



INFORME DE COYUNTURA ENERGÉTICA

FEBRERO 2019

Juan Bautista Alberdi 431 (B1636FNG) Olivos, Buenos Aires, Argentina
Tel. +54 11 4897 7118 / 7131
Mail: info@energyconsilium.com
www.energyconsilium.com

Aviso Legal:

«El presente informe, elaborado por **ENERGY CONSILIUM**, así como los modelos, proyecciones, fórmulas y aplicaciones desarrolladas, son confidenciales y no podrán ser transferidos a terceros o divulgados sin la autorización expresa y por escrito de **ENERGY CONSILIUM**. El Cliente solo podrá utilizar este informe para fines propios.

Las proyecciones y opiniones de **ENERGY CONSILIUM** volcadas en este informe están basadas en información disponible sobre la materia objeto del presente, sin que ello implique garantizar la exactitud de tal información ni de las proyecciones y conclusiones alcanzadas a partir de ella. **ENERGY CONSILIUM** no será responsable en ningún caso por las acciones que el Cliente y/o terceros tomen en función del contenido de este informe.»

CONTENIDO

Índice

- Carta de presentación de **energy** CONSILIUM p.2
- Nuestro Informe de Coyuntura Energética p.3
- Tema del mes: *Ley de Presupuesto del Sector Público Nacional 2019 y sus implicancias para el sector energético nacional* p.4
- *Transición energética: La transición energética focalizada en el acceso a la energía y la mitigación del cambio climático es el principal desafío de nuestra generación* p.17
- *Escenario internacional: Anualmente los subsidios a los combustibles fósiles insumen a nivel mundial más de US\$300.000 millones*..... p.19
- *Escenario regional: En los países de LATAM persisten desafíos estructurales para enfrentar la reducción de los subsidios a los combustibles fósiles*..... p.20
- *Escenario local: Argentina inició en 2016 un marcado proceso de normalización de mercados y focalización de subsidios en quienes más lo necesitan*..... p.21
- *Temas principales para seguir en el corto plazo*..... p.22
- *Análisis de una norma relevante del mes: Consultas Públicas sobre Concurso de Precios del gas natural y su traslado a tarifas*..... p.23
- *Síntesis regulatoria: Resumen de las principales normas (Leyes, Decretos y Resoluciones)* p.25

INTRODUCCIÓN

Carta de Presentación de **energy**CONSILIUM

- La disponibilidad y el acceso a la energía son elementos críticos para el desarrollo humano y, como tales, importantes para el progreso individual y el de la sociedad en su conjunto. De hecho, existe un alto nivel de correlación entre el Índice de Desarrollo Humano (combinación de indicadores de logros educativos, expectativa de vida e ingreso poblacional) y el consumo de energía per cápita de una sociedad.
- En Argentina, aun contando con recursos energéticos abundantes y ubicados en una geografía amplia y diversa, el peso relativo del gasto energético tanto a nivel familiar como a nivel del Estado Nacional (contabilizando tanto el gasto en subsidios como aquellos gastos asociados a sus externalidades negativas) es alto, debido a que no hemos logrado articular su desarrollo sostenible y evitar que esté sometido a los vaivenes de la política.
- Desde la Primera Revolución Industrial ha habido un incremento exponencial de la utilización de combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas, generando un constante aumento de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) y el consecuente aumento de la temperatura del planeta, situación ésta que, de no controlarse, provocaría consecuencias indeseadas para la humanidad.
- En consecuencia, las sociedades enfrentan un triple desafío: a) asegurar el acceso a la energía para propender al desarrollo económico y a la reducción de la pobreza, b) satisfacer las crecientes necesidades de energía de una población creciente y cada vez más demandante de oportunidades para poder desarrollar sus capacidades, y c) limitar los impactos de la producción, transformación y consumo de energía en el cambio climático, a través de la reducción de GEI.
- Al considerar los recursos energéticos existentes, características tales como su disponibilidad, su potencial, su densidad, el factor de capacidad o los mecanismos de mitigación, deben ser evaluadas en detalle para optimizar su uso intergeneracional.
- Asimismo, los ingresos que los distintos actores en la cadena de provisión de energía obtengan durante el ciclo de vida de sus activos deberían ser suficientes para: (i) repagar el capital invertido, ya sea propio o de terceros (incluyendo el interés que dicho capital hubiera obtenido durante el período de operación de los activos), más los costos de operación, mantenimiento y el de los insumos, incluyendo el combustible, y (ii) permitir una retribución justa y razonable por el riesgo empresarial asumido bajo un entorno competitivo.
- En **energy**CONSILIUM creemos que los mercados competitivos son el mecanismo más adecuado para asegurar el acceso a una energía asequible y moderna de manera confiable y sostenible, reduciendo los costos de provisión de energía y asegurando eficiencia en los procesos de producción, transporte, almacenamiento, comercialización y consumo de la misma.
- Estamos convencidos de que estos son temas de interés para los inversores, para los consumidores y para las autoridades que tienen la responsabilidad de implementar políticas públicas; ya que de la producción económica de los recursos energéticos depende la rentabilidad de los primeros y la optimización del gasto asociado de los segundos y, ambas, se ven afectadas por las decisiones regulatorias de las autoridades correspondientes.
- Es allí donde consideramos que **energy**CONSILIUM puede aportar su contribución a la sociedad, mediante el análisis y desarrollo de políticas públicas que permitan la optimización de los recursos con que cuenta nuestro país y la región; y a sus clientes, identificando oportunidades que les permitan mejorar su competitividad y asegurar la rentabilidad y sostenibilidad de los proyectos que encaren.
- En el convencimiento de que “la meta es el camino”, con ese espíritu encaramos este desafío y los invitamos a compartirlo y emprenderlo juntos. Para conocerlos un poco más, les proponemos visitar nuestro sitio web, www.energyconsilium.com.

INTRODUCCIÓN

Nuestro Informe de Coyuntura Energética

- Como parte de nuestro rol de “think tank” energético, elaboraremos Informes mensuales de Coyuntura Energética sobre la situación del mercado energético argentino, regional e internacional. Los mismos estarán dedicados a cubrir los temas más relevantes del sector agrupados en tres áreas relevantes del mismo, a saber:
 - *Upstream, Midstream y Downstream* de petróleo,
 - *Upstream, Midstream y Downstream* de gas natural,
 - Energía eléctrica, Energías renovables y Eficiencia energética.
- Independientemente de una cobertura general de estas tres áreas, cada mes se desarrollará con mayor profundidad un tema determinado de alguna de ellas a nivel local, regional e internacional según corresponda. Este tipo de tratamiento cubrirá cada una de las áreas mencionadas con una frecuencia trimestral. Para su seguimiento, se emplearán indicadores, gráficos y análisis específicos desarrollados por **ENERGY CONSILIUM** a fines de abordar cada tema que se presente.
- El Informe de Coyuntura Energética se estructura de la siguiente manera:
 - Desarrollo del **Tema del mes**,
 - Análisis de **ENERGY CONSILIUM** sobre la situación de la transición energética,
 - Evolución del sector energético local, regional e internacional,
 - Temas energéticos relevantes en el futuro próximo, y
 - Síntesis de las principales normas, a criterio de **ENERGY CONSILIUM**, sobre regulación energética publicadas en el Boletín Oficial de la República Argentina (BORA) durante el mes anterior, agrupadas por cada área relevante. Asimismo, se informarán novedades regulatorias del ámbito provincial cuando tengan relevancia para el sector energético del país.
- Para esta primera edición del Informe de Coyuntura Energética, hemos elegido como **Tema del mes** a:

***“Ley de Presupuesto del Sector Público Nacional 2019
y sus implicancias para el sector energético nacional”***
- Este primer informe se distribuye en forma gratuita a Empresas, Organizaciones, Cámaras empresariales y profesionales que desempeñan sus actividades dentro del ámbito de la Energía o a quienes tengan alguna vinculación o interés en el mismo para que su contenido y tipo de abordaje de las diferentes temáticas del sector pueda ser analizado y evaluado apropiadamente.
- A partir de la publicación del Informe de Coyuntura Energética de Marzo de 2019, ofreceremos tres tipos de servicio de suscripción al mismo:
 - **Básico:** Será una suscripción anual que consistirá en el envío del Informe de Coyuntura Energética mensual y el libre acceso a la base de datos de **ENERGY CONSILIUM** en desarrollo.
 - **Premium:** Incluirá el servicio Básico más una presentación trimestral de dos horas de duración de uno de nuestros directores y cuatro horas de consultoría al mes, a requerimiento del cliente.
 - **Platinum:** Abarcará el servicio Básico más una presentación/discusión trimestral de tres horas de duración de dos de nuestros directores y nueve horas de consultoría al mes a requerimiento del cliente.
- Las horas de consultoría incluidas en los servicios de suscripción al Informe de Coyuntura Energética se dedicarán al análisis y la discusión de los temas que previamente se acordarán con el Cliente en función de sus necesidades.
- Invitamos a todos aquellos que estén interesados en contratar alguno de nuestros servicios de suscripción a contactarnos escribiendo a info@energyconsilium.com o llamando a (+54) 11 4897 7118/7131 para coordinar una visita de nuestros directores a los efectos de analizar juntos la mejor forma de satisfacer sus necesidades de consultoría.

TEMA DEL MES

Ley de Presupuesto del Sector Público Nacional 2019 y sus implicancias para el sector energético nacional

- El Sector Público Nacional está conformado, según la Ley N°24.156 sancionada en 1992, por la Administración Pública Nacional, los Fondos Fiduciarios, las Empresas Públicas y otros entes autárquicos. Su presupuesto refleja el programa de gobierno que los representantes de los ciudadanos definen para el país. Al presupuesto del sector público nacional se lo considera la "ley de leyes" por su función de fijar prioridades y objetivos de política pública para el año siguiente, considerando los recursos con los que se prevé contar, cómo se aplicarán para satisfacer las necesidades de la población en términos de seguridad social, educación, salud, seguridad, energía y justicia, entre otras y, teniendo en cuenta el contexto macroeconómico en que se desarrollará el programa, su incidencia general y sectorial. El presupuesto brinda pautas fundamentales para el desenvolvimiento de todos los sectores de la economía y en particular el de la energía, donde la presencia del Estado, a través de subsidios a la demanda y programas de estímulo a la producción, así como de inversiones directas en infraestructura, todavía es muy relevante a pesar de los avances logrados en los últimos tres años hacia la normalización del sector, reasignando responsabilidades y recursos a los agentes privados, de acuerdo con los marcos regulatorios vigentes.
- Por eso hemos elegido el análisis del Presupuesto del Sector Público Nacional para el año 2019 (el Presupuesto 2019) y su impacto en el sector energético como **Tema del mes** del Primer Informe de Coyuntura Energética de **energyCONSILIUM**. Este tema nos permite reflejar todo lo que buscamos aportar desde este espacio: análisis objetivo de información relevante y opinión especializada, con el objeto de contribuir en las evaluaciones y toma de decisiones de los actores públicos y privados del sector.
- El Presupuesto 2019 propuesto por el Poder Ejecutivo Nacional y sancionado por el Congreso de la Nación mediante Ley N°27.467 (Ley de Presupuesto), tal como se observa en el mensaje de elevación, se inserta en un proceso de corrección de grandes desequilibrios fiscales y de cuenta corriente en su mayoría heredados por la actual administración, condición necesaria para atraer inversión y hacer viable el crecimiento de la economía y su sostenimiento en el largo plazo. En este contexto, y en el marco del acuerdo alcanzado con el Fondo Monetario Internacional (FMI), se busca desde el año 2018 avanzar más rápidamente hacia el equilibrio fiscal primario y de superávit de cuenta corriente. Las metas del resultado fiscal primario pasaron de ser de -3,2%, -2,2% y -1,2% del Producto Bruto Interno (PBI) en 2018, 2019 y 2020 en el Presupuesto 2018, a -2,7%, 0% y 1% del PBI, respectivamente, en el Presupuesto 2019. Los cambios en las metas fiscales representan un ahorro de 4,9 puntos del PBI acumulado de 2018 a 2020 (alrededor de US\$25.000 millones).
- El sector energético no podía quedar ajeno a los esfuerzos de reducción de gasto que requiere el actual proceso de saneamiento de la economía. A la vez, el mismo sector es clave en la atracción de inversiones y nuevos recursos, que resultarán fundamentales para lograr el equilibrio fiscal. La continuidad del desarrollo de Vaca Muerta, por ejemplo, es esencial en ese aspecto y especialmente su impacto en la reducción de las importaciones de combustibles iniciadas hace más de una década que tuvieron una incidencia determinante en el déficit fiscal y de balanza comercial. Así se podrá continuar avanzando hacia el objetivo de la seguridad de un abastecimiento energético eficiente y de fuentes diversificadas, condición necesaria para el desarrollo de la economía en su conjunto.

«El sector energético no podía quedar ajeno a los esfuerzos de reducción de gasto que requiere el actual proceso de saneamiento de la economía»

- Asimismo, frente al crecimiento de la producción local de gas y de la capacidad de generación de energía eléctrica que viene observándose en los últimos tres años, se presenta ahora el desafío de la ampliación de la infraestructura de transporte necesaria para que la nueva producción pueda ponerse a disposición de la demanda, desafío que debe afrontarse hoy con el concurso de capital privado en el contexto de reducción de la participación del Estado en el financiamiento de esas inversiones.
- Teniendo en cuenta esas premisas y objetivos, analizaremos a continuación las previsiones del Presupuesto 2019 especialmente relacionadas con los subsidios económicos al sector energético y el impacto que podrían tener en el desarrollo de la industria y en los costos que deberán afrontar los consumidores para su

TEMA DEL MES

abastecimiento. Dentro de este rubro se alientan políticas vinculadas a diversificar la matriz energética, lograr la sustentabilidad energética del país y mejorar su eficiencia. Asimismo, se incluyen los subsidios otorgados a todos los ciudadanos, incluyendo la tarifa social destinada a apoyar a quienes más lo necesitan.

«Entre 2015 y 2019 los subsidios económicos al sector energético se redujeron un 73% en dólares»

- El Gráfico I a continuación ilustra, según ha sido publicada por el Ministerio de Hacienda (MHA), la evolución de los subsidios económicos al sector energético, expresados en dólares estadounidenses en base al tipo de cambio promedio de cada año entre 2015-2017 devengado, 2018 estimado y 2019 presupuestado. Desde el año 2016 en adelante, se observa un ciclo de contracción de los subsidios energéticos que significa entre 2015 y 2019 una reducción del déficit de 73% punta a punta, consecuencia principalmente del proceso de normalización de los mercados energéticos en curso.
- Dentro de este presupuesto se incluye la transferencia de recursos para dar apoyo a empresas públicas y otros entes del sector de energía que resultan deficitarios, ejecutar obras de infraestructura y fomentar la generación de energía renovable y la eficiencia energética. No se contemplan, sin embargo, aquellas erogaciones del Estado Nacional para el funcionamiento de organismos que cumplen funciones indispensables para el sistema, cuyos gastos por ende no se consideran subsidios *per se*, sino gastos que de cualquier modo deben realizarse. Por ende, no se consideran dentro de este valor los gastos y transferencias asociados con las acciones llevadas a cabo por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) y el Organismo Regulador de la Seguridad de Presas (ORSEP), cuyas funciones se solventan con ingresos propios a partir de tasas cobradas a empresas reguladas del sector y no se financian de manera directa con subsidios de ningún tipo.

Gráfico I. Subsidios económicos al sector energético - Presupuesto 2015-2019

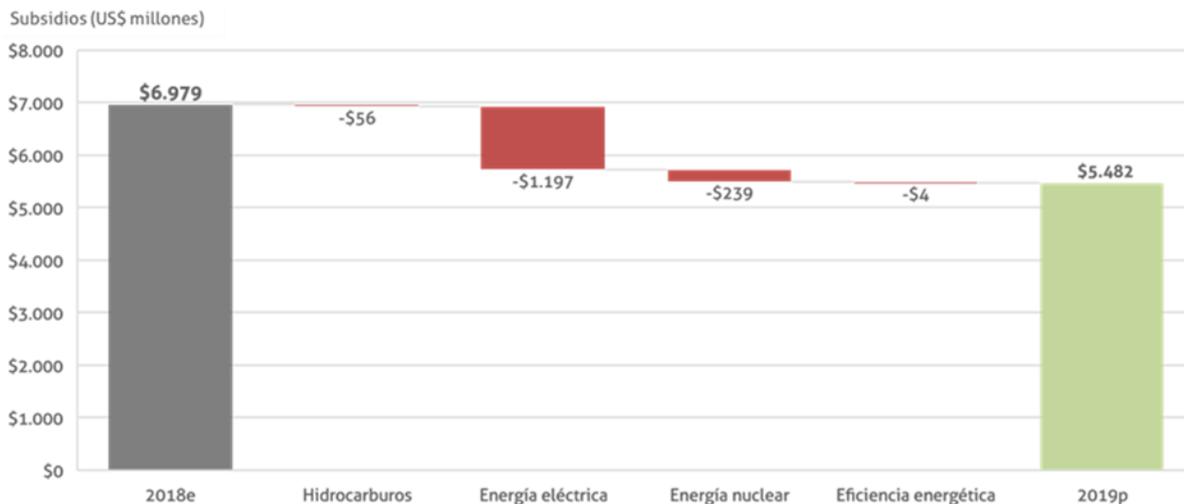


Fuente: MHA. Nota: 2015 incluye deuda contraída por la administración de la presidente Cristina Fernandez de Kirchner antes del cierre del año 2015 por compras de gas a Bolivia, Plan Gas, Petróleo Plus y REFIPYME, y cancelada con bonos del tesoro nacional en 2016. Adicionalmente, se incluye en 2017 un ajuste por deuda del Plan Gas originado en 2017 a pagar a partir de 2019 (Ver Res. MEM N°97/2018).

- En cuanto al Presupuesto 2019 en particular, el monto total de subsidios al sector energético previsto para el año 2019 es de \$219.826 millones o US\$5.482 millones (al tipo de cambio promedio presupuestado para 2019 de 40,1 \$/US\$). En comparación con el monto de subsidios al sector estimado para el año 2018 que alcanzó los \$196.181 millones o US\$6.979 millones (tipo de cambio promedio 2018 de 28,11 \$/US\$), se observa una reducción esperada del gasto energético de 21% en dólares. La reducción se explica, en gran medida, por el proceso de normalización del sector que se encuentra en curso que, entre otras medidas, contempla el traslado gradual y progresivo del costo de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural a la tarifa de los usuarios de dichos servicios, como lo prevén los marcos regulatorios, en lugar de ser subsidiada por todos los contribuyentes del país.

TEMA DEL MES

- En el Gráfico II, se desglosan las medidas de reducción del gasto fiscal entre 2018 y 2019 por sector. Se observa que el sector con mayor reducción de requerimiento de fondos es el de energía eléctrica, cuyo esfuerzo fiscal representa el 80% de la reducción presupuestaria total. La mayor parte de este esfuerzo se explica por la reducción en las transferencias presupuestadas a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) para el año 2019.

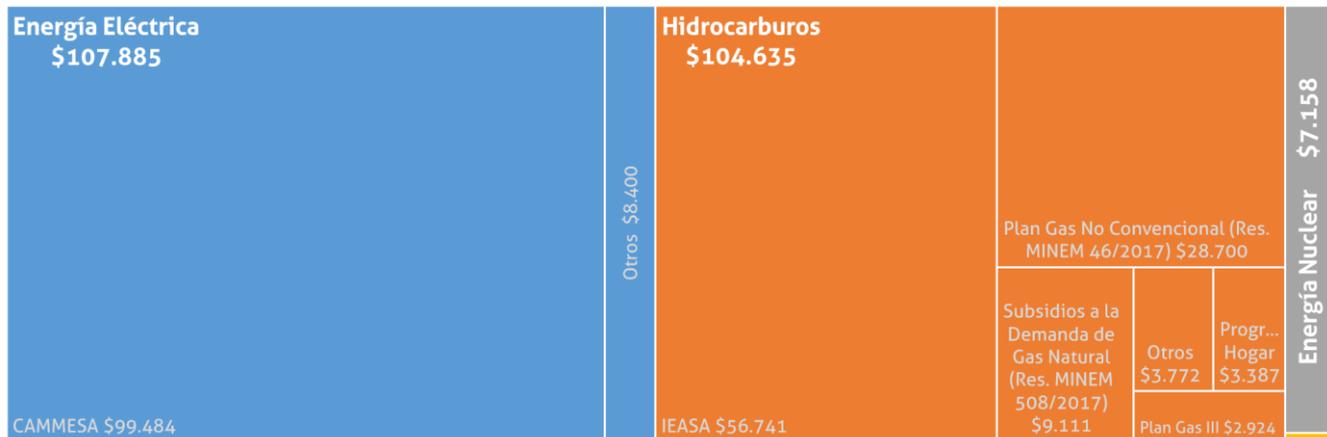
Gráfico II. Esfuerzo de reducción del gasto fiscal entre 2018 y 2019 por sector


Fuente: MHA.

- Puesto que el mercado local de energía se encuentra estrechamente asociado a la evolución de los mercados internacionales, los subsidios económicos esperados para el sector energético argentino están sujetos a variaciones, conforme a la evolución de variables como el tipo de cambio y los precios internacionales del petróleo, gas natural y gas natural licuado.
- Si bien la evolución del tipo de cambio influye de manera directa en los recursos públicos y el nivel del gasto de la Administración Pública Nacional en general, tiene particular influencia en los gastos primarios del sector energético, puesto que entre los costos del sector existe un elevado porcentaje denominado en moneda extranjera. Según el mensaje de elevación del presupuesto, un desvío de 1% en la proyección de tipo de cambio de 40,1 \$/US\$ presupuestado para 2019 implicaría en el caso de los subsidios a la energía una necesidad adicional para gastos en subsidios del orden del 0,03% del PBI (casi \$5.700 millones). En base al tipo de cambio promedio de 43,9\$/US\$ que se desprende del último [Relevamiento de las Expectativas del Mercado](#) (REM) del mes de diciembre publicado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA), se requeriría un mayor esfuerzo fiscal para el presupuesto de subsidios a la energía y los combustibles de alrededor de \$54.000 millones.
- El Gráfico III a continuación detalla la composición de los subsidios económicos al sector de energía presupuestados para el año 2019, que totalizan \$219.826 millones, representando así el 5,9% del total del gasto primario del Sector Público Nacional (gastos corrientes y de capital, consolidado incluyendo asignaciones a empresas públicas y otros entes, sin intereses de la deuda pública). En función de su naturaleza económica, los gastos del Presupuesto se dividen en corrientes y de capital. Desde esta óptica, los subsidios al sector energético se dividen en \$211.157 millones para gastos corrientes y \$8.669 millones para gastos de capital.

TEMA DEL MES
Gráfico III. Presupuesto 2019 para energía y combustibles por Programa/Actividad (\$ Millones)

■ Energía Eléctrica ■ Hidrocarburos ■ Energía Nuclear ■ Eficiencia Energética



Fuente: MHA.

- Tal como se observa en el Gráfico III, el Presupuesto 2019 destinado al sector energético se invertirá en mayor medida en garantizar la sustentabilidad del suministro de Energía Eléctrica (49%), garantizar la sustentabilidad del suministro de gas natural y fomentar su producción (48%) y ejecutar la política de Energía Nuclear (3%).

«CAMMESA, IEASA y los incentivos al desarrollo de la explotación no convencional de gas natural constituyen, en ese orden, las principales vías de asignación de subsidios al sector energético»

- A los programas y transferencias del sector de Energía Eléctrica se destinan \$107.885 millones, de los cuales \$99.484 millones (92%) se destinarán a subsidiar el costo de generación eléctrica, a través de transferencias a CAMMESA, tal como ilustra el Gráfico III. El sector de Hidrocarburos, por otro lado, tiene asignado un total de \$104.635 millones, cuyos principales componentes de gasto corresponden a Integración Energética Argentina S.A. (IEASA) por un valor de \$56.741 millones (54%) y el Programa de Estimulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales por un valor de \$28.700 millones (27%). Se puede observar entonces que las transferencias a CAMMESA, IEASA y los incentivos al desarrollo de la explotación no convencional de gas natural constituyen, en ese orden, las principales vías de asignación de subsidios al sector energético.
- Como se indicó más arriba, el Presupuesto 2019 incluye fondos asignados a subsidios a CAMMESA de \$99.484 millones, monto que fue incorporado al presupuesto desde la elevación inicial del Proyecto de Ley al Congreso (17 de septiembre de 2018). No obstante, en fecha posterior se introdujeron cambios regulatorios que, en caso de no haber sido tenidos en cuenta en la estimación presupuestaria, resultarían en la reasignación de partidas conforme sea necesario, a riesgo de incumplir con el Presupuesto 2019. Estos cambios, introducidos por la Res. SGE N°25/2018 (dictada previamente a la aprobación del Presupuesto 2019) y la Res. SGE N°366/2018 (dictada a posteriori de la aprobación del Presupuesto 2019) se relacionan con los costos de adquisición de CAMMESA, el subsidio de la Tarifa Social y las tarifas de energía eléctrica. Asimismo, en fecha posterior a la aprobación del Presupuesto 2019, CAMMESA llevó a cabo el Concurso de Precios para la Provisión de Gas Natural para el período enero 2019 – diciembre 2019.
- En primer lugar, mediante Res. SGE N°25/2018 se instruyó a IEASA, a partir del 1 de octubre de 2018, a vender a CAMMESA los combustibles que ésta requiera para el abastecimiento de su demanda, al costo de adquisición y comercialización de dichos combustibles. Esta medida tiene un doble impacto presupuestario. Por un lado, se debe esperar un incremento en los ingresos de IEASA, y por ende una reducción del déficit esperado generado por sus ventas a CAMMESA a un valor, hasta entonces, inferior a su costo de provisión. Por otro lado, incrementa los costos de adquisición de CAMMESA. Si tales costos no hubiesen sido internalizados en los supuestos de la estimación presupuestaria, la necesidad de fondos para subsidios a

TEMA DEL MES

CAMMESA durante el año 2019 podría resultar mayor a la presupuestada, requiriendo un mayor esfuerzo fiscal o el incremento tarifario podría resultar mayor al presupuestado. Cabe notar que el doble impacto, en IEASA y CAMMESA, de la Res. SGE N°25/2018 podría resultar en un saldo positivo a nivel global para el Estado Nacional, dada la capacidad de CAMMESA de trasladar el incremento de costos a por lo menos una porción de sus clientes: los Grandes Usuarios.

- En segundo lugar, también se efectuaron cambios en el subsidio por Tarifa Social para la energía eléctrica. En el marco del Consenso Fiscal 2018, los gobernadores de las Provincias firmantes y el Jefe de Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) acordaron con el Poder Ejecutivo Nacional que, en función de sus posibilidades, cada jurisdicción definiría la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales. En función de ello, según lo indica el mensaje de elevación, a partir del año 2019 se prevé que las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires sean quienes definan la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales y eventualmente asuman las erogaciones presupuestarias asociadas a dichas decisiones. En línea con esto, la Ley N°15.078 de la Provincia de Buenos Aires (PBA), que establece el Presupuesto 2019 de la PBA (Art. N°103), determinó que el costo de la implementación de la Tarifa Social de Energía Eléctrica establecido por la Res. N°6/2016 del ex-Ministerio de Energía y Minería de la Nación será asumido por la Provincia. Asimismo, el ENRE comunicó a la PBA y la CABA la eliminación del descuento de Tarifa Social como un beneficio otorgado con fondos de la Nación, e informó que en caso de decidir cada Provincia dar continuidad al beneficio tarifario en su jurisdicción, el costo deberá ser solventado con fondos provinciales. Por otro lado, el ENRE solicitó a Empresa Distribuidora Norte S.A. (EDENOR S.A.) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR S.A.) mantener el beneficio aplicado dentro de los cuadros tarifarios vigentes hasta tanto la PBA y la CABA determinen cómo se dará continuidad o se modificará el esquema de subsidios.
- En consecuencia, mediante Res. SGE N°366/2018 se eliminó el descuento en el precio mayorista de la energía eléctrica para el consumo de usuarios vulnerables beneficiarios de la Tarifa Social, quitando así de manera definitiva el otorgamiento del beneficio de la Tarifa Social de energía eléctrica de la órbita de la Administración Pública Nacional. Según estimaciones de **energy CONSILIUM**, en función de los precios establecidos en dicha resolución, esto resultaría en una reducción de alrededor de \$25.000 millones respecto del gasto estimado de CAMMESA durante 2019. Por lo tanto, si esta modificación normativa no hubiese sido internalizada en la estimación presupuestaria, la necesidad de fondos para subsidios a CAMMESA durante el año 2019 podría resultar menor a la presupuestada, permitiendo así una potencial reasignación de fondos a otras partidas presupuestarias cuya asignación haya sido insuficiente.
- En tercer lugar, a través de la Res. SGE N°366/2018 se establecieron nuevos Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y Precio Estabilizado de la Energía (PEE) para tres períodos trimestrales comenzando el 1 de febrero de 2019. El POTREF aumentará de \$10.000 /MWmes a \$80.000 a partir de febrero, \$100.000 a partir de mayo y \$120.000 a partir de agosto. Por su parte, el PEE promedio para Distribuidoras (usuarios General y GUDI) pasará de los actuales \$1.491/MWh, a \$1.866 a partir de febrero, \$1.943 a partir de mayo y \$2.024 a partir de agosto. Asimismo, se incrementó el cargo destinado al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) de su valor actual de \$15,5 /MWh a \$80/MWh a partir de febrero de 2019.
- A partir de estas acciones, acorde al mensaje de elevación del presupuesto, se estima cubrir con subsidios el 28% del costo mayorista eléctrico durante el año 2019. En otras palabras, el presupuesto de CAMMESA contempla una cobertura del 72% del costo de abastecimiento a usuarios durante el año 2019, comparado con un 64% de cobertura en 2018 según dicho mensaje de elevación. Sin embargo, si tomamos el costo de generación promedio en 2018 de \$2.103/MWh (en base a datos de la "Base Informe Mensual 2018-12" de [CAMMESA](#)) y el precio promedio trasladado a la demanda de Distribuidoras en 2018 de \$1.228/MWh (sin Tarifa Social), se estima que durante 2018 hubo una cobertura promedio del costo de abastecimiento de 58% en la demanda de Distribuidoras. Este nivel de cobertura es inferior al indicado oficialmente. Asimismo, si se compara el costo esperado de generación para el trimestre febrero-abril de 2019 de \$2.906/MWh (en base a datos de la Reprogramación Trimestral Provisoria de [CAMMESA](#)), con el precio promedio a trasladar a la demanda de Distribuidoras en dicho período de \$2.012/MWh, se espera una cobertura promedio del costo de abastecimiento de 69% en la demanda de Distribuidoras para el trimestre febrero-abril de 2019. El nivel de cobertura de 72% indicado oficialmente para el año 2019, podrá ser alcanzado dependiendo de la evolución del costo de generación e incrementos tarifarios futuros que se apliquen en el transcurso del año.

TEMA DEL MES

- Si el monto de subsidios a CAMMESA incluidos en el Presupuesto 2019 no hubiese internalizado proyecciones de precios o un nivel de cobertura del costo de provisión en línea con las posteriormente establecidas por Res. SGE N°366/2018, la necesidad de fondos para subsidios a CAMMESA durante el año 2019, y el nivel de cobertura de las tarifas del costo de provisión de energía, podrían resultar diferentes a los previstos.
- De acuerdo a la información transmitida a los medios por representantes de la [SGE](#), los incrementos tarifarios a ser implementados durante 2019 resultarían en un incremento de 26% en febrero, 14% en marzo, 4% en mayo y 4% en agosto, resultando esto en un incremento acumulado de 55% para todo el año 2019. Tales incrementos serán el resultado de la aplicación de nuevos precios de la energía (POTREF, PEE y cargo FNEE) establecidos en la Res. SGE N°366/2018 y el ajuste por inflación sobre el Valor Agregado de Distribución (VAD) en base a la evolución del Índice de Precios Internos al por Mayor para Productos Manufacturados (IPIM-pm), Índice de Salarios Nivel General (IS) e Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC), en las siguientes etapas.
 - Febrero 2019: aplicación de nuevos precios de la energía para febrero 2019,
 - Marzo 2019: aplicación de ajuste por inflación al VAD,
 - Mayo 2019: aplicación de nuevos precios de la energía a partir de mayo 2019,
 - Agosto 2019: aplicación de nuevos precios de la energía a partir de agosto 2019 y ajuste por inflación al VAD.
- A la fecha de cierre del presente informe, no se había publicado aún la resolución del ENRE que establece los cuadros tarifarios aplicables a los usuarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. en febrero de 2019. En base a estimaciones propias, **ENERGY CONSILIUM** prevé que los cuadros tarifarios próximos a emitirse resultarían en un incremento en la factura media de usuarios Residenciales (sin Tarifa Social) de 26% en febrero de 2019. Asimismo, se estima un incremento en la factura media de usuarios Residenciales (sin Tarifa Social) de 11% en marzo de 2019, 4% en mayo de 2019 y 7% en agosto de 2019, resultando en un incremento acumulado entre febrero y agosto de 2019 de 54%. Estos incrementos tarifarios se encuentran en línea con aquellos anunciados por la SGE.
- Por último, como se mencionó, en fecha 27 de diciembre de 2018 (posterior a la aprobación del Presupuesto 2019) CAMMESA llevó a cabo el Concurso de Precios para la Provisión de Gas Natural para la provisión interrumpible de gas natural durante el período 1 de enero a 31 de diciembre de 2019. Puesto que se desconoce si las proyecciones de costos de generación incorporadas al presupuesto de CAMMESA para 2019 se encuentran en línea con los precios del gas natural (interrumpible) resultantes del Concurso de Precios posteriormente celebrado, esto representa un factor adicional de incertidumbre en cuanto a la capacidad de CAMMESA para cumplir con su objetivo presupuestario.
- Adicionalmente a los cambios normativos antedichos, con posterioridad a la determinación del monto de subsidios asignados a CAMMESA en el Presupuesto 2019 se introdujo un cambio en la estructura de la oferta de gas natural en el mercado al anunciar el cese de la operación del buque regasificador de la terminal de Bahía Blanca, eliminando de ese modo una potencial fuente de gas natural regasificado para satisfacer la demanda de gas natural durante el periodo invernal, y se anunciaron planes de expansión de la capacidad operativa de la terminal de Escobar. Como se explica posteriormente en este informe, la información oficial disponible indica que el Presupuesto 2019 de IEASA tiene en cuenta volúmenes de importación de GNL vía Bahía Blanca.
- Asumiendo que existe consistencia entre los supuestos presupuestarios de IEASA y CAMMESA para el 2019, entendemos que los gastos estimados de CAMMESA en concepto de compra de gas natural estarían también sobrestimados por inclusión de GNL o gas natural local que podría no estar disponible para generación. Sin embargo, acorde las estimaciones de **ENERGY CONSILIUM**, la capacidad de expansión posible antes de que lleguen los meses más fríos no sería suficiente para suplir la totalidad de las importaciones que se realizaban a través de la terminal de Bahía Blanca en invierno, cuando la demanda doméstica llega a su pico del año. En ausencia del buque regasificador, si la disponibilidad de gas natural no alcanzara para suplir la totalidad de gas natural requerido para la generación eléctrica nacional, se espera que el sector eléctrico requiera un

TEMA DEL MES

mayor volumen de combustibles alternativos para la generación (Fueloil y Gasoil), generando una subestimación de los costos correspondientes. Dado que el costo de adquisición de estos combustibles es superior al del GNL, ello implicaría una mayor presión sobre el presupuesto 2019 de CAMMESA. En un escenario conservador elaborado por **energy CONSILIUM**, estimamos que en ausencia del GNL provisto por el buque regasificador de Bahía Blanca se incurriría, a través de CAMMESA, en un mayor costo de US\$185 millones por la utilización Gasoil y Fuel Oil para la generación (que sería parcialmente compensado por el ahorro de no contratar el barco regasificador).

- El Presupuesto 2019 de CAMMESA contempla también los recursos necesarios para cubrir los descuentos y el precio diferencial establecidos en la Res. Conjunta MEM-MINPROD N°1/2017 en lo que respecta a usuarios electrointensivos y ultraelectrointensivos.
- El Art. N°15 de la Ley de Presupuesto 2019 establece, del mismo modo que en años anteriores, que el Estado Nacional tiene a su cargo las obligaciones generadas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por aplicación de la Res. SE N°406/2003, correspondientes a las acreencias de Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA), de la Entidad Binacional Yacypetá (EBY), de IEASA, de las regalías a las provincias de Corrientes y Misiones por la generación de la EBY y a los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande, por las transacciones económicas realizadas hasta el 31 de diciembre de 2019. Este alivio para las obligaciones de CAMMESA constituye una transferencia intra-sector público. Como tal, no deja de constituir, sin embargo, un costo del sistema eléctrico que no se puede eludir.
- En adición a los fondos destinados a subsidiar el costo de generación eléctrica (92%) a través de CAMMESA, el presupuesto 2019 de Energía Eléctrica asigna el restante 8% de gastos a los siguientes conceptos:
 - Evaluación y promoción de infraestructura para distribución eléctrica: Se realizarán obras de infraestructura en diferentes provincias (algunas de ellas continuación de programas iniciado previo a 2016), destinadas a mejorar la calidad de los servicios de distribución, a través de la ampliación y mejoramiento de redes de baja, media y alta tensión y la repotenciación de subestaciones -Plan Más Cerca Eléctrico-. Además, se llevarán a cabo obras de alumbrado público en el marco del proyecto Ampliación de Obras Eléctricas. Por este concepto el Presupuesto 2019 prevé gastos por un total de \$821 millones.
 - Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER): Se realizarán obras y se instalarán equipos de provisión eléctrica a partir de recursos renovables (solares o eólicos) para viviendas familiares, escuelas y conglomerados aislados de las redes del sistema interconectado nacional o provincial. Por este concepto el Presupuesto 2019 prevé un gasto de \$1.752 millones.
 - Complejo Hidroeléctrico La Barrancosa-Cóndor Cliff: Se prevé dentro del presupuesto de gastos de la SGE únicamente un gasto (gastos de capital) para el 2019 de \$1.500 millones
 - Ente Binacional Yacypetá (EBY): Se prevén las asignaciones al EBY, destinadas a la atención de anticipos por la cesión a la República Argentina, de energía eléctrica generada por la central correspondiente a la República del Paraguay. Por este concepto el Presupuesto 2019 incorpora gastos por un total de \$3.368 millones.
 - Unidad Especial Sistema de Transmisión Yacypetá (UESTY): Cuenta con financiamiento del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEE). Por este concepto el Presupuesto 2019 incorpora gastos por un total de \$20 millones.
 - FNEE: Por este concepto el Presupuesto 2019 incorpora gastos por un total de \$420 millones.
 - Otros gastos generales de la Administración Pública: Se prevén gastos en tareas de dirección y coordinación de políticas. Por este concepto el Presupuesto 2019 incorpora gastos por un total de \$520 millones.
- En materia de fomento a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se destaca las asignaciones vinculadas al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER). Este Fondo, creado por la Ley N°27.191, tiene por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes

TEMA DEL MES

de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Para el ejercicio 2019, se prevén ingresos por \$638,7 millones y gastos por \$76,2 millones por este concepto. Puesto que no se prevé necesidad de aporte de fondos del Estado Nacional por este concepto, no se incluye en ninguna partida del Presupuesto 2019. Sin embargo, es importante notar que acorde al Art. N°49 de la Ley de Presupuesto, será necesaria la emisión y entrega de letras del Tesoro en garantía al FODER por un valor nominal (máximo) de U\$S120 millones (o su equivalente en otras monedas). Si bien esto no representa una partida presupuestaria de gasto, conforme a lo establecido por dicho artículo, se podrían realizar modificaciones presupuestarias posteriores a fin de posibilitar la ejecución de la mencionada emisión.

- El Fondo Fiduciario para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), creado mediante la Ley N°27.424, tiene por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables. Al igual que en el caso del FODER, este fondo no representa una partida presupuestaria de gasto, sin embargo, sus necesidades de fondos podrían resultar en adecuaciones posteriores, a través de la reasignación de partidas del presupuesto nacional, los efectos de cumplir con el objeto del fondo.
- Por su parte, dentro del sector de Hidrocarburos, con una asignación de \$104.635 millones, se destacan los fondos destinados a IEASA por \$56.741 millones, principalmente para solventar la diferencia entre el precio de venta al mercado interno y el precio de importación de gas natural y adquisición de GNL (54%). Asimismo, se suman a estos gastos el desarrollo de iniciativas destinadas a incrementar la producción de gas y estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos (30%), que permitirán reducir la diferencia existente entre la producción y consumo de gas en la República Argentina, destacándose las asignaciones para el desarrollo de la explotación no convencional de gas natural creado a partir de la Res. MEM 46/2017 (27%). Dentro del monto restante se incluyen subsidios a la demanda de gas natural y Gas Licuado de Petróleo (GLP) por \$13.581 millones, y de los cuales el 67% se asignará a distribuidoras de gas con consumidores de gas natural subsidiados, el 25% al programa de subsidios para hogares con garrafas y el 8% para la compensación a productores de GLP por el subsidio para usuarios de gas propano indiluido distribuido por redes.
- Según el mensaje de elevación, este nivel de subsidios sería compatible con una cobertura del costo del servicio mediante la tarifa de 75% para el gas natural, y con un incremento interanual de la producción de gas natural en un 6,1%. En cuanto a lo primero, para computar el costo del gas para el abastecimiento del sistema se debe contabilizar tanto la utilización de gas local como de gas importado desde Bolivia, el GNL que se importa e ingresa al sistema a través de los buques regasificadores de Escobar y Bahía Blanca, y el gas que eventualmente puede ser importado desde Chile. En la presentación realizada en el Congreso de la Nación por la SGE (20 de septiembre de 2018), se indicaron precios proyectados para el año 2019 de gas natural producido localmente en US\$4,2/MMBTU, gas de Bolivia en US\$7/MMBTU y gas natural licuado regasificado en US\$10,3/MMBTU. Sin embargo, el precio del gas natural producido localmente se encuentra sujeto también al resultado del Concurso de Precios (subasta), recientemente establecido por el ENARGAS como el mecanismo (principal) a ser utilizado para la adquisición del gas natural en condición firme para abastecimiento de demanda de usuarios de servicio completo para las distribuidoras de gas por redes. Resulta aún incierto entonces el nivel de precios que podría resultar de las subastas por gas producido localmente, y por ende su traslado final a tarifa.
- Por otro lado, se anunciaron aumentos tarifarios en torno al 35% en promedio a nivel nacional a partir del 1 de abril de 2019 para el gas natural por redes. Dicho aumento se explicaría en primer lugar por el aumento de los componentes de transporte y distribución que componen las tarifas y conforman los cuadros tarifarios. En abril de 2019 estos componentes deberían aumentar, según el marco normativo vigente, en base al crecimiento acumulado del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) durante los meses de septiembre 2018 a febrero 2019, que rondaría alrededor de 28% (enero y febrero 2019 estimados). En segundo lugar, el aumento resulta de un incremento esperado en el tipo de cambio de alrededor de 1,8% (en base a tipo de cambio estimado en Presupuesto 2019). Por último, dicho aumento tiene implícito un incremento en el valor del gas natural trasladado a la tarifa, el cual debería resultar en un precio del gas en la tarifa de abril de 2019 en torno a los US\$5,1/MMBTU a fin de efectivizarse el incremento anunciado de 35% en tarifas (exceptuando

TEMA DEL MES

Patagonia, región Malargüe en Mendoza y la región de la Puna en donde es esperable que continúen pagando un menor precio hasta lograr la convergencia con el resto del país).

- Tomando este último precio para el gas natural producido localmente (aún incierto según mencionamos antes) y los precios para el gas de Bolivia y el gas natural licuado regasificado que se indicaron en la presentación realizada en el Congreso de la Nación por la SGE (US\$7/MMBTU y US\$10,3/MMBTU, respectivamente), y asumiendo ventas a distribuidoras en línea con lo verificado recientemente, el costo promedio de abastecimiento de la demanda de Distribuidoras de gas por redes ascendería a US\$6,5/MMBTU para el semestre abril-septiembre. Se alcanzaría a cubrir entonces el 78% del costo promedio de abastecimiento de la demanda de Distribuidoras (exceptuando Patagonia, región Malargüe en Mendoza y la región de la Puna en donde es esperable que continúen pagando un menor precio hasta lograr la convergencia con el resto del país).
- Si se tiene en cuenta el precio menor que paga actualmente la Patagonia, región Malargüe en Mendoza y la región de la Puna, para llegar a un nivel de cobertura efectivo del 75% sería necesario pasar del precio promedio actual de US\$2/MMBTU a US\$5,1/MMBTU, que implica un aumento en esta región del 150% del precio en dólares. Adicionalmente, deberían considerarse también la porción del costo de los subsidios a la oferta de gas natural que aún persisten a través del Programa de Estimulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, creado a partir de la Res. MEM N°46/2017, que le correspondería pagar a la demanda de las Distribuidoras. Esto último incrementaría aún más el costo de abastecimiento.
- Para el año 2019, se prevén recursos corrientes por \$143.604 millones para el presupuesto de IEASA. El 60% de dicho monto corresponde a Ingresos de Operación resultantes principalmente de la venta de combustibles. El 40%, esto es \$56.741 millones, (equivalentes al 54% de la asignación total al sector Hidrocarburos como se indicó anteriormente) corresponden a Transferencias del Tesoro Nacional a efectos de financiar erogaciones corrientes de la empresa, fundamentalmente destinadas a solventar la diferencia entre el precio de importación del combustible y el precio de venta del mismo al mercado interno.
- Con posterioridad a la confección del proyecto de Presupuesto 2019, el día 29 de octubre de 2018, se anunció la finalización de la operación del buque regasificador de la terminal de Bahía Blanca, y se anunciaron planes de expansión de la capacidad operativa de la terminal de Escobar. Según ya ha sido mencionado más arriba, acorde las estimaciones de **ENERGY CONSILIUM**, la capacidad de expansión posible antes de que lleguen los meses más fríos no sería suficiente.
- El análisis de los supuestos utilizados para la estimación del Presupuesto 2019 indicados en la presentación realizada en el Congreso de la Nación por la SGE, en particular del volumen total de compras de GNL regasificado considerado, refleja que el Presupuesto 2019 de IEASA incorporó gastos corrientes por importación de GNL incluso a través de la terminal de Bahía Blanca. En ausencia del buque regasificador en dicha terminal, sin embargo, IEASA no ejecutaría en 2019 el gasto presupuestado para compra de dichos volúmenes de GNL, ni el gasto en las operaciones de regasificación correspondientes. Del mismo modo, IEASA tampoco vendería dicho GNL al mercado, reduciendo por ende sus ingresos esperados. Puesto se esperaba que la comercialización de GNL generara déficit a IEASA, por su venta a un precio menor que su costo, la reducción del volumen de GNL comercializado resultaría en una reducción del déficit esperado de IEASA. No obstante, ello no necesariamente signifique un ahorro presupuestario neto para el Estado Nacional, dada la potencial necesidad de compra de combustibles alternativos para la generación (Fueloil y Gasoil) por parte de CAMMESA para suplir el faltante de GNL regasificado, cuyo costo es superior al del GNL. Como se indicó previamente, en un escenario conservador elaborado por **ENERGY CONSILIUM**, estimamos que en ausencia del GNL provisto por el buque regasificador de Bahía Blanca se incurriría, a través de CAMMESA, en un mayor costo de US\$185 millones por la utilización Gasoil y Fuel Oil para la generación (sin contabilizar el costo de las operaciones de regasificación).
- Como se explicó previamente, la Res. SGE N°25/2018, dictada posteriormente a la elevación del Presupuesto 2019 al Congreso, tiene un doble impacto presupuestario. Por un lado, implica un incremento en los ingresos de IEASA, de modo que, si este cambio normativo no hubiese sido internalizado en los supuestos presupuestarios, la necesidad de fondos para subsidios a IEASA durante el año 2019 podría resultar menor a

TEMA DEL MES

la prevista. Por otro lado, incrementa los costos de adquisición de CAMESA. El impacto conjunto, sin embargo, podría resultar en una reducción neta en la necesidad de fondos para el Estado Nacional.

- Cabe notar que el presupuesto de IEASA para el año 2019 no contempla ingresos por las ventas esperadas en 2019 (en proceso) de las centrales térmicas de generación eléctrica a ciclo abierto de Brigadier López y Ensenada de Barragán, según se puede constatar de la información oficial provista en presentación realizada en el Congreso de la Nación por la SGE.
- Las iniciativas destinadas a incrementar la producción de gas y estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos, con la meta de incrementar la producción 6,1% en 2019, comprenden \$31.880 millones del gasto presupuestado, que se dividen entre tres programas de subsidios:
 - Res. N°60/2013 de la ex-Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (Plan Gas II): \$256 millones.
 - Res. MEM N°74/2016 (Plan Gas III): \$2.924 millones.
 - Res. MEM N°46/2017: \$28.700 millones (equivalente a alrededor de US\$716 millones, al tipo de cambio de 40,1 \$/US\$ indicado por el mensaje de elevación).
- Adicionalmente, mediante el Art. N°55 de la Ley de Presupuesto 2019 se prevé la emisión de instrumentos de deuda pública por un monto de hasta US\$1.600 millones, para cancelar las obligaciones pendientes del Plan Gas I, II y III del año 2017 que fueran consolidadas por la Res. MEM N°97/2018.
- El Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales (el Programa) creado mediante Res. MEM N°46/2017 se encuentra destinado a incentivar las inversiones para pasar de la etapa piloto a la etapa de desarrollo en concesiones de gas natural explotadas en forma no convencional en la cuenca neuquina. El incentivo consiste en otorgar una compensación económica a los productores locales de gas no convencional por diferencias observadas entre el precio efectivo de venta y un precio mínimo preestablecido, decreciente y escalonado anualmente, por el volumen de producción incluida en el Programa.
- Como se indicó previamente, el monto asignado a este Programa para el año 2019 alcanza los \$28.700 millones. Considerando los niveles de producción real de gas natural en el mercado local, **energy CONSILIUM** estima que el monto asignado en el Presupuesto 2019 sería suficiente para cubrir el costo de las compensaciones correspondientes a la producción presentada originalmente para ingresar al Programa, para las concesiones que ya han sido aprobadas por el Estado Nacional (8 proyectos).
- Dado el significativo impacto de este Programa en el mercado de gas natural argentino, en particular en el nivel de producción esperada, creemos que este informe no es el vehículo adecuado para realizar un análisis detallado del mismo.
- No obstante ello, entre las alternativas que se habrían evaluado tendientes a compatibilizar el objetivo de incentivar la producción local para lograr seguridad de abastecimiento, y al mismo tiempo tener en cuenta el compromiso asumido en cuanto a déficit fiscal, se pueden mencionar: (i) la reestructuración de la compensación unitaria mediante topes definidos como montos en dólares por MMBTU, (ii) la reestructuración del esquema de pago, difiriendo hasta un 30% del monto total de la compensación en el marco de un mecanismo de garantía como el dispuesto por el Art. N°58 de la Ley de Presupuesto, que establece la creación del fideicomiso de garantía para tales obligaciones, y (iii) la extensión del plazo original del Programa. Adicionalmente, la información dada a conocer por las autoridades del sector a la fecha de este informe indicaría su decisión de ejecutar el Programa sobre la base de los volúmenes de producción originalmente presentados, e incluyendo únicamente a los proyectos que ya se encuentran aprobados.
- El Presupuesto 2019 incluye fondos asignados a subsidios a la demanda de gas natural establecidos mediante Res. MEM N°508/2017. Dicho monto de \$9.111 millones, incorporado a los cálculos presupuestarios ya desde la elevación del Proyecto de Ley incluye estimaciones de gasto en concepto de Tarifa Social de gas natural, Límites en Facturación y Descuento por Ahorro en consumo. Sin embargo, posterior a la determinación de este valor, la SGE introdujo modificaciones mediante Res. SGE N°14/2018 de fecha 26 de septiembre de 2018 a los esquemas de subsidio abarcados por la Res. MEM N°508/2017. A saber,

TEMA DEL MES

se redujo el descuento en precio del gas en la Tarifa social de gas natural estableciendo un mecanismo similar al previsto en la Tarifa Social de electricidad, se discontinuó el esquema de descuentos por Ahorro en Consumo, se finalizó el esquema de Límites a la Facturación de usuarios Residenciales y se modificó el esquema de Límites en Facturación de usuarios del Servicio General P. Esta serie de modificaciones debería implicar una menor necesidad de fondos para subsidios a la demanda de gas natural, lo cual podría permitir la reasignación de fondos a otras partidas presupuestarias cuya asignación haya sido insuficiente.

- Durante 2019 se proyecta otorgar \$3.387 millones en concepto de transferencias corrientes al Fondo Fiduciario del Programa Hogar que surge de la Ley N°26.020, y tiene como objetivo garantizar a través de un subsidio el acceso al GLP envasado (garrafas de 10, 12 y 15 kg de capacidad) a precios diferenciales, para usuarios de bajos recursos que habiten en viviendas que no estén conectadas a la red de gas natural. En la actualidad, en función del precio máximo de referencia vigente a partir de febrero de 2019 de \$296 (con impuestos) por garrafa de 10 kg establecido por Res. SGE N°15/2019, el subsidio que reciben a través de una transferencia directa de dinero, consiste en \$152 por garrafa de 10 kg, resultando así el precio diferencial implícito pagado por los beneficiarios de \$144 por garrafa de 10kg (con impuestos). El monto mensual del subsidio varía en función del grupo familiar, la ubicación de la vivienda y del calendario estacional.
- En la actualidad aproximadamente 2,8 millones de usuarios reciben el subsidio. Dada esta cantidad de beneficiarios y el nivel de subsidio por garrafa, el mantenimiento del programa en las condiciones actuales, requeriría \$8.500 millones. Cumplir con el presupuesto proyectado para el año 2019 implica necesariamente alguna o una combinación de las siguientes posibilidades:

 - Menor velocidad de recomposición del precio de la garrafa de referencia a un precio que contemple los reales costos de GLP y márgenes de fraccionador, distribuidor y minorista. Se limitaría la posibilidad de liberar el precio de referencia de la garrafa sin subsidio a fines de 2019. Sin recomposición del precio de referencia, el subsidio a todos los usuarios de gas envasado, ya sean vulnerables o no, sería solventado por todos los actores de la cadena de producción, fraccionamiento, distribución y comercialización de GLP.
 - Reducción del subsidio que reciben los beneficiarios de \$152 por garrafa de 10 kg a \$61, incrementando en consecuencia el precio diferencial implícitamente pagado por los beneficiarios a \$235 por garrafa de 10kg (con impuestos).
 - Reducción en el número de beneficiarios y/o las condiciones de acceso al beneficio.
 - Reducción en la estructura del beneficio, mediante la reducción de la cantidad de garrafas equivalentes subsidiadas a cada beneficiario.
- En lo que respecta al GLP destinado a localidades abastecidas con GLP indiluido por redes, el Presupuesto 2019 contempla subsidios por un monto de \$1.083 millones, en el marco del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, establecido mediante Decreto N°934/2003, y prorrogado sucesivamente mediante Acuerdos de Prórroga firmados en función del Art. N°3 del Decreto N°329/2007. En este marco, las empresas productoras se comprometieron en el 16to Acuerdo de Prórroga (el último celebrado), desde el 1 de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes (y por ende a los usuarios finales) las cantidades (máximas) de gas propano allí establecidas, a precios salida de planta iguales a los que resulten de aplicar, para cada período de adecuación de precios, ciertos porcentajes prestablecidos sobre precio GLP - Paridad de Exportación publicado por la SGE (ex-Ministerio de Energía y Minería) en su página [web](#). El diferencial entre el Precio Acordado (precio a usuario final) y el valor del GLP-Paridad de Exportación, por el total de los volúmenes suministrados, es erogado por el Sector Público Nacional.
- Los porcentajes de cobertura del valor del GLP-Paridad de Exportación establecidos en el 16° Acuerdo de Prórroga muestran un sendero creciente a lo largo de los períodos estacionales, con el objetivo de reducir gradualmente el nivel de subsidios al precio. Acorde a ello, el nivel de cobertura actualmente vigente debería incrementarse de 49% para R, SGP1 y SGP2 y 68% para usuarios SGP3, a un 70% para R, SGP1 y SGP2 y 83% para SGP3. Por ende, el cumplimiento de la meta presupuestaria 2019 de \$1.083 millones depende en gran medida del cumplimiento del sendero de cobertura prestablecido.

TEMA DEL MES

- El precio de GLP a trasladar a las tarifas de las localidades abastecidas con GLP indiluido por redes para el período estacional corriente (octubre 2018 - marzo 2019) establecido por ENARGAS, que consideró el porcentaje de cobertura vigente (49% y 68%), y el precio de GLP-Paridad de Exportación publicado en septiembre de 2018 de \$16.382/Tn. Ello resultó en un precio de gas natural en la tarifa a usuarios finales de \$6,22/m³ (R, SGP1 y SGP2) y \$8,63/m³ (SGP3). Acorde a las estimaciones de **ENERGY CONSILIUM**, teniendo en cuenta el nivel de cobertura establecido por el 16° Acuerdo de Prórroga a partir de abril de 2019 de 70% (R, SGP1 y SGP2) y 83% (SGP3), y proyecciones propias de GLP-Paridad de Exportación para el mes de marzo 2019 de \$16.707/Tn, el precio del gas natural a usuarios finales estará alrededor de \$9,06/m³ (R, SGP1 y SGP2) y \$10,75/m³ (SGP3). Esto, conjuntamente con el ajuste por evolución del IPIM en los cargos por transporte y distribución de la tarifa, resultaría en un incremento promedio de alrededor de 36% (R, SGP1 y SGP2) y 23% (SGP3) en las localidades abastecidas con gas propano indiluido por redes. El incremento promedio total, entonces, estaría en línea con aquel informado oficialmente de 35%.
- El Presupuesto 2019 proyecta destinar \$5.860 millones en concepto de transferencias corrientes con el objeto de financiar compensaciones tarifarias las Distribuidoras o Subdistribuidoras de gas natural y GLP de la Región Patagónica, Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza y la Región "Puna", por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales, que son beneficiarias actualmente de un descuento de 50% en el valor de la tarifa. Sin embargo, con el objeto de financiar estos subsidios, mediante la Ley N°25.565 se creó el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, cuyos ingresos se generan a través de un recargo en el valor del gas que se cobra a todos los usuarios del país. Los ingresos de este fondo son también tenidos en cuenta por el Presupuesto 2019, de modo que estos subsidios por tarifa diferencial no implican erogaciones del erario público.
- El Decreto N°1.053/2018, en su Art. N°7, estableció que el Estado Nacional asume (excepcionalmente) el pago de las Diferencias Diarias Acumuladas, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019. El monto neto a pagar, a ser determinado por ENARGAS, se pagará en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019. En base a la metodología de cálculo establecida en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, y el antedicho decreto, **ENERGY CONSILIUM** estima que el monto total por concepto de DDA hasta el 31 de marzo de 2019, alcance más de \$23.000 millones una vez sumados los intereses hasta el 1 de octubre de 2019. Dicho monto debe ser pagado en 30 cuotas mensuales y consecutivas, incluyendo intereses adicionales hasta la fecha de pago. Tres de estas cuotas deberían ser abonadas durante el año 2019. Sin embargo, ningún monto fue incorporado dentro del Presupuesto 2019.
- En lo que respecta obras de infraestructura, se presupuestó un gasto de \$1.847 millones (US\$46,1 millones) para la finalización de los gasoductos Centro II, de la Costa y Tandil-Mar del Plata, así como también la expansión del gasoducto Cordillerano.
- Asimismo, el Presupuesto 2019 contempla fondos asignados al Plan Mas Cerca de gas natural por un total de \$346 millones, destinados a la realización de obras de infraestructura, en diferentes provincias, destinadas a mejorar la calidad de los servicios de distribución de gas, a través del mejoramiento de redes y la ampliación de la cobertura.
- Por último, en cuanto a la ejecución de la política de hidrocarburos, el Presupuesto 2019 prevé gastos generales de la Administración Pública asociados a las tareas de dirección y coordinación de políticas. Por este concepto el Presupuesto 2019 incorpora gastos por un total de \$239 millones.
- Por otro lado, si bien se menciona en el mensaje de elevación que se trabajará en el proyecto "Patagonia LNG" para la construcción de plantas de Licuefacción de Gas con el objetivo de exportar GNL a partir del año 2023. Sin embargo, no se ha identificado ninguna partida presupuestaria específica para este fin. Tampoco se explicita ninguna política en particular, ya sean nuevas regulaciones o modificaciones a otras existentes, consultas públicas o los mecanismos a través de los cuales se prevé que se viabilizarían dichos proyectos.
- El mensaje de elevación presenta el proyecto de Tren Norpatagónico bajo la modalidad de Participación Público Privada, que unirá Añelo con Bahía Blanca (Construcción, Renovación y Mejoramiento de Vías Bahía Blanca – Añelo), permitiendo el transporte de arenas e insumos para la explotación hidrocarbúfera, y facilitando también el desarrollo de producciones agrícolas e industriales a lo largo de su trazado. Sin

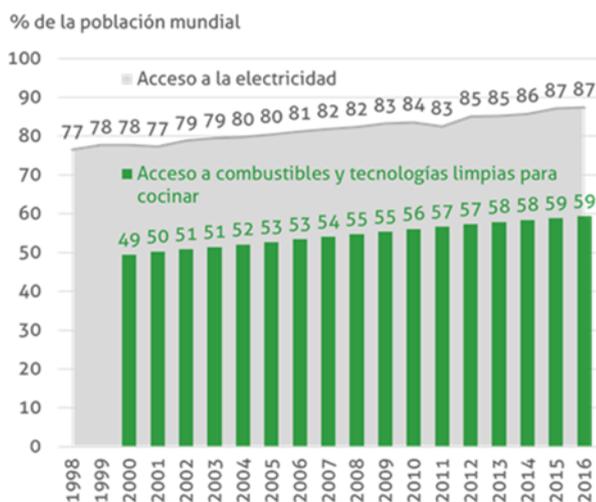
TEMA DEL MES

embargo, no se identifican fondos comprometidos por el Estado según se desprende del Presupuesto 2019. Asimismo, dadas las altas tasas de interés imperantes y esperadas, es razonable prever que el proyecto no se inicie durante el año 2019.

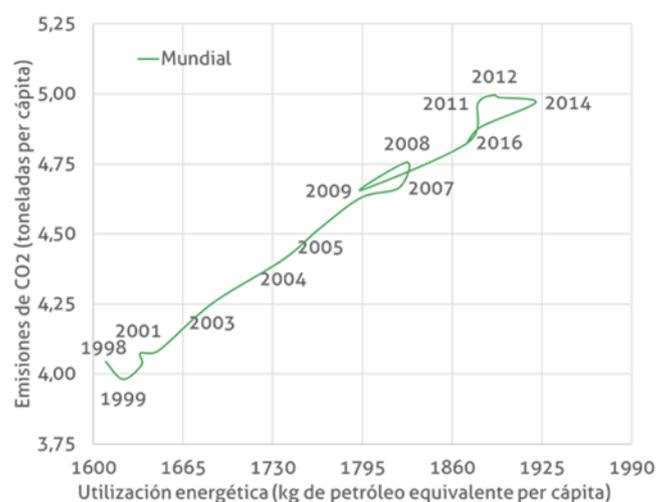
- En cuanto a la ejecución de la política de Energía Nuclear, a la que se le destina \$7.158 millones, se compone del gasto correspondiente al accionar de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) por un monto de \$6.608 millones y la atención de los proyectos de inversión de la Empresa DIOXITEK S.A. por un monto de \$549 millones. Esta política tiene como objetivos: i) alinear los incentivos de los distintos actores del sistema nuclear a fines de optimizar la gestión de la inversión pública del sector; ii) contribuir al equilibrio fiscal, reduciendo significativamente los aportes del Tesoro al sector; y iii) sostener un caudal de inversión suficiente para continuar la operación segura y confiable de las centrales nucleares existentes, desarrollando proyectos que permitan expandir la capacidad instalada del sector. Se destacan inversiones que darán continuidad a los siguientes proyectos: i) diseño, construcción y puesta en marcha de un Reactor Nuclear Argentino Multipropósito (RA-10); ii) construcción y equipamiento de Centros de Medicina Nuclear; y iii) construcción de la nueva Planta de Conversión de Uranio en la provincia de Formosa, a cargo de Dioxitek S.A.
- Entre las empresas públicas figura la empresa Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA) que no presentaría déficit y no requeriría transferencias del Tesoro. Esta se aboca a la generación, producción y comercialización de la energía eléctrica generada por las Centrales Nucleares Atucha I (CNA I), Atucha II (CNA II) y Embalse (CNE). Para el año 2019, se prevén ingresos corrientes por \$25.303 millones, correspondientes al aporte de las centrales CNA I, CNA II y CNE, con una generación estimada de 11.817.391 MWh netos y gastos, principalmente de operación y mantenimiento, por \$15.361 millones. Respecto a la inversión, se prevé atender los Proyectos de Extensión de Vida de la Central Nuclear Atucha I (PEV CNAI) y del Almacenamiento en seco de elementos combustibles gastados de la Central Nuclear Atucha I (ASECQ), por \$2.828 millones.
- En cuanto a la política de eficiencia energética, su incidencia sobre el gasto en subsidios económicos a la energía y combustibles es menor, con \$149 millones. Se prevé dar continuidad a las campañas de difusión y educación para hogares, grandes industrias y PyMEs. Además, se continuará con el recambio de luminarias de la vía pública por equipos más eficientes.
- Por último, cabe resaltar que el Art. N°124 del Presupuesto 2019 instruyó al Poder Ejecutivo Nacional para que, a partir del 1 de enero de 2019, las distribuidoras eléctricas EDENOR S.A. y EDESUR S.A. pasen a estar sujetas a la jurisdicción de la PBA y de la CABA. Una vez efectivizado el traspaso, el ENRE mantendrá sus funciones y facultades en todo aquello que no esté vinculado al servicio público de distribución de energía eléctrica. Aún no han ocurrido otros hechos relevantes de carácter público que determinen o indiquen a partir de cuándo se realizará el traspaso efectivo. Cabe destacar que, en términos presupuestarios, no existe impacto alguno del cambio introducido por el Art. N°124, ya que en la actualidad no existen subsidios para la demanda eléctrica bajo jurisdicción del ENRE. Sin embargo, es importante notar la potencial ineficiencia a nivel económico-técnico que podría generar la existencia de, en principio, tres organismos dedicados simultáneamente a la regulación del sector eléctrico (el ENRE, uno en PBA y uno el CABA).
- Para terminar, resaltamos el esfuerzo que el sector energético ha realizado a los efectos de reducción de gasto que requiere el actual proceso de saneamiento de la economía. Para continuar avanzando hacia el objetivo de la seguridad de un abastecimiento energético eficiente y de fuentes diversificadas, condición necesaria para el desarrollo de la economía en su conjunto, es imprescindible que se complete el proceso de normalización de los mercados de energía. Estos deberán contar con un diseño moderno y eficaz que aproveche las distintas experiencias internacionales y tenga en cuenta, a la vez, las particularidades locales para tender a lograr mercados competitivos. Solo así se asegurará el acceso a una energía asequible y moderna de manera confiable y sostenible, reduciendo los costos de provisión y asegurando eficiencia en los procesos de producción, transporte, almacenamiento, comercialización y consumo de la misma.

La transición energética focalizada en el acceso a la energía y la mitigación del cambio climático es el principal desafío generacional

- Como lo mencionamos en el Manifiesto de **energy** CONSILIUM y en nuestra Carta de Presentación más arriba, nuestro mundo se enfrenta al triple desafío de asegurar el acceso a la energía, satisfacer las crecientes necesidades de energía de una población creciente, y limitar su impacto en el cambio climático.
- Asimismo, ya hemos mencionado que los mercados competitivos son el mecanismo más adecuado para reducir los costos de provisión de energía y asegurar la eficiencia en los procesos de producción, transporte, almacenamiento, comercialización y consumo de la misma.
- Las características particulares de los mercados energéticos requieren de un diseño moderno y eficaz que: (i) aproveche las distintas experiencias internacionales y tenga en cuenta, a la vez, las particularidades locales para tender a lograr mercados competitivos; (ii) asegure el acceso a la energía y la sostenibilidad del abastecimiento, reduciendo los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles y cualquier otro factor que distorsione la demanda; (iii) posibilite transparentar en el precio de la energía las externalidades negativas, incluyendo las generadas por las emisiones de GEI, e incentive la reducción del consumo innecesario e ineficiente.
- Cada mes trataremos en esta sección, dedicada al Presente y Futuro de la Transición Energética, un tema relacionado con la transición energética y el desarrollo de mercados competitivos de energía.
- En esa línea, es reconocido que el acceso a la electricidad es un objetivo crítico para alcanzar el desarrollo sostenible, provocando una amplia gama de impactos sociales y económicos, que incluyen facilitar el desarrollo de actividades generadoras de ingresos. De acuerdo a las Naciones Unidas y el Banco Mundial, de 2000 a 2016, la proporción de la población mundial con acceso a la electricidad aumentó del 78% al 87%, y el número absoluto de personas que viven sin electricidad se redujo a poco menos de 1.000 millones, siendo en los países menos desarrollados donde la proporción de personas sin acceso a la electricidad más se redujo. Asimismo, para cocinar y calentar, los hogares de los países de ingresos bajos y medios generalmente dependen de combustibles sólidos (como madera, carbón, biomasa) o queroseno combinados con tecnologías ineficientes (por ejemplo, fuegos, estufas, calentadores o lámparas) asociados con altos niveles de contaminación y problemas de salud. Por esta razón, el acceso a combustibles y tecnologías limpias forma parte, junto con el acceso a la electricidad, del objetivo de acceso universal bajo la iniciativa 7 de Energía Sostenible para Todos de las Naciones Unidas (SDG 7). En 2016 aún el 41% de la población mundial (3.000 millones de personas) seguían dependiendo de combustibles altamente contaminantes y distintas combinaciones de estufas para cocinar y calentar los hogares, mostrando además una clara diferencia entre zonas urbanas y rurales.

Gráfico IV. El acceso a energía crece...


Fuente: Banco Mundial.

Gráfico V. ...al igual que su uso y emisiones.


Fuente: Banco Mundial y IEA.

PRESENTE Y FUTURO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

- El crecimiento del consumo de energía per cápita ha sido un motor del desarrollo humano y del combate de la pobreza a nivel mundial, sin embargo, como vemos en el Gráfico IV, ese crecimiento ha sido seguido en paralelo por un crecimiento en las emisiones de GEI per cápita. Un elemento fundamental de la transición energética será lograr continuar con el desarrollo de las capacidades de la población y la reducción de la pobreza limitando el impacto que ello tiene sobre el consumo de energía y las emisiones de GEI.

«El comunicado de Ministros de Energía durante la Presidencia Argentina del G20 remarco la necesidad de acciones persistentes para enfrentar los desafíos globales incluyendo el cambio climático y la seguridad energética»

- El [comunicado de Ministros de Energía](#) durante la Presidencia Argentina del G20, resaltó estos puntos. En primer lugar, al reconocer el rol fundamental de la energía en nuestro futuro, dentro de las diferentes circunstancias de los países, y la necesidad de transformar nuestros sistemas energéticos en línea con la Agenda de Desarrollo Sustentable 2030. A su vez remarcó la necesidad de acciones persistentes para enfrentar los desafíos globales incluyendo el cambio climático y la seguridad energética.

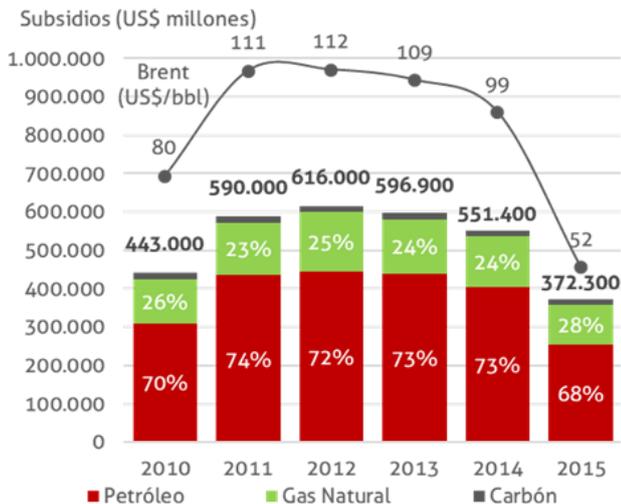


- La Presidencia Argentina del G20 dejó documentos fundamentales para avanzar en este sentido. *International Energy Administration* (IEA) sobre [Energy Transitions](#), *Inter-American Development Bank* (IBD) y *Organización Latinoamericana de Energía* (OLADE) sobre [Energy Access](#), *International Partnership for Energy Efficiency Cooperation* (IPEEC) sobre el [fomento de la eficiencia energética](#), *International Renewable Energy Agency* (IRENA) sobre las [oportunidades de avanzar en las transiciones energéticas con energías renovables](#), y finalmente nuevamente IEA sobre [Data Transparency and Market Digitalization](#).

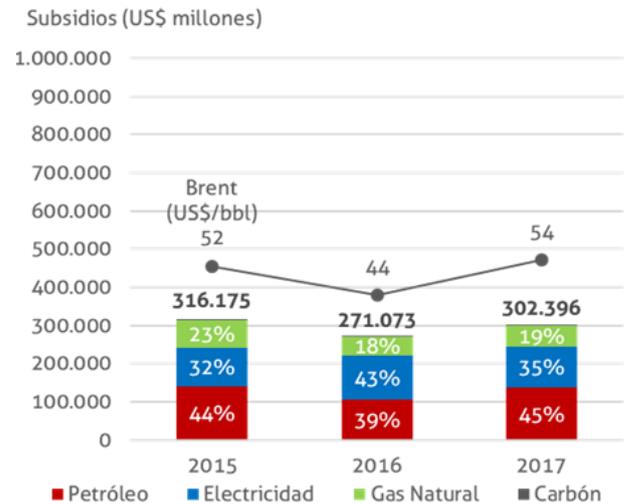
- A su vez, durante la reciente 24ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, también conocida como la Conferencia de Katowice sobre el Cambio Climático o [COP24](#), los Gobiernos participantes adoptaron una hoja de ruta robusta para la implementación del Acuerdo de París. El Paquete Katowice del Clima se compone de un conjunto de reglas diseñadas para hacer operativo el régimen respecto del cambio climático contenido en el Acuerdo de París. A través de este Paquete se busca promover la confianza entre las naciones respecto de la manera en que todos los países firmantes están atacando el desafío del cambio climático. Si bien no se logró un acuerdo absoluto sobre las reglas para los mecanismos de mercado voluntarios a implementarse, dejando parte del proceso pendiente para la COP25 del próximo año en Chile, el resultado final sí incluyó sugerencias sobre la necesidad de compromisos más ambiciosos antes de 2020 y se ratificó que la implementación de este Acuerdo beneficiara a todas las personas, especialmente a las más vulnerables.

ESCENARIO INTERNACIONAL

Anualmente los subsidios a los combustibles fósiles insumen a nivel mundial más de US\$300.000 millones

Gráfico VI. Los subsidios bajaron en gran parte gracias a la caída en el precio del petróleo...


Fuente: OCDE y U.S. Energy Information Administration (EIA).

Gráfico VII. ...y en 2016 fueron los más bajos desde 2010, pero crecieron de nuevo en 2017.


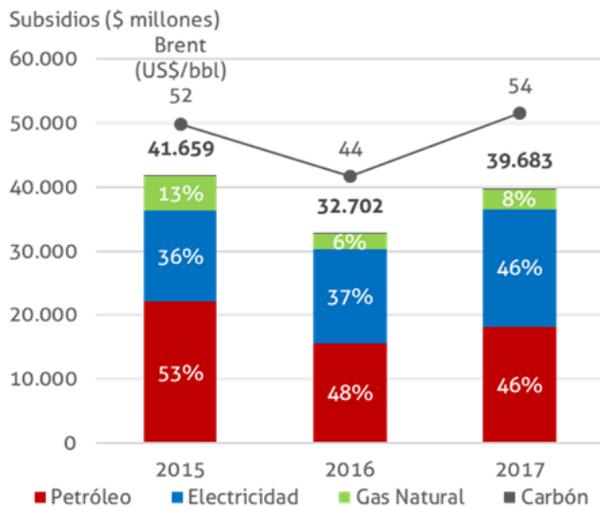
Fuente: IEA y EIA.

- Reconocer la magnitud de los subsidios a los combustibles fósiles resulta crítico para avanzar en la reforma de los esquemas de subsidios a nivel mundial. Estos subsidios son costosos para los gobiernos y los contribuyentes, no solo por sus efectos ambientales sino porque compiten por recursos con otras prioridades como infraestructura vial, educación y salud, y benefician por lo general a los más ricos (ver informe del [BID](#)).
- Un esfuerzo de la [OECD](#) por agregar y compatibilizar sus propias estimaciones con las de la IEA, estimó que dichos subsidios alcanzaron entre US\$372.300 millones y US\$616.000 millones a nivel mundial (76 países) entre 2010 y 2015, período durante el cual los datos son los mejores para la mayoría de los países a partir de ambas fuentes. La IEA se basa en información sobre precios pagados por los consumidores que estén por debajo del costo del suministro (enfoque de *Price gap*). Asimismo, la OCDE hace un balance de las transferencias presupuestarias a productores, transferencias de productores y contribuyentes a consumidores, y otros subsidios y transferencias. Al agregarlos se consigue una imagen más completa.
- La disminución entre 2012 y 2015 se debió en gran parte a la caída en el precio del petróleo que redujo la distancia entre precios locales e internacionales. Se observa que los subsidios que recibe el carbón son menores, en términos absolutos, en comparación. Sin embargo, la fusión de los datos de la OECD y la IEA no cubren los subsidios relacionados a la electricidad. En base a las estimaciones de IEA para estos últimos, los subsidios totales en los 76 países cubiertos habrían estado en 2015 más cerca de los \$500.000 millones.
- Por otro lado, sobre la base de datos para 35 países desarrollados y ocho economías asociadas (Argentina Brasil, China, Colombia, India, Indonesia, Rusia y Sudáfrica) la OECD muestra que la mayor parte del progreso en la reducción de los subsidios fue conseguida gracias a su reducción en este último grupo.
- Adicionalmente, a partir de datos para 43 países la [IEA](#) estimó subsidios para el petróleo, el gas, el carbón y la electricidad en US\$271.073 millones y US\$302.396 millones para 2016 y 2017 respectivamente. Los precios más altos del petróleo llevaron a un aumento de los subsidios en 2017, pero el aumento del 12% en los subsidios fue menor que el aumento del 24% en el precio del petróleo (Brent).
- Por último, para calcular el costo total es necesario ajustar por el daño ambiental y a la salud asociado a un consumo excesivo de energía, y por el mayor consumo de otros bienes debido al efecto ingresos. El [FMI](#) estimó que el costo de los subsidios se multiplica por entre 10 y 15 veces al ser corregido por estos ajustes, alcanzando más de US\$5,3 billones en 2015 a nivel mundial. Reducir los subsidios y hacer que los precios de la energía sean los reales puede ayudar a los gobiernos no solo a lograr reducir el daño ambiental sino también un crecimiento inclusivo y finanzas públicas sólidas.

ESCENARIO REGIONAL

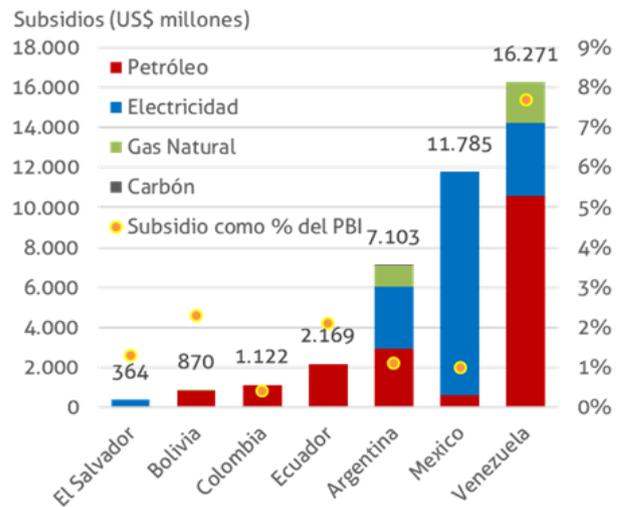
En los países de LATAM persisten desafíos estructurales para enfrentar la reducción de los subsidios a los combustibles fósiles

Gráfico VIII. En 2017 los subsidios en LATAM se incrementaron nuevamente, y los subsidios a la electricidad igualaron a los del petróleo...



Fuente: IEA y EIA.

Gráfico IX. ...mientras que Venezuela se mantuvo primera en el ranking tanto en monto global como % del PBI.



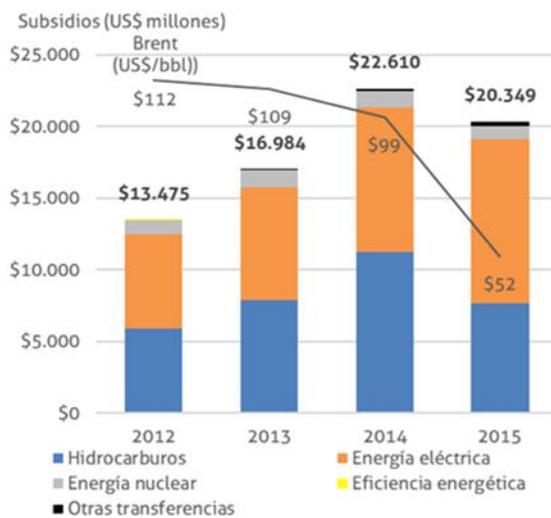
Fuente: IEA y EIA.

- El valor de los subsidios al consumo de combustibles fósiles en los países de América Latina incluidos en la base de datos de la [IEA](#) (Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, El Salvador, México y Venezuela), fue estimado por dicha organización en US\$39.683 millones para 2017, cifra superior a la de 2016, por alrededor de US\$32.702 millones. A nivel mundial dicho valor fue de más de US\$302.396 millones (ver sección anterior).
- En 2015, para el conjunto de estos países de América Latina los subsidios al petróleo habían superado a los de la electricidad, sin embargo, en 2017 se igualaron como resultado de una disminución de los subsidios al petróleo y un incremento de aquellos relacionados con la electricidad. Los subsidios al petróleo representaron el 46% del total, o US\$18.000 millones. En el caso de la electricidad el panorama se repite, también con US\$18.000 millones. Los subsidios al gas natural también fueron significativos, alcanzando alrededor de US\$3.000 millones en 2017, pero descendiendo de los US\$5.300 millones estimados en 2015. Los subsidios al carbón son pequeños, alcanzando solo US\$1 millón en 2017 en comparación.
- A nivel regional se puede observar que Venezuela es el país con mayor nivel de subsidios tanto en monto global como en términos de porcentaje del PBI y per cápita. Dicho país encabezaba el ranking de países con mayores subsidios a la energía, según estas estimaciones con US\$16.271 millones en 2017, seguida por México y Argentina en segundo y tercer lugar, respectivamente.
- A partir de estas cifras se puede identificar cierto patrón a partir del cual los subsidios a la energía son mucho más significativos en términos relativos cuando se trata de países con abundantes recursos de petróleo, gas natural o carbón, como es el caso de Venezuela en América Latina. Patrón que se repite a nivel internacional (Canadá, Alemania, la Federación de Rusia o los Estados Unidos) a partir del análisis realizado por la [OECD](#), mencionado en la sección anterior.
- Si en lugar de tomar valores totales comparamos subsidios a la energía como porcentaje del PBI, observamos que nuevamente Venezuela se encuentra primera en el ranking en 2017 con un 7,7%, seguida en segundo lugar por Bolivia y Ecuador en tercer lugar. Argentina, por su parte, pasa a encuadrarse entre los que menos subsidian como porcentaje del PBI con un 1,1%. Si bien la muestra no incluye a países como Brasil y Chile, estos se encuentran ubicados por debajo de Argentina, acorde a las estimaciones de la OECD para 2016. Sin embargo, si comparamos subsidios per cápita, Argentina (US\$160 per cápita) se ubica en segundo lugar detrás de Venezuela (US\$509 per cápita) en 2017. Estos valores en base a IEA difieren de los presentados en la próxima sección por seguir el enfoque de *Price gap*, mientras que el MHA publica transferencias al sector.

ESCENARIO LOCAL

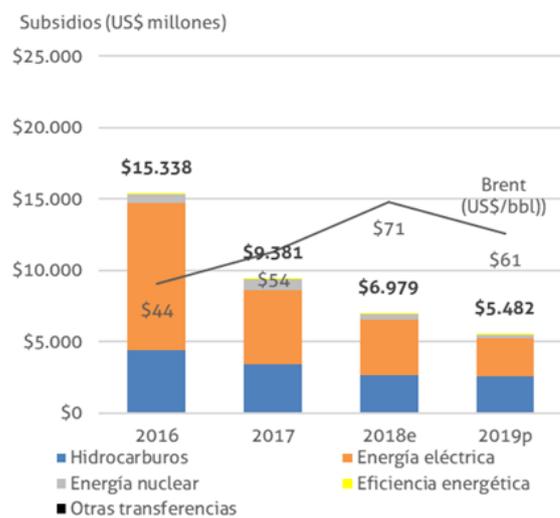
Argentina inició en 2016 un marcado proceso de normalización de mercados y focalización de subsidios en quienes más lo necesitan

Gráfico X. Hasta 2015 se dio una expansión de subsidios altamente regresivos...



Fuente: MHA y EIA.

Gráfico XI. ...que se revierte desde 2016 a partir de la política de normalización.



Fuente: MHA y EIA.

- En el Gráfico X y Gráfico XI se puede observar, según ha sido publicada por el MHA, la evolución de los subsidios económicos al sector energético, expresados en dólares estadounidenses en base al tipo de cambio promedio de cada año entre 2012-2017 devengado, 2018 estimado y 2019 presupuestado. La evolución desde el año 2012 del monto de subsidios al sector permite identificar dos ciclos diferentes, resultado de las políticas públicas implementadas en materia energética en cada período.
- Hasta el año 2015 se observa un ciclo de expansión de los subsidios fuertemente regresivo (además de no ser sustentable en términos fiscales y medioambientales) que significó un incremento de 51% en dólares en apenas tres años desde 2012, resultado de políticas energéticas que privilegiaron el subsidio a la demanda y dispusieron esquemas tarifarios con precios por debajo del costo del suministro de energía, que posteriormente requirieron adicionalmente subsidios a la oferta para morigerar el impacto en la inversión. Aun cuando los precios de los combustibles a nivel internacional mostraron un sendero descendente desde 2012 (el precio del petróleo Brent se redujo un 12% entre 2012 y 2014), los subsidios llegaron a casi duplicarse en tres años, ya sea en términos nominales (US\$22.610 millones en 2014), o medidos como porcentaje del PBI, creciendo de 2,3% al 4% en ese tiempo.
- Estudios realizados por S. Galiani (ex Secretario de Política Económica del Ministerio de Hacienda) y presentados durante la [audiencia pública por las tarifas del gas de noviembre de 2017](#), muestran que hasta 2015 los subsidios beneficiaron proporcionalmente menos a los usuarios más vulnerables, y proporcionalmente más a aquellos con mayores ingresos: el 20% más rico de las familias percibía más del 39% de los subsidios a la energía mientras que el 20% con menores ingresos recibía menos del 10%.
- A partir de 2016 se inicia un proceso de normalización de los mercados energéticos y un ciclo de racionalización y focalización de los subsidios energéticos que significó, en primer lugar, una reducción de 73% entre 2015 y 2019 (presupuestado) de los subsidios hasta US\$5.482 millones o 1,2% del PBI, y en segundo lugar, la mejora de la equidad en su distribución. Un pilar fundamental de este proceso consistió en el progresivo reemplazo del esquema de subsidios indiscriminados por la Tarifa Social Federal. De esta manera, los subsidios se orientan cada vez más directamente a aquellos hogares que más lo necesitan.
- Como cualquier sistema de identificación de beneficiarios basado en *proxys*, dado que no se observan todos los ingresos de los hogares, en la práctica el acceso a la Tarifa Social no se corresponde perfectamente con la pobreza por ingresos. Sin embargo, este nuevo esquema de focalización permitió pasar a una situación en la que el [72% de los beneficiarios se concentra ahora dentro del 60% más pobre de los hogares](#).

TEMAS PRINCIPALES PARA SEGUIR EN EL CORTO PLAZO

#	PRÓXIMOS TEMAS RELEVANTES DEL SECTOR ENERGÉTICO	FECHAS ESTIMADAS
1	Impacto de las decisiones que se adopten en relación a la Res. MEM N°46/2017 y sus modificatorias. Desarrollo de alternativas que permitan incentivar la producción local asegurando el abastecimiento, teniendo en cuenta el compromiso asumido en cuanto a déficit fiscal.	Febrero 2019
2	El 9 de enero de 2019 la SGE publicó en su sitio web para evaluación de los interesados, una Consulta Pública no vinculante sobre la propuesta de concurso de precios a través del MEGSA para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras del servicio público de distribución.	Subasta: Segunda semana de Febrero 2019
3	A través de la Res. ENARGAS N°12/2019, el Ente publicó una Consulta Pública sobre la "Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas natural y Procedimiento para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas".	Definición de la metodología: Febrero 2019
4	Convocatoria a audiencias públicas para la adecuación semestral de tarifas de transporte y distribución para abril-septiembre 2019, la aplicación del traslado a tarifas del precio de gas en los términos de las Reglas Básicas de Distribución y el Decreto N°1.053/2018, y la consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas correspondientes al período estacional en curso.	Audiencias: Última semana de Febrero 2019
5	La Res. SGE N°366/2018 estableció nuevos Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y Precio Estabilizado de la Energía (PEE) para tres períodos trimestrales comenzando el 01/02/2019. Con anterioridad a cada Trimestre deberían verse actualizaciones en los cuadros tarifarios de todo el país. En los últimos tres años el ENRE los modificó con vigencia a partir del primero de febrero y agosto, aunque en 2017 la de agosto ocurrió en diciembre.	Abril y Julio, con vigencia a partir de Mayo y Agosto 2019* (*) Pueden variar las fechas
6	CN EMBALSE completaría carga a mediados de Febrero. ATUCHA 2 regresando al despacho y VOLBTG02 volviendo al servicio. 622,6 MW de disponibilidad térmica adicional proveniente de Centrales RES 287 por 607,6 MW (ROJOTG04, VMA2TG04, GEBATG04, BRKETG04, TER6TG11) y Motores en Loma de la Lata por 15 MW (LDLMDI01). 508,4 MW (Mater 95.5 MW) de energías renovables adicionales provenientes de 289,2 MW eólica, 190,4 MW solar, 21,8 MW bio combustibles y 7 MW hidráulica.	Trimestre Febrero-Abril 2019
7	La Res. SGE N°65/2018 (i) convoca al Concurso Público Internacional en las áreas del ámbito Costa Afuera Nacional y (ii) aprueba el Pliego de Bases y Condiciones (el "Pliego"), de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto N°872/2018 que definió los bloques ofrecidos, el esquema de regalías y las condiciones de resolución de conflictos. Hasta el 14/2/2019, se puede (i) presentar antecedentes; (ii) adquirir las claves de acceso a la Base de Datos; y (iii) realizar consultas. https://costaafuera.energia.gob.ar/es.index.html	14/3/2019: Ofertas 15/4/2019: Adjudicación 15/7/2019: Resolución de otorgamiento 30/7/2019: Títulos de exploración definitivos
8	La Ronda 3 del Programa RenovAr-MiniRen que comenzó en noviembre con la publicación de la Res. SGE N°100/2018 de la SGE, continuará a partir de marzo con las ofertas, calificación, adjudicación y firma de contratos.	27/3/2019: Ofertas 7/5/2019: Calificación 17/5/2019 en adelante: Adjudicación y contratos
9	El Art. N°6° del Decreto N°882/2017 instruyó la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia de los activos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica "Ensenada de Barragán" y "Brigadier López". La fecha final para la adquisición del pliego fue el 24/1/2019.	31/1/2019: Ofertas 7/2/2019: Calificación 1/4/2019: Transferencia

ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES

Consultas Públicas sobre Concurso de Precios del gas natural para Distribuidoras y su traslado a tarifas

- En primer lugar el 9 de enero de 2019 la SGE puso a consideración y evaluación de todos los interesados a través de su [sitio web](#), mediante una Consulta Pública no vinculante, la propuesta del “Concurso de Precios para la Provisión de Gas Natural en Condición Firme para el Abastecimiento de la Demanda de Usuarios de Servicio Completo de las Prestadoras del Servicio Público de Distribución de Gas por Redes” (el “Concurso de Precios”). Éste tiene por objeto implementar un mecanismo para la contratación de los volúmenes de gas mediante la aplicación de sucesivas rondas de negociación que tomen la forma subastas inversas en una plataforma electrónica única y exclusiva, el Mercado Electrónico del Gas (MEG S.A.). La fecha estimada de realización del Concurso de Precios es a mediados de febrero 2019.
- Asimismo, el 11 de enero de 2019 el ENARGAS puso a consideración mediante Consulta Pública a través de la [Resolución ENRG N°12/2019](#), la “Metodología de Traslado a Tarifas del Precio de Gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas”. La fecha límite para la remisión de comentarios, observaciones o propuestas de modificaciones en relación a los documentos presentados fue, para ambas Consultas Públicas, el día 25 de enero de 2019.
- A continuación, desarrollamos resumidamente el análisis presentado en el marco de las consultas, cuya versión completa se encuentra disponible en el sitio web de [comentarios recibidos](#) de la Consulta de la SGE.
- La Ley N°24.076 y su decreto reglamentario (Decreto N°1.738/1992) establecen para la comercialización mayorista de gas natural la libertad de contratación como principio fundamental, manteniendo el control de la autoridad regulatoria para el traslado a tarifas a usuarios que no tienen capacidad de elegir a su proveedor, a fin de proteger su derecho a asegurarse el traslado a tarifas del mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento. A su vez establece el derecho de las Licenciatarias del servicio de distribución de gas natural a recuperar los costos de adquisición del gas natural a través del precio de gas natural incluido en los cuadros tarifarios, incluyendo los efectos generados por las DDA en el valor del gas natural (Decreto N°2.552/1992). Este derecho está limitado por el deber de control de la Autoridad Regulatoria sobre la razonabilidad de los precios contractuales. Asimismo, la Ley N°17.319 establece en lo que respecta a los derechos de los productores, su derecho a comercializar su gas natural bajo diversos esquemas que van desde los precios regulados hasta los precios libres, pero siempre procurando estimular el desarrollo de la actividad considerando sus particularidades.
- El mercado de gas natural se ha visto afectado desde el año 2002 por la emergencia económica que afectó al país y por políticas públicas implementadas en materia energética que privilegiaron el subsidio a la demanda y dispusieron precios por debajo del costo del suministro de energía, a costas del desarrollo de un mercado eficiente. Estas dieron por resultado niveles de gasto y déficit del sector público insostenibles, bajo un doble esquema de subsidio a la demanda y a la oferta, necesario para morigerar el impacto sobre la inversión. Es un hecho ineludible que después de 13 años de políticas erráticas, desde el año 2016 estamos transitando un camino de transición. La reducción de los costos de producción de gas natural en los últimos tres años asociada a la reducción de subsidios y el comienzo del proceso de normalización del mercado del gas natural en su conjunto, permiten hoy decir que se ha avanzado significativamente en esta transición.
- Llegado este punto, entendemos que es necesario recalibrar este camino de transición y que esta convocatoria a subastas de gas natural para Licenciatarias de Distribución de gas natural debe enmarcarse en ese contexto. Las subastas deben ser entendidas como una medida de transición hasta la normalización del sistema de gas natural, basado en los principios ya establecidos en el marco regulatorio y plenamente vigentes en la actualidad. En primer lugar, la literatura muestra que el diseño de mercados (incluidas las subastas como mecanismo), es determinante en su éxito, y existen muchas situaciones en las cuales no necesariamente se logran los objetivos independientemente de la utilización del mecanismo de subasta. Más importante aún, la evidencia muestra que los mercados de gas natural competitivos a nivel internacional no operan bajo mecanismo de subastas, sino que se han desarrollado a través de mercados bilaterales transaccionales. Como ejemplo podemos citar al Reino Unido donde las transacciones se realizan principalmente a través del mercado OTC (mercado bilateral intermediado electrónicamente), y la plataforma del Intercontinental Exchange (ICE), ninguna de las cuales opera bajo mecanismos de subasta.

ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES

- Las subastas, estructuradas de manera de mejorar la transparencia de las señales de precios e incentivar la participación de los actores del mercado, son un mecanismo de transición posible. En ese sentido, es nuestra opinión que la estructuración de subasta a utilizarse debería contemplar los siguientes puntos principales:

 - Subasta a sobre cerrado asignando todos los volúmenes al precio de la última oferta asignada,
 - Un solo modelo de contrato una sola cantidad máxima diaria constante en todos los meses contenidos dentro del producto que se defina,
 - Simplificación de los productos ofertados y reducción de los plazos contractuales, a saber:
 - Período Anual: meses de abril 2019 a marzo 2020 (ambos incluidos),
 - Período de Invierno: meses de mayo 2019 a septiembre 2019 (ambos incluidos), y
 - Pico Invernal: meses de junio 2019 a agosto 2019 (ambos incluidos),
 - IEASA debería participar ofertando los volúmenes disponibles de importación de Bolivia para el Período Anual al costo estimado de importación de gas de Bolivia incluyendo el costo de traslado del mismo a las cuencas, y los volúmenes remanente disponibles de importación de Bolivia para el Período de Invierno, una vez descontados los asignados en primer lugar, junto con los volúmenes disponibles a través de GNL Escobar para el Pico Invernal al costo de importación de GNL Escobar incluyendo el costo de regasificación promedio anual ponderado por volumen, y
 - Precios máximos determinados a partir de los resultados de las subastas en el mercado de mayor liquidez para aquellas cuencas de menor liquidez.
- Sin perjuicio de ello, creemos que las subastas no pueden, ni deben, ser el único mecanismo disponible a las distribuidoras para adquirir el gas natural para abastecer a su demanda, las cuales deben poder adquirir el gas que necesiten en el mercado y a precios libremente pactados entre las partes. En tales casos, consideramos que la evaluación por parte de ENARGAS de la razonabilidad de los precios de gas así contratados no debe basarse en la sola comparación de los contratos con el precio promedio de cuenca obtenido mediante un esquema de subastas, como se sugiere en Consulta Pública, puesto que el mismo representa una guía insuficiente que puede derivar en una valoración distorsionada de dichos contratos.
- Entendiendo que estamos en un período de transición hacia la plena aplicación del marco regulatorio vigente, y por ende es posible que se necesiten mecanismos transitorios para el traslado de los costos de adquisición de gas natural a tarifas, consideramos que es de vital importancia para un funcionamiento adecuado del mercado que exista claridad respecto de los mecanismos que utilizará el ENARGAS para cumplir con su deber de promover la competencia y proteger los derechos de los consumidores en el proceso de traslado de costos a las tarifas del gas natural. En ese sentido creemos que esta Consulta Pública es un paso positivo en el dialogo que se debe dar entre los actores del mercado para establecer esos mecanismos.
- Es asimismo importante que el ENARGAS genere los mecanismos y equipos técnicos necesarios para una supervisión efectiva del estado de situación del mercado de gas natural y desarrolle un criterio de evaluación de los precios que se pacten libremente en el mercado que respete el derecho de los productores a comercializar su gas natural, el derecho de las Licenciatarias a recuperar los costos y el derecho de los consumidores a un traslado a tarifas del mínimo costo, contemplando la promoción de las inversiones para alcanzar la seguridad del abastecimiento. En un mercado dinámico y complejo como el del gas natural, sujeto a una variabilidad estacional y diaria en la demanda y la oferta, ese análisis deberá incluir la consideración de esas características, permitiendo precios diferentes, para productos diferentes, adquiridos en distintos momentos, a distintos plazos y a través de distintos canales. Ello es particularmente relevante debido a la obligación de promover un sistema competitivo protegiendo al consumidor, donde los precios deben ser compatibles con la seguridad de abastecimiento.
- Por último, en nuestra opinión, la implementación de un mecanismo rígido, basado en un modelo de operación óptima, para el cálculo de las DDA tendría un efecto opuesto al objetivo buscado y agregaría una variable más de incertidumbre para la recuperación de costos por parte de las Licenciatarias, que sería en definitiva perjudicial para los usuarios.

SÍNTESIS REGULATORIA

Síntesis de principales normas: Leyes, Decretos y Resoluciones

«Resumen de las principales publicaciones de enero 2019, a criterio de **ENERGY CONSILIUM**, sobre regulación energética en el BORA, en orden cronológico de publicación, por sector.»

Upstream, Midstream y Downstream de petróleo

- **Resolución MHA-SGE N°367/2018:** Se fija el precio de adquisición del bioetanol, para su mezcla obligatoria con nafta, en \$22,226 por litro para bioetanol elaborado a partir de caña de azúcar y \$20,218 por litro para bioetanol elaborado a partir de maíz, para las ventas realizadas a partir del 1 de enero de 2019.
- **Resolución MHA-SGE N°2/2019:** Se fija en \$28.341 por tonelada el precio de adquisición del biodiesel para su mezcla obligatoria con gas oil, para las ventas realizadas a partir del 1 de enero de 2019.

Upstream, Midstream y Downstream de gas natural

- **Resolución ENARGAS N°5/2019:** Se deroga la normativa que estableció los lineamientos que debían cumplir las Licenciatarias y de esta forma poder efectivizar el control del Régimen de Compras del Estado Nacional y concesionarios de Servicios Públicos, a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°27.437, "Compre argentino y desarrollo de proveedores".
- **Resolución ENARGAS N°12/2019:** Se pone en Consulta Pública la "Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas natural y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas".
- **Resolución ENARGAS N°17/2019:** Se inscribe a Sociedad de Abastecimiento y Servicios S.A. en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización de ENARGAS.
- **Resolución ENARGAS N°42/2019:** Se aprueba la Norma NAG 451 (2019) "Procedimiento para la habilitación de vehículos importados, propulsados mediante el uso de gas natural".
- **Resolución ENARGAS N°44/2019:** Se fija el primer anticipo de la Tasa de Fiscalización y Control para el año 2019 en la suma de \$286.527.951.
- **Resolución MHA-SGE N°15/2019:** Se modifican los precios asociados a la producción y comercialización de GLP.

Energía eléctrica, Energías renovables y Eficiencia energética

- **Resolución MHA-SGE N°366/2018:** Se establecen los POTREF y PEE en el MEM vigentes entre el 01/02/2019 y el 30/04/2019, y aquellos vigentes para los períodos trimestrales posteriores. Deroga la Res. SEE N°1091/2017. Se establece en 80 \$/MWh el valor del gravamen destinado al FNEE a partir del 01/02/2019.
- **Resolución ENRE N°330/2018:** Se sanciona a EDENOR S.A. por el incumplimiento de ciertos artículos de su Contrato de Concesión.
- **Resolución ENRE N°331/2018:** Se sanciona a EDESUR S.A. por el incumplimiento de ciertos artículos de su Contrato de Concesión.
- **Resolución ENRE N°332/2018:** Se sanciona a EDENOR S.A. por incumplimiento de lo dispuesto en determinadas Resoluciones del ENRE.
- **Resolución ENRE N°333/2018:** Se sanciona a EDENOR S.A. por incumplimiento de determinados artículos de su Contrato de Concesión.
- **Resolución ENRE N°334/2018:** Se instruye a EDENOR S.A. a calcular y abonar un resarcimiento a los usuarios residenciales (tarifa T1R) por cada una de las interrupciones registradas en el período indicado en la resolución, acorde a lo indicado en la misma.

SÍNTESIS REGULATORIA

- **Resolución ENRE N°335/2018:** Se instruye a EDESUR S.A. a calcular y abonar un resarcimiento a los usuarios residenciales (tarifa T1R) por cada una de las interrupciones registradas en el período indicado en la resolución, acorde a lo indicado en la misma.
- **Resolución ENRE N°336/2018:** Se sanciona a EDENOR S.A. por incumplimiento de determinados artículos del Reglamento de Suministro, de las Leyes N°24.314 y N°26.179 y de su Contrato de Concesión.
- **Resolución ENRE N°337/2018:** Se sanciona a EDESUR S.A. por incumplimiento de determinados artículos del Reglamento de Suministro, de las Leyes N°24.314 y N°26.179 y de su Contrato de Concesión.
- **Resolución ENRE N°338/2018:** Se sanciona a EDESUR S.A. por incumplimiento de determinados artículos del Reglamento de Suministro y de su Contrato de Concesión.
- **Resolución ENRE N°339/2018:** Se sanciona a EDENOR S.A. por incumplimiento de determinados artículos del Reglamento de Suministro y de su Contrato de Concesión.
- **Resolución ENRE N°342/2018:** Se aprueba el Procedimiento para el Control Físico del Plan de Inversión Anual presentado por las Empresas Concesionarias de Transporte de Energía Eléctrica. Aprueba el Régimen Sancionatorio por Apartamiento del Plan de Inversiones a aplicar a las Empresas Concesionarias de Transporte de Energía Eléctrica.
- **Aviso Oficial MHA-SSME – 11/01/2019:** Se comunica a los agentes del MEM que las empresas listadas han informado que asumieron la titularidad de los establecimientos que se encontraban incorporados a dicho Mercado como Grandes Usuarios Mayores (GUMAs) y Grandes Usuarios Menores (GUMEs), y solicitan su habilitación para seguir actuando en el mismo carácter y bajo las mismas condiciones que los anteriores titulares.
- **Resolución ENRE N°2/2019:** Se sanciona a EDESUR S.A. por incumplimiento de las obligaciones correspondientes al relevamiento y procesamiento de los datos que permiten evaluar la Calidad del Producto Técnico -Nivel de Tensión.
- **Aviso Oficial MHA-SSME – 17/01/2019:** Se comunica a todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que la firma Central Puerto S.A. ha solicitado la desvinculación del MEM de la unidad de generación TV 14, identificada como LDCU TV14, que forma parte de la Central Térmica Luján de Cuyo.
- **Resolución ENRE N°1/2019:** Se sanciona a EDESUR S.A. por incumplimiento de las obligaciones correspondientes al relevamiento y procesamiento de los datos que permiten evaluar la Calidad del Producto Técnico -Nivel de Tensión- en el período comprendido entre los meses de marzo de 2017 y agosto de 2017.
- **Disposición MHA-SSERyEE N°14/2019:** Se autoriza el llamado a Licitación Pública Internacional 1/2019 para el Servicio de distribución, entrega e instalación de Kits Solares Domiciliarios y Lámparas Solares Recargables en Santiago del Estero, Catamarca y La Rioja, por la suma total de US\$10.000.000.
- **Disposición MHA-SSERyEE N°18/2019:** Se autoriza el llamado a Licitación Pública Nacional N°1/2019 correspondiente a la adquisición de 1.315 boyeros solares para varias provincias, por la suma total estimada de US\$950.000.
- **Resolución ENRE N°8/2019:** Se sanciona al Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), en su condición de prestadora de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica.

Otros

- **Decisión Administrativa N°1.955/2018:** Se modifica el Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2018.
- **Resolución MHA N°1.069/2018:** Se aprueba el Plan de Acción y Presupuesto para el ejercicio 2019 de la UESTY.
- **Decreto MHA-SGE N°28/2019:** Se acepta, a partir del 7 de enero de 2019, la renuncia

SÍNTESIS REGULATORIA

presentada por el Ing. Javier Alfredo Iguacel al cargo de Secretario de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda. Se designa, a partir del 8 de enero de 2019, Secretario de Gobierno de Energía del Ministerio de Energía, al Lic. Gustavo Sebastián Lopetegui.

- **Decisión Administrativa N°12/2019:** Se informa la distribución de los gastos corrientes y de capital, los gastos figurativos, las aplicaciones financieras, los recursos, las contribuciones figurativas y las fuentes de financiamiento previstas en la Ley N°27.467 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2019.
- **Resolución MHA-SGE N°1/2019:** Se determinan las funciones en la actual Subsecretaría de

Energías Renovables y Eficiencia Energética.

- **Decreto N°48/2019:** Se establece modificaciones en el organigrama de aplicación de la Administración Pública Nacional hasta nivel de Subsecretaría, estableciendo las respectivas competencias, en lo que respecta al MHA y a la SGE.
- **Decreto N°98/2019:** Se designa en el cargo de Subsecretario de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Recursos No Renovables y Mercado de los Combustibles, dependiente de la SGE del MHA, al Ingeniero Carlos Alberto María CASARES (M.I. N°12.946.551)

Ingresos al Mercado Eléctrico Mayorista del mes

Fecha Aviso Oficial	Empresa Ingresante	Instalación Ingresante
2/1/2019	GENNEIA S.A	Parque Eólico Villalonga II
17/1/2019	IEASA	Central Hidroeléctrica Cóndor Cliff
17/1/2019	Pampa Energía S.A.	Parque Eólico Pampa Energía
17/1/2019	Secco Renovar S.A.	Central Térmica a Biogás Ensenada
17/1/2019	Secco Energías Renovables S.A.	Central Térmica a Biogás González Catán
17/1/2019	IEASA	Central Hidroeléctrica La Barrancosa
30/1/2019	Energía de los Canales S.A.	Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico Canal Cacique Guaymallén - Salto N° 8

Resoluciones ENRE de acceso a la capacidad de transporte (solicitud y autorización) del mes

Fecha Resolución	Empresa Solicitante / Autorizada	Instalaciones
Res. ENRE N° 7/2019 (autorización acceso)	Empresa Bioeléctrica Dos S.A.	Central Bioeléctrica Río Cuarto II
Res. ENRE N° 8/2019 (solicitud acceso)	Aluar Aluminio Argentino SAIC	Transformador de potencia N° 3 (AP3AU03)
Res. ENRE N° 9/2019 (solicitud acceso)	Pampa Energía S.A.	Turbina Gas de la Central Térmica Genelba
Res. ENRE N° 319/2019 (autorización acceso)	EDESTE S.A.	Central Fotovoltaica Las Catitas Hive Mendoza
Res. ENRE N° 10/2019 (solicitud acceso)	GENNEIA S.A.	Parque Eólico Villalonga II
Res. ENRE N° 11/2019 (solicitud acceso)	Generadora Córdoba S.A.	Central Térmica Río Tercero
Res. ENRE N° 12/2019 (solicitud acceso)	TRANSBA S.A. y TRANSENER S.A.	Parque Eólico San Jorge – El Mataco
Res. ENRE N° 18/2019 (solicitud acceso)	Generadora Solar Santa Rosa S.A.	Planta Fotovoltaica Solar de los Andes

SÍNTESIS REGULATORIA
Permisos de exportación de gas natural otorgados en el mes

Tipo de Norma	Nro	Fecha Publicación	Empresa Exportadora	Empresa Importadora	Cuenca Exportación	Volumen (MMm ³ /día)	Fecha Límite
Res MHA-SGE	3	18/1/2019	WIER	AES UE	NQN	1,54	1/5/2019
Res MHA-SGE	5	18/1/2019	CGC	METHANEX	AUS	<i>Excedente</i>	01/06/2020
Res MHA-SGE	6	18/1/2019	CGC	COLBUN SA	AUS o NQN	<i>Excedente</i>	01/05/2019
Res MHA-SGE	8	22/1/2019	PAE	TBS	NQN	0,01	22/05/2019 (e)
Res MHA-SGE	9	22/1/2019	TOTAL	GASCO	AUS	0,10	1/12/2019
Res MHA-SGE	12	24/1/2019	PAMPA	UTE	NQN	0,60	1/5/2019
Res MHA-SGE	13	24/1/2019	PAE	UTE	AUS	1,64	24/01/2020 (e)

Directores

- Juan José Aranguren
 - Hugo Balboa
- Juan Manuel Carassale
 - Marcos Pourteau

Staff

- Andrés Ferraris
- Bernardo Vignolo
- María Agustina Gallo
- Daniela Repetto
- Claudia Plaul



Juan Bautista Alberdi 431 (B1636FNG) Olivos, Buenos Aires, Argentina
Tel. +54 11 4897 7118 / 7131
Mail: info@energyconsilium.com

www.energyconsilium.com