia, los Sobrecostos transitorios de despacho se redujeron ante la mayor disponibilidad de gas natural que permitió la sustitución de combustibles alternativos de costo relativo más elevado

Precio monómico de la Energía

\$/MWh

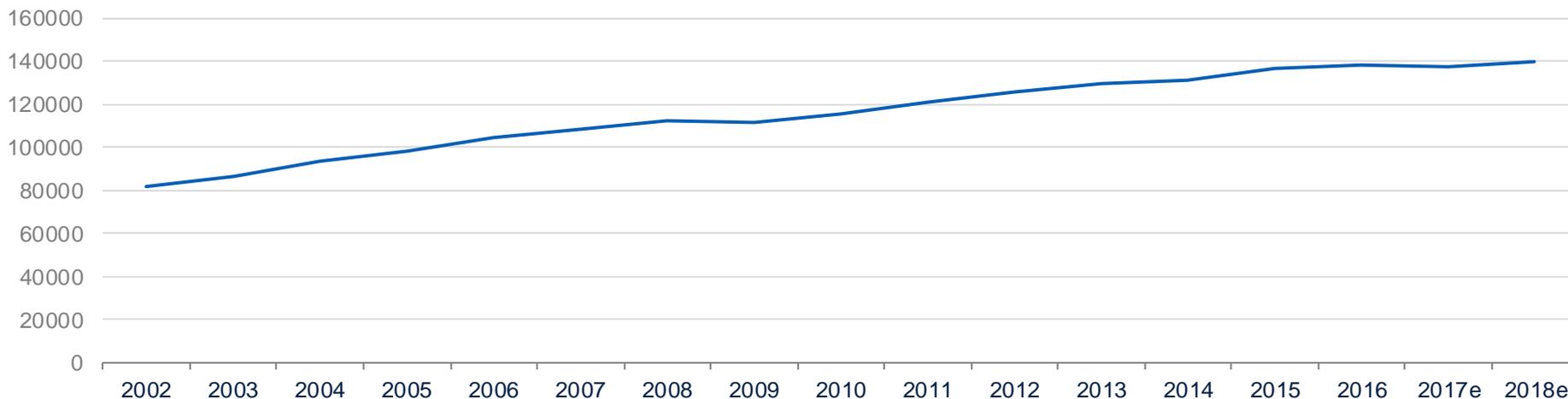


Luego de un 2017 declinante esperamos recuperación de la demanda eléctrica en 2018 ...

- ◆ En 2017, prevemos una caída del 0,5% a/a en la demanda de electricidad, algo menos de la registrada en los primeros siete meses, ya que esperamos que se afiance la recuperación de la actividad económica
- ◆ Hacia fin de año se producirá un nuevo ajuste de tarifas del 34% aunque resta conocer exactamente en qué mes ocurrirá
- ◆ La demanda de energía eléctrica crecería en 2018 un 2,0% a/a, considerando una elasticidad ingreso similar a la vigente 2002-2008 (0,66) cuando el atraso tarifario no era significativo, con factores climáticos promedio y con aumentos tarifarios de menor magnitud que en 2016 y 2017 (se prevén 2 aumentos de 17% en el año)

Evolución de la Demanda de Energía eléctrica

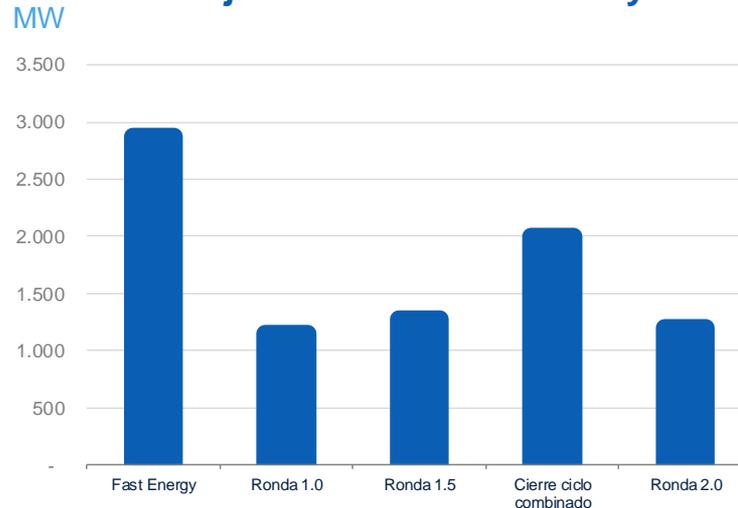
MWh



... a ello debería agregarse un faltante de potencia de alrededor de 10.000 MW para que el sistema funcione sin complicaciones

- ◆ Al incremento a consecuencia del crecimiento de la demanda eléctrica se deben adicionar las necesidades de inversión para evitar que el sistema tenga que recurrir a cortes en momentos de alta demanda que se estiman en alrededor de 10.000 MW de potencia
- ◆ Las inversiones adjudicadas en 2016 y 2017, o bien por adjudicar en 2017, suman 8745 MW de potencia en línea con los objetivos del Gobierno de cerrar esta brecha
- ◆ La puesta en marcha de los distintos tipos de centrales se hará paulatinamente con un horizonte que se extendería hasta el 2020 aproximadamente

Potencia adjudicada durante 2016 y 2017



Fuente: Research BBVA Francés sobre datos de fuentes periódicas.-

Las inversiones en el sector de generación requerirán inversiones complementarias en transporte y distribución

- ◆ Si bien no se ha definido aún un nuevo claro marco regulatorio para el sector (por ejemplo el rol de CAMMESA), el cronograma de aumento de tarifas y los incentivos fiscales para energías renovables han estimulado un importante proceso inversor en la generación eléctrica, tanto en centrales térmicas de ciclo combinado, “fast energy” y energía eólica y solar. En este nuevo marco, se ha autorizado a las generadoras a vender directamente a demandantes privados no sólo a CAMMESA
- ◆ De todos modos, esta expansión en la capacidad de generación, requerirá eventualmente una importante expansión en los nodos de conexión y en la capacidad de transmisión de líneas de alta tensión. Se estima que la red de distribución se necesitarán inversiones por alrededor de USD 1000 millones.
- ◆ La financiación de las inversiones en generación ha recaído básicamente en las corporaciones a cargo del proyecto (frecuentemente vía la emisión de obligaciones negociables en el mercado internacional) en lugar de financiarse el proyecto en sí. Esto podría convertirse en un limitante a futuro por el rápido aumento del endeudamiento por lo que habría que desarrollar métodos alternativo como el de project finance donde una de las claves para lograr financiamiento a 15 años para inversiones en Argentina son las garantías y fondos de organismos multilaterales.

AVISO LEGAL

El presente documento, elaborado por el Departamento de BBVA Research, tiene carácter divulgativo y contiene datos, opiniones o estimaciones referidas a la fecha del mismo, de elaboración propia o procedentes o basadas en fuentes que consideramos fiables, sin que hayan sido objeto de verificación independiente por BBVA. BBVA, por tanto, no ofrece garantía, expresa o implícita, en cuanto a su precisión, integridad o corrección.

Las estimaciones que este documento puede contener han sido realizadas conforme a metodologías generalmente aceptadas y deben tomarse como tales, es decir, como previsiones o proyecciones. La evolución histórica de las variables económicas (positiva o negativa) no garantiza una evolución equivalente en el futuro.

El contenido de este documento está sujeto a cambios sin previo aviso en función, por ejemplo, del contexto económico o las fluctuaciones del mercado. BBVA no asume compromiso alguno de actualizar dicho contenido o comunicar esos cambios.

BBVA no asume responsabilidad alguna por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera resultar del uso de este documento o de su contenido.

Ni el presente documento, ni su contenido, constituyen una oferta, invitación o solicitud para adquirir, desinvertir u obtener interés alguno en activos o instrumentos financieros, ni pueden servir de base para ningún contrato, compromiso o decisión de ningún tipo.

Especialmente en lo que se refiere a la inversión en activos financieros que pudieran estar relacionados con las variables económicas que este documento puede desarrollar, los lectores deben ser conscientes de que en ningún caso deben tomar este documento como base para tomar sus decisiones de inversión y que las personas o entidades que potencialmente les puedan ofrecer productos de inversión serán las obligadas legalmente a proporcionarles toda la información que necesiten para esta toma de decisión.

El contenido del presente documento está protegido por la legislación de propiedad intelectual. Queda expresamente prohibida su reproducción, transformación, distribución, comunicación pública, puesta a disposición, extracción, reutilización, reenvío o la utilización de cualquier naturaleza, por cualquier medio o procedimiento, salvo en los casos en que esté legalmente permitido o sea autorizado expresamente por BBVA.

Argentina

Situación Energética

Buenos Aires, Octubre 2017