



# INFORME DE COYUNTURA ENERGÉTICA

## MAYO 2020

Juan Bautista Alberdi 431 (B1636FNI) Olivos, Buenos Aires, Argentina

Tel. +54 11 4897 7118 / 7131

Mail: [info@energyconsilium.com](mailto:info@energyconsilium.com)

[www.energyconsilium.com](http://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 y resumen de contenidos

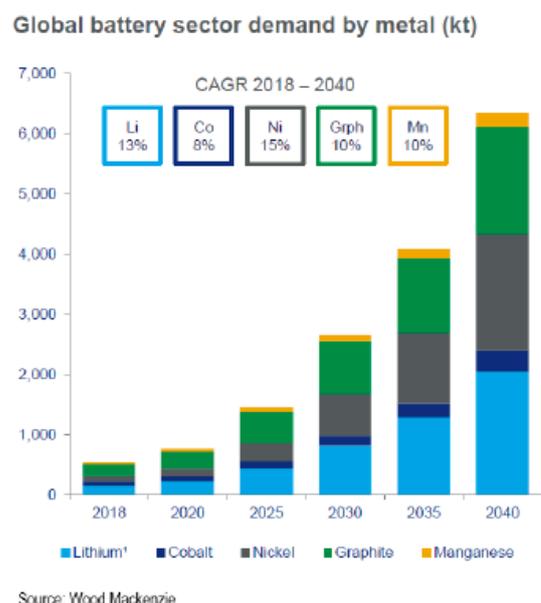
- **Tema del mes: El rol del litio en la descarbonización y electrificación de la matriz energética.** Los avances tecnológicos y la tendencia hacia un futuro energético con bajo impacto ambiental han modificado el rumbo de la industria del litio en los últimos años. Su abundancia junto con las destacadas propiedades de las baterías de Ion-Litio, hacen de este recurso un elemento clave para un futuro con menor cantidad de emisiones de GEI. En ese contexto, las oportunidades que se generan para Argentina son importantes en la medida en que puedan ponerse en funcionamiento proyectos que demuestren confiabilidad en la calidad de sus productos y eficiencia en sus costos..... p.2
- **Transición energética: El desarrollo de la hidroelectricidad y su rol en la transición energética estarán vinculados a diversos factores, específicos de cada proyecto y no exclusivamente vinculados al sector energético.** La evolución de la infraestructura hidroeléctrica ha estado íntimamente relacionada a políticas de desarrollo locales y nacionales, y no exclusivamente por sus aportes energéticos. Hacia futuro, la energía hidroeléctrica ocupará un rol importante en los escenarios de transición energética, pero para lograrlo deberá, además de competir con costos decrecientes de otras fuentes de energía renovable, superar dificultades en relación con su impacto socioambiental..... p.8
- **Escenario internacional: A pesar del crecimiento de la potencia hidroeléctrica, la participación de la hidroelectricidad en la generación de energía eléctrica ha disminuido en las últimas cuatro décadas.** La potencia hidroeléctrica a nivel mundial aumenta año tras año, no así su participación en la generación eléctrica que se ve afectada por un mayor incremento en la oferta de otras fuentes de energía y por las dificultades que enfrenta el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas.....p.12
- **Escenario regional: Con Brasil como principal impulsor, la región genera más del 50% de la energía eléctrica demandada a partir de la hidroelectricidad, superando ampliamente la participación media mundial.** Brasil no sólo es el mayor exponente del sector en una región que cuenta con abundantes recursos hídricos, sino que ocupa el segundo lugar en términos de potencia hidroeléctrica instalada a nivel mundial después de China. Sin embargo, en línea con la tendencia mundial, la participación de la hidroelectricidad en la generación de energía eléctrica disminuye paulatinamente. ....p.13
- **Escenario local: Desde la finalización de Yacretá, la escasa incorporación de potencia hidroeléctrica en Argentina se concretó con bajo sustento técnico-económico.** En el periodo 1970-2000 se produjo la mayor incorporación de potencia hidroeléctrica en el país. Desde entonces, con menor foco del sector público y poco interés del sector privado en invertir en proyectos de tan largo plazo, dadas las condiciones del mercado, el desarrollo del sector hidroeléctrico argentino ha sido limitado. Asimismo, la priorización de obras estuvo mayormente influenciada por cuestiones de índole política, en lugar de ser el resultado de la evaluación de parámetros técnicos, económicos y ambientales.....p.14
- **Temas principales para seguir en el corto plazo**.....p.16
- **Análisis de una norma relevante del mes: Derogación de la metodología de traslado de precios de gas natural a tarifas de distribución y creación de una "mesa de trabajo".** Por medio de la Resolución 27/2020 el Interventor del ENARGAS derogó la "Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas". Consideramos indispensable que el ENARGAS establezca un nuevo procedimiento de carácter general, que fije con claridad los principios y criterios que utilizará para evaluar los contratos de compra de gas natural y autorizar su traslado a las tarifas, brindando estabilidad a las reglas que se instituyan .....p.17
- **Síntesis regulatoria: Resumen de las principales normas (Leyes, Decretos y Resoluciones)** .....p.24

## El rol del litio en la descarbonización y electrificación de la matriz energética

< Por Juan Biset, con la colaboración de **ENERGY CONSILIUM** >

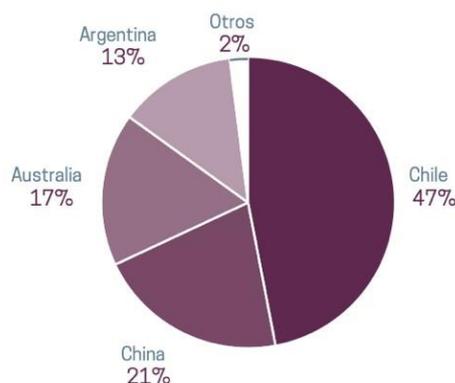
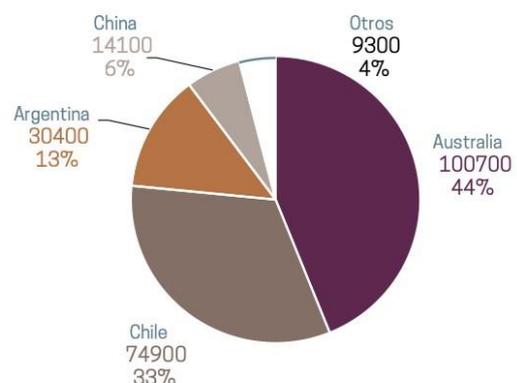
- Decimos en el Manifiesto de Energy Consilium que la Transición Energética, enfocada en el acceso a la energía y la mitigación del cambio climático, es el principal desafío de nuestra generación. Ese desafío nos obliga a que, sin dejar de ofrecer la energía necesaria para el desarrollo humano, podamos migrar hacia formas de energía más limpias; es decir, generar energía con un menor impacto en la salud humana y el ambiente en el que nos desarrollamos.
- Existen muchas formas de energía que logran ese doble propósito, pero su disponibilidad (oferta) es variable e intermitente y no siempre están disponibles -en cantidad y calidad- cuando se las requiere (demanda). Necesitamos, por lo tanto, de sistemas de integración de las distintas formas de energía que aporten flexibilidad al sistema energético en su conjunto.
- Hay varias tecnologías de integración que ya han empezado a desarrollarse (las redes inteligentes, el gerenciamiento de la demanda, el hidrógeno o el almacenaje de energía, por ejemplo) y jugarán un rol crucial para aumentar la flexibilidad del sistema energético en su conjunto, permitiendo integrar una mayor proporción de energías renovables intermitentes al sistema energético y la electrificación en gran escala de los sistemas de transporte, calefacción e industriales de la economía global.
- De estas tecnologías de integración, la que se presenta como más evidente para ajustar los desbalances oferta/demanda -aportando flexibilidad al sistema- es el almacenaje de energía, que ya se utiliza para esos fines en el mercado del petróleo crudo y sus derivados.
- El proyecto [BATSTORM](#) financiado por la Comunidad Económica Europea en la década pasada definió como objetivos críticos de la política energética europea de las próximas décadas la descarbonización del sistema energético, la integración de los mercados, el empoderamiento de los consumidores y el liderazgo tecnológico; estableciendo que las energías renovables son componentes esenciales para alcanzar esos objetivos y que las soluciones de almacenaje de energía en baterías (*Battery Energy Storage System, BESS*) puede ser el acelerador que facilitará la integración de las energías renovables al sistema energético global de una manera flexible y eficiente en costos.
- La dependencia de las *BESS* de ciertos minerales críticos para su fabricación (como Litio, Cobalto, Níquel, Grafito y Manganeseo) ha llevado a muchos analistas, como [Wood Mackenzie](#), a preguntarse si la disponibilidad de materias primas minerales le pondrán un freno de mano a la revolución de los vehículos eléctricos o cuanto menos, si su disponibilidad dictará la velocidad del desarrollo de los vehículos estos y/o de los sistemas de almacenaje energético
- Para todos ellos se espera un crecimiento anual promedio (*CAGR*) de dos dígitos en las próximas décadas. En el caso del Litio, el sector de las baterías tardó pocos años en convertirse en el mayor impulsor de su demanda mundial, y su uso -conforme a las actuales proyecciones- en cada tipo de baterías de ion-litio representará un poco más del 80% de la demanda total de Litio para 2030.

**Gráfico I. Demanda anual de materias primas para la fabricación de baterías**



**TEMA DEL MES**

- Es por ello que es de fundamental importancia para el desarrollo de la transición energética, entender la dinámica de su producción y consumo como elemento clave de la misma.
- El litio es el metal más liviano, y el elemento no gaseoso de menor densidad (0,535 g/cm<sup>3</sup>) de la tabla periódica. Si se lo sumergiese en agua, flotaría (más allá de que, al ser altamente reactivo, podría provocar una explosión). Esta reactividad explica su inexistencia en estado elemental o puro en la naturaleza. Sin embargo, asociado a otros elementos, integra un gran número de minerales. Su presencia es relativamente habitual en la corteza terrestre; algo menos que el cobre, pero más que el plomo, el estaño o la plata.
- El litio es también el más electronegativo<sup>1</sup> de los metales y debido a su baja resistividad, presenta excelentes condiciones de conductividad eléctrica. Estas últimas propiedades son las que lo convierten en un material con gran aptitud para la fabricación de baterías. Se lo puede encontrar en distintos tipos de depósitos en la corteza terrestre (arcillas, sedimentos lacustres, aguas geotermales), pero los únicos que se explotan comercialmente en la actualidad son ciertas rocas (fundamentalmente, espodumeno) y las salmueras de determinados salares de altura.
- La extracción del litio proveniente del espodumeno es un proceso típicamente minero, a cielo abierto o subterráneo, e incluye la remoción del mineral mediante voladuras y transporte, la trituración o molienda y su posterior beneficio consistente en la separación de ciertos elementos para la producción de un concentrado de litio. Este concentrado es tratado en plantas *off-site* (llamados “convertidores”), cuyo producto final será una de las dos formas más usuales de comercialización del litio: carbonato de litio (Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>; “CL” en el presente informe) o hidróxido de litio (LiOH; “HL” en el presente informe).
- Las salmueras, por su parte, se extraen mediante bombeo de pozos ubicados en el salar. A través de sucesivas piletas de evaporación solar, se eliminan por precipitación, distintos minerales. La salmuera resultante (enriquecida en litio<sup>2</sup>) es procesada en plantas químicas ubicadas generalmente en el lugar. El producto de un salar suele ser, por razones de proceso, CL que podrá luego ser convertido en HL, mediante ulteriores procesos químicos. Del CL y del HL se derivan todos los restantes productos químicos (cloruro de litio, litio metálico, etc.) Sin embargo, las baterías actuales utilizan solamente litio en forma de CL o de HL<sup>3</sup>.
- Si bien los recursos de litio están ampliamente distribuidos en el mundo, las reservas (es decir, los recursos comercialmente explotables) no lo están. Éstas se reparten en un 98% entre Chile, China, Australia y Argentina<sup>4</sup>. En cuanto a producción, el 96% del total de la oferta mundial corresponde a esos cuatro países.

**Gráfico II. Distribución geográfica de las reservas de litio**

**Gráfico III. Distribución geográfica de la producción de litio**


*Nota: Producción de litio en toneladas equivalentes de carbonato de litio (LCE)*

*Fuente: Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva y Banco Interamericano de Desarrollo, “Litio en la Argentina” (2019)*

<sup>1</sup> La electronegatividad es la capacidad de un átomo de atraer electrones pertenecientes a otro átomo cuando forman un enlace químico.

<sup>2</sup> Con una concentración de unas 6000 ppm, partiendo de aproximadamente 500ppm en el salar.

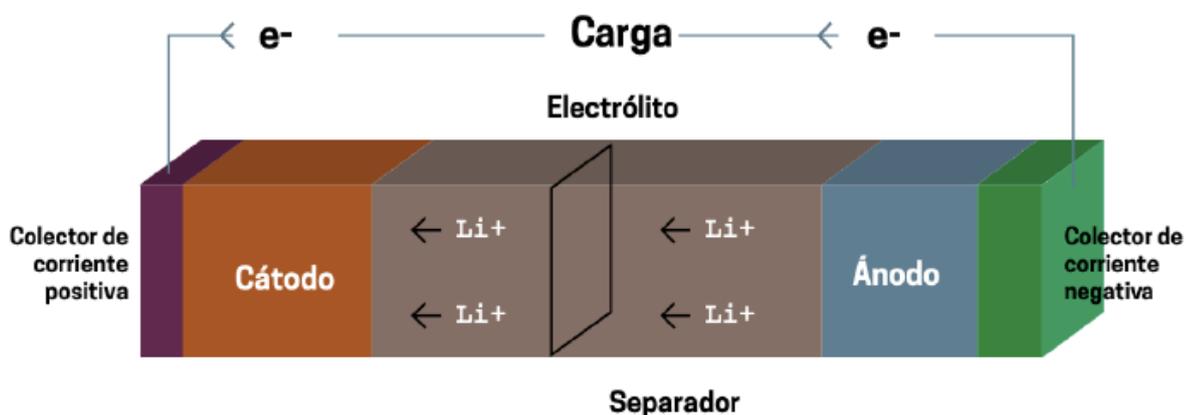
<sup>3</sup> Tecnologías actualmente en desarrollo —especialmente las relacionadas con las baterías en estado sólido (“*solid state batteries*”)— utilizan también litio metálico.

<sup>4</sup> El Salar de Uyuni, en Bolivia cuenta con importantes cantidades de litio las que, sin embargo, no han sido debidamente cubiertas como para ser consideradas reservas.

## TEMA DEL MES

- De la relación entre reservas y producción surge clara la importancia relativa del denominado “Triángulo del Litio”: si a las reservas presentes en el norte de Chile y el noroeste de Argentina, se sumasen las del sudoeste de Bolivia, encontraríamos que esta área concentra un gran volumen del litio del planeta.
- Sin embargo, es necesario entender que esta condición —a pesar de la innegable [importancia que reviste para las provincias del NOA argentino](#), está lejos de implicar que el “Triángulo del Litio” represente una especie de “Arabia Saudita” de este elemento, según publican algunos medios.
- El mercado mundial de litio está creciendo significativamente, pero es aún relativamente pequeño. En 2017 el valor del litio comercializado mundialmente fue de USD3bln; el de cobre de USD95bln, y el de oro de USD125bln, es decir más de 30 y 40 veces, respectivamente.
- La demanda actual (2019) es de 300 ktons de LCE (Carbonato de Litio Equivalente) y se proyecta en 760 ktons de LCE para el año 2025; lo cual, de cara a los recursos existentes (70 millones de tons de LCE), indicaría que existe una enorme disponibilidad potencial de litio.
- Hay otras fuentes de litio disponibles en la tierra, además de los salares. Incluso el principal productor mundial es Australia, a través del espodumeno, y se encuentran en estudio otros tipos de yacimientos como arcillas y sedimentos lacustres.
- Como veremos más adelante, el litio se comercializa en forma de compuestos químicos específicos, según los usos que se requieran. Es decir, un importante componente del valor final del producto depende de procesos químicos posteriores a la extracción del mineral o la salmuera. Dicho de otro modo, el litio en la tierra representa una pequeña fracción del valor total del CL o HL.
- El litio se utiliza desde hace tiempo en la producción de vidrios y cerámicos, de grasas y lubricantes, como insumo de ciertos procesos siderúrgicos, y, en menores cantidades, como fármaco y hasta en la fabricación de bombas termonucleares, como precursor del tritio.
- Más recientemente comenzó a utilizarse como insumo en la fabricación de baterías de ion-litio. Siendo hoy el principal destino industrial del litio, circunstancia que se consolidará aún más en el futuro.
- Las baterías de ion-litio permiten almacenar energía de forma segura y eficiente, tanto en términos de peso/volumen de la instalación, como por unidad de energía almacenada. Este tipo de baterías empezó a tomar relevancia de la mano de celulares y notebooks primero y, más recientemente, con la incorporación de vehículos eléctricos (VE) y el almacenamiento de energías renovables.
- Las baterías de ion-litio son recargables y están compuestas por un ánodo, un cátodo, un separador y un electrolito.

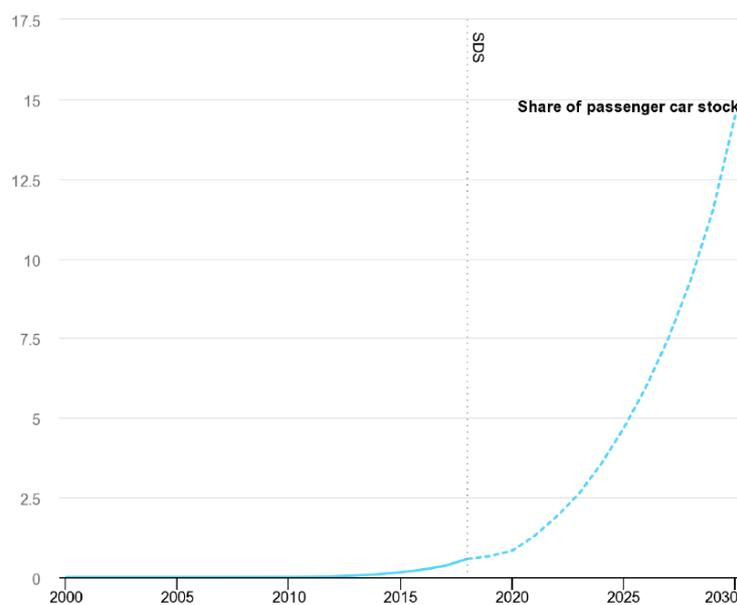
Gráfico IV. Batería de ion-litio.



Fuente: : [Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva y Banco Interamericano de Desarrollo, “Litio en la Argentina” \(2019\)](#)

**TEMA DEL MES**

- Los iones de litio fluyen a través del electrolito desde el cátodo hacia el ánodo durante la carga, y en dirección opuesta durante la descarga. Este último flujo genera a su vez electrones que son los utilizados para energizar distintas aplicaciones. En las baterías actuales el litio forma parte del compuesto químico del cátodo<sup>5</sup>. El ánodo es usualmente de grafito, aunque se está estudiando su reemplazo por litio metálico.
- La abundancia del litio, su relativo bajo costo en relación con el costo total de la batería y su probada eficiencia en materia de almacenamiento y entrega de energía sugieren que las baterías de ion-litio serán un componente clave y duradero en la transición energética.
- Específicamente, las baterías se utilizan en electromovilidad —representada por automóviles, buses, camiones, y demás vehículos de dos ruedas (ciclomotores, bicicletas, monopatines)— y en el almacenamiento estacionario de energía, especialmente de fuentes renovables, ya sea doméstico o a nivel de red.
- La conjunción de incentivos, regulación, cambios socioeconómicos y mejoras en los precios y performance de los VE<sup>6</sup>, explican su creciente demanda. Los más de 5 millones de automóviles eléctricos actuales representan, sin embargo, menos del 1% del parque automotor mundial.
- Las estimaciones en relación con la penetración futura de VE son variadas, pero como lo demuestra la de la IEA en relación con su [Escenario de Desarrollo Sustentable](#), el crecimiento previsto es exponencial.

**Gráfico V. Participación de vehículos eléctricos**


Fuente: IEA

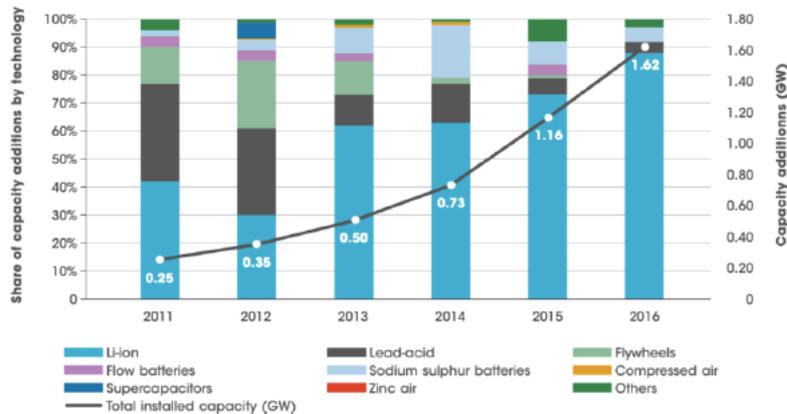
- Y algo similar ocurre en relación con las baterías de almacenamiento estáticas. Hay ya un incremento muy marcado en su adopción (en 2018 se duplicó la capacidad instalada al 2017), y éste se espera que continúe en los próximos años. Por lo demás, el mix de tecnologías de almacenamiento se inclina mayoritariamente por las baterías de ion-litio.

<sup>5</sup> Existen distintos tipos de cátodos, con diferentes características de precio, densidad de energía, seguridad, performance, capacidad de recarga, etc. y, por ende, más adecuados para distintos usos. Los más comunes actualmente son LCO, LFP, LMO, (L)NCA y (L)NMC, según los materiales que lo componen.

<sup>6</sup> Se incluyen en este concepto las distintas variantes de vehículos híbridos y parcialmente eléctricos (HEV y PHEV, por sus siglas en inglés) y los completamente eléctricos (BEV).

TEMA DEL MES

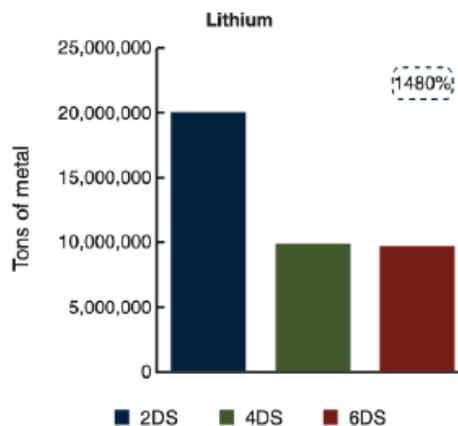
**Gráfico VI. Tecnologías utilizadas en almacenamientos de escala de red, y total de la capacidad instalada de almacenamiento, 2011-2016**



Fuente: IRENA, "Utility-scale batteries. Innovation landscape brief"

- Más allá de las dificultades de establecer pronósticos en las actuales condiciones, el litio se perfila entonces como uno de los elementos críticos para la transición energética.
- Para escenarios de cambio climático de 2°, 4° y 6° C, el [Banco Mundial](#) estima una demanda acumulada de litio para 2050 de entre 10 y 20 millones de toneladas de litio metálico<sup>7</sup>. Esto representaría un incremento de 1480% respecto de los niveles de producción de 2015, en el escenario de mayor demanda.

**Gráfico VII. Demanda acumulada global de litio metálico para el período 2013-2050, en escenarios de 2°, 4° y 6° C**



Fuente: The World Bank, "The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future"

- Este requerimiento de producción futura presenta numerosos desafíos y oportunidades tanto para el mundo, como para la Argentina.
- Además del importante crecimiento de los volúmenes de litio antes mencionado, varias dificultades y oportunidades derivadas de las características particulares de la industria se presentan en el horizonte.
- El litio es comercializado en forma de productos químicos especializados, y no como un *commodity*. No son intercambiables, desde la perspectiva del comprador, los productos ofrecidos por distintos proveedores. Además, se trata de una industria "bifronte": operaciones mineras tradicionales (espodumeno) o de solución

<sup>7</sup> Notar que el Banco Mundial utiliza el "litio metálico" como unidad de medida. Una referencia más apropiada sería el LCE, en cuyo caso los volúmenes del gráfico serían 106mill. tons. LCE (para el escenario de 2° C) y 53m tons LCE (para los de 4° y 6° C). El crecimiento implicado (de las actuales 300k tons. LCE por año), es por demás relevante.

## TEMA DEL MES

(salares) y procesamientos químicos complejos, donde cada salar, por lo demás, tiene una composición química específica a la cual deben adaptarse los procesos mineros y de tratamiento posterior

- Asimismo, los métodos de extracción difieren en cuanto a sus costos (mayores gastos de capital y menores gastos operativos en el espodumeno y viceversa en los salares) y la duración del ciclo de producción (el procesamiento en piletas de evaporación puede llevar unos 2 años).
- Los distintos productos químicos que se obtienen a partir del litio tienen usos y mercados específicos, y si bien es posible transformar CL en HL, en circunstancias normales lo más eficiente y de menor costo es obtener HL de concentrados de espodumeno, y CL de salmueras.
- Por otra parte, el mercado del litio -especialmente el de baterías- es altamente preciso y tecnificado y exige no solo altos niveles de pureza (el litio “grado batería” es 99,5% puro) sino que, además, la composición química del 0,5% restante también es muy relevante.
- La elaboración del producto final (batería) también presenta su particularidad. Una batería es en realidad un conjunto de módulos -que a su vez son un conjunto de celdas- que contienen múltiples elementos además del litio: aluminio, níquel, cobalto y/o hierro, según su composición. La tecnología de la batería requiere de software, y procesos de construcción y electrónica de control tecnificados y específicos.
- Comparativamente, la incidencia del precio del litio en el de la batería es inferior al 2%. También es menor el mercado global de litio (USD3bln en 2017), comparado con el de cátodos (USD16bln) y el de baterías (USD28.5bln)
- Cada uno de los tipos de cátodo existentes —cuya elección depende del uso que se va a dar a la batería— utiliza distintos productos químicos de litio. Algunos (LFP, LCO) utilizan CL, mientras que otros (NCA, NMC) usan HL. El litio metálico, utilizado en la incipiente tecnología de baterías en estado sólido, no se deriva ni del CL ni del HL, sino del cloruro de litio y su producción es de alta intensidad energética. Si esta tecnología madura, seguramente se producirá un cambio de paradigma en la industria.
- Desde el punto de vista de la competencia, la producción de litio se encuentra concentrada en pocas empresas productoras, con las cuatro primeras generando más del 80% del total. Este nivel de concentración se estima continuará en el futuro, a pesar del ingreso de nuevos participantes. Esto genera barreras de ingreso, en especial en relación con los procesos químicos de tratamiento del mineral y falta de transparencia en varios segmentos de la industria. También se han identificado fuertes barreras de ingreso tecnológicas, de capital y de propiedad intelectual en los sectores *downstream* de los cátodos y las baterías.
- El precio del litio ha evidenciado alta volatilidad, subiendo desde US\$ 5k/t LCE en 2016, hasta US\$ 19,5k/t LCE en 2017, estabilizándose actualmente en US\$ 9k/t LCE. Cuando los precios bajan, las empresas productoras encuentran dificultades para expandir sus operaciones y atender la demanda futura; cuando aumentan, la posibilidad de que los consumidores adopten tecnologías sustitutivas se incrementa. Lo mismo ocurre cuando aparecen dudas respecto de la capacidad de la industria de proveer todo el litio que requiera la integración futura de los sistemas energéticos.
- En resumen, se trata de una industria compleja y multifacética, que se encuentra frente a un escenario positivo en términos de demanda esperada, y desafiante en materia de expansión de capacidad de producción. Las oportunidades que se generan para Argentina son también importantes en la medida en que puedan ponerse en funcionamiento proyectos que demuestren confiabilidad en la calidad de sus productos y eficiencia en sus costos.
- El marco regulatorio es en general adecuado, especialmente en comparación con Chile y Bolivia, pero las necesidades de infraestructura son todavía muy altas. Una política de estado tendiente a facilitar la instalación de proyectos mineros en los salares, y a generar altos grados de calidad en el producto químico ofrecido sería clave para lograr este resultado y colaborar con el objetivo de mitigación del cambio climático.

**TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

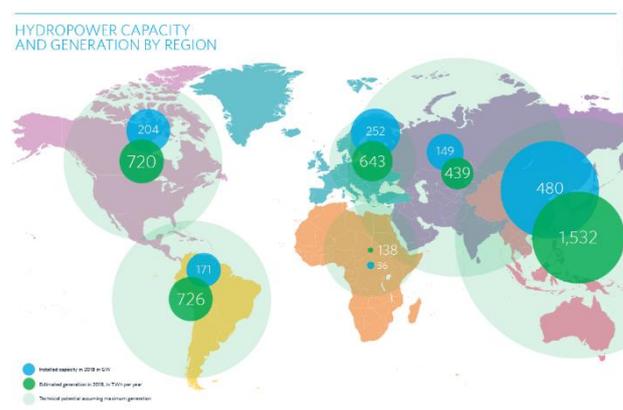
## El desarrollo de la hidroelectricidad y su rol en la transición energética estarán vinculados a diversos factores, específicos de cada proyecto y no exclusivamente vinculados al sector energético

- 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. Asimismo, el acceso a agua limpia fomenta el desarrollo económico de las sociedades. Ambos desafíos, junto a la adopción de medidas para combatir el cambio climático, están incluidos en la Agenda de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas y son afrontados, entre otros, por un uso eficiente de los recursos hídricos.
- Hacia fines del siglo XIX la primera central hidroeléctrica de 12,5 kW entraba en funcionamiento en Wisconsin, Estados Unidos, sin embargo, los recursos hídricos ya se aprovechan para otros fines, como riego y operaciones industriales, desde hace más de 2000 años. Los aprovechamientos hídricos multipropósito han sido (y aún son) catalizadores de desarrollo económico y social al proveer, además de energía, sistemas de gestión del agua para desarrollos rurales, industriales, turísticos y poblacionales.

- De hecho, la mayoría de las 45.000 represas de envergadura del mundo se construyeron para navegación, riego, control de crecidas y abastecimiento de agua potable y no como aprovechamientos hidroeléctricos, los cuales sólo participan en un 25% de las mismas.

- Durante el año 2018, los 1.300 GW de potencia instalada a nivel mundial generaron 4.200 TWh, es decir un 16% de la generación total y un 2,5% de la demanda primaria de energía, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA). Dicho valor resulta aproximadamente el 30% de los 14.600 TWh/año de generación hidroeléctrica potencial, que resultarían de una capacidad potencial de 3.700 GW, conforme a los recursos hídricos mundiales inventariados.

**Gráfico VIII. Capacidad instalada y generación hidroeléctrica real y potencial**



Fuente: International Hydropower Association  
[Hydropower Status Report 2019](#)

- No se puede soslayar que, dadas sus características, la evolución de la infraestructura hidroeléctrica ha estado íntimamente relacionada a políticas de desarrollo locales y nacionales, y no exclusivamente por sus aportes energéticos. De hecho, su polifuncionalidad implica un desafío al momento de asignación de costos y beneficios. Sin embargo, más allá de su rol como vector de desarrollo económico y social, la hidroelectricidad es una fuente renovable de energía que ofrece un significativo potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a pesar de tener otros impactos ambientales y sociales.
- El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) dedica una sección del capítulo sobre hidroelectricidad de su Quinto Reporte ([Hydropower - AR5](#)) al análisis de su impacto ambiental y social. Allí se destaca que cada proyecto hidroeléctrico está diseñado para un lugar específico y, por ende, la magnitud de su impacto ambiental y social, al igual que sus efectos positivos y negativos, dependen, en gran medida, de su ubicación. Asimismo, se resalta que la clasificación de los reservorios de acuerdo con el tamaño, que presenta simplificaciones administrativas y es muy común en varios países, en particular para establecer regímenes de promoción de energías renovables, resulta, hasta cierto punto, discrecional y no cuenta con indicadores técnicos rigurosos, tanto desde el punto de vista económico como ambiental; los cuales serían los apropiados para analizar la viabilidad de cada proyecto.
- Más allá de las particularidades de cada caso, los siguientes impactos sociales y ambientales resultan comunes a cada tipo de proyecto:

**TRANSICIÓN ENERGÉTICA**
**Tabla I. Principales impactos ambientales y sociales por tipo de proyecto hidroeléctrico**

Tipo	Principales impactos ambientales y sociales
Todos	Barreras para migración de peces, navegación y transporte de sedimentos. Modificación de costas y cauces.
Pasada	Reducción de flujo entre toma de agua y casa de máquinas
Embalse	Alteraciones al ambiente natural y humano, modificando ecosistemas, biodiversidad y comunidades. Modificación de flujos volumétricos y patrones estacionales del río. Cambios en la calidad y temperatura del agua. Emisiones asociadas a cambios en el uso del suelo.
Multipropósito	Mismos impactos que embalses. Posibles conflictos en el uso del agua. Impulso al desarrollo regional.
Bombeo	Impactos confinados a una pequeña área.

Fuente: Hidroelectricidad – 5to Reporte del IPCC

- En el ICE de junio 2019 mencionábamos que “*el análisis del impacto de la bioenergía en las emisiones de GEI por lo tanto hoy incluye un análisis de LCA [NdeR: análisis de ciclo de vida] de la producción, transformación y utilización de esta, así como un análisis de impactos directos e indirectos de uso de la tierra incluyendo el impacto sobre el stock de CO<sub>2</sub>*”. El citado reporte concluye que la mayoría de los LCAs de reservorios hídricos (cuantificación durante la construcción, operación y desmantelamiento) han resultado en niveles de emisión muy bajos y, a la vez, que no hay consenso en cuanto al cálculo de emisiones asociadas al cambio de uso del suelo, necesario para la determinación de sus emisiones netas.
- La magnitud de los impactos ambientales y sociales locales sumada a la mencionada falta de consenso en torno a las emisiones es lo que ha afectado la construcción de grandes embalses en los últimos años. En Sudamérica contamos con tres ejemplos recientes:

  - a. En noviembre de 2019, luego de superar reclamos locales e internacionales asociados a la inundación de una extensa área de selva, se puso en funcionamiento la última turbina de la central hidroeléctrica Belo Monte en el norte de Brasil, que con 11,23 GW y 516 km<sup>2</sup> de embalse es la tercera central del mundo en cuanto a potencia instalada después de Tres Gargantas (22,5 GW en China) e Itaipú (14 GW en Brasil/Paraguay).
  - b. Las represas Condor Cliff y La Barrancosa, actualmente en construcción sobre el Río Santa Cruz en Argentina y con una potencia total de 1,31 GW y 428,5 km<sup>2</sup> de embalse, sufrieron modificaciones al proyecto original (reducción del nivel de embalse de Condor Cliff y cambio de modo de operación de La Barrancosa) para evitar la afectación del lago Argentino y mantener aguas abajo el régimen natural del río y, por lo tanto, evitar la potencial afectación de su estuario. Todo ello en el marco del proceso de evaluación de impacto ambiental y audiencia pública prevista en la Ley Nacional Nro. 23.879, implementado a raíz de una medida cautelar dictaminada en diciembre de 2016 por la Corte Suprema de Justicia de la Nación que suspendió la ejecución de las obras principales de los aprovechamientos.
  - c. Por último, en noviembre de 2017 se anunció el cese de actividades y la cancelación del Proyecto Hidroeléctrico Aysén, el cual contemplaba la construcción de 5 centrales hidroeléctricas con una potencia total de 2,75 GW y una superficie de embalses de 59 km<sup>2</sup> en la Patagonia chilena. Si bien el proyecto había sido aprobado originalmente, en el marco de una fuerte crítica ambientalista y de habitantes de la región de Aysén, la aprobación del proyecto final (incluyendo el transporte de la generación de energía eléctrica) nunca sucedió.
- Más allá de su propio nivel de emisión, la generación hidroeléctrica, en particular aquella embalsable y despachable durante picos de demanda, permite el desplazamiento de energía eléctrica de fuente fósil, reduciendo la emisión de GEI de la generación de energía eléctrica de cada país. Asimismo, la flexibilidad de la hidroelectricidad de punta puede ser utilizada para reducir la frecuencia de arranque y parada de máquinas termoeléctricas, aumentando el tiempo de funcionamiento de éstas en condiciones de mayor eficiencia térmica y, en consecuencia, minimizando el consumo de combustible y las emisiones asociadas. Por último,

**TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

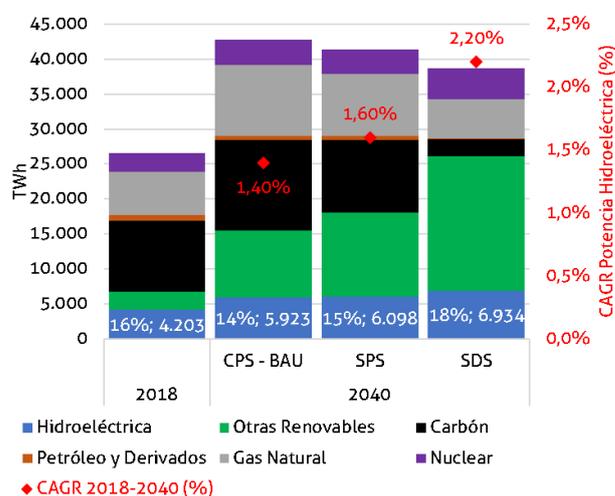
esa misma flexibilidad colabora con el desafío de integración de otras fuentes renovables intermitentes de energía, necesarias para la descarbonización del sistema eléctrico.

- Por otro lado, las siguientes características permiten a la energía hidroeléctrica brindar servicios necesarios para la operación segura de los sistemas eléctricos integrados:
  - a. Flexibilidad operativa, incluyendo bajos costos de arranque y parada y en lapsos cortos, cambios rápidos en la potencia entregada y amplios rangos de generación con alta eficiencia, lo que permite brindar servicios de regulación de frecuencia y balanceo del sistema.
  - b. Menor susceptibilidad a la pérdida intempestiva de generación que la energía termoeléctrica y posibilidad de reestablecer la generación y entrega de energía al sistema, en caso de caída del servicio eléctrico (arranque en negro).
- Por esas razones la energía hidroeléctrica ocupa un rol importante en los escenarios futuros de transición energética. Sin embargo, para ello deberá, además de superar dificultades socioambientales, competir con costos [decrecientes](#) de otras fuentes de energía renovable, cómo la eólica o la solar fotovoltaica.

➤ Así se ve reflejado, por ejemplo, en el Escenario de Desarrollo Sustentable (SDS) de la IEA, compatible con el objetivo del Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2°C por encima de los niveles pre-industriales, que estipula al año 2040 una generación hidroeléctrica de aproximadamente 7.000 TWh/año, equivalente a un 18% de la generación total de dicho año y el 47% de la generación hidroeléctrica potencial total.

➤ Para ello el crecimiento anual promedio de la potencia hidroeléctrica, que durante los pasados 22 años fue del 2,6% (con una fuerte expansión en Asia), debería alcanzar un promedio de 2,2%.

**Gráfico IX. Generación por fuente al año 2040 en los escenarios de la IEA**



Fuente: Elaboración propia en base a IEA World Energy Outlook 2019

➤ Sin embargo, tanto el escenario de políticas actuales (CPS ó BAU – *Business As Usual*) como aquél que incluye las intenciones anunciadas (SPS), los crecimientos de la potencia hidroeléctrica (1,4 y 1,6% respectivamente), si bien son significativos, no alcanzan a aumentar la participación de la generación hidroeléctrica, en particular considerando escenarios de mayor crecimiento de la demanda. Asimismo, la IEA en su último [reporte tecnológico](#) considera que la expansión hidroeléctrica no se encuentra en ritmo adecuado para alcanzar su contribución al SDS, debido, principalmente, al menor desarrollo de proyectos de gran escala en China y Brasil, a raíz de cuestionamientos por impactos ambientales y sociales de su construcción.

➤ A pesar de ello, algunos escenarios plantean, inclusive, mayores participaciones renovables y plazos más acelerados. Tal es el caso de Mark Z. Jacobson et al., que en su artículo [Impacts of Green New Deal Energy Plans on Grid Stability, Costs, Jobs, Health, and Climate in 143 countries](#), proyecta el abastecimiento energético al año 2050 de 143 países, que abarcan prácticamente la totalidad de las emisiones de GEI actuales, en base a energía 100% eólica, hidroeléctrica y solar (*Wind Water Solar*, o *WWS*). Para los autores, dicho escenario requiere menos energía y menos recursos económicos y, a la vez, crea más fuentes de empleo que el escenario de políticas actuales.

➤ Básicamente el planteo consiste en la aplicación de políticas de eficiencia energética agresivas, la electrificación masiva de consumos (los cuales en gran medida resultan flexibles en función de las condiciones de oferta y demanda energética) y, en términos de oferta, la instalación de numerosas centrales fotovoltaicas y eólicas, así como de unidades de almacenamiento y potencia hidroeléctrica, principalmente en embalses cuyo potencial hidroeléctrico no ha sido todavía explotado en su totalidad.

## TRANSICIÓN ENERGÉTICA

- El estudio no estuvo exento de críticas. Además de resaltar errores metodológicos y consideraciones poco realistas, los [críticos](#) del escenario WWS se enfocaron en que, a diferencia del resto de los escenarios (IEA, IPCC, entre otros) que plantean un portafolio tecnológico amplio y diversificado con desafíos desde el punto de vista económico y de balanceo de sistemas eléctricos, el WWS alcanza un escenario 100% renovable sin considerar otras tecnologías actualmente maduras, competitivas y de bajo impacto ambiental (como la nuclear, la biomasa o la de captura de carbono) y que, de manera adicional, lo harían más competitivo en términos de costos y sin poner en riesgo el abastecimiento energético, en particular en lo relacionado a la estabilidad del sistema eléctrico.
- En cuanto a la generación hidroeléctrica, una de las [observaciones](#) principales al escenario WWS radica en el cambio drástico del despacho de la hidroelectricidad para cubrir la intermitencia de las fuentes renovables variables, sin considerar, además de limitaciones técnicas, las consecuencias que ello traería en otras centrales hidroeléctricas (tanto aguas abajo como arriba de cada aprovechamiento), ecosistemas, industrias asociadas (como silvicultura y turismo), control de inundaciones, derechos sobre el uso del agua, entre otros.
- Si bien sus conclusiones fueron fuertemente criticadas, en el WWS se expone (de manera exacerbada) el importante rol de la energía hidroeléctrica en los escenarios de transición energética, como fuente de bajas emisiones que aporta la flexibilidad necesaria para permitir elevadas participaciones de fuentes renovables intermitentes de energía, necesarias para reemplazar los combustibles fósiles. Por otro lado, de las observaciones que recibió el ejercicio se rescata que los embalses no pueden ser considerados exclusivamente desde una arista energética, sino que su uso tiene significativas implicancias extra-sectoriales.
- En consecuencia, más allá de los desafíos propios del sector, como la insuficiente información hidrológica y geológica, la falta de planeamiento de cuencas fluviales, la escasez de financiamiento y de recursos humanos capacitados, sumada a la necesidad de colaboración regional (en particular, pero no de manera excluyente, para aquellas cuencas con afectación a distintos países), las barreras para el futuro desarrollo de la energía hidroeléctrica estarán fuertemente ligadas a cuestionamientos ambientales y sociales.

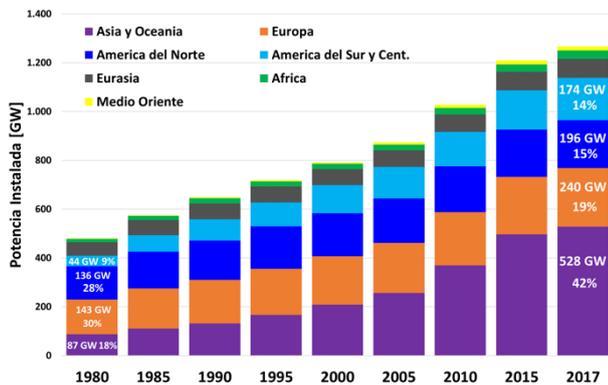
**«La energía hidroeléctrica tiene un rol importante en la transición energética, sin embargo, su desarrollo futuro está fuertemente ligado a cuestiones no exclusivamente vinculadas al sector energético»**

- Desde el punto de vista ambiental, la hidroelectricidad puede ocasionar daños locales y regionales, a la vez que ofrece ventajas nacionales o globales para la mitigación de los efectos del cambio climático. Asimismo, la falta de consenso en cuanto a las emisiones netas de un reservorio hídrico ha levantado cuestionamientos, inclusive, en cuanto al potencial de reducción de emisiones de GEI. A raíz de ello, se han desarrollado [herramientas](#) para cuantificar el impacto de cada proyecto en particular y evitar, entre otros, la simplificación a partir de la categorización por tamaño o potencia instalada.
- En términos sociales, la construcción de grandes reservorios puede implicar el desplazamiento de comunidades y la modificación de áreas productivas aguas abajo, pero al mismo tiempo ser un importante vector de desarrollo regional. La eficiente asignación de costos entre los distintos beneficiarios de los aprovechamientos hídricos multipropósito (con límites en el beneficio que cada propósito recibe), así como la correcta compensación de aquellos damnificados parecen ser factores determinantes para el desarrollo de nuevos proyectos, en particular considerando que, en general, el sector público ha dejado de ser el impulsor de reservorios frente al desarrollo de mercados competitivos de energía.
- La generación hidroeléctrica es una de las tecnologías necesarias de la transición energética, proveyendo energía y servicios a los sistemas eléctricos, particularmente para manejar la intermitencia de otras fuentes de energía renovable. Sin embargo, su desarrollo estará ligado a las características de los proyectos específicos, su costo, impacto ambiental y beneficios asociados no energéticos. Por lo tanto, su relevancia será muy diversa en las distintas regiones y países.

ESCENARIO INTERNACIONAL

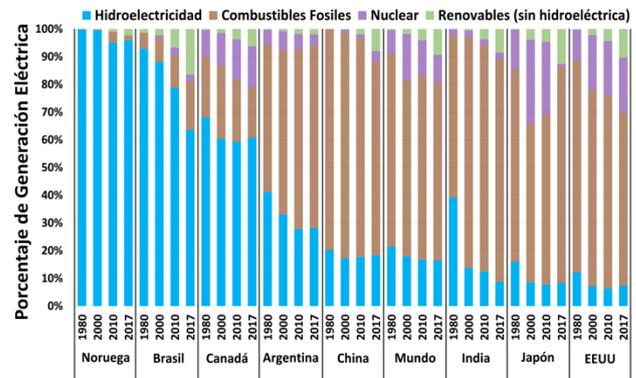
**A pesar del crecimiento de la potencia hidroeléctrica, la participación de la hidroelectricidad en la generación de energía eléctrica ha disminuido en las últimas cuatro décadas**

**Gráfico X. En los últimos 40 años la potencia hidroeléctrica creció sostenidamente, principalmente en Asia y América del Sur...**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA (Incluye Bombeo).

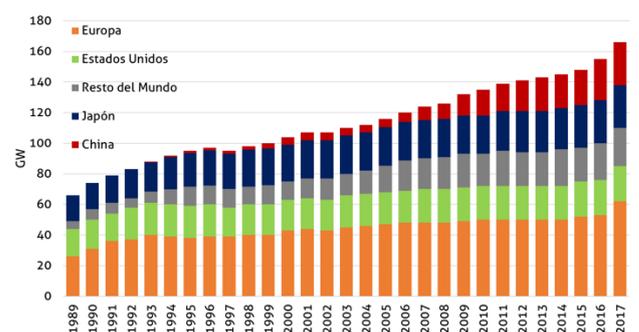
**Gráfico XI. ... sin embargo, la hidroelectricidad perdió participación frente a otras fuentes de generación.**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA.

- El desarrollo hidroeléctrico requiere la presencia de varios factores: (i) geografía adecuada y disponibilidad de recursos. (ii) financiación y planeamiento adecuados. (iii) compromiso político. (iv) mercados favorables e inversiones de capital importantes. El contexto socioeconómico de varios países a lo largo del siglo XX impulsó la puesta en marcha de varios proyectos hidroeléctricos de gran escala, en su mayoría de carácter público e impulsados por el objetivo de poner en marcha nuevamente estas economías.
- Durante los últimos 40 años se evidenció un crecimiento sostenido en términos de potencia instalada hidroeléctrica a nivel mundial, principalmente en Asia y Oceanía (Gráfico X) y particularmente en China, que con 352 GW, es actualmente el país con mayor potencia hidroeléctrica instalada.
- En línea con el aumento de la potencia, la generación hidroeléctrica creció con el correr de los años, y en la actualidad, con una participación del 16% constituye la tercera fuente de generación, luego del carbón y el gas natural. Sin embargo, dado el mayor crecimiento de la demanda y el desarrollo de nuevas tecnologías, perdió participación frente a otras fuentes de generación (Gráfico XI).
- A diferencia de lo sucedido en Asia y, en menor medida, América del Sur, algunas regiones no han visto avances notables en el sector hidroeléctrico. África, particularmente, tiene el mayor potencial hidroeléctrico no utilizado del mundo, aprovechando al año 2018 solo un 11% (36,3 GW) de éste y manteniendo una alta dependencia de recursos fósiles. Asimismo, Medio Oriente con menor disponibilidad de recursos hídricos y abundancia de recursos hidrocarbúricos, no evidenció incorporaciones hidroeléctricas significativas.
- Además de la generación eléctrica, la hidroelectricidad se utiliza para almacenaje de energía, en particular mediante plantas de bombeo. Dichas unidades representan sólo un 12,4% de la capacidad instalada hidroeléctrica total, pero un 94% del almacenaje de energía a nivel mundial (que, a su vez, representa menos del 3% de la potencia de generación total instalada). Sólo tres países concentran el 50% de la capacidad instalada de bombeo, siendo China el país con mayor avance en los últimos años, impulsada por los ambiciosos objetivos de energías renovables que impulsó su gobierno.

**Gráfico XII. El 50% de la potencia instalada de bombeo se concentra en tres países.**

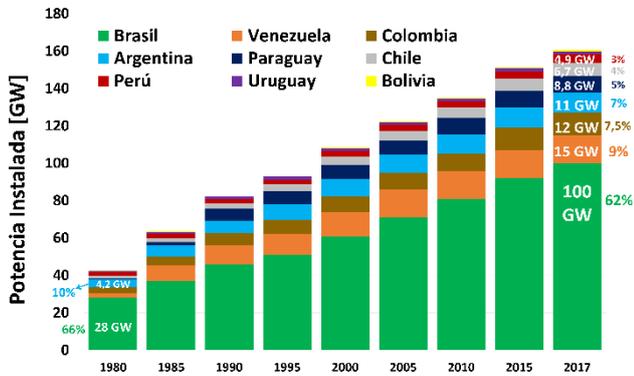


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA (2017).

ESCENARIO REGIONAL

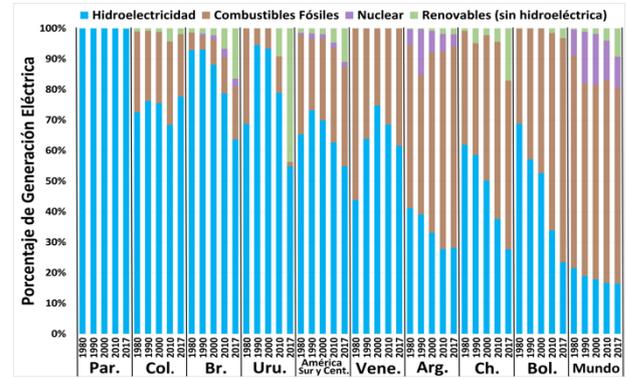
Con Brasil como principal impulsor, la región genera más de un 50% de la energía eléctrica demandada a partir de la hidroelectricidad, superando ampliamente la participación media mundial

Gráfico XIII. Brasil impulsa el crecimiento del sector hidroeléctrico en la región ...



Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA (Incluye Bombeo).

Gráfico XIV. ... cuya participación en la generación supera a la media mundial.

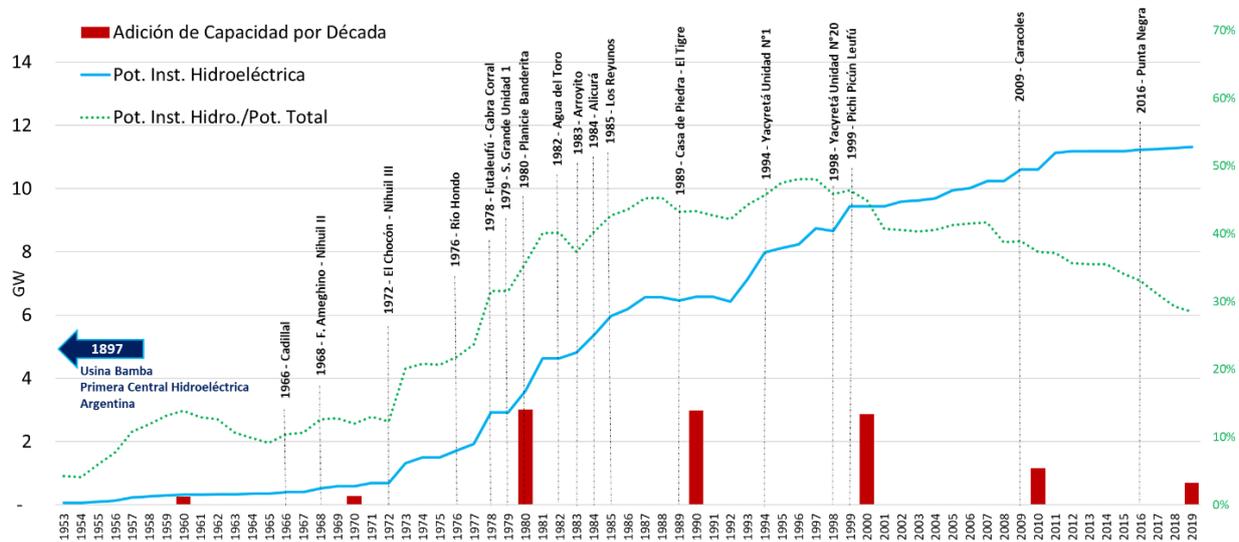


Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA.

- En línea con la tendencia mundial, la potencia hidroeléctrica de la región creció en las últimas cuatro décadas, alcanzando los 174 GW en 2017, cuarta a nivel mundial en cuanto a potencia instalada. A su vez, la generación hidroeléctrica representa más de un 50% de su generación eléctrica, en comparación con la media mundial que genera menos del 20%. La hidroelectricidad, además de ser una fuente de generación eléctrica importante para la región, también ha facilitado la interconexión entre países mediante las centrales binacionales, tal el caso de Salto Grande (Argentina y Uruguay), Yacyretá (Argentina y Paraguay), Itaipú (Brasil y Paraguay). En el caso de Paraguay y Uruguay, la generación de estas centrales, impulsadas principalmente por los países vecinos de mayor envergadura, implica un abastecimiento significativo de su demanda.
- El crecimiento hidroeléctrico regional fue impulsado por Brasil (Gráfico XIII), el país más importante de la región en términos hidroeléctricos, que en 2018 superó a Estados Unidos convirtiéndose en el segundo país con mayor potencia hidroeléctrica instalada después de China. Con menos del 50% desarrollado, Brasil todavía está lejos de haber alcanzado su máximo potencial hidroeléctrico. Si bien la construcción de nuevos proyectos de gran envergadura encontró cuestionamientos sociales y ambientales, en la última licitación trienal de "energía nueva" A-6 (a seis años) de 2019 para energías renovables se [contrataron](#) 27 proyectos hidroeléctricos pequeños (264 MW) sobre un total de 91 proyectos de generación (1.155 MW).
- En contraste al crecimiento en potencia instalada, la participación de la generación hidroeléctrica también cayó en promedio en la región. Algunos países poseen matrices de generación eléctrica con elevada participación hidroeléctrica y superiores a la media de la región, como es el caso de Paraguay, Colombia, que tuvo un incremento en participación hidroeléctrica, Brasil y Uruguay. Por otro lado, Venezuela, Perú, Argentina, Chile y Bolivia presentan participaciones hidroeléctricas menores a la media regional, con Venezuela siendo el único en incrementar su participación hidroeléctrica en los últimos 40 años (Gráfico XIV).
- A diferencia de la tendencia mundial, no se desarrollaron centrales de bombeo en la región. La única central existente es el Complejo Hidroeléctrico Río Grande en la provincia de Córdoba, Argentina, que posee una capacidad instalada de 750 MW y fue inaugurado en 1986 con el objetivo de optimizar la operación del Sistema Interconectado Nacional. Por otro lado, en Uruguay, que ha desarrollado su potencial hidroeléctrico en proyectos hidroeléctricos de gran escala, el crecimiento de las energías renovables variables (en particular energía eólica) dan lugar a que el país analice proyectos de almacenaje de energía a futuro, en los cuales el bombeo podría ser considerado a modo de minimizar la dependencia de centrales térmicas y de importaciones de energía. Sin embargo, cualquier proyecto de almacenamiento que analice Uruguay deberá ser competitivo frente a la flexibilidad que le ofrecen Argentina y, en menor medida, Brasil.

**ESCENARIO LOCAL**

**Desde la finalización de Yacyretá, la escasa incorporación de potencia hidroeléctrica en Argentina se concretó con bajo sustento técnico-económico**

**Gráfico XV. Evolución de potencia hidroeléctrica en Argentina.**


Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA y Secretaría de Energía.

- Argentina cuenta en la actualidad con 11,3 GW de potencia hidroeléctrica que representa un 30% del parque generador. Con un crecimiento de 3 GW por década, dicha potencia se incorporó principalmente en el período 1970-2000, alcanzando hacia fin del siglo XX, con la sucesiva entrada en funcionamiento de las distintas turbinas de Yacyretá a partir de 1994, una participación cercana al 50% de la potencia instalada.
- El Estado Nacional, a través de Agua y Energía Eléctrica (Decreto 3.967/ 1947) e Hidroeléctrica Norpatagónica SA (Hidronor – Ley 17.318 de 1967), canalizó recursos públicos e ingresos de cargos específicos a la demanda para la construcción de la mayoría de dichas obras, que fueron luego privatizados con la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a partir de la entrada en vigencia de la Ley 24.065 a inicios de la década del '90, con excepción de las centrales binacionales, aun bajo gestión de las entidades creadas a tal efecto.
- Desde entonces, con menor foco del sector público y poco interés del sector privado en invertir en proyectos de tan largo plazo, dadas las condiciones del mercado, el desarrollo del sector hidroeléctrico argentino ha sido limitado. Asimismo, la priorización de obras estuvo mayormente influenciada por cuestiones de índole política, en lugar de ser el resultado de la evaluación de parámetros técnicos, económicos y ambientales.
- Con la finalización de Yacyretá y a partir del Decreto 616/1997, se constituyó Emprendimientos Energéticos Binacionales SA (EBISA) para gestionar la comercialización de la energía eléctrica de los aprovechamientos binacionales e interconexiones internacionales. Asimismo, recayó en dicha sociedad, continuadora de Agua y Energía Eléctrica, el desarrollo de estudios, proyectos, inspección, dirección de obras, planes y otras actividades relacionadas con la hidroenergía. A la fecha, EBISA, que desde el Decreto 882/2017 es parte de Integración Energética Argentina SA (IEASA), mantiene la [Plataforma Argentina de Hidroenergía \(PLAHE\)](#), un inventario georreferenciado de los aprovechamientos hidroeléctricos construidos y en estudio del país.
- En el marco de la Resolución SE 220/2007, que, en plena intervención del sector eléctrico posterior a la crisis de fin del año 2001 y frente al crecimiento de la demanda y el estancamiento de la oferta, habilitó la realización de contratos de abastecimiento en el MEM para fomentar la instalación de nueva potencia, la Resolución SE [762/2009](#) creó el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas con el objetivo de incentivar y sostener la construcción de centrales hidroeléctricas, las cuales calificarían para ingresar al programa en base a principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico.
- Luego de una "Evaluación Expositiva", cuyo objeto era jerarquizar 30 proyectos existentes en función de un criterio de viabilidad que considerara aspectos técnicos, ambientales y económicos, realizada por la

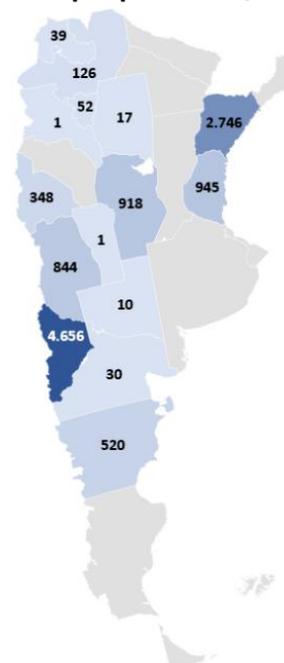
**ESCENARIO LOCAL**

Secretaría de Energía a través de EBISA, pero que no fue publicada, a través de la Resolución SE [932/2011](#) se incorporaron los siguientes complejos hidroeléctricos al Programa:

- Condor Cliff – La Barrancosa (1.740 MW), sobre el Río Santa Cruz, Provincia de Santa Cruz
- Los Blancos I y II (485 MW), sobre el Río Tunuyán, Provincia de Mendoza
- Chihuido I (637 MW), sobre el Río Neuquén, Provincia de Neuquén
- Punta Negra (60 MW), sobre el Río San Juan, Provincia de San Juan

- En la actualidad, diez años después de la creación del Programa, de las obras allí incluidas sólo se finalizó la central hidroeléctrica de Punta Negra y se encuentran en construcción las obras sobre el Río Santa Cruz, cuyo proyecto original fue modificado en el marco del análisis de impacto ambiental solicitado por la Corte Suprema de Justicia, en cumplimiento con lo establecido en la Ley 23.879, la cual nunca fue reglamentada.
- Asimismo, Energía Provincial Sociedad del Estado de la Provincia de San Juan actualmente lleva a cabo el desarrollo de El Tambolar (60 MW aguas arriba de Los Caracoles), que fuera incorporada al particular esquema bajo Fideicomisos Financieros y de Administración, instaurado en 2009 con la finalización de Los Caracoles (originalmente un proyecto del grupo AES que, debido a la crisis del año 2002, fue finalizado con fondos del MEM), en el marco del mencionado programa. El ingreso de dicho Fideicomiso surge de los propios contratos de abastecimiento de Los Caracoles y Punta Negra, es decir de los usuarios del MEM y, dado el nivel de subsidios, del propio Estado Nacional, en definitiva, de los contribuyentes.
- Finalmente, en el marco del Régimen de Fomento para el uso de fuentes Renovables de Energía, instaurado por la Ley 26.190 y modificado por la Ley 27.191, por la cual se elevó a 50 MW el, ya discrecional límite para considerar a los proyectos hidroeléctricos alcanzados por dicho régimen de fomento, las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr incluyeron 14 proyectos hidroeléctricos con una potencia total de 32 MW y un precio promedio ponderado de 101 US\$/MWh (de un total de 147 proyectos / 4.467 MW / 55 US\$/MWh).
- Hacia futuro, de concretarse los proyectos considerados en los [Escenarios Energéticos 2030](#), compatibles con la Primera Revisión de la Contribución Determinada a Nivel Nacional en el marco del Acuerdo de París, en la próxima década se habrán incorporado 2.503 MW de potencia hidroeléctrica, sin considerar los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, con lo que esta fuente estaría en condiciones de aportar entre 20 y 30% de la generación del año 2030, dependiendo del escenario de demanda.
- Más allá de la incorporación de potencia hidroeléctrica futura, uno de los temas pendientes de regularización es el de la remuneración de las centrales hidroeléctricas en el MEM que poseen un esquema de reconocimiento de costos (sujeto a los vaivenes de la discrecionalidad regulatoria) que los concesionarios argumentan no se ajusta a los principios establecidos en la Ley 24.065. El cercano vencimiento del plazo de concesión (30 años) establecido en los contratos de privatización de inicios de los '90 podría impulsar dicha regularización.
- El desarrollo de la hidroelectricidad local estará sujeto a la evolución de cuestionamientos socioambientales, a su competitividad y la correcta asignación de costos entre beneficiarios, así como el esquema que adopte el MEM y, en gran medida, al compromiso político con obras cuya ejecución requiere plazos que exceden los de las administraciones políticas que las promueven.

**Gráfico XVI. Potencia hidroeléctrica instalada por provincia (MW).**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

**TEMAS PRINCIPALES PARA SEGUIR EN EL CORTO PLAZO**

#	PRÓXIMOS TEMAS RELEVANTES DEL SECTOR ENERGÉTICO	FECHAS ESTIMADAS
1	Presentación de Presupuesto General de la Administración Pública Nacional	2° Trimestre 2020
2	Evolución de precios en la cadena hidrocarburífera frente a la caída de precios internacionales. Implementación del 'Barril Criollo'	2° Trimestre 2020
3	Medidas contempladas en Ley 27.541:  Medidas complementarias para el congelamiento de tarifas de gas natural y energía eléctrica bajo jurisdicción nacional por 180 días y lanzamiento de Revisiones Tarifarias Integrales Extraordinarias. En ese marco se incluye la resolución de reclamos por diferimientos tarifarios dispuestos con anterioridad a la Ley 27.541.  Evolución del traspaso de las concesiones de EDENOR y EDESUR de la órbita del Estado Nacional a CABA y Provincia de Bs. As.	1° semestre 2020
4	Informe final y determinación por parte del ENRE de sanciones en relación con el <i>blackout</i> que afectó a la Argentina, Uruguay y el sur de Brasil el 16 de junio de 2019.	Pendiente (*)
5	Informe final y hoja de ruta resultante de la consultoría internacional contratada por CAMMESA a la empresa NERA sobre la "Normalización de la regulación del sector eléctrico argentino" para continuar con la normalización y ordenamiento del sistema normativo e institucional que rige el sector.	Pendiente (*)
6	Licitación pública nacional e internacional para la adjudicación de una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural y la construcción de un gasoducto que conecte la localidad de Tratayén (Neuquén) con la localidad de Salliqueló (Buenos Aires), y con las Subzonas Gran Buenos Aires y Litoral, en las proximidades de la ciudad de San Nicolás (Buenos Aires).	Pendiente (*)

(\*) En función del cambio de autoridades del 10/12/2019, la demora en la definición de las políticas para el sector y la situación general en el marco de la pandemia COVID19, los plazos estimados se encuentran bajo revisión.

## ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES

## Derogación de la metodología de traslado de precios de gas natural a tarifas de distribución y creación de una “mesa de trabajo”

- Por medio de la Resolución [27/2020](#), del 23/4/2020, publicada en el BO el 27/4/2020, el Interventor del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) derogó la Resolución 72/2019, dictada por el Directorio de ese organismo con fecha 11/2/2019, por la que se establecía la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas” (la “Metodología”).
- La Metodología habilitaba, en principio, el traslado a tarifas de los precios de gas resultantes de las subastas llevadas a cabo a través de Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA), sin perjuicio de la posibilidad de celebración de otros contratos por fuera de ese mecanismo de subastas, cuyo traslado a tarifas estaría sujeto a la evaluación específica del ENARGAS. Este esquema, planteado de manera general, ha sido considerado inconveniente y no necesariamente ajustado a la normativa legal por parte del Interventor del organismo, motivo por el cual dispuso su derogación, aunque, como se verá más abajo, sin reemplazarlo todavía por otra metodología o procedimiento tendiente a evaluar de manera objetiva los contratos de compra de gas a trasladarse a tarifas.
- Posteriormente, a través de la Resolución [30/2020](#), del 24/4/2020 (notificada a las distribuidoras, sin publicación en el BO), se dispuso crear una “Mesa de Trabajo”, como canal de comunicación permanente, en donde las Licenciatarias de Distribución y el ENARGAS puedan plantear sus inquietudes vinculadas con: (i) mecanismos de análisis de contratos de compraventa de gas en relación con el régimen tarifario de la Ley 24.076 y su reglamentación; (ii) la introducción de mecanismos que permitan obtener tarifas justas y razonables; (iii) requerimientos particulares de cada prestadora para el suministro invernal; (iv) la prestación del servicio público de Distribución en general; y (v) todo otro tema sobre la temática que planteen los integrantes de la mesa.
- Esta última resolución aclara que las declaraciones, manifestaciones u opiniones expresadas en el marco de la Mesa de Trabajo no tendrán efectos vinculantes para la Autoridad Regulatoria, en tanto implica una instancia de participación, colaboración, discusión y/o debate de inquietudes, propuestas y/o alternativas, a ser ponderadas por ella.
- La Mesa de Trabajo estará integrada por un representante de cada Licenciataria de Distribución y de REDENGAS S.A., y por los representantes del ENARGAS que resulten necesarios conforme la temática a desarrollarse. Uno de los representantes del ENARGAS presidirá la Mesa de Trabajo. Eventualmente podrá invitarse a participar a otros sujetos de la industria del gas y/o representantes de otras autoridades u organismos del Estado.
- Como se analizará a continuación, la derogación de la Metodología se funda, esencialmente, en las objeciones que plantea sobre la automaticidad del procedimiento para la valoración de los contratos resultantes de las subastas efectuadas por MEGSA y la necesidad que alega de establecer una evaluación caso por caso de los contratos de gas. Más allá de los aspectos debatibles que podía presentar la Metodología y la posibilidad de revocación común a cualquier reglamento, creemos indispensable que, en cualquier caso, el ENARGAS establezca un nuevo procedimiento de carácter general, que fije con claridad los principios y criterios que utilizará para evaluar los contratos de compra de gas natural y autorizar su traslado a las tarifas, brindando estabilidad a las reglas que se instituyan, de modo de contribuir a las condiciones que hagan viable la inversión requerida para asegurar el abastecimiento a los usuarios.

### Fundamentos de la derogación

- Como se dijo, la Metodología no ha sido sustituida por un nuevo procedimiento destinado a cumplir los fines de aquella, por lo que es relevante el repaso de los fundamentos de la medida para entender no sólo el motivo de la derogación sino también la dirección a la apuntaría la Intervención del ente en orden a la evaluación de precios de gas natural para tarifas de distribución.
- Como señala la propia Resolución 27/2020, la Metodología se determinó cuando la ex Secretaría de Gobierno de Energía aprobaba mediante su Resolución [32/2019](#) un mecanismo para el concurso de precios para la

**ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES**

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 e instruía a MEGSA la implementación del concurso.

- Los considerandos de la Resolución 27/2020 destacan que la Metodología contemplaba que “se considerará, en principio, satisfecho el cumplimiento de la certificación requerida por el Decreto 1.411/94, en el marco de la adecuada evaluación que debe realizar este Organismo de los contratos de adquisición de gas para su eventual traslado a tarifas, si dichos contratos provienen de subastas públicas realizadas en el ámbito del MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS S.A. (MEGSA), en tanto las mismas cumplan con las previsiones determinadas en el artículo 8° del Decreto 1.053/18”.
- Luego de reseñar algunos extractos de comentarios efectuados por empresas distribuidoras y por la Defensoría del Pueblo de la Nación en el marco de la consulta pública emitida por el ENARGAS previo al dictado de la Metodología, en los que se formulaban ciertas observaciones sobre la conveniencia de las subastas mencionadas, la Resolución destaca que, en materia de traslado del precio de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) a la tarifa de los distribuidores, la Ley 24.076, en su artículo 38° inc. c, dispone que el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición y que, cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el Ente considere equivalentes.
- A este respecto, la Resolución subraya lo dispuesto por la reglamentación del citado artículo 38°, aprobada del Decreto [1.738/92](#), en cuanto dispone en el ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 38° Inciso c) de la Ley, el Ente no utilizará un criterio automático de menor costo, sino que, con fines informativos, deberá tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares.
- En el mismo sentido, destaca las disposiciones del Decreto [1.411/94](#) en cuanto instruyen al ENARGAS a certificar si los distribuidores han realizado sus operaciones de compra de gas natural en el marco del decreto [2.731](#) del 29 de diciembre de 1993, y si las mismas se han concretado a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones.
- En la fundamentación de la Resolución 27/2020 se destaca que la aplicación de esas pautas se da, en concreto, en un mercado de producción de gas natural a nivel nacional que considerada caracterizado por la participación de un bajo número de oferentes y “un nivel de concentración que no puede calificarse como bajo”, a lo que se suma la observación de que cada una de las cuencas productivas individualmente y como un mercado en sí mismo, toda vez que la mayoría de los demandantes no pueden sustituir con facilidad el aprovisionamiento desde una cuenca por el de otra.
- En función de eso, el Ente intervenido concluye que no existe un procedimiento particular para la determinación de los precios que asegure por sí solo el cumplimiento de los requisitos reseñados, debiendo siempre realizarse un análisis detallado de las circunstancias de cada caso. Sostiene, en consecuencia, la necesidad de una “regulación por casos puntuales”.
- Desde esa perspectiva, entiende que la Metodología resultaba ser una simplificación que limitaba o directamente anulaba la posibilidad del ENARGAS de revisar dichos contratos y precios, al presumir que por el hecho de haberse producido la realización de un instrumento de subasta, había estado asegurada la libertad de contratación en la compra de gas o la razonabilidad de los precios que finalmente se integrarían a la tarifa. Asimismo, la Resolución 27/2020 no hace mención de los contratos que podían celebrarse por negociaciones individuales entre productores y distribuidores, que requerían una evaluación específica del ENARGAS para el posterior traslado del precio a tarifas.
- En definitiva, sostiene que un procedimiento de aplicación general para evaluar los contratos de compra de gas natural impide el juicio de razonabilidad de cada caso en particular que requiere la Ley 24.076, el decreto 1738/92 y el decreto 1411/94 en relación con la tarifa final para el usuario. Entiende que es necesario

**ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES**

“ponderar caso por caso con criterios técnicos que no se encuentren pre-configurados en forma inmutable”.

- Sobre el final, la Resolución 27/2020 suma otra línea argumental para la derogación de la Metodología basada en el cambio sustancial en las variables macroeconómicas y agrega que la Metodología tampoco contempla los parámetros de revisión de tarifas dispuestos por la reciente Ley 27.541 (de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública), la que, como se sabe, es de carácter extraordinario y fue sancionada en forma posterior a la Metodología.

**Nuestra opinión sobre la Metodología derogada y las subastas asociadas**

- Tanto la Metodología como las subastas de gas a las que éstas aluden, dispuestas por la ex Secretaría de Gobierno de Energía a través de la Resolución 32/2019, fueron objeto de consultas públicas previas.
- En esa oportunidad, expresamos nuestra opinión -a través del [informe especial](#) de Energy Consilium emitido en enero de 2019 - en el que señalamos que las subastas, estructuradas de manera de mejorar la transparencia de las señales de precios e incentivar a la participación de los actores, constituían un mecanismo admisible con el objeto de facilitar la transición hacia la completa normalización del mercado de gas que se había iniciado en enero de 2016. Pero también expresamos que las subastas no pueden, ni deben, ser el único mecanismo disponible a las distribuidoras para abastecer su demanda, las cuales deben poder adquirir el gas que necesiten en el mercado y a precios pactados en negociaciones libremente desarrolladas entre las partes.
- En este sentido, se destacó 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 citamos 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.
- En cuanto al rol del ENARGAS en la ponderación y validación de los contratos de gas para el *pass-through* del costo de adquisición del gas natural a tarifas, se señaló también que, más allá de las subastas, en cualquier caso el Ente debe generar los mecanismos y disponer de los equipos técnicos necesarios para una supervisión efectiva del estado de situación del mercado de gas natural y desarrollar 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 asegurarse el traslado a tarifas del mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento. En un mercado como el del gas natural, sujeto a una variabilidad estacional y diaria en la demanda y la oferta, ese análisis debe 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. Desde ese punto de vista, se señaló que la sola comparación de los contratos con el precio promedio de cuenca obtenido mediante un esquema de subastas no debía considerarse como la única herramienta de evaluación.
- En cuanto a la utilización de MEGSA, es claro que su creación tuvo en miras objetivos alineados con los que la Resolución SGE 32/2019 perseguía. En este sentido, el Decreto [180/2004](#) de creación de MEGSA, en su artículo 6°, dispuso que sus funciones fundamentales serán “transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados “Spot”), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.” Asimismo, define entre sus funciones “garantizar la transparencia en los procedimientos y la eficiencia en la formación de precios en todas las operaciones de corto, mediano y largo plazo que concurran en el ámbito del MEG”.
- A su vez, en el art. 11° inciso h) se establece que el MEGSA podrá habilitar, previa consulta al ENARGAS, distintas alternativas de contratación de gas natural en el PIST, en las cuales podrán participar las Licenciatarias del servicio de distribución, para adquirir el gas natural necesario para abastecer la demanda de los usuarios a los que debe proveerle gas y cuyos precios de compra posteriormente se trasladarán, sin

## ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES

más trámite, a la tarifa final de los mismos, dado que se verifican los presupuestos establecidos en el Artículo 38° Inciso c) de la [Ley 24.076](#) (Marco Regulatorio del Gas Natural).

- Sin perjuicio del reconocimiento del rol que la regulación le otorgó a MEGSA, destacamos en aquella oportunidad que, si bien resulta un vehículo práctico en el corto plazo por ser una entidad ya establecida y dotada de las facultades antes reseñadas, no parece conveniente –en orden a satisfacer adecuadamente las necesidades del mercado- que se lo utilice de manera exclusiva. La competencia entre distintas plataformas para prestar el servicio de *brokerage* y/o *clearing* al mercado permitiría la selección de las modalidades más adecuadas para el mercado, una reducción de los costos de transacción, y aseguraría la innovación, incentivos que no existen al fijar una plataforma exclusiva.

### Principios del marco regulatorio sobre el traslado del precio de gas a tarifas

- La Ley 24.076 sancionada en 1992 y su reglamentación estableció para la comercialización mayorista de gas natural una estructura de mercado transaccional donde compradores y vendedores acuerden libremente los precios y otras condiciones de compraventa. Esto en línea con la evolución de la industria a nivel internacional, reconociendo que el mecanismo más eficiente de organizar la comercialización mayorista del gas natural es a través de mercados competitivos, sujetos a reglamentaciones que contemplen las características particulares de los mismos; entendiendo por mercados competitivos, simplificando una definición que es más compleja, aquellos que permiten que los precios se muevan libremente para equilibrar la oferta y la demanda. Algunos ejemplos de mercados competitivos de gas natural en la actualidad son los Estados Unidos de América (la mayoría de sus mercados regionales), el Reino Unido, Alemania, y Australia.
- Asimismo, el [Decreto 1.738/1992](#), que reglamenta la Ley 24.076, establece que:

“Las variaciones del precio de adquisición del Gas serán trasladados a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se establezca en la correspondiente habilitación.” (Art. 37°, inc. 5)

“El Ente establecerá los requerimientos de información necesarios para controlar la correcta aplicación del mecanismo previsto en la habilitación, no pudiendo suspender, limitar o rechazar los ajustes en las tarifas excepto cuando y en la medida en que (i) se hayan detectado errores en los cálculos o su base y/o en los procedimientos aplicados, o (ii) se haya configurado la circunstancia prevista en el Artículo 38 de esta Reglamentación.” (Art. 37°, inc. 7)

“En ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 38 Inciso c) de la Ley, el Ente no utilizará un criterio automático de menor costo, sino que, con fines informativos, deberá tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares.” (Art. 38°)

“En ausencia de mala fe, los precios libremente negociados entre partes independientes se presumirán justos y razonables. Frente a tal presunción el impugnante soportará la carga de la prueba del exceso injustificado.” (Art. 38°)

- La Ley 24.076 y su decreto reglamentario (Dec. 1738/1992) establecen entonces 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.
- Continuando con la reglamentación, las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD), aprobadas por Decreto No. [2.255/1992](#), indican en el numeral 9.4.2 el proceso bajo el cual se realizarán los ajustes a los cuadros tarifarios por variaciones en el precio del gas natural para los usuarios abastecidos por las Licenciatarias de Distribución. Este proceso tiene las siguientes características principales:
  - a. Fue previsto con ciertas pautas preestablecidas, con cierta automaticidad, a fin de lograr un procedimiento ágil, con plazos breves para la intervención de la autoridad regulatoria y otorgándose efecto positivo al eventual silencio de ésta; es decir que preveía que de seguirse los pasos del proceso los nuevos cuadros tarifarios serían de aplicación por defecto (RBLD 9.3.a, RBLD 9.4). Las RBLD en 9.4.1.1 dicen: “Dichos cuadros tarifarios se harán efectivos, si no mediare observación de la Autoridad

**ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES**

Regulatoria, dentro de los 15 días corridos de su presentación, pero nunca antes del día 1º del correspondiente semestre. Tales observaciones versarán solamente sobre errores de cálculo y/o en los procedimientos aplicados que pudieran haberse detectado por la Autoridad Regulatoria". Ello no impide la realización de Audiencias Públicas y otros mecanismos de dialogo regulatorio respecto de las variaciones del precio de gas natural lo que ha sido la tradición desde el comienzo de la aplicación de la Ley 24.076.

- b. Se previó que el precio de gas natural a incluirse en el cuadro tarifario fuera una combinación de precios de contratos efectivamente firmados por las licenciatarias y precios estimados del gas natural durante el periodo estacional. Las RBLD en 9.4.2.6 dicen: "El precio de compra estimado para el período estacional siguiente deberá ser el promedio ponderado de los precios correspondientes a los contratos vigentes en el período siguiente y del precio de compra estimado para las adquisiciones proyectadas para el período siguiente que no estén cubiertas por contratos".
- c. Contempló un control de razonabilidad por parte de la Autoridad Regulatoria, que debe analizar los precios de gas natural a incluirse en el cuadro tarifario y podrá observarlos de mediar errores en los cálculos o procedimientos y, principalmente, verificar que se ajusten a lo previsto en el Artículo 38 c de la Ley 24.076 y su Decreto Reglamentario 1.738/1992 (c.f. RBLD 9.4.2.4).
- d. Se previó que las diferencias que surjan entre los precios reales pagados por el gas natural durante el período estacional y aquellos incluidos en los cuadros tarifarios serán compensadas a las Licenciatarias mediante un mecanismo de Diferencias Diarias Acumuladas (DDAs) establecido en el punto 9.4.2.5 de las RBLD.
- e. Fue previsto que, en caso de que los contratos referidos en (b) arriba no alcanzaran el 50% del volumen estimado para el periodo estacional, el precio a incluirse en los cuadros tarifarios será el precio incluido en los cuadros tarifarios inmediatos anteriores, sin invalidar la aplicación de lo previsto respecto de las DDAs en (d) arriba.

- El marco regulatorio establece, según lo visto en los puntos anteriormente citados, el derecho de las Licenciatarias 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 DDAs. Este derecho está limitado por el deber de control de la Autoridad Regulatoria sobre la razonabilidad de los precios contractuales en los términos de la normativa vigente, los cuales se presumen justos y razonables de ser libremente pactados, quedando en cabeza de quien impugne dichos precios la carga de la prueba de lo contrario, lo que supone que, si la propia Autoridad Regulatoria fuera la que objeta los precios pactados, ésta deberá exponer los fundamentos y elementos de prueba que evidencien la irrazonabilidad de esos precios y respalden su traslado parcial a tarifas.

***Alcance del derecho de las distribuidoras a recuperar el costo de adquisición del gas y de la función del ENARGAS de validar los contratos a trasladar***

- Conforme a su marco regulatorio, el mercado mayorista de gas natural debe estructurarse como un mercado competitivo bajo principios de libre contratación entre partes. Los productores, comercializadores y distribuidores tienen derecho a estructurar sus transacciones y contratos bajo los mecanismos de mercado que consideren apropiados.
- En los términos de la estructuración tarifaria, hay un derecho primario de las Licenciatarias de Distribución a recuperar el costo de adquisición de gas natural para sus servicios. La Distribuidora compra gas para sus clientes y debe recuperar los costos, entre ellos el precio del gas natural que adquiere. Este derecho tiene también como contrapartida una restricción para la Distribuidora, la que no puede obtener una renta de la compraventa de gas natural, sino sólo trasladar el costo de adquisición en las condiciones de mercado indicadas en el marco regulatorio. Es decir que, aunque no puede obtener un beneficio en ningún caso, la Distribuidora sí puede sufrir pérdidas en caso de que la Autoridad Regulatoria considere que el costo de adquisición asumido no debe trasladarse a las tarifas, pérdidas que no podrá compensar con otros ingresos ya que éstos están regulados, y están destinados a cubrir otros costos del servicio y la rentabilidad admitida.
- Este derecho de la Distribuidora tiene limitaciones, cuya aplicación es responsabilidad del ENARGAS, quien deberá verificar la adecuación de los precios pactados a los principios del marco regulatorio y, en su caso,

**ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES**

limitar el *pass-through* de precios a tarifas si se verifica y justifica que tales precios no son justos y razonables. Es el ENARGAS quien tiene la carga de justificar tales decisiones. Esta responsabilidad de control y limitación del *pass-through* comprende facultades de ENARGAS, y para su ejercicio la norma excluye explícitamente la aplicación de un criterio automático de menor costo, ya que el menor costo no es el único elemento de juicio para valor la conveniencia de los consumidores, especialmente considerando el objetivo de la seguridad de abastecimiento.

- Para ello, se deben tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares. A su vez, el ENARGAS debe también verificar que los precios sean compatibles con la seguridad de abastecimiento. En este punto es importante destacar que parte de la seguridad de abastecimiento está vinculada con la señal de precios para el inversor en la exploración y explotación de gas natural. El establecimiento de mercados mayoristas competitivos, según fue descrito anteriormente, es uno de los principales componentes que permiten garantizar la seguridad de abastecimiento a través de señales de precios claras a la inversión, en el documento "[Energy Security and Competition Policy](#)" (2007) la OECD destaca justamente este punto cuando dice (página 7) que hay múltiples ejemplos que demuestra que los mercados competitivos bien establecidos pueden exitosamente prevenir que las disrupciones de abastecimiento de corto plazo deriven en interrupciones forzadas del servicio. Las respuestas de la demanda [y oferta] a señales de precios han sido robustas en una variedad de circunstancias. Y por ello, en caso de que la Autoridad Regulatoria defina intervenir limitando los precios libremente pactados, deberá realizar un análisis profundo que incluya una evaluación de los potenciales efectos sobre la inversión necesaria para mantener la seguridad de abastecimiento.
- Como contrapartida de los deberes de los actores del mercado y de la autoridad regulatoria mencionados precedentemente, el ENARGAS no tendría la facultad de desestimar precios pactados entre las partes, como lo establece el marco regulatorio, sin exponer fundamentos válidos, y los elementos de prueba pertinentes, que justifiquen el *pass-through* parcial de los contratos, conforme a las pautas de dicho marco.

**Análisis de las nuevas medidas adoptadas**

- El proceso de validación de los contratos por parte del ENARGAS debe ser claro y debe evitar crear riesgos de descalce entre los compromisos generados para las partes en el marco de la normativa vigente.
- Los considerandos de las recientes resoluciones del ENARGAS –las mencionadas Resoluciones 27/2020 y 30/2020- dan entender que no es posible fijar un procedimiento de aplicación general para la evaluación de contratos de compraventa de gas de las distribuidoras y la validación del traslado a tarifas de sus precios de compra.
- En este sentido, el Ente intervenido señala –como se mencionó más arriba- que no existe un procedimiento particular para la determinación de los precios que asegure por sí solo el cumplimiento de los requisitos reseñados, debiendo siempre realizarse un análisis detallado de las circunstancias de cada caso. Sostiene, en consecuencia, la necesidad de una "regulación por casos puntuales" (Resolución 27/2020).
- En el mismo sentido, manifiesta que "en mercados con pocos oferentes y niveles altos de concentración no existe un procedimiento particular para la determinación de los precios que asegure por sí solo el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Ley 24.076, su Decreto reglamentario y el Decreto 1.411/94 en lo que tiene que ver con los precios del gas natural en el PIST, debiendo siempre realizarse un análisis detallado de las circunstancias de cada caso".
- Entendemos que la necesidad de efectuar un análisis de las circunstancias en cada caso no obsta de ninguna manera a preestablecer pautas objetivas de evaluación, de aplicación general, a fin de que los actores del mercado puedan contraer compromisos en un marco de certeza y estabilidad jurídica que posibilite y contribuya a impulsar la inversión, que es uno de los objetivos fijados en el marco regulatorio.
- El hecho de que se considere que la Metodología implicaba una excesiva simplificación al automatizar de alguna manera la valoración de los contratos resultantes de las subastas del MEGSA –aun cuando regulatoriamente ello está fundado en las previsiones del Decreto 180/2004- no significa que todo procedimiento general que se establezca para tal evaluación caiga en esa misma simplificación, de modo que

## ANÁLISIS DE UNA NORMA RELEVANTE DEL MES

entonces no pueda hacerse otra evaluación que no sea caso por caso.

- Como se señaló en nuestro informe de enero 2019 citado arriba, es necesario que el ENARGAS genere los mecanismos y disponga de los equipos necesarios para una supervisión efectiva del estado de situación del mercado de gas natural y su prospectiva, el balance esperado de oferta y demanda, la expectativa de precios y de inversión requerida para asegurar el abastecimiento; 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 asegurarse el traslado a tarifas del mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento. En un mercado 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.
- Creemos fundamental que el ENARGAS establezca y comunique con claridad los principios y criterios que utilizará para evaluar los contratos de compra de gas natural y autorizar su traslado a las tarifas, y se brinde estabilidad a las reglas que se instituyan, de modo de contribuir a las condiciones que hagan viable la inversión requerida para asegurar el abastecimiento a los usuarios en el mediano y el largo plazo.
- A su vez, a los efectos de permitir el desarrollo del mercado, es vital que el control regulatorio sea efectuado al momento de la transacción y que una vez evaluado un contrato como aceptable para su traslado a tarifa, no sea objetado más adelante al variar las condiciones del mercado, más allá de situaciones verdaderamente extraordinarias que legalmente puedan afectarlo.
- Como lo señalamos en nuestro informe anterior sobre la materia, es un hecho ineludible que después de años de políticas que desalentaron la inversión y que significaron la reducción de la oferta de gas natural y altos costos financiados a través de subsidios, se inició un camino de transición que dio lugar a una reducción de los costos de producción de gas natural asociada a la reducción de subsidios y comienzo de la normalización del mercado en su conjunto. La crisis económico-financiera que tuvo lugar a partir del año 2018 y el deterioro de las variables macroeconómicas y sociales tuvieron un impacto significativo en ese proceso, ahora agravado por la emergencia sanitaria y la situación del mercado internacional de petróleo, lo cual requerirá continuar con ciertas medidas transitorias que deberían tender, en cualquier caso, al objetivo de lograr la normalización plena del mercado como mecanismo más conveniente y eficiente para satisfacer las necesidades de los usuarios.
- Como lo indica el marco regulatorio instaurado por la Ley 24.076, la obligación de la autoridad regulatoria es promover un sistema competitivo protegiendo al consumidor, donde los precios deben ser compatibles con la seguridad de abastecimiento. Es indispensable que el ENARGAS proteja al consumidor controlando eficazmente los precios que paga el consumidor en sus tarifas, pero no se estará protegiendo al consumidor si las políticas que se adoptan resultan en una reducción de la disponibilidad de gas natural. Una circunstancia que quedó claramente demostrada después de la crisis económica del 2001, llegando al 2015 con una caída evidente en la producción de petróleo y gas natural, así como subsidios insostenibles para el fisco para sostenerla y baja calidad de servicio, proceso que podría repetirse –si no se adoptan medidas para evitarlo- a partir de la caída del nivel de inversión en nueva capacidad de producción de gas que se verifica a partir de la segunda mitad de 2019, frente a la falta de señales de precio adecuadas.
- En definitiva, la oferta de gas natural requiere de señales claras para sostener la inversión. Y es por eso que el principio fijado en el marco regulatorio en cuanto a que el costo de adquisición de gas a trasladar a los usuarios debe ser el menor costo compatible con la seguridad de abastecimiento, señala que, si bien en el corto plazo los precios pueden bajar sustancialmente del precio necesario para incentivar la inversión, como ocurre en el periodo que estamos transitando, por la dinámica competitiva del mercado de gas natural (los productores bajarán el precio todo lo necesario para evitar cierres de producción), ello tiene un impacto directo en las inversiones y en la seguridad de abastecimiento futuro que el regulador debe contemplar al evaluar los contratos de compra de gas natural a trasladar a los usuarios.

**SÍNTESIS REGULATORIA**

## Síntesis de principales normas: Leyes, Decretos y Resoluciones

«Resumen de las principales publicaciones de enero 2020, a criterio de **ENERGY CONSILIUM**, sobre regulación energética en el BORA, Boletines Oficiales Provinciales (BOP) seleccionados, en orden cronológico de publicación, por sector. Ocasionalmente se incorporarán normativas relevantes adicionales.»

### Upstream, Midstream y Downstream de petróleo y biocombustibles

#### BORA

- **Resolución MDP-SSEE 55/2020:** Se autoriza a la empresa YPF SA ("Empresa Cedente"), en su carácter de titular del permiso de exploración sobre el área CAN\_100, a ceder el 50% de su participación a favor de la empresa EQUINOR ARGENTINA B.V. SUCURSAL ARGENTINA ("Empresa Cesionaria") la que, en consecuencia, será titular del 50% de participación sobre el referido permiso.
- **Resolución MDP-SSEE 63/2020:** Se dispone la ampliación del plazo para la acreditación de varias auditorías y certificados de seguridad, con vencimiento desde el 17 de marzo de 2020 y hasta que las actividades en cuestión sean incorporadas al listado de actividades y servicios declarados esenciales en la emergencia, en los términos previstos en el Decreto Nro. 297/2020; por el término de 60 días corridos desde que tal declaración tenga lugar.

### Upstream, Midstream y Downstream de gas natural

#### BORA

- **Disposición MDP 211/2020:** Se distribuye el cupo de 20 motores a GNC, GNL o Biogás, 20 chasis con motor y cabina o con motor, donde el motor sea a GNC, GNL o Biogás y 80 tractores de carretera para semirremolque y camiones a GNC, GNL o Biogás, que podrán ser importados con la reducción arancelaria prevista en el Decreto Nro. 440/2019, correspondiente a su cuarto trimestre (período comprendido entre el 2/04 y el 01/07 de 2020), al que se suma, para el mismo período, el cupo de 3 unidades de chasis con motor a GNC y cabina, no utilizado en los trimestres anteriores al referido cuarto trimestre.
- **Resolución ENARGAS 11/2020:** Se fija el segundo anticipo de la Tasa de Fiscalización y Control para el año 2020 en la suma \$ 500.000.000, que deberá ser abonada según el detalle obrante en el anexo que forma parte de la resolución.
- **Resolución ENARGAS 19/2020:** Se amplía el alcance de la autorización dispuesta mediante el Artículo 1º de la Resolución ENARGAS 5/2020, que se mantiene vigente en todos sus restantes términos, a la realización de todas las operaciones de GNC previstas en la normativa vigente del ENARGAS, las cuales se efectuarán únicamente a vehículos cuyo titular o responsable del trámite sea sujeto exceptuado por la normativa emitida en el marco de la emergencia sanitaria y cuente con el certificado para circular expedido por la autoridad correspondiente conforme Resolución MI 48/2020, Decisión Administrativa JGM 446/2020 o la que en el futuro las reemplace o modifique, según corresponda.
- **Resolución ENARGAS 25/2020:** Se determina que las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, durante el lapso de vigencia del aislamiento social, preventivo y obligatorio establecido por Decreto Nro. 297/2020, podrán, tanto para (i) Usuarios no Residenciales y (ii) Usuarios Residenciales nuevos en el servicio, sin histórico de consumo o con datos históricos de consumo menor a un año, tomar el estado de medidor respectivo bajo declaración jurada del cliente.
- **Resolución ENARGAS 27/2020:** Se deroga la Resolución ENARGAS 72/2020 que aprobó la "Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas".
- **Resolución ENARGAS 35/2020:** Se determina que para a los usuarios a quienes por aplicación

**SÍNTESIS REGULATORIA**

del Artículo 14, Inciso (h) del Reglamento del Servicio de Distribución (T.O. Resolución ENARGAS 4.313/17) se les efectúe una facturación estimada y a aquellos usuarios comprendidos en la Resolución ENARGAS. 25/2020 que no hicieran uso del mecanismo allí contemplado, por el plazo de 60 días corridos a

contar desde la vigencia de la Resolución, a los efectos de la facturación, se deberá considerar el menor consumo registrado correspondiente a igual período al que se procede a estimar, sobre la base de los consumos históricos del usuario de los últimos 3 años.

**Energía eléctrica, Energías renovables y Eficiencia energética**
**BORA**

- **Resolución ENRE 10/2020:** Se instruye a EDENOR S.A. a que amplíe, como mínimo, a 150 kWh, el monto de las recargas informadas en su Nota digitalizada como IF-2020-23579982-APN-AAYANR#ENRE; tanto de forma telefónica como las que implemente a través de medios virtuales o por cualquier otra vía, destinadas a dar cumplimiento al artículo 2 del Decreto Nro. 311/2020, de forma tal de garantizar el servicio de energía eléctrica de manera normal y habitual al universo de Usuarios y Usuarías que cuentan con el sistema de servicio prepago.
- **Resolución Sint. ENRE 18/2020:** Se da a publicidad el pedido de Acceso a la Capacidad de Transporte Existente presentado por la EPESF a requerimiento de la Empresa CPSA para el ingreso de la TV de la CT Terminal 6 San Lorenzo, con una potencia de 100 MW en barras de 132 kV de la ET Terminal 6 de EPESF.
- **Resolución MDP 173/2020:** Se aprueba la Reglamentación del Decreto Nro. 311/2020 que establece la abstención de corte de servicios en caso de mora o falta de pago que, como anexo forma parte integrante de la medida.
- **Resolución MDP-SSEE 64/2020:** Se prorroga hasta el 30 de junio de 2020 el plazo establecido en el Artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones (el Pliego), aprobado por el Artículo 2° de la Resolución SGE 100/2018, modificada por la Resolución SGE 90/2019, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER por parte de los adjudicatarios seleccionados por la Disposición SSEEyEE 91/2019 y quienes hayan manifestado la aceptación a la invitación dispuesta por el Artículo 5° de la citada disposición, en los términos y con el alcance establecidos en la presente resolución.
- **Aviso Oficial MDP-SSEE:** Se comunica a todos los agentes del MEM que la empresa CGY BIOGÁS 1 S.A. solicita su ingreso como Agente Generador del MEM para su CT a biogás Villa del Rosario, con una potencia de 1 MW, ubicada en el Departamento Río Cuarto, Provincia de Córdoba, conectándose al SADI en el nivel de 13,2 kV a instalaciones vinculadas a la ET Las Ferias, jurisdicción de EPEC

**BOP – Jujuy**

- **Resolución SUSEPU 41/2020:** Se hace saber a EJE SA, EJSED SA y APJ SE que, por el plazo de 180 días corridos a contar desde la vigencia del Decreto ISPTyV Nro. 746/2020, no podrán disponer la suspensión, el corte del servicio y/o retiro de medidor, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020, ni de aquellos usuarios con aviso de corte en curso.

**BOP – Salta**

- **Resolución ERSSPP/2020:** Se establece que la suspensión de cortes de los servicios de energía eléctrica y de agua potable, con los términos y alcances establecidos por el Decreto 311/2020 del PEN - vigente en la provincia de Salta por imperio de lo dispuesto por el Decreto 252/2020 del Poder Ejecutivo Provincial, se regirá por las normas contenidas en la presente Resolución y alcanzará a usuarios Residenciales y No residenciales.

**SÍNTESIS REGULATORIA**

- **Resolución ERSSPP 580/2020:** Se establece la suspensión de cortes de los servicios de energía eléctrica y de agua potable, con los términos y alcances establecidos por el Decreto 311/2020 del Poder Ejecutivo Nacional -vigente en la provincia de Salta por imperio de lo dispuesto por el Decreto 252/2020 del Poder Ejecutivo Provincial.
- **Resolución ERSSPP 578/2020:** Se prorroga por 15 días el plazo legal establecido en el artículo 4º, inciso d) la Resolución Ente Regulador N° 555/2020 para recibir la inscripción en el padrón de Micro, Pequeñas y Medianas Empresas, en relación con el beneficio de no suspensión de los servicios eléctricos y sanitarios prestados en el ámbito de la provincia de Salta y demás facultades previstas al efecto por el reglamento mencionado.

**BOP – Mendoza**

- **Decreto 527/2020:** Se adhiere al Decreto Nro. 311/2020 dictado por el Poder Ejecutivo Nacional, en lo concerniente a los servicios de Energía Eléctrica y de Agua y Saneamiento en el ámbito de la Provincia de Mendoza.
- **Resolución EPRE 45/2020:** Las distribuidoras eléctricas provinciales no podrán disponer la suspensión o corte del servicio a los suministros de los usuarios enumerados en la propia resolución, en caso de mora o falta de pago de hasta 2 facturas consecutivas o alternadas, en el caso de facturación bimestral, y de hasta 4 facturas consecutivas o alternadas, en el caso de facturación mensual, con vencimiento a partir del 1º de marzo de 2020, por el término de 180 días corridos desde la fecha de publicación del Decreto Nro. 311/2020. Quedan comprendidos los usuarios con aviso de corte en curso.

**BOP – Neuquén**

- **Decreto 443/2020:** Se establece la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de enero y el 30 de abril de 2020, de un subsidio a los usuarios de energía eléctrica atendidos por las distintas prestadoras de servicio público de energía eléctrica de la Provincia del Neuquén, cuya demanda no alcance los 10KW, sea identificado como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y a cuyo consumo se le haya otorgado el beneficio de tarifa eléctrica social de acuerdo con los "Criterios de Elegibilidad" que al efecto determinen de forma conjunta los Ministerios de Desarrollo Social y Trabajo y de Economía e Infraestructura.
- **Decreto 511/2020:** Se aprueba la Adenda 4 al Contrato de Unión Transitoria suscripta el 29 de abril de 2020 entre Gas y Petróleo del Neuquén S.A., ConocoPhillips Argentina Ventures S.R.L. y Wintershall Dea Argentina S.A. y se autoriza a la Empresa Gas y Petróleo del Neuquén S.A. en su carácter de Titular del 100% de los Derechos y Obligaciones derivados de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en el Área Aguada Federal, a ceder a favor de la Empresa ConocoPhillips Argentina Ventures S.R.L. un 50% de dicha concesión, y a favor de la Empresa Wintershall Dea S.A. el 50 % restante, en los términos del Art. 72º de la Ley Nacional 17319 y del Art. 95º de la Ley Provincial 2453.

**BOP – Río Negro**

- **Decreto 178/2020:** Se aprueba la Licitación Pública Nro. 13/2019, destinada a contratar la ejecución de la obra: "Plan Castello - Obras de Desarrollo: Red de Distribución de Gas Natural - PITBA - Bariloche", en la Provincia de Río Negro.

**BOP – Chubut**

- **Decreto 265/2020:** La provincia del Chubut adhiere a las disposiciones establecidas en el DNU Nro. 311/2020 del Poder Ejecutivo Nacional, en cuanto a la abstención de corte de servicios en caso de mora o falta de pago a los usuarios que integran los grupos vulnerables establecidos en dicha norma, con los alcances establecidos en el presente decreto.
- **Resolución 04/2019:** Las empresas y entidades estatales distribuidoras de los servicios de energía eléctrica y agua corriente deberán

**SÍNTESIS REGULATORIA**

informar y comunicar en forma fehaciente a sus usuarios el alcance del DNU 311/2020, la adhesión provincial y la reglamentación emitida por el Ente Provincial Regulador de Servicios Públicos, detallando los sujetos comprendidos, los beneficios establecidos y el otorgamiento de planes de facilidades de pago para cancelar las obligaciones que resulten por aplicación de la

norma.

- **Decreto 300/2020:** Se aprueba el Convenio celebrado entre la Provincia e YPF S.A. a fin de garantizar el aprovisionamiento de combustible y lubricantes en distintas reparticiones públicas y generación eléctrica a las localidades del interior.

**BOP – Santa Cruz**

- **Resolución 11/2020:** Se solicita a los legisladores nacionales de ambas cámaras de representantes de la Provincia, arbitren las medidas necesarias para establecer el precio sostén del barril de petróleo en el mercado

interno, a fin de garantizar el desarrollo de la producción, el mantenimiento de los puestos de trabajo y las inversiones en las provincias productoras de petróleo y, en el caso especial, en la Provincia de Santa Cruz.

**ENARGAS (adicionales)**

- **Resolución ENARGAS 30/2020:** Se convoca a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución de gas por redes y a REDENGAS S.A. a participar de una Mesa de Trabajo Permanente en los términos expuestos en los considerandos del presente acto.
- **Resolución ENARGAS 39/2020:** Se dispone la prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS 59/2018 del ENARGAS de fecha 18 de mayo del 2018, que aprobó el procedimiento transitorio para la administración del despacho en el comité ejecutivo de emergencia, hasta el 30 de septiembre de 2020 (inclusive), en tanto el 1° de octubre de 2020 se inicia el "Período

Estival" de acuerdo a lo establecido en el punto 2 (hh) de la Condiciones Generales del Reglamento del Servicio de Transporte aprobado por Decreto 2.255/92.

- **Resolución ENARGAS 40/2020:** Se crea en el ámbito del ENARGAS una comisión de subdistribuidoras de gas por redes, que se integrará con tres representantes de la FESUBGAS, tres representantes del ISGA, y los representantes del ENARGAS que resulten necesarios en orden a la temática a tratar. El INAES será invitado a participar de la comisión, facultándose a poseer un representante en la misma.

**Ingresos al Mercado Eléctrico Mayorista del mes (agentes generadores)**

Fecha Aviso Oficial / Resol. / Dispos.	Empresa Ingresante	Instalación Ingresante
30/4/2020	CGY BIOGÁS 1 S.A.	Central Térmica a Biogás Villa del Rosario

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

Fecha Resolución	Empresa Solicitante / Autorizada	Instalaciones
Res. ENRE N°374/2019 (solicitud acceso)	Central Puerto S.A.	Central Termoeléctrica Terminal 6 San Lorenzo

## EQUIPO DE TRABAJO E INFORMACIÓN DE CONTACTO

*Directores*

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

*Staff*

- ✓ Bernardo Vignolo
- ✓ Santiago Alliani
- ✓ Claudia Plaul



Juan Bautista Alberdi 431 (B1636FNI) Olivos, Buenos Aires, Argentina

Tel. +54 11 4897 7118 / 7131

Mail: [info@energyconsilium.com](mailto:info@energyconsilium.com)

[www.energyconsilium.com](http://www.energyconsilium.com)