

DE RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA



**Gustavo Gil,
Marcelo Álvarez y
Roque Pedace**

RESUMEN EJECUTIVO

En este artículo se analiza, en primer lugar, la situación del mercado de las energías renovables el cual durante 2016 ha tenido alentadores resultados en Argentina. En julio de 2016 se lanzó el programa RenovAr – Ronda 1 dando inicio a la primera subasta de energía renovable del país. Se explica aquí una serie de aspectos claves que contribuyeron a la presentación de numerosas ofertas, como la consolidación de beneficios fiscales claves, siendo evidente que se ha puesto en marcha un plan de energías renovables que ha logrado tener un alto nivel de participación y precios competitivos a nivel internacional.

En segundo lugar, se aborda la generación distribuida, es decir, aquella que tiene lugar próxima a los sitios donde ésta es consumida. La generación distribuida tiene muchas ventajas en el marco de la transición energética en curso, de fuentes térmicas fósiles a energías renovables, para un modelo descentralizado de generación. Crea empleo cualificado y cercano al punto de generación, genera tejido industrial, reduce emisiones de gases de efecto invernadero y disminuye la dependencia energética. Esto se vincula a dos derechos, el de los ciudadanos a usar el sistema y la red eléctrica; y el derecho al autoconsumo de la energía generada (la no entregada a la red). Así, se señalan los posibles modelos de marcos regulatorios para la generación distribuida y la necesidad de su recepción en una normativa específica.

EL AUSPICIOSO AÑO DE LAS RENOVABLES

Gustavo Gil

Coordinador Energías Renovables
del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI)

Un breve repaso

Hacia finales del 2015 se sancionó la Ley 27.191 para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. La Ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

La Ley 27.191 tiene por objetivo la contribución de fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, para el 2018 y el 20% para el 2025. De esta manera, el país se propone alcanzar los 10 mil megavatios renovables en 10 años.

La novedad más significativa que introduce al régimen de la Ley 26.190 es que las metas no están definidas para un sujeto difuso, sino que define que los obligados son todos los usuarios de energía eléctrica de la Nación.

Para el caso de los grandes usuarios, cuya demanda alcance o supere los 300 KW (kilowatts) de potencia media contratada en el año calendario, el texto es más específico, y establece que deberán cumplir de forma efectiva e individualmente con los objetivos establecidos. A la fecha aún faltan algunos aspectos a definir para que se constituya un mercado efectivo entre los sujetos obligados – grandes usuarios.

Programa RenovAr

Durante los primeros meses del año 2016 se reglamentó la Ley 27.191 mediante el Decreto 531/2016, que, si bien introdujo definiciones claves para ir estructurando el andamiaje legal que de soporte al nuevo régimen de fomento, fue con las Resoluciones 71 y 72 del Ministerio de Energía y Minería (MEyM) de la Nación con las que se pudo observar con mayor nitidez la orientación precisa del plan de fomento.

En julio de 2016 se lanzó el programa RenovAr – Ronda 1, el cual presentaba el primer llamado a convocatoria abierta – nacional e internacional- para presentar ofertas según el pliego de bases y condiciones conforme Resolución 136/2016 del MEyM.

De esta forma se dio inicio a la primera subasta de energía que ofreció un cupo de 1000 MW (megawatts) de potencia distribuidos por tecnología –600 MW para eólica, 300 MW para solar fotovoltaica, y 100 MW distribuidos en 65 para biomasa, 15 para biogás y 20 para Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico (PAH) La expectativa del sector se hizo evidente al observar que para la Ronda 1, se recibieron más de 6300 MW ofertados en 123 proyectos, y se observaron valores de adjudicación cercanos a un 40% menos de los fijados como precio de corte o límite máximo. La oferta eólica presentó el 60% del total de las propuestas y el precio promedio por MW se ubicó en US\$ 69,50, mientras que para la solar FV el precio medio ofertado fue de unos US\$ 76,256. Finalmente, la Ronda 1 adjudicó 29 proyectos con un total de 1143 MW de potencia, 4205 GWh/año (gigawatts por año) y un precio medio de adjudicación de 63 US\$/MWh.

De esta forma, habían quedado fuera de juego por el momento una gran cantidad de proyectos que habían sorteado el análisis técnico de la oferta pero que no pudieron competir con los precios de adjudicación contundentes. Bajo ese clima de zozobra el Gobierno decidió abrir cupos para eólica y solar para que se presente nueva oferta de precios en lo que se denominó la Ronda 1.5. Las condiciones fueron concretas, a partir de cupos de 100 MW para eólica para cada región (Buenos Aires, Comahue, Patagonia y resto del país) y con un precio máximo de 59,39 US\$/MW; y 200 MW de cupo para noroeste argentino (NOA) y resto del país para solar con precio máximo de 59,75 US\$/MWh. Se recibieron un total de 45 proyectos con oferta económica, con 2449 MW de potencia y con precio mínimo en Eólica de 46 US\$/MWh y 48 US\$/MWh para solar FV. Una media total de 54,87 US\$/MWh, sensiblemente más bajo que en la Ronda 1. La Ronda 1.5 finalmente adjudicó un total de 1281,5 MW de potencia repartida en 30 proyectos y con una media de precios de 53,98 US\$/MWh.

Hay aspectos claves que contribuyeron a la presentación de numerosas ofertas. Por una parte, la consolidación de beneficios fiscales a través del Decreto 882/2016 en el cual se establece para el ejercicio 2016 un cupo fiscal de U\$S 1.700 millones. El mismo texto legal agrega una serie de enclaves con el objeto de proteger la inversión del proyecto o al titular a partir de establecerse la opción de compra u opción de venta del proyecto con distintas causales de venta, como ser: la falta de pago en tiempo y forma, total o parcial, de liquidaciones de venta emitidas por Compañía Administra-

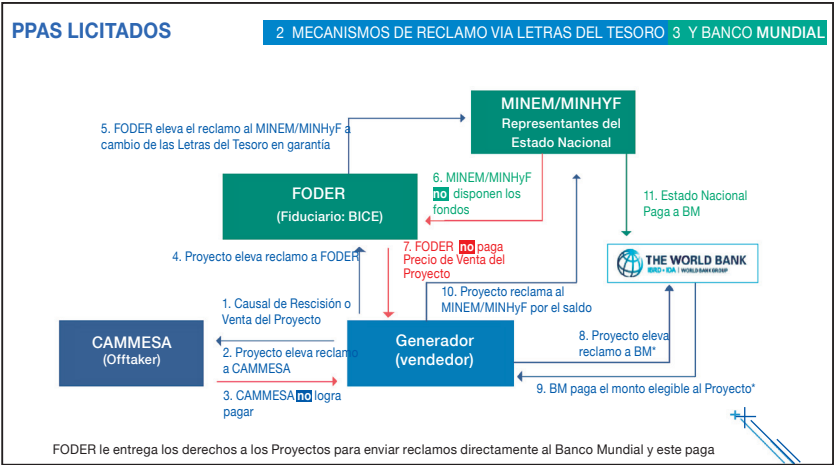
dora del Mercado Mayorista Eléctrico (CMMESA); o bien la imposibilidad para el beneficiario titular de la central de generación de adquirir dólares estadounidenses o de convertir pesos a dólares en la República Argentina; o ante la imposibilidad para el beneficiario titular de la central de generación de realizar pagos o transferencias en dólares a personas o cuentas bancarias situadas fuera del país; entre otras causales que se detallan en el artículo 4 de la precitada norma.

Pero en opinión del autor, hay un aspecto que es central en el armado del plan RenovAr, y es que los contratos celebrados en el marco del Plan Renovar tienen al menos 3 niveles de garantías: garantía del FODER (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables), garantía Soberana, y garantía del Banco Mundial. Blindaje fue el atributo que se le asignó a este conjunto de medidas en los distintos medios de comunicación.

Un primer resguardo es la garantía que está conformada y estructurada en el FODER, fondo fiduciario creado por Ley. Ante el incumplimiento del comprador –CMMESA– el FODER debiera tener liquidez en su cuenta de garantía, tal que garantice doce meses de incumplimiento de ese contrato. Si por alguna razón el FODER no tiene fondos para pagar, se disparará la segunda garantía denominada Soberana, será entonces el Ministerio de Hacienda el que asegure la reposición de fondos del FODER. Si aún así no se constituyen fondos porque el Ministerio de Hacienda incumple en su compromiso, se disparará la garantía del Banco Mundial.

La siguiente imagen resume de forma sintética el esquema de garantías.

Gráfico1: **Presentación lanzamiento plan renovar julio 2016 - MINEM**



Análisis comparado de precios con las subastas más destacadas a nivel internacional

Según el análisis ofrecido por IRENA -International Renewable Energy Agency- en su reporte ejecutivo 2016¹, se observa que los precios obtenidos en las subastas realizadas en Argentina están en el orden de lo que se ha dado durante el 2016 en el plano internacional. Ofrecemos el siguiente extracto del precitado documento:

“En febrero, Perú celebró su cuarta subasta de energías renovables desde 2010, estableciendo en ese momento el record de precios bajos en América para energía eólica y solar. Grenergy (España) realizó una oferta de USD 36,8 / MWh para eólica, y Enel Green Power (Italia) una oferta de 47,9 USD / MWh para energía solar fotovoltaica. Las dos subastas de México realizadas en marzo y septiembre de 2016, están vinculadas a la reforma del mercado eléctrico del país, operativa desde enero de 2016. Aunque las subastas permiten la participación de diferentes tecnologías, diversos productos subastados (electricidad, capacidad firme y certificados de energía limpia) son exclusivos para proyectos de energía renovable, y solar y eólica demostraron ser extremadamente competitivas.

Acciona (España) ofreció USD 42.8 / MWh para el eólica en marzo. Sólo siete meses después, la eólica rompió el record latinoamericano en la segunda subasta con USD 32 / MWh ofertados por ENEL Green Power (Italia). Mientras tanto, para FV, se registraron 34,8 USD / MWh en la primera ronda en marzo, sólo semanas después de la subasta en Perú, confirmando que estos fueron precios viables para energías renovables en América Latina. Los precios de FV se redujeron aún más en la segunda ronda, estableciendo un récord latinoamericano de USD 27.0 / MWh, ofrecido por FRV (España / Arabia Saudita). En abril y septiembre, Alemania continuó su programa de subastas iniciado en 2015, con la cuarta y quinta ronda de solar. Estas subastas representan el programa piloto del país para reemplazar las tarifas feed in de energía solar, y atrajeron un gran número de participantes. En sólo un año, la subasta de Alemania ha bajado los precios en más del 20% respecto de la primera ronda. A pesar de los bajos niveles de irradiación del país y las restricciones para el uso de la tierra, se obtuvieron precios promedio de 74,1 EUR / MWh y EUR 72,3 / MWh (USD 84 / MWh y USD 81 / MWh) en abril y septiembre, respectivamente.

¹ IRENA (2017) “Renewable Energy Auctions: Analysing 2016”. IRENA, Abu Dhabi. Versión en inglés disponible en el siguiente enlace: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REAuctions_summary_2017.pdf

En agosto, Chile organizó una de sus mayores subastas de energía hasta la fecha, contratando un 23% de la demanda de energía proyectada por el país para la próxima década. USD 29.1 / MWh fue la oferta más baja registrada, presentada por Solarpack (España) para un proyecto solar de 120 MW. Una oferta de USD 39.7 / MWh fue recibida por un proyecto eólico on shore de 270 MW. El precio promedio de la subasta de energía renovable fue de USD 47,6 / MWh, lo que demuestra la competitividad de las tecnologías energéticas. En septiembre, China organizó su mayor subasta solar, contratando 1 GW de nueva capacidad a un precio medio de 78 USD / MWh.”

Análisis del contenido local en los proyectos

Hasta aquí, hemos realizado un análisis descriptivo del Plan RenovAr y desarrollado algunos resultados significativos. Todo lo detallado anteriormente, intenta sintetizar los grandes ejes que consolidaron a una política de mercado para su éxito relativo tanto en cantidad como en variedad de ofertas presentadas. Quisiéramos ofrecer y añadir un análisis cualitativo de algunos aspectos que subyacen de los resultados obtenidos a la fecha.

Se puede afirmar, que desde el punto de vista de participación local en los proyectos, se realizaron sendos esfuerzos desde las distintas carteras de gobierno, para captar el interés de los desarrolladores de incorporar componente nacional (CN). Las herramientas de persuasión fueron variadas y de éxito relativo, en rigor, al no constituirse ninguna obligatoriedad sobre el CN en los proyectos, quedó en opción del desarrollador–oferente, incluir mayor o menor grado de CN según estime la conveniencia o ventaja comparativa.

Del conjunto de condiciones ofrecidas, puede destacarse una primera consideración que propone la ley, respecto de que en aquellos proyectos que integren un mínimo de un 30% de Contenido Local -excluida la obra civil-, podrán obtener un certificado fiscal por el 20% de esa inversión.

A la subasta, los proyectos podían presentarse con un Contenido Nacional Declarado (CND), el cual sería utilizado en caso de configurarse un empate entre las ofertas y que, a los efectos de desempatar, siempre que una oferta presente un POA (Precio Ofertado Ajustado) con diferencia menor al 3% respecto de otro proyecto; sería el CND el elemento por el cual se definiría la adjudicación, siempre que entre estos existiera diferencia mayor de 3 puntos entre el CND de cada proyecto. En caso contrario se definiría por sorteo. No tenemos registro de que haya sido necesario recurrir a tal mecanismo.

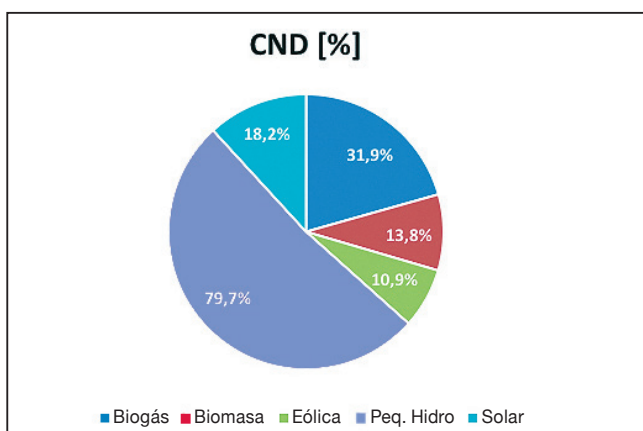
Por otra parte, el Ministerio de Producción de la Nación lanzó algunos mecanismos con la intención de captar la atención de los desarrolladores por incorporar mayor contenido nacional: ofrece una bonificación de 3% de la tasa para los proyectos de energías renovables que incorporen bienes de capital de origen nacional a través del programa FONDEAR; y pone a disposición el Programa de Desarrollo de Proveedores locales (ProDePro) para que los fabricantes puedan mejorar su competitividad, calidad técnica y capacidad productiva, con créditos a tasa bonificada para fabricantes y asistencia técnica. Los proveedores pueden registrarse en el programa a través del sitio web² y solicitar asistencia técnica y financiamiento con tasa bonificada.

Análisis del CND en las rondas RenovAr

Conclusiones

El conjunto de herramientas y beneficios ofrecidos para aquellos que integren CN arrojó resultados moderados respecto de la participación declarada del componente local en los proyectos de las rondas 1 y 1.5 del RenovAr. Del conjunto de proyectos adjudicados, mas de 2400 MW de potencia entre las distintas tecnologías, se observa que la participación del CN por tecnología es muy variado, obteniendo los mejores índices de CND en PAH y Biogás.

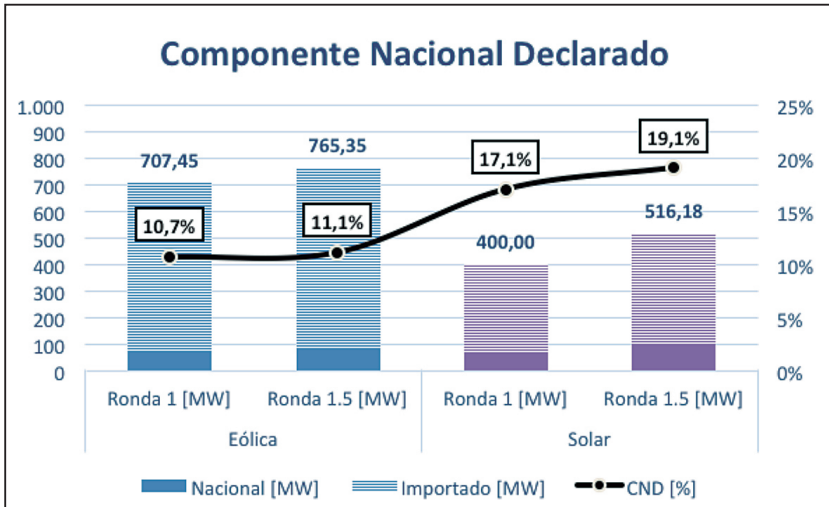
Gráfico 2: - **CN por tecnología**



Asimismo, si el análisis se concentra en el conjunto de proyectos con mayor porcentaje de participación en la oferta -más de 2380 MW repartidos entre

² Ver: www.registroprodepro.gob.ar

eólico y solar FV-, puede apreciarse algún desempeño positivo respecto al leve incremento en el CND entre la Ronda 1 y la Ronda 1.5.



Debe señalarse que una media del 19% para el caso solar FV es alentador, y que en el caso de los porcentajes de CND en eólica, parecen que contienen un cierto potencial de crecimiento, sobre todo si se considera que la plataforma industrial en el país para esa tecnología parece estar más consolidada.

Es evidente que se ha puesto en marcha un plan de energías renovables que con astucia ha logrado un alto nivel de participación de ofertas y precios competitivos a nivel internacional. Puede afirmarse que las tecnologías con mayor presencia a nivel internacional son la eólica y la solar FV, sin embargo, en un país agroindustrial como la Argentina es de suponer que las bioenergéticas tengan un fuerte protagonismo entre las fuentes que pueden aportar potencia firme al sistema. Si se estructura un plan de la forma adecuada son numerosos los beneficios locales dados por las características intrínsecas de los proyectos en estas tecnologías, que potencialmente aportarían dinamismo económico y tecnológico regional y local. El esquema de subastas a la fecha quizá no pudo integrar o interpretar de forma precisa las características de estos sectores muy promisorios en Argentina.

La participación de la industria local, al menos en expectativa, parece ser creciente pero moderada. Entendemos que los esfuerzos por mejorar los índices de participación local en los proyectos han tenido efectividad relativa, pero mantienen un carácter propositivo, y quizás debiera precisarse que en

mercados tan globalizados -con cadenas productivas definidas y andamiaje técnico-financiero integrado- para lograr que además del mercado de las renovables se desarrolle un sector de oferta local competitivo, es probable que se requiera intervenir con mayor énfasis que la mera generación de condiciones. Sería necesario construir y sincronizar un plan de desarrollo industrial que mantenga tracción a partir de la decidida acción de alcanzar las metas nacionales para la matriz eléctrica que encumbro el Ministerio de Energía y Minería y que parece llevar ritmo y timón definido para que en el año de las renovables (Decreto 9/2017), se consoliden la mayor cantidad de proyectos en nuestro país.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA: EN EL CENTRO DE ATENCIÓN

Roque Pedace,

Investigador en Energía y Cambio Climático, Universidad de Buenos Aires (UBA)

Marcelo Álvarez

Presidente de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)

Introducción

La generación distribuida (GD) es aquella que tiene lugar próxima a los sitios donde ésta es consumida. Recientemente las energías renovables variables, como la solar y eólica, han desplazado a las fuentes térmicas fósiles como mejor opción para la transición a un modelo descentralizado de generación. Sus ventajas se han comprobado en aspectos de gran relevancia para esta transición energética en curso: creación de empleo cualificado y cercano al punto de generación, creación de tejido industrial, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y reducción de costes de emisión de dióxido de carbono (CO₂), y reducción de la dependencia energética.

En primer lugar, existen dos derechos a considerar en esta dinámica. El primero es el que tienen todos los ciudadanos a usar el sistema eléctrico y la red en particular, ya que se trata de un bien público y, por tanto, su diseño es inherentemente materia de política pública. El segundo, es el derecho al autoconsumo de la energía generada, es decir, el consumo propio de aquella que no es entregada a la red. Se trata de una situación donde es necesario evaluar el valor de la electricidad excedentaria teniendo en cuenta las venta-

jas para el individuo (prosumidor³) y para toda la sociedad. En la actualidad conviven modelos que la premian con otros que le asignan valor nulo.

El tiempo y el espacio resultan variables críticas en este proceso. El primero determina el valor durante el día y en la estación del año del fluido entregado, así como los plazos para su contabilidad; mientras que el segundo se relaciona con la abundancia de recursos para cada fuente renovable, así como la distancia a los centros de consumo. Esto justifica la existencia de compensaciones en el precio, pero sobre todo exige un esfuerzo de planificación de largo plazo que tenga en cuenta todo el sistema eléctrico y la dinámica de las tecnologías en juego.

Esta introducción de GD no supone un problema para el sostenimiento del sistema, pero requiere un cambio en las formas de reconocimiento y remuneración de los agentes intervinientes. Por ejemplo, los peajes por el transporte del fluido evitados podrían ser fácilmente asumidos por el sistema en un entorno de crecimiento de la demanda y el mayor autoconsumo redundaría en una disminución del precio del mercado eléctrico en el medio y largo plazo. Sin embargo, ninguna de las dos cosas puede ser garantizada en el corto plazo para los involucrados y por tanto, son motivo de conflicto. También es cierto que el balanceo de la introducción de mayor variabilidad de las fuentes eólica y solar implica cambios onerosos en función de la flexibilidad de despacho del sistema que dependerá de sus características y de los límites que se establezcan (por ejemplo, en el porcentaje de la generación variable admisible en la red). En la mayoría de los casos de autoconsumo es el usuario final el que paga por los equipos, lo cual distribuye el riesgo, así como las rentas.

Por otro lado, la experiencia mundial demuestra que la penetración del autoconsumo no representa un problema de seguridad de la red. En condiciones normales la mayor parte de la energía producida será auto-consumida en el lugar de generación, de forma que no llegaría a la red eléctrica, evitando problemas de tensión, pérdidas de transporte y distribución, etc. En cualquier caso, se requiere establecer y controlar los códigos técnicos específicos ya conocidos en el mundo. También se pueden establecer medidas de respuesta como el manejo de demanda en función del tiempo y el almacenamiento.

Los avances en GD van acompañados de la incorporación de tecnologías de automatización e información en los niveles de distribución. Las Redes Eléctricas Inteligentes permiten dar un salto de calidad en el suministro, colaborando en temas como: previsión de demanda; gestión inteligente de

³ Acrónimo formado por la fusión original de las palabras en inglés producer (productor) y consumer (consumidor).

los consumos; reducción de los tiempos de corte de suministro por fallas; calidad de servicio; manejo de cargado de vehículos eléctricos; medición de consumos automatizada, brindando información directa a clientes y prestadores; control anti-fraude y la automatización de procesos de facturación.

Ventajas de la generación distribuida para las empresas distribuidoras

A pesar de que el autoconsumo disminuye el ingreso debido a la facturación de los usuarios, la GD presenta para la distribución mejoras de diversa índole. Entre ellas: reducción de pérdidas técnicas en las redes de baja y media tensión; mejora de los perfiles de tensión en baja tensión; reducción de las posibilidades de sobrecarga de redes durante el pico diurno; ahorro energético y reducción directa del pico diurno, y en el caso de manejo racional de demanda y/o de almacenamiento reducción del pico nocturno.

Pero a la vez presenta desafíos técnicos, entre ellos: establecer protocolos de conexión de los equipos de generación distribuida a la red (hay ejemplos en Santa Fe y Salta, y en el nivel nacional existe pleno consenso en la comunidad de practicantes sobre el particular); seguridad de los clientes, operarios y de la red en general; la necesidad de definir capacidad de inyección por subestación; estandarización de equipos e inversores; pronósticos de demanda y meteorológicos; protecciones y mediciones; así como también, el manejo de la acumulación. Asimismo, marcos regulatorios que implican políticas y medidas en cuanto a mecanismos de reconocimiento de la generación inyectada estableciendo escalones de potencia para los generadores, estímulos fiscales o arancelarios, y acceso a créditos en toda la cadena productiva involucrada.

La generación distribuida también interesa a la planificación mayorista

Por ser próxima a la demanda la GD baja los requerimientos del transporte y optimiza su utilización. Por su modularidad aumenta la capacidad para adaptar la potencia instalada a los requerimientos de cada estación transformadora, y conlleva la reducción de pérdidas técnicas en toda la red con el consiguiente aumento de eficiencia del sistema.

La escala de las instalaciones puede tener impacto económico, pero no condiciona el rendimiento de los equipos de generación, sobre los cuales la

operación es mínima por su autonomía en el caso de las fuentes variables. La contraparte para el despacho de cargas es que al aumentar la variabilidad se agudizan las necesidades de pronósticos precisos. Por todo lo anterior, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), órgano encargado, sigue con interés genuino el progreso de la GD en todos los niveles.

Modelos de marcos regulatorios

a. Tarifa diferencial - Feed in Tariff (FiT)

Se desdobra la tarifa de inyección respecto a la de compra a la red, otorgando beneficios promocionales para estimular la inversión. Normalmente se calcula la tarifa promocional para que el repago de la inversión se realice en un tiempo prudencial.

También se pueden aplicar reducciones progresivas para que la tarifa de inyección converja con la de compra luego de un cierto tiempo, según la amortización de la inversión. Es el caso del programa promocional Prosumidores de EPE en Santa Fe, el cual premia a los pioneros.

El pago de tarifa diferencial dependiendo de la tecnología de generación y la modalidad de implementación ha tenido suerte dispar. Hacerlo de forma planificada, revisando sistemáticamente la evolución de la curva de aprendizaje tecnológico local, ajustando de forma previsible y decreciente los precios diferenciales, y removiendo las barreras que aparecen durante la evolución del programa posibilita alcanzar los resultados esperados, como en Alemania.

Por el contrario, cuando el incentivo resulta excesivo y los tiempos de aplicación no se asignan correctamente el proceso sufre discontinuidades que lo hacen insostenible. El resultado es una transferencia de recursos infructuosa de los Estados al sector privado, que, lejos de capitalizarlos en forma virtuosa, los presenta a manera de renta extraordinaria al inicio, para luego destruir la mayoría de las capacidades locales creadas y provocar desempleo de los recursos humanos capacitados.

b. Cuota

El modelo de cuota, si bien tiene muchas variantes según la modalidad de aplicación, establece que una cuota anual definida por el Estado (del mercado eléctrico) debe provenir de fuentes de energía renovable. La cuota puede ser establecida de diferentes formas: por potencia instalada, por energía generada, siendo un porcentaje global de la demanda estableciéndolo

como obligación de las empresas distribuidoras, aplicándose sólo a grandes usuarios. Puede segmentar por tecnología o puede simplemente definir las tecnologías elegibles y establecer la meta anual de generación.

También en este modelo hay experiencias disímiles, y la barrera principal es que en el modelo de cuota puro el Estado pierde el control cualitativo de la participación de cada una de las tecnologías a introducir en la diversificación, y el ajuste lo realiza el mercado, por lo general, por precio de mercado presente.

En el caso de generación distribuida sería posible asignar cuotas a las fuentes renovables para ir desplazando progresivamente máquinas térmicas de despacho flexible que consumen combustibles fósiles. Éstas han sido instaladas por lo general como generadores auxiliares (energy delivery) en sitios especialmente deficitarios de las mallas, a menudo en líneas de media tensión cercanas a centros de consumo. Esta modalidad creció de manera muy significativa en las últimas décadas y significa una fuerte erogación anual en combustibles, operación y mantenimiento. Por el momento la Ley 27.191 para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables es el instrumento que permite asignar una meta agregada anual a toda la generación renovable de potencia mayor a 300 KW y las rondas pueden definirse dentro de esos límites para orientar geográficamente cuotas de cada tecnología.

c. Medición neta (Net metering)

Se obtiene hallando el valor neto entre el fluido consumido desde y el aportado hacia la red. La modalidad de medición neta es usualmente complementaria al modelo de cuota y es un instrumento útil cuando las tarifas locales reflejan todos los componentes reales, incluyendo las externalidades de las fuentes utilizadas, los subsidios directos e indirectos -presentes y pasados- y se pondera el punto de la curva de aprendizaje en que se encuentra cada tecnología y modalidad de adopción.

Por el contrario, donde la competencia de los precios de mercado no considera alguno o ninguno de los elementos mencionados, la medición neta usualmente no es un estímulo suficiente para el desarrollo del nicho. Varios de los mercados de nuestra región han desarrollado modelos mixtos de cuota y tarifa diferencial o net metering según escalón de demanda o modalidad de aplicación. Chile, Brasil, México y Uruguay tienen en vigencia modelos de net metering a partir de tarifas relativas más altas que en la Argentina. Puede realizarse el balance por tramos horarios (para ello se debe contar con medición apta) o directamente por período de facturación. El meca-

nismo supone que la tarifa de compra es igual a la de venta, con opciones según cómo se consideren los costos de conexión a la red.

d. Net Billings

Consiste en comparar y determinar los montos a favor o en contra teniendo en cuenta el precio de la energía consumida del sistema versus el precio de la energía inyectada al mismo por un generador residencial. Se necesita siempre que la energía aportada y la recibida se midan separadamente. El net metering, por el contrario, en lugar de hallar el resultado neto de la energía valorizada solo compara las cantidades de energía física inyectada y recibida de la red, dándoles así igual valor en un solo medidor.

En Chile las inyecciones de energía eléctrica son valorizadas al precio en nivel de distribución que la empresa distribuidora recibe y debe traspasar mensualmente a sus clientes finales, incorporando las menores pérdidas eléctricas asociadas a las inyecciones de energía. Dicho precio “de nudo” es fijado periódicamente por la autoridad y es siempre menor que el de venta al cliente prosumidor.

e. Sistemas donde los costos de instalación no están exclusivamente a cargo del consumidor

Un ejemplo estudiado es el de las asociaciones entre distribuidoras y prosumidores. Las distribuidoras serían las propietarias de los equipos de micro generación y acuerdan con sus clientes, mediante un mecanismo de reconocimiento, para instalar los equipos en sus domicilios. Clientes y distribuidoras serían “socios”. La energía sería inyectada directamente a la red, bajando los costos globales de compra. El cliente recibiría una compensación pre-acordada permitiendo el sistema aumentar la escala de instalación y así bajar costos. El cliente que adhiriera no tendría que cargar con la inversión ni con el mantenimiento. Se seguiría dejando abierta la posibilidad a que los clientes que quieran instalar los equipos por su cuenta que lo puedan hacer, cumpliendo con los requisitos de la distribuidora y teniendo un mecanismo de reconocimiento definido.

Las cooperativas podrían ser un mecanismo muy útil, éstas representan más del 11% del facturado a usuarios finales y atienden a 2,4 millones de usuarios en todo el país. Otras formas asociativas entre prosumidores y empresas podrían tener esquemas similares. También un tercero podría hacerse cargo de los costos de instalación en varios sitios mejorando la escala bajando así costos. Existen en el mundo esquemas que permiten establecer gene-

radores virtuales definiendo reglas de agrupación de los sitios para la venta conjunta del fluido. Una tendencia hacia la generación social se ha visto favorecida por políticas públicas que permiten que la instalación de muchos prosumidores sea realizada en lugares públicos o administrados por el Estado resolviendo así los múltiples obstáculos físicos, reglamentarios y de escala económica que pudieran tener los interesados particulares. Es el caso de los programas de “jardines solares” o “solar compartido” que impulsan en muchos casos autoridades municipales.

f. Mixtos

Se trata de una opción que permite a los Estados planificar e implementar políticas activas, eligiendo a qué tecnologías se quiere apostar, y posibilitando planes de industrialización que desarrollen nichos específicos que no son comprendidos suficientemente en la legislación general. Por ejemplo, la energización de grandes complejos habitacionales a cargo de vivienda social y de nuevos parques industriales, y la expansión planificada de la electrificación incluyendo nuevas áreas de demanda como el transporte.

Hay aplicaciones para el manejo de agua dentro de los sectores agrícola y ganadero en sistemas de bombeo y riego, entre otros, que pueden ser compartidas en el medio urbano y periurbano. Allí la extracción, transporte y potabilización de agua, así como el manejo de aguas servidas pueden servir como medidas de respuesta para reducir el pico de demanda eléctrica aprovechando los excedentes de las fuentes renovables variables. El mismo propósito de uso racional tiene la promoción de las aplicaciones que almacenan calor o frío durante el día tanto en el sector residencial como en procesos productivos.

Por otro lado, se puede facilitar mediante políticas industriales la producción local de componentes como por ejemplo la fabricación de grandes inversores para parques, y pequeños y medianos, para sistemas domiciliarios e industriales. En general, todos los elementos del sistema son técnica y comercialmente pasibles de ser fabricados en el país; sólo en el caso del módulo fotovoltaico es necesario ver si el mercado regional tiene escala suficiente para la integración vertical de una planta de fabricación o si es más recomendable realizar en el país solamente el laminado e importar las celdas fotovoltaicas.

La GD en principio utiliza los mismos componentes que la centralizada. Sin embargo, la composición de costos es distinta por razones de escala y técnicas. Así, en el caso de fotovoltaicos los tejados solo son utilizados en conexión en baja tensión en medio urbano, al igual que la integración en

edificación. Nicho este último cada vez más importante para las políticas que promueven edificios a consumo de energía casi nulo o aun excedentarios. Las capacidades técnicas de instaladores son también específicas, así como las tecnologías facilitadoras en control, manejo inteligente de las redes y almacenamiento. En el caso de energía eólica y solar, la regulación debiera facilitar la instalación de parques periurbanos de mediano y pequeño porte, compensando el menor factor de planta comparado con los de regiones de mejores recursos.

Esto es posible en Argentina debido al costo relativamente bajo de conexión y transporte, así como de uso de la tierra (superficie) para estos casos. En el caso de bioenergía en el cual se utiliza biogás o biomasa debe tenerse en cuenta la capacidad de generar a voluntad ajustándose a la demanda y por tanto, compensando la variabilidad de otras fuentes así como la posibilidad de utilizar el calor residual para cogenerar y la de procesar residuos con fines energéticos en medio urbano.

La oportunidad para la legislación en generación distribuida en Argentina

En virtud de sus reconocidos beneficios sociales en 2017 se espera que se sancione la legislación sobre GD y se promulgue su reglamentación. Se han hecho propuestas para la Contribución Nacional hacia 2030 (NDC) del orden de varios miles de megavatios, y se ha demostrado el peso creciente que tiene la GD en escenarios energéticos que apuestan a la transición en las próximas décadas.

Si bien la Ley 27.191 podría aplicarse en escalones de potencia mayores a 300KW, la misma apunta a la generación conectada a alta tensión para el mercado eléctrico mayorista, y no a la GD. Por otro lado, muchos proyectos de ley apuntan en GD a las instalaciones de pequeño porte residenciales; la NDC presentada por el gobierno en 2016 propuso 300 megavatios en GD a instalarse hasta 2030, exclusivamente en el segmento residencial de 1,5 KW, esto es el de muy pequeños prosumidores. Esta brecha está indicando uno de los desafíos, a saber, definir metas y políticas apropiadas para cada escalón de potencia, y para nichos específicos en el país.

Cada región geográfica tiene potenciales de recursos renovables, características del transporte y distribución eléctrica, y nichos de oportunidad que le son propios y que debieran reflejarse en el modo de remuneración. El que mejor se ajusta al caso argentino, el cual sufre subsidios ingentes a la generación a partir de combustibles fósiles, es el de la tarifa diferenciada. Debiera

hacerse teniendo en cuenta que cada tecnología tiene un sendero particular para la baja de costos, puntualmente aquellos debidos a la instalación, ya que no dependen del mercado mundial sino de la curva de aprendizaje local. Es necesario que la legislación permita un tiempo para que los factores de producción locales en cada nicho y tecnología mejoren de manera incremental. Por esta razón es de la mayor importancia fijar los plazos y los montos de la remuneración en tiempo y forma para que cada tecnología tenga incentivos adecuados para la adopción temprana.

Debe también considerarse que la financiación presenta cuellos de botellas por tamaño que inclinan la inversión en contra de la GD y a favor de quienes se acojan la Ley N° 27.191, con sus garantías, fideicomisos y acceso a la financiación climática internacional en términos extremadamente favorables de las primeras rondas (ejemplo por medio del Fondo Verde del Clima). La promoción de las formas asociativas para la generación, el desarrollo de nichos como la vivienda social y los múltiples co-beneficios locales justifican también un tratamiento diferenciado a favor de la Ley.