

# Mercado de Energías Renovables en Argentina dos años después: balance y perspectivas

**Marina Paradela García**

Abogada especialista en Derecho de la Energía

## Introducción

2017 es el Año de las Energías Renovables en Argentina. Así lo ha declarado el Decreto 9/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, disponiendo que durante todo el año la documentación oficial de la Administración pública debe llevar la leyenda "2017 – Año de las Energías Renovables". Con este gesto el Gobierno Nacional confirma el papel esencial asignado a las energías renovables dentro del planeamiento energético estratégico, dándole el rango de verdadera política de Estado en línea con los compromisos asumidos por Argentina con la adopción del "Acuerdo de París" celebrado en el marco de la COP21.

Dos años después de la sanción de la Ley 27.191/2015 -punto de inflexión para el mercado de energías renovables en Argentina- y al cabo de tres rondas de licitaciones RenovAr, ya es posible hacer un balance de lo logrado y proyectar las perspectivas de un mercado en gestación, a la luz de las últimas novedades legislativas.

## Plan de Transformación

El país vive un momento de ambicioso cambio en la política energética, que el propio go-

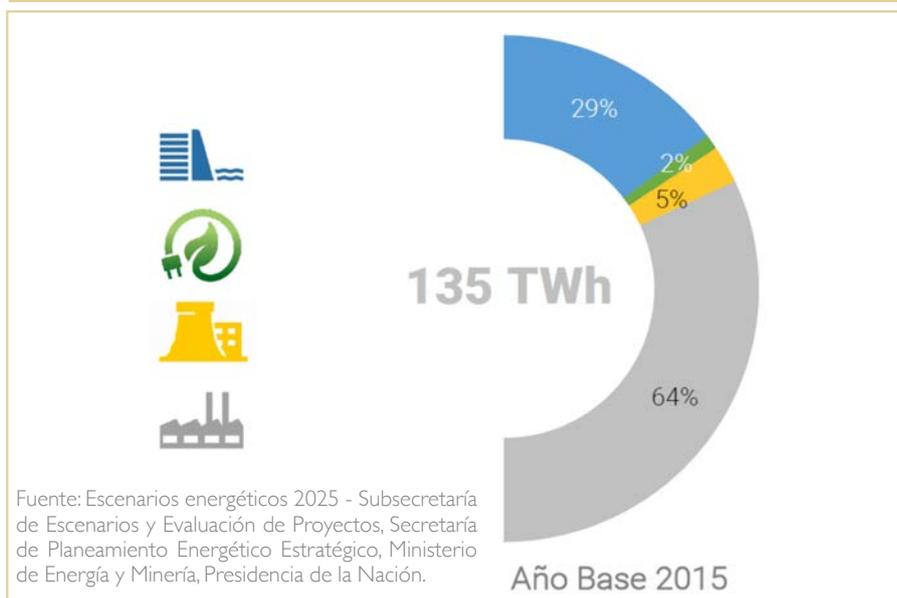
bierno ha dado en llamar el "Comienzo de la Transformación". Pero para entender el verdadero alcance de esa transformación, primero es necesario entender su punto de partida.

## Matriz Eléctrica Argentina: Escenario de Base 2015

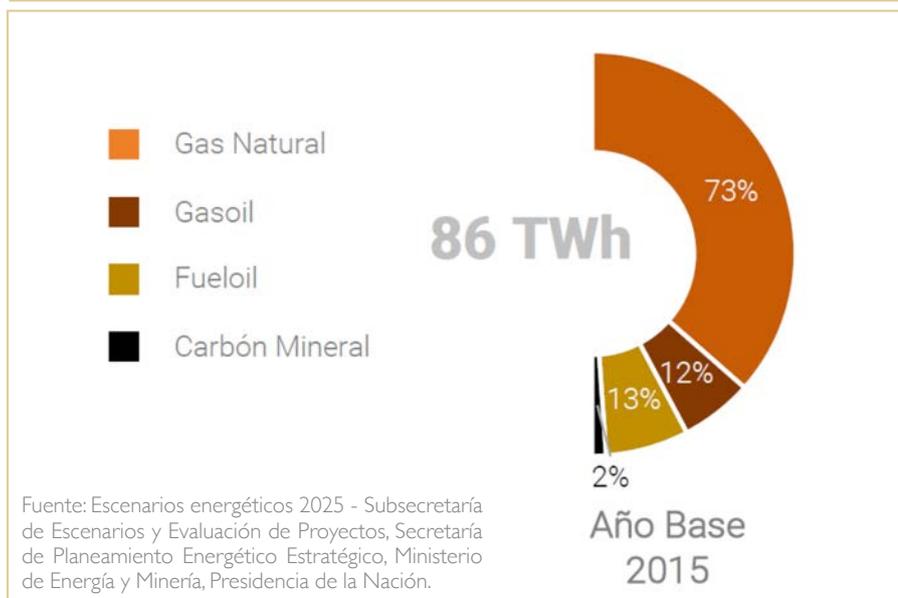
Tomando como base el escenario 2015, la matriz eléctrica argentina exhibe una

fuerte preponderancia de generación por centrales térmicas de combustibles fósiles (64%), seguidas por los grandes aprovechamientos hidráulicos (29%) y muy por detrás por las tres centrales nucleares con las que cuenta el país (5%). Las energías renovables no convencionales, es decir excluyendo los grandes aprovechamientos hidráulicos, no superaron el 2% de la generación (Figura 1). En cuanto a la genera-

**Figura 1. Matriz Eléctrica**



**Figura 2. Generación Térmica**



ción térmica, hay una clara predominancia de centrales de gas (73%) seguidas por las centrales de combustibles líquidos (12% de gasoil y 13% de fueloil) (Figura 2).

Para alimentar los requerimientos de gas y combustibles líquidos de esta matriz de generación, Argentina lleva recurriendo a la importación desde hace años, a pesar de que cuenta con recursos abundantes que podrían permitirle el suministro doméstico y un superávit exportable, como ocurrió en el pasado. Esta situación es el resultado de la política pública implementada entre 2001 y 2015. El sector de la energía fue uno de los más debilitados y peor gestionados durante ese periodo. En el contexto de la grave crisis económica de 2001, la Ley de Emergencia Pública 25.561/2002 revocó todas las disposiciones sobre ajustes de precios y autorizó al Gobierno Nacional a tomar medidas severas como la "pesificación" de las tarifas de las empresas de distribución y transporte de electricidad. A partir de entonces los precios de los com-

bustibles y de la electricidad se mantuvieron artificialmente bajos durante más de una década, a través de subsidios masivos e indiscriminados. Para tener una idea de la distorsión, basta considerar que, entre diciembre de 2001 y diciembre de 2015, el índice general de precios creció 1.392% en tanto las facturas residenciales de gas aumentaron sólo un 175%. Las tarifas eléctricas residenciales sufrieron una caída acumulada del 80% en términos reales, cada vez más alejadas de los costes reales por efecto de la creciente inflación. La brecha entre el coste de producción y los precios regulados llevaron al aumento del consumo ineficiente, la caída de la oferta y la ausencia de inversiones, llegándose a una situación crítica de todo el sistema: pérdida de reservas de hidrocarburos, infraestructuras deterioradas, déficits de generación por la alta indisponibilidad del parque térmico, cortes de servicio.

La falta de inversiones en el sector energético, consecuencia de la política de precios

regulados y subsidios, llevó a un déficit creciente de producción doméstica de hidrocarburos. Después de más de una década de superávit, en 2008 Argentina comenzó a importar gas natural por gasoducto de Bolivia y LNG por barcos de regasificación en puertos atlánticos, en volúmenes cada vez mayores y con picos de precios que alcanzaron US\$16 el MMBTU. En menos de diez años, Argentina pasó de ser un país con energía abundante, barata y exportador a ser un país con energía escasa, cara y fuertemente importador. La balanza comercial energética negativa llegó a representar el 4,1% del PIB y se transformó en una de las causas principales del déficit fiscal, enjugado con emisión monetaria y medidas extremas como las restricciones a las importaciones y el cepo cambiario en 2011.<sup>1</sup>

### Ejes de la Transformación: Escenarios 2018 - 2025

Ante esta situación de crisis estructural del sistema, una de las primeras medidas del nuevo gobierno en diciembre de 2015 fue declarar la emergencia del sector eléctrico y lanzar un plan de transformación para garantizar la prestación del servicio en adecuadas condiciones técnicas y económicas.

El plan de transformación energética se inscribe en la política general de normalización institucional, regulatoria y económica del país. Sus ejes centrales pueden resumirse en los siguientes:

- Normalización de los entes reguladores fuertemente politizados durante la administración anterior (Ente Nacional de Regulación Eléctrica ENRE y Ente Nacional Regulador del Gas ENARSA), sobre principios de transparencia y profesionalidad instituidos por ley.

<sup>1</sup> El Estado del Estado. Diagnóstico de la Administración Pública. Presidencia de la Nación. Diciembre de 2015.

- Sinceramiento tarifario para que los precios de la energía reflejen los costes de producción según el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral establecido por ley (cuya aplicación estaba suspendida desde 2002), disminución progresiva de los subsidios indiscriminados e incorporación de una tarifa social sustentable y equitativa.
- Fuerte impulso a las energías renovables, con el doble propósito de diversificar la matriz energética y reducir el impacto de la actividad energética en el medio ambiente.
- Mejoras de las infraestructuras, a través de licitaciones para la renovación de la generación térmica y la ampliación y mejora de las redes de transmisión y distribución eléctrica.
- Programas de ahorro y eficiencia energética, implementando incentivos al uso racional de la energía, tales como líneas de crédito para PyMEs entre otros.

El Gobierno Nacional ha hecho públicos distintos escenarios energéticos 2018-2025 que podrían resultar de la aplicación

de este plan de transformación, elaborados en función de la combinación de diferentes supuestos de demanda (tendencial o incorporando impacto de eficiencia y ahorro energético), inversión, precios y productividad. En todos ellos, el incremento de la demanda eléctrica se cubre con generación de fuente renovable no convencional, hidroeléctrica y nuclear, en tanto se produce una disminución en la participación de centrales térmicas y dentro de ellas, una disminución de la generación por combustibles líquidos en favor del gas natural, por mayor disponibilidad de este último (Figura 3). Como resultado de la diversificación de la matriz y las medidas de eficiencia en el consumo, a partir del año 2023 se recupera el superávit energético perdido.

**El Papel de las Energías Renovables en la Transformación: Ley 27.191/2015**

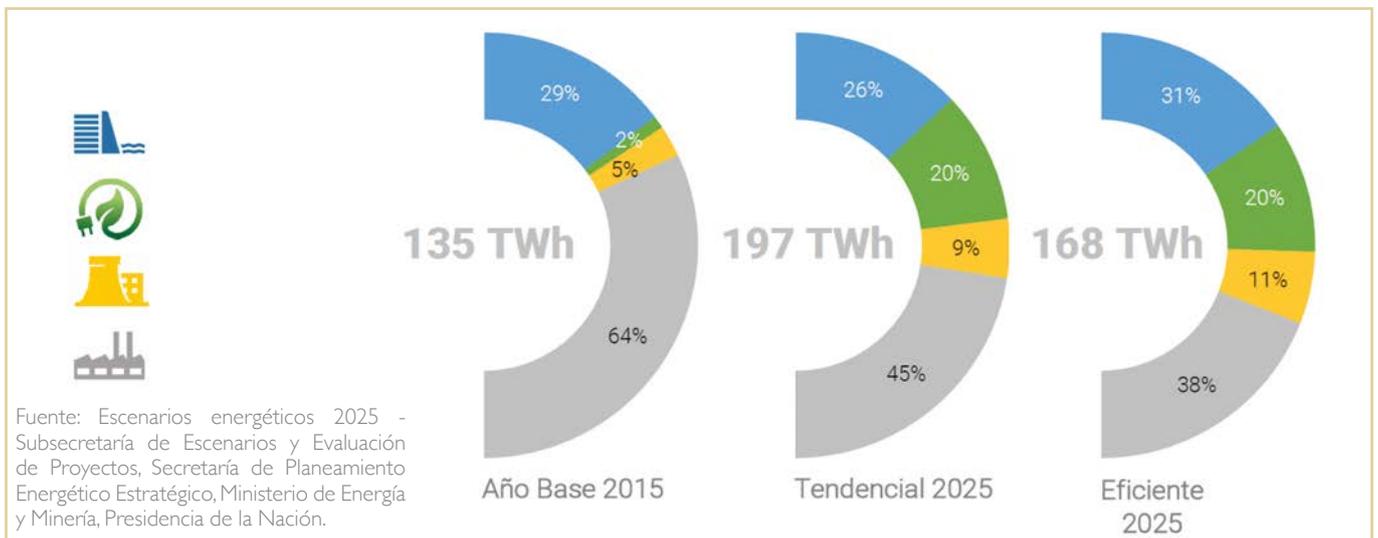
De los escenarios energéticos 2018-2025 surge claramente el papel central reservado a las energías renovables: para abastecer la demanda eléctrica al año 2025 será necesario instalar entre 9,4 y 11,3 GW de

capacidad adicional de generación a partir de fuentes renovables no convencionales, lo cual va a requerir inversiones estimadas en US\$15.000 millones.

La Ley 27.191/2015 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” y su Decreto Reglamentario 531/2016 son las herramientas regulatorias para lograr ese objetivo. Aprobada casi por unanimidad por ambas cámaras de la legislatura, la ley fue el resultado del consenso de múltiples actores del sector eléctrico, en un proceso consultivo que incluyó autoridades de aplicación, asociaciones de usuarios y generadores, cámaras de productores y proveedores, asociaciones de medio ambiente y universidades.

Dos objetivos declarados de la ley son lograr la diversidad tecnológica y geográfica de los proyectos, con el fin de aprovechar al máximo el amplio potencial del país en fuentes de energía renovable. Por eso, quedan comprendidas en el ámbito de aplicación una gran variedad de tecnologías que

**Figura 3. Proyección Matriz Eléctrica 2025**



pueden ser utilizadas de forma sostenible: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, proyectos hidráulicos hasta 50MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles. En cuanto a la diversidad geográfica, la ley invita a todas las provincias argentinas a sancionar normas locales con beneficios impositivos similares al régimen de fomento nacional, siendo el Ministerio de Energía y Minería la autoridad responsable de la coordinación de las iniciativas. La mayoría de las provincias ya se han adherido al régimen de promoción replicándolo al otorgar exenciones temporarias al impuesto a los ingresos brutos provincial y al impuesto de sellos.

El régimen legal está basado en tres pilares: (1.) se fijan metas nacionales obligatorias de inserción a ser cumplidas entre 2018 y 2025 y los mecanismos de cumplimiento para lograr esas metas; (2.) se establece el "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinadas a la Producción de Energía Eléctrica"; (3.) se ponen a disposición herramientas de financiación y garantía de pago de los proyectos.

### Metas de Inserción y Mecanismos de Cumplimiento

La ley establece que, al 31 de diciembre de 2025, todos los usuarios de energía eléctrica deberán haber alcanzado una incorporación mínima del 20% del total del consu-

mo propio de energía eléctrica con energía proveniente de las fuentes renovables. El cumplimiento de esta obligación se hará en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

- 8% al 31 de diciembre de 2017
- 12% al 31 de diciembre de 2019
- 16% al 31 de diciembre de 2021
- 18% al 31 de diciembre de 2023
- 20% al 31 de diciembre de 2025

Los modos de cumplimiento de estas metas de inserción son diferentes según el tipo de usuario, distinguiéndose entre demanda de potencia inferior y superior a 300kW. (Figura 4)

Para la demanda de potencia inferior a 300 kW, la obligación de inserción de renovables se cumple mediante la participación obligatoria de las compañías distribuidoras en el llamado mecanismo de Compras Conjuntas, en el cual es la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA), actuando en representación de las distribuidoras y grandes usuarios, la que contrata la compra de energía directamente con los generadores de energía renovable mediante Contratos de Abastecimiento (PPAs). Esos generadores son los adjudicatarios de las licitaciones que a tal fin organiza la autoridad de aplicación (Ministerio de Energía y Minería MINEM), como las actuales RenovAr o las que se sucedan en el futuro. El precio, términos y condiciones de esos PPAs son los que resulten de las licitaciones.

Los usuarios con demandas de potencia superiores a 300 kW, definidos como grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), están obligados a cumplir de manera individual y efectiva con estas metas.<sup>2</sup> Para eso, tienen varias opciones (Figura 4):

- a) Comprar energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, ya sea:
  - i. A través de CAMMESA, participando en el mecanismo de Compras Conjuntas mencionado; o
  - ii. Directamente a un generador, a un comercializador o a una distribuidora que la adquiera a un generador en su nombre mediante un acuerdo de compra (PPA) entre privados en el Mercado a Término.
- b) Autogenerar o cogenerar energía eléctrica utilizando fuentes renovables.

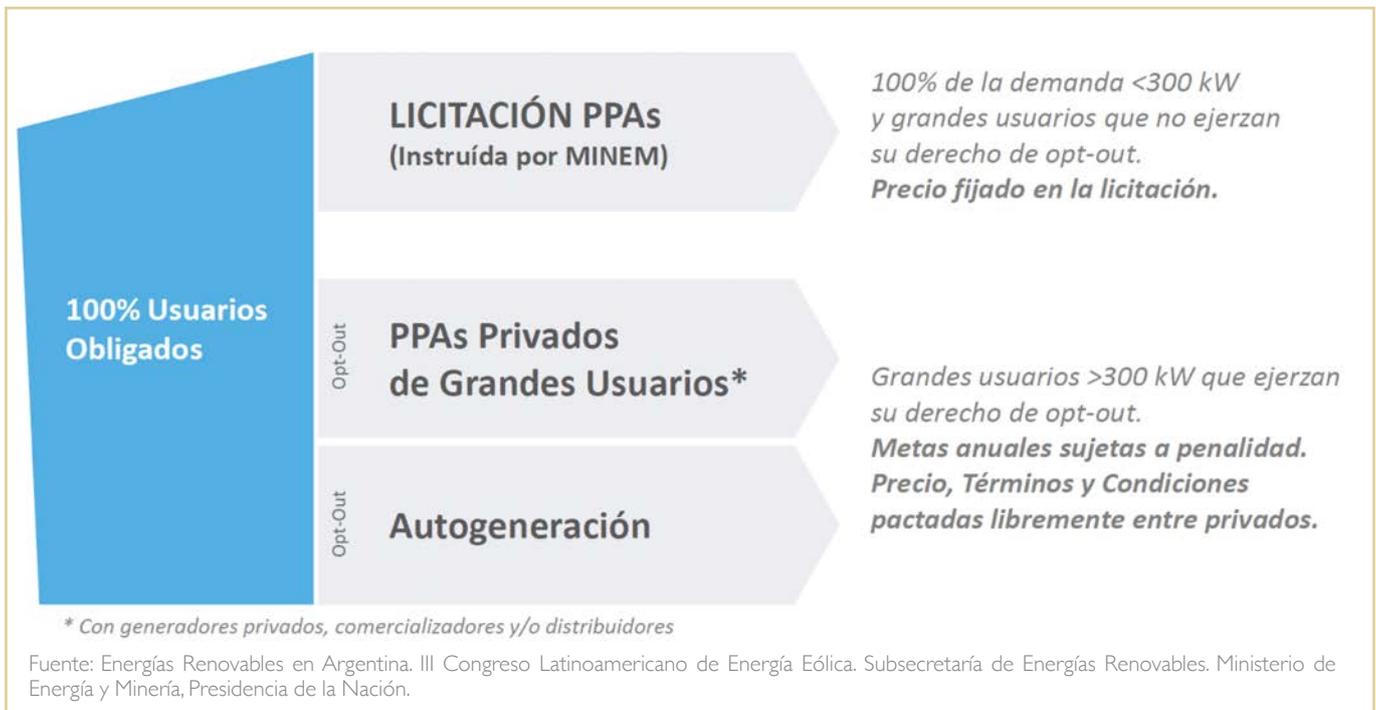
Los PPAs entre privados en el Mercado a Término no podrán fijar un precio promedio mayor a 113 US\$/MWh, precio máximo que podrá ser modificado por la autoridad de aplicación en el futuro para los nuevos contratos que se celebren, es decir de modo no retroactivo, si las condiciones de mercado lo justifican.<sup>3</sup> A los Contratos de Abastecimiento (PPAs) que se celebren con CAMMESA por el mecanismo de Compras Conjuntas, en cambio, no será aplicable el precio máximo mencionado.

El incumplimiento de las obligaciones de consumo de energía eléctrica renovable por los grandes usuarios conlleva una multa, calculada con referencia al costo varia-

<sup>2</sup> La existencia de metas mínimas de inserción no impide que los obligados opten por adquirir energía renovable por porcentajes mayores a los escalones mínimos de la Ley 27.191/2015, si les resulta conveniente. Se permite que, quien así lo desee, contrate hasta el 100% de su provisión de energía de fuentes renovables, tanto mediante compra a generadores o comercializadores, como con autogeneración. Las condiciones futuras del mercado, sobre todo en cuanto a disponibilidad de oferta y nivel de precios, serán las que determinen esas decisiones.

<sup>3</sup> El precio máximo fue incluido en la norma como resultado de las inquietudes expresadas por los grandes usuarios obligados, que temían verse constreñidos a pactar precios irrazonables, empujados al alza por los límites de un mercado nuevo y por lo tanto estrecho en oferta. Las licitaciones RenovAr luego demostrarían que esas preocupaciones no se correspondían con la realidad, ya que los precios ofertados en las tecnologías dominantes (eólica y solar) fueron en todo caso muy inferiores al máximo incluido en la ley y cada vez más bajo, siendo así indicadores de la tendencia a la baja del mercado.

**Figura 4. Mecanismos de Cumplimiento de las Metas de Inserción**



ble de producción de energía eléctrica por generación térmica de gasoil de origen importado.

La reciente Resolución 281-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería que regula el funcionamiento del Mercado a Término y la autogeneración es la última novedad legislativa, que se estaba esperando para dar impulso a estas oportunidades, como se verá más adelante.

### Régimen de Fomento

La Ley 27.191/2015 establece un régimen de fomento a las inversiones, aplicable a proyectos que tengan principio de ejecución antes del 31 de diciembre de 2025, cuyos beneficios promocionales consisten en:

- a) Amortización acelerada en el cálculo del impuesto a las ganancias (35%).
- b) Devolución anticipada del impuesto al

valor agregado IVA (21% en el régimen general y 10,5% en algunas actividades de régimen especial).

- c) Desgravación del impuesto a la ganancia mínima presunta (1%) respecto de los bienes afectados a la actividad.
- d) Deducción de las pérdidas de la sociedad.
- e) Exención del impuesto a la distribución de dividendos.
- f) Compensación de quebrantos de la sociedad con los intereses y diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto.
- g) Exención del pago de derechos de importación de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de dichos bienes que fuesen necesarios para el proyecto.
- h) Otorgamiento de un certificado fiscal para el pago de impuestos para los beneficiarios que acrediten un 60% de componente nacional en las instalaciones

electromecánicas, excluida la obra civil, o un porcentaje menor en la medida que acrediten la inexistencia de producción nacional, el que en ningún caso podrá ser inferior al 30%. El certificado tendrá un valor equivalente al 20% del componente nacional y podrá ser utilizado para el pago del impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta e IVA.

Estos beneficios promocionales, sin embargo, tienen un tope global en los presupuestos del Estado. El Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas debe determinar el cupo anual máximo disponible a ser incluido en el presupuesto nacional para otorgar estos beneficios, sobre la base de la estimación que anualmente realice el Ministerio de Energía y Minería en función de los proyectos de inversión requeridos para alcanzar el objetivo de inserción de renovables fijado por ley para ese año. El cupo anual máximo

disponible para 2016 fue aproximadamente US\$ 1.700 millones.

Para acceder al Régimen de Fomento, los proyectos de inversión deben obtener un Certificado de Inclusión expedido por el Ministerio de Energía y Minería en base al cumplimiento de las condiciones técnicas, económicas y legales y según un orden de mérito fundado.

El RECAI (*Renewable Energy Countries Attractiveness Index*) elaborado periódicamente por EY ha valorado de modo muy positivo el programa de fomento de energías renovables de Argentina, dándole un puesto cada vez más favorable. Mientras que en 2015 el país no figuraba en el ranking, en 2016 -a partir de la aplicación de la Ley 27.191/2015- se ubicó en el puesto 16, destacándose por haber completado de manera exitosa las licitaciones RenovAr, que recibieron ofertas por capacidad seis veces superior a la ofrecida. En mayo de 2017 mejoró su posición con respecto al año anterior, ubicándose en el puesto 12 del índice, muy por delante de sus vecinos y socios energéticos Uruguay y Brasil.

### Herramientas de Financiación y Garantía de Pago: FODER

En cuanto a los recursos financieros necesarios para hacer frente a las inversiones y flujos de fondos de los proyectos, la ley crea un fondo fiduciario llamado Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) con el doble objeto de financiar proyectos mediante el otorgamiento de préstamos y garantizar los pagos que deberá hacer CAMMESA por la compra de energía eléctrica bajo los Contratos de Abastecimiento (PPAs). El FODER cuenta con un patrimonio conformado principalmente por recursos del Tesoro Nacional, que no podrán ser anualmente inferiores al 50%

del ahorro efectivo en combustibles fósiles obtenido en el año previo debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables, más el recupero del capital e intereses de las financiaci3nes otorgadas, los cargos específicos a la demanda de energía incluidos en las tarifas (cargo FODER) y las utilidades que reciba de colocaciones e inversiones de los fondos fideicomitidos. Al presente, el Tesoro Nacional ya aportó al FODER al menos 6.000 millones de pesos, equivalentes a US\$ 350 millones.

En su implementaci3n, el FODER es un fideicomiso administrado por el Banco de Inversi3n y Comercio Exterior de Argentina (BICE). El BICE es una entidad p3blica cuyo 3nico accionista es el Estado Nacional, con el rol de financiar proyectos de inversi3n a largo plazo para peque1a y mediana empresa y de impulsar el crecimiento del sector exportador. La calificadora de riesgos crediticios Fitch otorga a la instituci3n un ranking AAA(arg) con perspectiva estable, basado en factores de elevada capitalizaci3n, buena rentabilidad, adecuada calidad de activos y holgada liquidez.

Las empresas adjudicatarias de las licitaciones firman un Acuerdo de Adhesi3n con el Estado Nacional y el BICE en su car3cter de fiduciario del FODER, seg3n el cual quedan garantizados los pagos que CAMMESA debe hacer a los generadores por la compra de energ3a bajo los PPAs.

### Balance de Situaci3n dos a1os despu3s: Licitaciones RenovAr

Las licitaciones RenovAr son el mecanismo que est3 usando el Gobierno Nacional para cumplir con las metas de inserci3n fijadas por la Ley 27.191/2015, adjudicando capacidad de generaci3n de fuentes renovables. A lo largo de 2016 y 2017 se han sucedido tres rondas (RenovAr 1, 1.5 y 2), con exce-

lente respuesta del mercado. Los adjudicatarios de la licitaci3n firman un Contrato de Abastecimiento (PPA) con CAMMESA, por un plazo de 20 a1os contados desde la habilitaci3n comercial de la planta. La energ3a adquirida se destina al sistema de Compras Conjuntas, en el cual las compa1as distribuidoras y los grandes usuarios que no hubieran optado por el sistema de compra directa entre privados compran la energ3a el3ctrica a CAMMESA.

CAMMESA es una empresa de gesti3n privada con prop3sito p3blico. El 80% de su paquete accionario es propiedad de los agentes del Mercado El3ctrico Mayorista (asociaciones de agentes generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios con un 20% de participaci3n cada una) y el 20% restante del Estado Nacional. Su objeto principal es el despacho t3cnico y econ3mico del sistema el3ctrico, organizando el abastecimiento de la demanda al m3nimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energ3tica disponible, apuntando a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen en base al costo marginal de producci3n y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros.

Los oferentes de las licitaciones RenovAr presentan los siguientes elementos que ser3n ponderados para la adjudicaci3n:

- Memoria descriptiva del proyecto t3cnico con su cronograma de ejecuci3n, c3lculo de producci3n y componente nacional declarado.
- Precio de venta de la producci3n.
- Beneficios fiscales del r3gimen de fomento solicitados y su cuantificaci3n.

Existe un precio m3ximo determinado por el Ministerio de Energ3a y Miner3a para cada

tecnología, que permanece secreto hasta la fecha de adjudicación de ofertas. Al darse a conocer el precio máximo, se descartan todas las ofertas que lo superen y se adjudica la capacidad de generación al mejor precio ofertado por debajo del máximo. Dado que existe un cupo de beneficios fiscales a ser otorgados, los mismos son repartidos entre los adjudicatarios de cada tecnología, según un valor de referencia que se establece en dólares por MW multiplicado por la potencia del proyecto propuesto. En caso de que el cupo fiscal disponible a asignar resulte insuficiente, se establece un orden de mérito de los proyectos en función del componente nacional declarado.

El programa RenovAr cuenta con el respaldo del Banco Mundial, que ha otorgado una garantía a favor del FODER por un monto total de US\$ 500 millones, en dos tramos de US\$ 250 millones cada uno, el primero disponible para las licitaciones de 2016 y el segundo para las licitaciones de 2017. En el Contrato de Abastecimiento con CAMMESA, el generador puede optar por contar con el respaldo de esta garantía para el pago del precio de venta de la energía, es decir que

funciona como una contragarantía que sostiene la garantía de pago del FODER.

La asignación de la potencia ofertada está discriminada por tecnología, es decir que en principio hay un cupo de generación para cada tecnología participante. No obstante, la autoridad de aplicación tiene la flexibilidad para ampliarlo, como se hizo en la Ronda 1.5. En esa ocasión, como los objetivos de precios resultaron por debajo de los esperados, se tomó la decisión de exceder el cupo inicial previsto de 600 MW y finalmente se duplicó con exceso la adjudicación de potencia.

En los resultados de estas Rondas puede verse la excelente recepción del programa RenovAr por parte de los inversores, tanto en el número de proyectos presentados como en los precios obtenidos, que muestran una natural tendencia a la baja. La Ronda 1 del Programa RenovAr, en septiembre de 2016, terminó con 29 contratos adjudicados para la instalación de tecnología eólica, solar, biomasa, pequeños aprovechamientos hidráulicos y biogás, por un total de 1.141,955 MW de potencia. (Figura 5)

La Ronda 1.5, en octubre de 2016, resultó en la adjudicación de otros 30 contratos para tecnología eólica y solar, por un total de 1.281,530 MW de potencia. (Figura 6)

En la Ronda 1 los precios obtenidos fueron los siguientes (Tabla 1):

**Tabla 1. Precios ofertados (US\$/MWh)**

Tecnología	Mayor	Menor
<b>Biogás</b>	160	118
<b>Biomasa</b>	110	110
<b>Hidroeléctrica (PAH)</b>	105	105
<b>Eólica</b>	67,2	49,1
<b>Solar</b>	60	59

El precio promedio ponderado fue de US\$ 61,33 MWh.

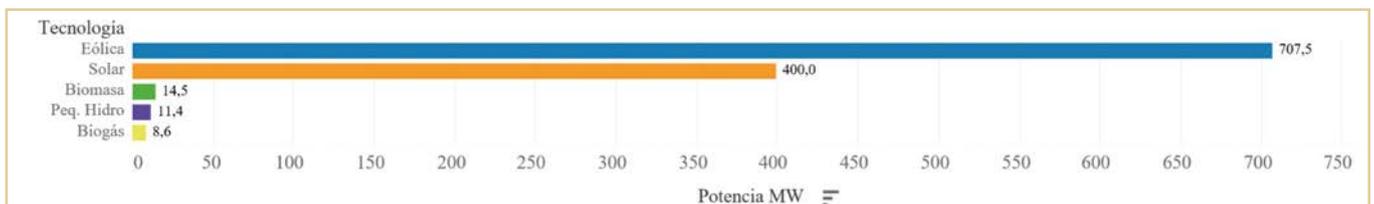
En la Ronda 1.5 los precios obtenidos fueron los siguientes (Tabla 2):

**Tabla 2. Precios ofertados (US\$/MWh)**

Tecnología	Mayor	Menor
<b>Eólica</b>	59,38	46
<b>Solar</b>	59,2	48

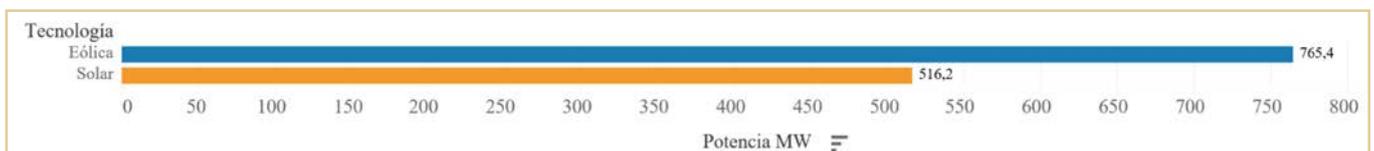
El precio promedio ponderado fue de US\$ 53,98 MWh

**Figura 5. Adjudicaciones Programa RenovAr - Ronda 1**



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

**Figura 6. Adjudicaciones Programa RenovAr - Ronda 1.5**



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

El 22 de noviembre pasado se abrieron las ofertas económicas de los 192 proyectos calificados para la Ronda 2 del Programa RenovAr, que sumaron un total de 7.496,3 MW, excediendo en más de seis veces la potencia objetivo de 1.200 MW del llamado a concurso. Los precios mínimos ofertados son comparables a muchos resultados del mercado internacional: US\$ 37,30 MWh correspondiente a la tecnología eólica en la provincia de Buenos Aires y US\$ 40,44 MWh en un proyecto de tecnología solar situado en la provincia de La Rioja. (Figura 7)

Se espera que, una vez operativos, los proyectos de las Rondas RenovAr generen un volumen anual de 8,3 TWh, equivalente al 6% de la matriz eléctrica proyectada para 2018. Esta nueva potencia, sumada a la generada por los proyectos de energías renovables en operación a la fecha y a la de otros proyectos en marcha, significará un aporte del 8% de la matriz eléctrica nacional, en línea con las metas fijadas por ley.

### Perspectivas del Mercado

Además de las posibilidades que brindan las licitaciones del programa RenovAr, la Ley 27.191/2015 también abre oportunidades para otros nichos incipientes del mercado, como es el caso de las compras directas entre generadores privados y grandes usuarios (Mercado a Término - MATER), cuya reglamentación es muy reciente, o la Generación Distribuida, que está esperando la inminente sanción de su norma para comenzar a funcionar.

### Mercado a Término (MATER)

Los grandes usuarios, es decir aquellos con potencia media contratada superior a 300 kW, están obligados al cumplimiento de las metas de inserción de manera individual y

**Figura 7. Precios Mínimos Ofertados Programa RenovAr - Ronda 2**

Tecnología		PRECIO USD/MWh	
		OFERTADO	
		Mínimo	Promedio*
	EÓLICA	37,30	47,64
	SOLAR	40,44	48,67
	BIOMASA	92,00	107,07
	BIOGÁS	150,00	157,97
	BIOGÁS de Relleno Sanitario	128,00	129,18
	PAH	89,00	97,28

(\*) Promedio ponderado por potencia de todas las ofertas calificadas.  
Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

efectiva. Para cumplir esa obligación, tienen la opción de contratar la compra directa de energía eléctrica a generadores privados en lugar de hacerlo a través de CAMMESA. Este nuevo Mercado a Término, de gran potencial, requería una definición de reglas comerciales y técnicas, un marco regulatorio ahora dado por la reciente Resolución 281-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería.

Según la nueva normativa, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración habilitados para suministrar la energía eléctrica requerida por los grandes usuarios serán los que cumplan los siguientes requisitos:

- a) estén inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) que se crea a tal efecto. Los proyectos que hayan obtenido el Certificado de Inclu-

sión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables quedan automáticamente registrados en el RENPER.

- b) no sean proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual, como el de Compras Conjuntas de CAMMESA, por la potencia ya bajo contrato. En cambio, las ampliaciones o repotenciones no comprometidas pueden ser habilitadas para compraventa directa, para lo cual deben contar con un sistema de medición comercial que permita medir la energía proveniente de la ampliación de manera independiente.

Los proyectos de generación habilitados para operar en el Mercado a Término pueden obtener los beneficios del Régimen de Fomento bajo la Ley 27.191/2015, siendo los valores de referencia y los beneficios promocionales máximos por tecnología aquellos establecidos en el último llamado

a licitación para abastecer las Compras Conjuntas de CAMMESA.

Una vez obtenida la habilitación administrativa mediante el registro en el RENPER, los generadores pueden desarrollar amplias actividades de comercialización:

- a) Vender a grandes usuarios o autogeneradores la energía producida o adquirida de otros generadores habilitados o comercializadores;
- b) Comprar y vender energía de otros generadores habilitados o comercializadores;
- c) Vender a CAMMESA el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en el Mercado a Término, hasta un máximo de 10% de la generación del proyecto habilitado;
- d) Actuar en el mercado spot vendiendo el excedente de la energía no comercializada en las operaciones mencionadas.

La resolución consagra la igualdad en la prioridad de despacho entre los proyectos de energía renovable habilitados en el Mercado a Término y los encuadrados en el mecanismo de Compras Conjuntas, un aspecto importante incluido en la norma a instancias de los inversores privados que querían dar certeza al negocio. La prioridad de despacho está dada por la fecha de habilitación comercial más temprana entre ellos, con independencia de que se trate de uno u otro mercado. En caso de igualdad de fecha, tendrá prioridad el emprendimiento que cuente con mayor factor de capacidad.

Desde el punto de vista de los grandes usuarios, la norma establece algunos parámetros para que sea más favorable la compra directa a generadores privados en lugar de comprarla a CAMMESA, con el objetivo de crear incentivos para una expansión del Mercado a Término. Así, los grandes usuarios que decidan no salirse de las Compras Conjuntas a

CAMMESA, a partir de enero de 2019 deberán pagar cargos de Comercialización y Administración. El cargo de Comercialización tiene un monto máximo de 6 US\$/MWh, que se aplica a los usuarios con potencia media mensual mayor a 20 MW y que se reduce de manera lineal en proporción a la potencia. Ese monto irá en aumento a medida que se vaya ampliando el mercado de energías renovables, hasta llegar a 18 US\$/MWh a partir de 2025. En cuanto al cargo de Administración, será de cinco centavos de dólar por MWh desde 2019 hasta 2024 y desaparecerá a partir de 2025.

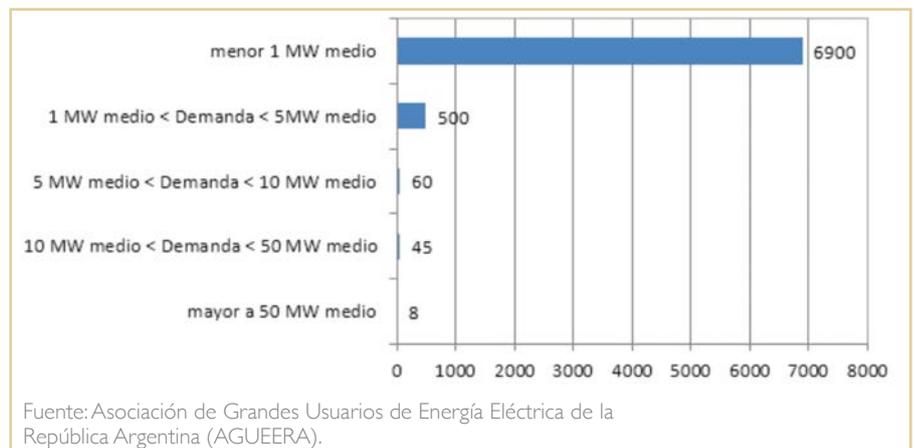
Dado lo reciente de la regulación, es difícil tener certeza sobre cuáles serán las reacciones de los actores de este mercado. Según datos oficiales hay más de 7.500 grandes usuarios, que representan un 32% de la demanda eléctrica nacional. De ese número, la gran mayoría (6.900, es decir el 92%) tienen una potencia media contratada menor a 1 MW y apenas ocho usuarios una potencia superior a 50 MW. (Figura 8).

Teniendo en cuenta los precios obtenidos a través del programa RenovAr y los cargos adicionales (los mencionados de comercialización y administración, más el cargo FODER,

peajes e impuestos), se puede calcular que la mayoría de los grandes usuarios, es decir aquellos con una potencia contratada menor a 1MW, que se quedarán en el sistema de Compras Conjuntas de CAMMESA pagarían un precio que rondaría los 83 US\$/MWh en 2019, aunque con tendencia a la baja si se tiene en cuenta los resultados de las licitaciones sucesivas, que dieron precios cada vez menores. Para los grandes usuarios con mayores potencias contratadas, en cambio, el precio de la energía renovable superaría los 90 US\$/MWh, afectados por el carácter progresivo del cargo de Comercialización. Al menos en teoría, para estos grandes actores sería más conveniente optar por salirse de las Compras Conjuntas y realizar contratos con privados para el abastecimiento de su cupo de energía renovable.

Sin embargo, hay que tener en cuenta otras realidades del mercado además del precio. Los grandes usuarios que opten por la compra directa en el Mercado a Término o por la autogeneración deberán notificarlo de manera expresa para quedar excluidos del mecanismo de Compras Conjuntas. Pero una vez notificada esa decisión sólo podrán volver al régimen de compras a CAMMESA al cabo de cinco años. Es decir que, para

**Figura 8. Grandes Usuarios en Números**



decidir salir del sistema de Compras Conjuntas a CAMMESA, los grandes usuarios tendrán que haberse asegurado al menos un contrato de suministro firme a cinco años y sin riesgo de rescisión. Ese plazo que se exige para volver a entrar al sistema de Compras Conjuntas puede tener una incidencia más importante que el precio en las decisiones que tomen los usuarios obligados en el futuro inmediato, ya que la oferta de contratos de larga duración todavía es prácticamente inexistente.

Una tercera opción para los grandes usuarios es autogenerar. Según la Resolución 281, los grandes usuarios que decidan autogenerarse podrán vender la energía excedente en el mercado spot, una posibilidad que hará más atractiva sobre todo para los de mayor consumo, que pueden autofinanciarse y prever un menor costo por MWh.

Desde el punto de vista de los generadores y comercializadores, la Resolución 281-E/2017 brinda un escenario claro para negociar acuerdos de compraventa de energía, tanto a largo plazo como arbitrando oportunidades de excedentes, ya que incluso se prevé que ciertos excedentes de este mercado entre privados pueda tomarlos CAMMESA para las Compras Conjuntas o sean vendidos en el mercado spot. Esa flexibilidad hace de este mercado una interesante oportunidad para muchos actores, en particular los comercializadores o *traders*. La Secretaría de Energía ya ha inscripto a muchos nuevos comercializadores en su registro en los pocos meses transcurridos desde la sanción de la norma. Sin embargo, la formación y consolidación de esta nueva oferta de generación todavía llevará cierto tiempo, sujeta principalmente a que los proyectos logren adecuada financiación. A diferencia de los adjudicatarios de los procesos RenovAr, que cuentan con contratos firmes a 20 años y las garantías de pago del FODER -con la con-

tragarantía optativa del Banco Mundial- los proyectos que quieran desarrollarse para el Mercado a Término deberán buscar otras virtudes que los hagan atractivos para la financiación, como conseguir demanda con bajo riesgo crediticio que dé más certeza a los flujos de fondo, diversificar el riesgo a través de agregación de demanda, negociar contratos de largo plazo y obtener garantías privadas confiables.

### Generación Distribuida

En septiembre de 2017 la Cámara de Diputados de la Nación dio media sanción al Proyecto de Ley "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública". Hay expectativas de que el proyecto de ley logre la aprobación sin modificaciones en el Senado, para alcanzar plena sanción legislativa en los próximos meses. De ser así, estarían sentadas las bases normativas para el desarrollo de un nuevo segmento del mercado.

La legislación actual de energía eléctrica prohíbe a agentes no autorizados vender energía al sistema interconectado nacional. La iniciativa propone el cambio de ese régimen. Mediante la Generación Distribuida, cualquier usuario podrá generar electricidad a partir de sistemas de energías renovables en su domicilio, con derecho a inyectar a la red de distribución la energía que no utilice, para ser consumida por otros usuarios. Se establece la obligación de las compañías distribuidoras de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red. Para ofrecer incentivos a los usuarios, se creará el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), bajo la forma de un fideicomiso público que proveerá recursos, otorgará préstamos, subsidios o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación o para la difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las

posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías. Se creará también otro Fondo para el fomento de la industria nacional asociada (FANSIGED), con el fin de estimular las actividades de investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación.

### El Mercado Local: Acuerdo de productividad para energías renovables y otras medidas de estímulo

En octubre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional firmó el Acuerdo por la Producción y el Empleo para Energías Renovables, que tiene por objetivo mejorar la participación de empresas nacionales en la actividad, generar puestos de trabajo de calidad y aportar al cuidado del medio ambiente. Se trata de uno de los acuerdos multisectoriales que el gobierno nacional viene celebrando con los gobiernos provinciales, los representantes gremiales y los de la producción para distintos sectores de la economía, como el petrolero de Vaca Muerta, automotriz, textil y calzado, construcción, motos y biotecnología.

El acuerdo busca mejorar la integración local de partes y piezas en la construcción de los parques eólicos y solares, plantas de biogás y biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos para alcanzar un 50% de contenido nacional en 2023. El sector privado se compromete a incorporar 2.000 nuevos empleos en el marco de la ronda 2 del programa RenovAR, profundizar el perfil exportador de las compañías, desarrollar mejoras de productividad, obtener certificados de calidad y aumentar la integración local. Los sindicatos, por su parte, se comprometen a mejorar la productividad laboral, realizar modificaciones a los convenios que se adapten a la realidad del sector y participar de planes de capacitación junto con las empresas.

Los Ministerios de Producción y de Energía de la Nación elaboraron la resolución conjunta 1-E/2017 que establece nuevos incentivos fiscales, normativos y de financiamiento para la radicación de inversión productiva, el desarrollo de proveedores locales a través de la transferencia de tecnología y la integración nacional. Además, mediante el Decreto 814/2017 el gobierno nacional estableció un nuevo marco arancelario que favorece una integración local.

La incipiente cadena de valor industrial vinculada con la generación de energías renovables está estructurada sobre la oferta provista por industrias metalmecánicas locales dedicadas principalmente a otras actividades y por proveedores de equipos y componentes eléctricos tales como transformadores, conductores y baterías. Actualmente hay unos 4.000 trabajadores empleados en actividades conexas, con más de 110 empresas proveedoras de la cadena eóli-

ca y solar fotovoltaica, cinco fabricantes de calderas para biomasa y alrededor de 50 proveedores locales de equipamiento eléctrico que son de uso transversal a todas las tecnologías. Se estima que el crecimiento del mercado de fuentes de energías renovables creará unos 12.000 empleos industriales, de operación y mantenimiento en los próximos cinco años. ■

## Conclusiones

Partiendo de una crisis estructural del sistema energético, el gobierno nacional ha lanzado un profundo Plan de Transformación, que es a la vez fuente de oportunidades y desafíos para todos los eslabones de la industria. El plan otorga al desarrollo de los recursos renovables el rol de una verdadera política de estado, cuyo objetivo es lograr una matriz energética variada y equilibrada en el que tengan cabida tecnologías de base que garanticen la seguridad de suministro a precios competitivos.

El éxito de las sucesivas rondas RenovAr es auspicioso. Considerando la cantidad de proyectos presentados y los precios competitivos ofrecidos, el programa ya está transformando de manera positiva el mercado de renovables en Argentina, en particular las oportunidades para tecnología eólica y solar a gran escala. Haciendo una proyección de estos resultados, se puede prever que el ingreso significativo de las energías renovables en Argentina no supondrá un aumento de los precios al consumidor sino todo lo contrario. A diferencia de otros países en los cuales las renovables están reemplazando generación de base más barata (por ejemplo, la energía nuclear en algunos países de Europa), las energías renovables en Argentina llegarán para reemplazar fuentes de generación más caras, como la térmica de combustibles fósiles importados, con el consiguiente alivio en las tarifas.

Para los usuarios de menor consumo, que son clientes cautivos de las distribuidoras, la inserción de energías renovables se hará necesariamente a través del sistema de Compras Conjuntas de CAMMESA, según el cronograma de licitaciones para adjudicar nueva potencia organizadas por el gobierno de modo de cumplir con las metas legales. Para los grandes usuarios, en cambio, el cumplimiento de las metas legales supone una evaluación de las opciones que otorga la ley para el cumplimiento de las metas obligatorias de inserción, es decir considerar si les resulta más conveniente permanecer en el sistema de las Compras Conjuntas, recurrir a la compra directa a generadores privados en el Mercado a Término o apostar por la autogeneración.

Si bien para los grandes usuarios el sistema de compras a CAMMESA implica tener que pagar ciertos cargos especiales, que encarecen la tarifa en comparación con los otros usuarios, es probable que inicialmente se mantengan bajo ese sistema, ya que el Mercado a Término es incipiente y no hay acceso a PPAs de larga duración. Las oportunidades de este mercado se consolidarán sólo cuando sus actores sean capaces de agregar y estructurar demanda con una escala, plazos y garantías atractivos para la financiación. La tendencia previsible será entonces la migración paulatina de los grandes usuarios a las compras directas entre privados, primero los de mayor consumo, que soportan tarifas más altas, y luego los de menor consumo.

Asimismo, la implementación de la Generación Distribuida, junto con los planes de eficiencia energética impulsados dan oportunidades a todos los segmentos de la industria, incluidos los industriales, tecnológicos y de servicios relacionados.

El gran desafío subyacente será la integración completa y concertada de la matriz eléctrica, que requerirá generación térmica de soporte y refuerzo en las líneas de transmisión y distribución en un horizonte de cinco años.