

# Regulatory Analysis of Distributed Generation Installed by Distribution Utilities

M. E. Samper, *Member, IEEE*, and R. A. Reta

**Abstract**— This paper presents an analysis of current regulations and global trends regarding the Distributed Generation (DG) that can be installed by distribution utilities. A study on the implications of installing DG in distribution networks is presented, from both perspectives of the utility and the regulator. In addition, an analysis of the benefits of installing DG from technical, economic and political points of view is explained. Finally, regulatory recommendations and general guidelines of a mechanism for encouraging distribution utilities to invest in DG units are exposed, with the purpose that both the utilities and the consumers can take advantage of resulting benefits.

**Keywords**— Distributed Generation, Investment Deferral, Power Distribution, Regulatory Frameworks.

## I. INTRODUCCIÓN

EN general se define como generación distribuida (GD) a las plantas de generación que se conectan directamente a la red de distribución [1],[2], o en las propias instalaciones de los consumidores finales [3],[4], y con potencias máximas (capacidad instalada) limitadas, por ejemplo hasta 10 MW.

La GD puede incluir tecnologías que utilizan combustibles fósiles como recurso primario (como ser, las turbinas y micro-turbinas a gas, las máquinas de combustión interna diesel y a gas), como así también tecnologías con recurso primario en base a energías renovables (como ser, energía eólica, solar, geotérmica, biomasa mareomotriz e hidráulica).

Una apropiada localización de la GD puede conducir a obtener algunos beneficios para el sistema eléctrico. En este sentido, existe una evidenciada conveniencia de la instalación de GD [4]-[10], en la medida que los sistemas de distribución lo permitan. Las principales mejoras que percibe el sistema eléctrico de la GD conectada a la red de distribución, con respecto a la generación tradicional conectada usualmente a la red de transmisión, son las siguientes:

- Diferimiento de inversiones en la red de distribución (y en menor medida en las redes de transmisión).
- Potencial disminución de pérdidas en la red de distribución, e incluso en transmisión y subtransmisión, por la reducción de los flujos de potencia.
- Mejora en la calidad del producto al poder mejorar los perfiles de tensión con la inyección de potencia.
- Apoyo local en la confiabilidad, disminuyendo la energía no suministrada para el usuario final; dado que, por un lado, el suministro es afectado por una menor cantidad de componentes “en serie” susceptibles de falla y, por otro

lado, ante fallas en la red se puede suplir parte de la demanda con la propia GD operando en isla.

Por lo expuesto anteriormente, resulta ser conveniente la instalación de GD en un sistema de distribución de energía eléctrica. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el inversor privado, en general, puede tener mejores condiciones para invertir en generación tradicional que en GD, ya que puede tener mejor acceso a las fuentes de energía primaria, menores costos de flete de combustible, menores costos inmobiliarios (área no urbana), menores requerimientos ambientales, etc. Pero principalmente al inversor privado no le resulta de interés la GD porque las ventajas señaladas anteriormente son usufructuadas esencialmente por los consumidores y por la empresa de distribución, pero no por la empresa de generación. Por ello, y para poder usufructuar las ventajas de la GD, es que resulta conveniente la existencia mecanismos que incentiven a las empresas de distribución a invertir en GD.

En este trabajo se analiza técnica, económica y regulatoriamente la posibilidad de que una distribuidora instale su propia GD y, asimismo, se desarrollan los lineamientos generales de un mecanismo que permita o propicie incentivar a las empresas de distribución a invertir en GD, encuadrándose en esencia en el contexto latinoamericano. La organización del trabajo es la siguiente: en la Sección II se presenta un análisis de las regulaciones actuales a nivel mundial respecto de que las empresas de distribución puedan instalar GD; en la Sección III se muestran las nuevas tendencias en relación a la participación de las distribuidoras en la actividad de GD; en la Sección IV se analizan mediante un ejemplo las implicancias de que una distribuidora instale su propia GD, tanto desde el punto de vista de la misma empresa como desde el punto de vista del regulador. Luego, en la Sección V se analizan los beneficios que surgen debido a la instalación de GD en redes de distribución; y, finalmente, se presentan las principales conclusiones del trabajo en la Sección VI.

## II. ANTECEDENTES Y ANÁLISIS TEÓRICO

Una de las premisas de los Mercados Eléctricos Competitivos es la independencia de las actividades de transmisión, generación y distribución. Por ello, en general existen restricciones en los mercados eléctricos para que las empresas de distribución puedan ser propietarias de activos de generación. En esta sección se realizará una revisión de regulaciones actuales a nivel mundial, en particular de Estados Unidos, Europa y Latinoamérica, respecto de que las empresas de distribución puedan contar con generación propia.

### A. Regulación Europea

Las Directivas Europeas 2003/54/CE [1] y 2009/72/CE [2]

M. E. Samper, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET, San Juan, Argentina, msamper@ieee.org

R. A. Reta, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET, San Juan, Argentina, reta@iee.unsj.edu.ar

establecen normas comunes para la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad, así como disposiciones de protección al consumidor, con miras a mejorar e integrar los mercados competitivos de electricidad en la Comunidad de la Unión Europea. Ambas Directivas son claras en su definición de los límites técnicos y legales que deben existir entre los diferentes agentes del mercado dentro de los mercados europeos de electricidad. Además, las Directivas establecen también disposiciones sobre la designación, las tareas, la separación y la independencia de los Operadores de los Sistemas de Distribución (OSD). El término “separación” se refiere específicamente a la división efectiva de intereses entre las actividades de distribución y de generación; por lo que en efecto, prohíbe a los OSD poseer plantas de generación [11],[12].

En particular, una excepción de las normas sobre “separación” se puede aplicar a los OSD que presten su servicio a pequeñas redes (con menos de 100.000 clientes conectados), o a redes aisladas [2],[11].

A continuación se brinda un resumen de las regulaciones de algunos países de Europa, respecto de la posibilidad de los OSD contar con GD propia.

El mercado eléctrico de Dinamarca es una parte del mercado liberalizado de electricidad nórdico. Un cambio estructural clave fue la desagregación entre las redes de transmisión y distribución y el sector de generación, de acuerdo con las Directivas de la Unión Europea. Por lo cual, debido a la legislación sobre “separación” existe una clara división de responsabilidades entre los propietarios de las redes y los otros agentes del mercado. Esto impide la titularidad de GD a los operadores de red.

En Alemania, en general, la regulación está en consonancia con las Directivas Europeas, pero a menudo va más allá; y especialmente respecto las cuestiones ambientales, ya que Alemania está a la vanguardia en la utilización de energías renovables dentro de la Unión Europea. En este sentido, existen normativas que fomentan la instalación de GD por parte de los consumidores finales. Sin embargo, el régimen de separación de la ley de energía abarca la separación jurídica, funcional y contable de las actividades. Por lo tanto, la propiedad de GD a los operadores de red está restringida por legislación.

En Irlanda, la Comisión Reguladora de la Energía (CER) define las normas y requisitos para las licencias y autorizaciones de generación, así como para el acceso a las redes de transmisión y distribución. La separación de negocios implementada por legislación implica que los operadores de las redes de transmisión y de distribución no tienen permitido instalar su propia GD. Si bien los OSD no participan directamente en el mercado de generación, existen normas específicas relacionadas con el despacho centralizado de las plantas de GD conectadas a sus redes de distribución. Estas normas se definen en el documento CER/04/214 y se pueden resumir como sigue:

- Los generadores con una capacidad máxima inferior o igual a 5 MVA son auto-despachados (es decir, se despachan por sí solos acorde a su propio régimen de operación).

- Los generadores con una capacidad máxima superior a 5 MVA están obligados a registrarse en el Sistema Operador del Mercado y son despachados de manera centralizada.

Por otro lado, en Suecia, el principio fundamental detrás de la ley de electricidad es un requisito para la separación funcional entre las actividades de la red de electricidad y las actividades de generación o comercialización de electricidad, con el fin de reducir la posibilidad de subsidios cruzados y garantizar que las empresas operadoras de la red actúen de forma independiente. En consecuencia, la ley prohíbe toda entidad implicada en la generación o comercialización de electricidad a participar en las operaciones de red. Por lo tanto, a los OSD no se les permite tener GD propia.

En el caso de Italia, acorde a la actual legislación, a los operadores de red italianos tampoco se les permite tener actividades en la generación de energía. La actividad de explotación de la red es, por ley, una actividad exclusiva.

El mercado eléctrico de Portugal se organizó con un operador de la red de transmisión y once operadores de las redes de distribución. La GD está enmarcada por una legislación específica, en relación con la cogeneración, micro-generación y un régimen especial de producción para las energías renovables. Finalmente es de destacar que en Portugal a los operadores de redes no se les permite tener actividades en la generación de energía.

En relación con la GD en España, la Ley 54/1997 introduce el concepto de generación en régimen especial para aquellas plantas con una capacidad instalada inferior a 50MW. Se aplican normas específicas a estas plantas de régimen especial, las cuales difieren de las normas aplicadas a las grandes plantas de generación participantes del mercado eléctrico mayorista. Por su parte, el Decreto Real 436/2004 permite a la GD suministrar energía al mercado mayorista y recibir un valor constante por el kWh producido. Los pagos recibidos por kWh del generador varían en función de la tecnología. Por otro lado, las empresas distribuidoras no tienen actividad o participación en el mercado de generación. Si bien las regulaciones españolas consideran algunos de los impactos positivos y negativos de la GD en la red, los OSD no incluyen la GD en sus procesos de planificación. Los OSD siguen considerando que la GD es una complejidad adicional, que solamente causa nuevos problemas operativos y de inversión.

En el Reino Unido, la legislación más reciente (Ley de Energía 2004) definió la creación de un mercado único de la electricidad para Gran Bretaña (Inglaterra, Gales y Escocia) y también se incluyen disposiciones para apoyar el desarrollo de sistemas de energías renovables. Actualmente, a los operadores de red no se les permite tener GD propia. Si bien se están desarrollando algunos mecanismos para el reconocimiento de los beneficios de la GD (como contribución a la seguridad de la red y/o como una alternativa de expansión de la red difiriendo inversiones de capital intensivo), se contempla que la GD que pueda ser instalada en la red por terceros, pero no por los OSD.

#### *B. Regulación en Estados Unidos*

Por su parte, en varios estados de Estados Unidos a las distribuidoras sí se les permite instalar GD en lugares

estratégicos de la red, primordialmente con el fin de diferir inversiones de expansión de la red y reducir gastos de suministro en horas punta [13]. En este sentido, son bien reconocidos los beneficios económicos a las empresas distribuidoras provenientes de las inversiones diferidas debido a la GD instalada [5], [14]. Además, las distribuidoras pueden ofrecer una remuneración por potencia disponible a las unidades de GD que pueden ser despachadas cuando el sistema las necesite, con el fin de mejorar la confiabilidad y el costo del servicio de suministro de energía eléctrica [5].

Particularmente en California, los OSD tienen permitido tener su propia GD y, además, están obligados a considerar la GD como alternativas de expansión de la red de distribución (tanto la GD propia como la de terceros). Los OSD deben informar a los inversores/proveedores privados de GD sobre lugares específicos en donde la GD representa una potencial alternativa de expansión, debiendo ofrecer también pagar una remuneración a tales proveedores de GD por el hecho de diferir otras inversiones de expansión de capital intensivo [4], [8], [15].

### C. Regulación en Latinoamérica

En América del Sur y Centroamérica se presentan distintas situaciones según el país, algunas de las cuales se describen a continuación.

En Argentina la Ley Nacional N° 24.065 “Régimen de la Energía Eléctrica” de la República Argentina considera como servicio público al transporte y distribución de electricidad, no así a la generación de electricidad que es considerada una actividad de interés general. En esta ley no se prohíbe explícitamente a las empresas de distribución contar con generación propia, pero define a la generación y a la distribución como actividades independientes.

En la citada Ley se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. En virtud de esta definición al ser la distribuidora responsable de abastecer a los usuarios, no le estaría prohibido contar con generación en áreas aisladas de su zona de concesión que no puedan ser abastecidas con energía proveniente de los generadores definidos en la Ley N° 24.065.

En consecuencia, varias leyes provinciales y contratos de concesión de empresas de distribución provinciales de la República Argentina, definen a la generación aislada como servicio público permitiendo que las empresas de distribución puedan ser propietarias de estos generadores.

En Perú, al igual que en Argentina, está permitido a las empresas de distribución contar con generación propia en sistemas aislados.

En Costa Rica, el Proyecto de Ley N° 17.666 “Ley General de Electricidad” autoriza a las empresas distribuidoras a contar con generación propia que permita cubrir hasta la totalidad de su demanda, aunque limita el tamaño de las distribuidoras que pueden tener generación (menores del 8% de la demanda total del país).

En Chile también le está permitido a las distribuidoras contar con generación propia, de acuerdo a lo que se desprende del Artículo 240 del Reglamento de la Ley General

de Servicios Eléctricos.

En Nicaragua está permitido a los distribuidores contar con generación propia en áreas aisladas y, además, en áreas que estén interconectadas al Sistema Interconectado Nacional pueden tener generación propia hasta 10 MW.

En Brasil, las concesionarias de distribución del Sistema Interligado Nacional no pueden participar en otras sociedades de manera directa ni indirecta, ni realizar actividades de generación y transmisión, ni venta a consumidores libres, excepto los que estén localizados en su área de concesión, y en ese caso, bajo las mismas condiciones de tarifas y plazos aplicadas a los clientes regulados cautivos. De la misma forma las concesionarias de generación no pueden estar coligadas ni controladoras por sociedades que desarrollen el servicio público de distribución. Las restricciones anteriores no se aplican a las empresas de distribución en el suministro a sistemas aislados, o en la atención al mercado propio siempre que este sea de tamaño inferior a 500 GWh anuales.

En Bolivia las empresas de Distribución no pueden ser propietarias de empresas de Generación, salvo que la empresa de Distribución utilice y aproveche recursos naturales renovables, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) del total de su demanda máxima.

Finalmente, en Panamá las empresas de distribución pueden tener el control de plantas de generación pero con una capacidad agregada equivalente de hasta el quince por ciento (15%) de la demanda atendida en su zona de concesión.

### III. TENDENCIAS REGULATORIAS DE GD

En esta sección se presentan las principales tendencias a nivel mundial en relación a la participación de las distribuidoras en la actividad de generación, presentando recomendaciones y nuevas propuestas de distintos autores y grupos de trabajo, teniendo en cuenta el creciente desarrollo que ha tenido la generación distribuida en los últimos años.

Si bien las Directivas Europeas 2009/72/CE y 2003/54/CE, por un lado, establecen la prohibición a los OSD (operadores del sistema de distribución) de poseer plantas de generación; por otro lado, establecen que los OSD deben considerar la instalación de GD (generación distribuida) para la planificación de la expansión de sus redes de distribución. Sin embargo, en tales Directivas no se especifica cómo debe llevarse a cabo la tarea de planificación de la expansión considerando GD sin un grado de coordinación entre los planificadores de la red de distribución y las empresas propietarias de GD, respetando los requisitos sobre la “separación” de intereses [5].

En los últimos años, principalmente en Europa, se comienza a observar un pronunciado cuestionamiento y propuestas de posibles caminos de solución al hecho de permitir a las empresas distribuidoras contar con su propia GD. Algunos autores y grupos de trabajo lo sugieren como a continuación se describe.

Si a los OSD se les permite poseer y operar las unidades de GD, se puede lograr una mayor eficiencia energética del sistema de suministro de energía eléctrica. Por ejemplo, el OSD puede decidir diferir o sustituir expansiones tradicionales

de la red a través de la localización apropiada de GD [11].

Se deben adoptar medidas a nivel europeo para hacer cumplir las Directivas 2009/72/CE y 2003/54/CE en relación con el requisito de que los OSD deban considerar el uso de la GD como una forma de suplantar la necesidad de expandir o sustituir la capacidad de la red. Se recomienda que se estudie la posibilidad de la introducción en la legislación que permita a los operadores de red instalar generación local en sus redes (como una alternativa a la expansión de la red) [12].

Como alternativa a la anterior recomendación, se podría considerar definir algunas circunstancias bajo las cuales a los OSD se les permite ser propietario y operador de unidades de GD para mejorar el funcionamiento de la red y su rendimiento. Estos casos debieran referirse a situaciones en las cuales la instalación de GD, en lugares específicos de la red, sea justificable por razones de rendimiento técnico/económico de la red o bien porque ofrecen mejoras en la eficiencia global de la red y del suministro eléctrico. Siendo importante que el despliegue de la GD de este tipo no repercuta negativamente en el mercado eléctrico competitivo de generación [12].

Para posibilitar que la GD sea una opción de expansión de los OSD y competir con las expansiones tradicionales de red, es fundamental la legislación de una igualdad de condiciones con una adecuada integración de la GD en las redes de distribución [8].

Un posible esquema se puede formular como sigue. Bajo un esquema regulatorio basado en el desempeño (PBR – Performance Based Regulation), el regulador asignará presupuestos de inversión a cada OSD para el próximo periodo regulatorio (tarifario). Este esquema deja todas las decisiones de optimización y expansión del sistema a cargo de los OSD. Al final del periodo regulatorio, cada OSD debe informar al regulador sobre las inversiones realmente implementadas en sus redes. Un aumento de la eficiencia de las inversiones debido a la GD (por ejemplo, la inversión en GD a fin de posponer/diferir otros refuerzos/expansiones de la red), será reconocida al OSD como una ganancia permitida en ese periodo [16].

La operación de la mayoría de las unidades de GD aún no es económicamente viable bajo condiciones de mercado. Esto, por un lado, conlleva a que las empresas distribuidoras no se vean motivadas a instalar GD salvo por razones financieras al diferir otras inversiones. Por otro lado, los gobiernos de varios países europeos han implementado algunas medidas para incentivar la instalación de GD (por terceros, no por los propios OSD). Respecto esto último, en Europa se observan en general dos tipos de apoyo: uno a la inversión de GD y otro a la operación de la GD. El apoyo a la operación se basa principalmente en la cantidad (energía) y/o en el precio. Este último puede ser implementado como un sistema de primas, donde el regulador garantiza un cierto nivel de ingresos por cada kWh, o como un régimen de primas de precios (ofreciendo una prima por encima de los precios de mercado) [17].

En base a algunos trabajos publicados [8], [16]-[21], se puede aseverar que el mayor beneficio de instalar GD se da cuando se evita o se difieren inversiones de expansión de la

red. Algunos resultados muestran que, si no se tiene en cuenta el valor potencial de diferir inversiones los OSD generalmente no se benefician por la presencia de la GD en sus redes de distribución.

#### IV. INSTALACIÓN DE GD POR PARTE DE UNA DISTRIBUIDORA

A partir de las tendencias observadas, se propone analizar el impacto de instalar GD esencialmente para diferir inversiones de capital intensivo (disminuyendo los picos de demanda al generar electricidad de forma local y, por ende, difiriendo inversiones de capacidad). Para ello se realiza un estudio de expansión de una red típica de distribución, teniendo en cuenta que la empresa distribuidora cuenta con la posibilidad de invertir en GD, además de realizar las inversiones tradicionales de expansión en distribución.

El análisis se realiza desde dos perspectivas diferentes. Primero, desde la perspectiva de una empresa distribuidora que desea evaluar el beneficio económico que obtendría invertir en GD a cambio de diferir alguna otra inversión de capital intensivo. En este análisis se evalúa el impacto de la GD en las pérdidas de energía, en la calidad del producto técnico (tensión), en la calidad del servicio (confiabilidad), en los costos de capital y de operación y mantenimiento. Luego, en segundo término, se realiza un análisis desde la perspectiva del regulador con el objetivo de evaluar el impacto que tendría en los clientes finales el hecho de que la distribuidora difiera inversiones al instalar óptimamente GD en sus redes.

##### A. Análisis desde la Perspectiva de una Distribuidora

Este análisis se enmarca en el contexto de los mercados eléctricos competitivos, desde la perspectiva de una empresa distribuidora, enfocándose en las decisiones de expansión de redes de distribución donde la distribuidora debe optimizar el “trade-off” entre las inversiones a realizar, los costos por pérdidas de energía y los costos por no calidad del servicio. El análisis ha sido orientado en la expansión de una red existente y para operación normal, red a nivel de subtransmisión y de distribución primaria típica de los sistemas sudamericanos, bajo un esquema regulatorio Price-Cap, y considerando la GD como opción de inversión de expansión principalmente para diferir inversiones de gran envergadura (intensivas en capital).

Debido a ello, se requieren tecnologías de GD que puedan ser estratégicamente instaladas en la red, durante un periodo de tiempo dado y hasta que se justifique realizar la inversión diferida; luego desinstalar la GD y re-instalarla en otro lugar de la red. Las tecnologías en base a combustibles fósiles son las que mejor se adaptan a los requerimientos planteados para este estudio; teniendo en cuenta que, en general, la instalación de unidades de GD en base a energías renovables es impulsada principalmente por fines ambientales. En este sentido, y en base a un trabajo previo [21], se analizan tres tecnologías típicas de GD que utilizan combustibles fósiles como recurso primario: Microturbinas a gas (MTG) y Máquinas de Combustión Interna (MCI) diesel y a gas.

En esencia, el estudio realizado para la planificación de la expansión de una red típica de distribución comprende un modelo de optimización de los planes de expansión, el cual

considera tanto alternativas tradicionales de expansión como la posibilidad de instalar GD [4]. Se asume que la regulación se rige por un esquema tarifario Price-Cap, donde la tarifa a usuario final es la suma del VAD (Valor Agregado de la Distribución) más un pass-through de la compra de energía y potencia en el mercado eléctrico mayorista.

Se propone remunerar a la distribuidora la energía que genere mediante su propia GD al mismo precio spot de la energía en el mercado mayorista. Ello en base a dos principios: por un lado, si se dispone de energía eléctrica en cantidad suficiente, segura y a un precio de mercado competitivo (como es el precio spot), el regulador no debe permitir a la distribuidora trasladar a la tarifa los sobrecostos de la energía producida mediante la GD, dado que utiliza la GD para mejorar su propio negocio y, por ende, tales sobrecostos deben ser a cargo de la distribuidora; y por otro lado, al ser el costo de compra de la energía eléctrica considerado como un pass-through para los usuarios finales (acorde al esquema Price-Cap), justamente para los usuarios (al igual que para el regulador) resulta indiferente que la distribuidora compre toda la energía al mercado eléctrico o que genera parte de la misma instalando óptimamente GD en sus redes. Además, para que sea “realmente” indiferente para los usuarios que la distribuidora compre energía al mercado o la genere con GD, se considera que el precio spot de la energía en el mercado eléctrico es independiente de la operación-despacho de la GD; en otras palabras, es independiente de cuánta energía compre o deje de comprar la distribuidora al mercado. En general, los costos de generación de la GD son mayores a los precios de la energía en el mercado mayorista; por lo cual, al evaluar la empresa distribuidora una alternativa de inversión en GD, los costos adicionales variables de generación a considerar en la evaluación económica resultan de la diferencia entre el costo real de generación con GD y el precio spot de la energía en el mercado eléctrico.

Bajo este contexto planteado, en principio la distribuidora obtendría beneficios económicos-financieros al diferir grandes inversiones y/o por hacer más eficiente la operación de sus redes (al disminuir las pérdidas o mejorando la calidad del servicio). Es decir que, se espera que la distribuidora invierta en GD sólo si económicamente le produce un rédito adicional.

La red analizada es parte de un centro distribuidor (C/D) con 4 alimentadores, 29 km (36 tramos) de líneas aéreas de 13.2 kV de distribución primaria y 37 nodos (22 de carga, subestaciones transformadoras MT/BT), una demanda inicial pico de 20 MW y 1908 usuarios (residenciales, comerciales e industriales). El crecimiento de la demanda ha sido modelado estocásticamente, utilizando un proceso geométrico browniano y considerando una tasa de crecimiento del 3.5% anual. El período de análisis es 15 años.

En la Tabla I se resumen los resultados de los mejores planes de expansión obtenidos, sin y con GD. Acorde al Plan sin GD la principal inversión a realizar es repotenciar el C/D, lo que se traduce en un desembolso inicial de k US\$ 8000, sumado a k US\$ 42 de otras inversiones en red (extender un alimentador e instalar un par de bancos de capacitores). Al considerar la GD como alternativa de expansión, cuyo costo

de instalación es k US\$ 1500 (sustancialmente menor que el costo para repotenciar el C/D), se logra diferir esta gran inversión con un desembolso inicial total de k US\$ 1542, obteniendo así un mejor VAN (Valor Actual Neto) de las inversiones. El Plan con GD propone instalar en el primer año 3 MW de GD en barra de MT del C/D, del tipo MCI a gas para generación en punta. El hecho de invertir en GD se traduce en un ahorro de inversión inicial para la distribuidora, hasta tanto en el futuro se resuelvan algunas incertezas (principalmente en la demanda) que justifiquen realizar la otra gran inversión de repotenciación del C/D. Este ahorro de inversión inicial en el Plan con GD, respecto del Plan sin GD, es justamente de k US\$ 6500. En este análisis solo se hace referencia a las inversiones iniciales porque se asume que el resto del plan de inversiones no varía entre los planes con y sin GD; esto es que, solo se analiza el impacto de invertir en GD para diferir una gran inversión inicial, manteniendo invariables el resto de las inversiones durante los 15 años.

TABLA I. RESULTADOS ESPERADOS DE LOS MEJORES PLANES DE EXPANSIÓN.

| Planes Óptimos de Expansión | Inversión Inicial (k US\$) | Valor Esperado VAN (k US\$) |
|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Plan sin GD                 | 8 042                      | 2 398                       |
| Plan con GD                 | 1 542                      | 4 945                       |

### B. Análisis desde la Perspectiva del Regulador

El objetivo en este punto es poder cuantificar el valor agregado de la instalación de GD para los consumidores finales. Para ello, y desde la perspectiva del regulador quien es el encargado de velar por los intereses de los consumidores, se propone valorar el impacto que tendría en la tarifa a clientes finales el hecho de que la distribuidora difiera inversiones al instalar óptimamente GD en sus redes.

El VAD refleja el costo marginal de la prestación del servicio de distribución; e incluye los costos de explotación (operación, mantenimiento y comercialización), de inversión (reconocidos mediante la depreciación de sus bienes), y una rentabilidad razonable sobre el capital invertido (que es fijada por el regulador). En base a esto, el impacto de la GD al diferir inversiones en distribución se vería reflejado en la base de capital de la empresa distribuidora y, por ende, en los costos de depreciación de sus inversiones y correspondiente rentabilidad. A continuación se presenta un ejemplo numérico, sobre la base del caso de aplicación del punto anterior, para poder cuantificar el impacto en la tarifa al diferir inversiones instalando GD.

En este caso se evalúa el impacto en la tarifa al diferir una inversión en el primer año (de M US\$ 8.0) a cambio de instalar GD por un costo menor (de M US\$ 1.5). Impacto reflejado sobre la base de capital de la misma distribuidora, siendo justamente la diferencia neta de inversión de M US\$ 6.5 lo que impacta en los costos de depreciación y su rentabilidad. Para este análisis se adoptan los siguientes datos correspondientes a la distribuidora:

- Clientes iniciales: 250 000
- Demanda inicial: 500 MW
- Energía durante primer año: 3 000 GWh/año
- Crecimiento prom. anual de cantidad de clientes: 2.5%

- Crecimiento prom. anual de potencia de demanda: 3.5%
- Crecimiento prom. anual de energía de demanda: 3.0%
- Tasa de rentabilidad sobre la base de capital neta: 10%
- Vida útil de todas las instalaciones en redes: 30 años
- Se considera que, por regulación y a través del VAD, a la distribuidora se le asigna M US\$ 100 para realizar inversiones durante el primer período tarifario.
- La base de capital inicial no se tiene en cuenta porque impacta de la misma forma si se difiere o no alguna inversión. Esto es, al ser un análisis incremental, no se tienen en cuenta costos pasados que solo suman un valor fijo a los costos futuros.

En la Tabla II se resumen los cálculos para evaluar el impacto en la base de capital y, por ende, en la tarifa a consumidores finales, dado el hecho de diferir una inversión de capital intensivo. Asumiendo que los períodos tarifarios son quinquenales, solo se muestra el primer quinquenio de los 15 años del período de análisis. Ello bajo la hipótesis de que la distribuidora debe respetar el monto asignado en el VAD para inversiones, en este caso M US\$ 100 para los primeros 5 años, indistintamente si invierte o no en GD; por lo que el plan de inversiones de los otros dos quinquenios no se modifica.

TABLA II. IMPACTO EN LA TARIFA AL DIFERIR INVERSIONES INSTALANDO GD

| Años (1er per. tarifario):                                      | 1           | 2           | 3           | 4          | 5           |                   |
|---|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------------|
| Miles de Clientes:  | 250         | 256         | 263         | 269        | 275         |                   |
| Demanda (MW):   | 500         | 518         | 535         | 553        | 570         |                   |
| Energía (GWh):  | 3 000       | 3 090       | 3 180       | 3 270      | 3 360       |                   |
| <b>Plan tradicional de inversiones (sin GD)</b>                 |             |             |             |            |             | $\Sigma$          |
| <b>Inversiones (M US\$):</b>                                    | <b>20</b>   | <b>20</b>   | <b>20</b>   | <b>20</b>  | <b>20</b>   | <b>100</b>        |
| $\Delta$ depreciación:  | 0.67        | 0.67        | 0.67        | 0.67       | 0.67        |                   |
| $\Sigma$ Depreciaciones (M US\$):                               | 0.00        | 0.67        | 1.33        | 2.00       | 2.67        |                   |
| $\Sigma$ Base Cap. Neta (M US\$):                               | 20.0        | 39.3        | 58.0        | 76.0       | 93.3        |                   |
| Renta / Base Cap. (M US\$):                                     | 2.0         | 3.9         | 5.8         | 7.6        | 9.3         |                   |
| Deprec. + Renta (M US\$):                                       | 2.00        | 4.60        | 7.13        | 9.60       | 12.00       |                   |
| cUS\$/kW-cliente:   | 1.60        | 3.47        | 5.08        | 6.47       | 7.66        |                   |
| cUS\$/MWh-cliente:  | 0.27        | 0.58        | 0.85        | 1.09       | 1.30        |                   |
| <b>Plan de inversiones considerando GD</b>                      |             |             |             |            |             | $\Sigma$          |
| <b>Inversiones (M US\$):</b>                                    | <b>13.5</b> | <b>20</b>   | <b>20</b>   | <b>20</b>  | <b>26.5</b> | <b>100</b>        |
| $\Delta$ depreciación:  | 0.45        | 0.67        | 0.67        | 0.67       | 0.88        |                   |
| $\Sigma$ Depreciaciones (M US\$):                               | 0.00        | 0.45        | 1.12        | 1.78       | 2.45        |                   |
| $\Sigma$ Base Cap. Neta (M US\$):                               | 13.5        | 33.1        | 51.9        | 70.2       | 94.2        |                   |
| Renta / Base Cap. (M US\$):                                     | 1.4         | 3.3         | 5.2         | 7.0        | 9.4         |                   |
| Deprec. + Renta (M US\$):                                       | 1.35        | 3.76        | 6.31        | 8.80       | 11.87       |                   |
| cUS\$/kW-cliente:   | 1.08        | 2.83        | 4.49        | 5.93       | 7.57        |                   |
| cUS\$/MWh-cliente:  | 0.18        | 0.47        | 0.76        | 1.00       | 1.28        |                   |
| <i>Reducción anual relativa al diferir inversión del año 1:</i> | <i>-33%</i> | <i>-18%</i> | <i>-12%</i> | <i>-8%</i> | <i>-1%</i>  | <i>Prom. -14%</i> |

Es de destacar que en estos cálculos sólo se tiene en cuenta el impacto en la rentabilidad sobre las inversiones y sobre las depreciaciones como componentes del VAD; todos los otros componentes del VAD y, por ende de la tarifa, permanecen invariables. El objetivo de estos cálculos es analizar cuánto le

impacta a cada cliente el incremento y/o variación anual de la base de capital de los bienes de la distribuidora (por unidad de potencia de demanda y energía). Por ello, en la Tabla II, el impacto se evalúa en centavos de dólar por unidad de potencia para cada cliente (cUS\$/kW-cliente) y en centavos de dólar por unidad de energía para cada cliente (cUS\$/MWh-cliente).

Como se puede observar en la misma Tabla II, entre el “Plan tradicional de inversiones” y el “Plan de inversiones considerando GD”, el hecho de diferir una gran inversión el primer año se traduce en una reducción de la base de capital y, por ende, una reducción de la rentabilidad sobre la base de capital neta y de las depreciaciones (componentes del VAD). Reducción que, a su vez, a medida que transcurre el tiempo va disminuyendo porque la empresa distribuidora continúa con su plan de inversiones normal. Esto es, por ejemplo, en promedio los clientes finales podrían percibir una reducción del 14% (en cUS\$/kW y en cUS\$/MWh) al diferir una inversión inicial por instalar GD respecto del plan tradicional de inversiones.

#### V. BENEFICIOS DE INSTALAR GD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Acorde a los análisis realizados respecto del mecanismo propuesto, con el principal objetivo de instalar GD para diferir inversiones en redes de distribución, se analizan a continuación los potenciales beneficios tanto para la distribuidora como para los consumidores.

Los posibles beneficios para la distribuidora son:

- Al diferir inversiones la empresa distribuidora puede obtener importantes beneficios económicos-financieros.
- Evitar penalizaciones por calidad (del producto y del servicio técnico) al tener un elemento adicional para control de reactivo o evitar cortes de carga ante fallas.
- Potencial disminución de las pérdidas de energía en la red de distribución, por la posible reducción de los flujos de potencia en algunos tramos de red.

Algunos de estos potenciales beneficios para la empresa de distribución podrían ser transferidos a los consumidores según el esquema regulatorio (y/o tarifario) adoptado. Al diferir inversiones la empresa distribuidora obtendrá beneficios en la medida que la tarifa de distribución sea determinada por el regulador en base a inversiones tradicionales sin considerar GD; de manera que al instalar la GD, la distribuidora se apropie de estos beneficios. En el caso que la tarifa se calcule considerando las inversiones en GD, serían los consumidores los que se apropiarían de los beneficios de diferir inversiones. Además existe la posibilidad de un esquema mixto donde estos beneficios sean compartidos por la distribuidora y los consumidores. En este caso, el mecanismo regulatorio podría contemplar que la empresa distribuidora se apropie de los beneficios de diferir inversiones durante el período tarifario en el que se instala la GD y, luego, a partir del siguiente período tarifario estos beneficios son transferidos a los consumidores al considerar la nueva base de capital a partir de las inversiones realmente realizadas; o podría implementarse algún otro procedimiento ad-hoc mediante el cual estos beneficios sean compartidos.

Similarmente sucede con los beneficios por disminución de pérdidas de la red. Para que la empresa de distribución se

apropie de estos beneficios, las pérdidas deberían ser contempladas en la tarifa de distribución, por ejemplo, como un porcentaje fijo determinado en base a una empresa eficiente, que sea independiente de las acciones (como ser justamente la instalación de GD) que realice la distribuidora para disminuir las pérdidas en su red.

Por otro lado, los posibles beneficios para los consumidores son los siguientes:

- Disminución de la tarifa a raíz de la disminución de la base de capital por diferimiento de inversiones.
- Mejora en la calidad del servicio. Disminución de la energía no suministrada al no ser afectado por fallas que puedan suceder en el sistema de transmisión y en algunos elementos aguas arriba de la red de distribución.
- Potencial disminución del precio spot de la energía, al existir mayor oferta de generación, y disminución de cargos asociados al sistema de transmisión (reducción de pérdidas y posibles diferimientos de inversiones).

Existe otro beneficio indirecto para los consumidores que no es incluido en la lista anterior por ser más de carácter político. Si bien la tarifa de las empresas de distribución es fijada en base a estudios técnico-económicos, dado que en los estudios tarifarios existen incertidumbres y se manejan variables aleatorias, la tarifa no tiene un valor único-exacto calculado en forma determinística, sino que el regulador tiene la posibilidad de fijar la tarifa dentro de un rango de valores factibles. Por ejemplo, si finalizado un periodo tarifario la empresa de distribución ha tenido fuertes pérdidas, el regulador se verá presionado a fijar una tarifa para el próximo periodo relativamente alta dentro del rango de valores factibles. A la inversa, si la empresa de distribución ha registrado fuertes ganancias (ayudado por los ingresos adicionales generados por el diferimiento de inversiones mediante el uso de generación propia), el regulador tendrá más margen político para poder fijar una tarifa relativamente más baja, con el consecuente beneficio para los consumidores. Es decir, si bien de los estudios y ejemplos numéricos realizados los beneficios que surgen como consecuencia del diferimiento de inversiones son usufructuados principalmente por la empresa de distribución y en menor medida por los consumidores, el hecho que el regulador tenga más herramientas para fijar una tarifa más baja, implica un beneficio adicional para los consumidores.

## VI. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado un análisis de las normativas a nivel mundial respecto la posibilidad de que las empresas de distribución instalen GD propia. Dado que los Mercados Eléctricos Competitivos requieren la independencia de las actividades de transmisión, generación y distribución, en general existen restricciones para que las distribuidoras puedan ser propietarias de activos de generación. En mercados europeos las regulaciones que contemplan la instalación de GD por parte de distribuidoras son muy limitadas, mientras que en USA este tipo de regulaciones están más avanzadas pero aún son incipientes. En el caso de los mercados latinoamericanos las regulaciones, en general, se limitan a

permitir la GD solo en zonas aisladas o para cubrir un porcentaje limitado de la demanda de las distribuidoras. En consecuencia, y en virtud de los beneficios que surgen de la instalación de GD, se puede afirmar que es necesaria una readecuación de las normativas para que las distribuidoras contemplen a la GD en la planificación de sus sistemas de distribución, fomentando de esta forma la instalación de este tipo de generación.

La instalación de GD por parte de una empresa de distribución genera beneficios tanto para la misma empresa (por diferimiento de inversiones, disminución de penalidades por mala calidad y/o disminución de pérdidas), como para los consumidores (por disminución en la tarifa de distribución, mejora en la calidad de servicio y posibilidad de disminución en el precio de la energía y en los cargos de transmisión).

En base a los análisis realizados, los principales aspectos que deben ser tenidos en cuenta por los entes reguladores al implementar normativas que permitan incentivar a las empresas distribuidoras a instalar su propia GD son:

- No solo se debe permitir a la distribuidora instalar GD, aspecto prohibido o limitado en algunas regulaciones actuales, sino que se debe obligar a la distribuidora a contemplar alternativas de expansión que incluyan la instalación de este tipo de generación de manera que se pueda tener mayor certeza sobre la conveniencia de instalar o no instalar GD de acuerdo a las características de cada sistema.
- La normativa debe contemplar que la distribuidora y los consumidores compartan los beneficios resultantes de la instalación de GD. Si los beneficios para la empresa de distribución son poco significativos, ésta no tendría incentivos para instalar GD. Principalmente se deben evitar esquemas regulatorios que transfieran rápidamente los beneficios resultantes del diferimiento de inversiones a los consumidores, ya que estos son los mayores beneficios que aporta la GD en las redes de distribución.

## REFERENCIAS

- [1] Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Official Journal of the European Union, L 176/37-55, Jun. 2003.
- [2] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, Official Journal of the European Union, L 211/55-93, Jul. 2009.
- [3] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, "Distributed generation: a definition," ELSEVIER, Electric Power Systems Research, vol. 57, no. 3, pp. 195-204, Apr. 2001.
- [4] M. Samper, and A. Vargas: "Investment Decisions in Distribution Networks under Uncertainty with Distributed Generation - Part I: Model Formulation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 2331-2340, Aug 2013.
- [5] P. Siano, L. Ochoa, G. Harrison, and A. Piccolo, "Assessing the Strategic Benefits of Distributed Generation Ownership for DNOs," IET Gener. Trans. & Distrib., Vol. 3, No. 3, pp. 225-236, Mar. 2009.
- [6] J. Gomez, J. Vaschetti, C. Coyos, C. Ibarlucea, "Distributed Generation: Impact on Protections and Power Quality," IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina), vol. 11; no. 1; pp. 460-465; 2013.
- [7] R. Leao, F. Antunes, T. Lourenco, K. Andrade, "A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid," IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina), vol. 7; no. 6; pp. 620-629; 2009.

- [8] A. Piccolo, and P. Siano, "Evaluating the Impact of Network Investment Deferral on Distributed Generation Expansion," IEEE Trans. Power Systems, Vol. 24, No. 3, pp. 1559-1567, Aug. 2009.
- [9] A. Cossi, J. Mantovani, "Integrated planning of electric power distribution networks," IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina), vol. 7; no. 2; pp. 203-210; 2009.
- [10] A. Barin, L. Canha, A. Abaide, R. Machado, "Methodology for placement of Dispersed Generation Systems by analyzing its Impacts in Distribution Networks," IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina), vol. 10; no. 2; pp. 1544-1549; 2012.
- [11] S. Ropenus, H. Jacobsen, S. Schröder, "Network regulation and support schemes – How policy interactions affect the integration of distributed generation," ELSEVIER - Renewable Energy, Vol. 36, No. 7, pp. 1949-1956, Jul. 2011.
- [12] ELEP (European Local Electricity Production), "Distributed Generation Ownership Issues - Review of Current Practices, Future Options and European Policy Recommendations," Deliver. 2.4, No. 1, Apr. 2007.
- [13] T. Kingston, T. Stovall, and J. Kelly, "Exploring distributed energy alternatives to electrical distribution grid expansion," Final Report, Gas Technology Institute, Des Plaines, IL, USA, Dec. 2005.
- [14] U.S. Department of Energy: "The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion, a study pursuant to section 1817 of the Energy Policy Act of 2005," Feb. 2007.
- [15] E2I Distributed Energy Resources Public/Private Partnership, "Integrating distributed energy resources into emerging electricity markets: scoping study," Final Report, Electricity Innovation Institute, Palo Alto, CA, USA, Aug. 2004.
- [16] P. Frías, T. Gómez, R. Cossent, and J. Rivier, "Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed generation," ELSEVIER - International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 31, No. 9, pp. 445-451, Oct. 2009.
- [17] S. Ropenus, S. Schröder, H. Jacobsen, L. Olmos, T. Gómez, and R. Cossent, "Assessment of Interactions between the Economics of Distributed Generators, Distribution System Operators and Markets," IMPROGRES Project - European Commission, WP 2, Deliverable 3, Feb. 2009.
- [18] A. Mota, L. Mota, F. Galiana, "An Analytical Approach to the Economical Assessment of Wind Distributed Generators Penetration in Electric Power Systems with Centralized Thermal Generation," IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina), vol. 9; no. 5; pp. 726-731; 2011.
- [19] D. Trebolle, T. Gómez, "Reliability Options in Distribution Planning using Distributed Generation," IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina), vol. 8; no. 5; pp. 557-564; 2010.
- [20] P. De Oliveira-De Jesus, M. de Leao, "Comparative Analysis of Different Cost Loss Allocation Methodologies in Distribution Networks with Distributed Generation," IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina), vol. 3; no. 3; pp. 290-295; 2005.
- [21] M. Samper, and A. Vargas: "Investment Decisions in Distribution Networks under Uncertainty with Distributed Generation - Part II: Implementation and Results," IEEE Trans. Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 2341-2351, Aug. 2013.



**Mauricio E. Samper** (S'07-GS'11-M'12) obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en 2002 de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) y el título de Doctor en Ingeniería en 2011 de la UNSJ, Argentina. Actualmente, es profesor e investigador asistente en el Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET. Sus intereses de investigación incluyen sistemas de transmisión y distribución, generación distribuida, redes inteligentes, calidad del servicio, y decisiones de inversión bajo condiciones de incertidumbre.



**Rodolfo Reta** Se graduó como Ingeniero Eléctrico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) de Argentina en 1994. En 2004, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería de la UNSJ en cooperación con la Universidad de Wuppertal de Alemania. Actualmente es Profesor en el Instituto de Energía Eléctrica de la UNSJ. Ha participado y dirigido proyectos de investigación y consultoría en Argentina, Panamá, El Salvador, Guatemala, Perú, Ecuador y Bolivia, sobre mercados eléctricos competitivos, regulación del servicio de transmisión y distribución y despacho económico de sistemas hidrotérmicos.