

GENERACIÓN DISTRIBUÍDA: OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

Barbero S, Alvarez R.

IITREE-LAT FI-UNLP, Calle 48 y 116 B1900AMF La Plata, Argentina, Tel.: +54 221 425 0804

## 1. Introducción

La crisis energética promovió la adopción de diversas estrategias con el fin de paliar el déficit. Entre las medidas adoptadas al corto plazo destaca el empleo de generación de valores pequeños en distintos puntos de la red, también conocido como Generación Distribuida (GD).

En el contexto internacional, al principio las empresas eléctricas ofrecían una oposición férrea a la instalación de generación distribuida, aún en el caso de que solo se tratara de auto-generación, es decir generación que se emplea exclusivamente dentro de las instalaciones del usuario. No obstante la presencia de apagones, especialmente la serie de contingencias que se produjeron en Estados Unidos, Italia e Inglaterra para fines del 2003, con sus consiguientes pérdidas económicas en ese momento más los costos legales posteriores, ha cambiado en gran medida la forma de pensar de las empresas eléctricas.

De acuerdo con datos de la CIGRE [1], en diversos países del mundo se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de GD, en relación con la capacidad total instalada. Así, en países como Dinamarca y Holanda, alcanza valores de hasta el 37%, y en otros, como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania, tan solo del 15% y en el caso de Estados Unidos, del 5%.

## 2. La Generación Distribuida

No existe una definición única y común acerca del concepto de GD y muchos autores manejan diferentes esquemas, así como intervalos de trabajo, para caracterizar servicios que pueden caer en el margen de la GD.

La GD es la utilización, de forma integrada o individual, de pequeños generadores, desde los cientos de kW hasta los 10 MW, por parte de compañías eléctricas, clientes eléctricos o terceros, en aplicaciones que benefician al sistema eléctrico, a usuarios eléctricos específicos o a ambos.

Algunas definiciones de la GD son:

- *DPCA (Distribution Power Coalition of America) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.*
- *IEA (International Energy Agency) la define como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución.*
- *Esco Vale Consultancy (especialista del sector del Reino Unido), amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.*

Frecuentemente es utilizado como sinónimo de otros términos como: autogeneración, generación on-site, cogeneración y generación "dentro del recinto". Nuestra definición incluye el almacenamiento y la tecnología para la autogestión de la demanda interna.

Otra característica de la GD es su naturaleza no despachable. Es decir que no se puede saber con exactitud cuanta energía podrá entregar. Esta característica se hace evidente en aquellas fuentes no convencionales donde la energía producida depende fuertemente de condiciones ambientales (generación fotovoltaica, eólica, etc.).

### 2.1. Aplicaciones posibles de la GD

Dentro de las aplicaciones más usadas de la GD se encuentran:

- *Carga base: La tecnología de GD se utiliza para cubrir parte de la demanda en base de electricidad. El equipo está funcionando permanentemente y reduce el consumo de electricidad de la red.*
- *Cobertura de picos de demanda: La GD se usa para alisar picos de demanda eléctrica.*
- *Cogeneración: Se produce calor/frío además de producir electricidad.*
- *Backup: Aplicación de stand-by que asegura el suministro de electricidad de forma ininterrumpida. Funciona únicamente cuando se produce un corte en el suministro.*

- *Calidad de Suministro: Si la calidad del suministro está por debajo de las necesidades del cliente, esta aplicación proporciona la calidad requerida, eliminando fluctuaciones.*
- *Soporte a la Distribución: Las distribuidoras o los grandes clientes utilizan esta aplicación para evitar y resolver congestiones en la red de distribución.*

**2.2. Tecnologías de la GD**

El éxito de la difusión y fomento de la GD radica en la existencia de tecnologías de punta que permiten, para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad.

Las tecnologías de generación se dividen, a su vez, en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas [2]. Las segundas se refieren a las energías renovables, como la minihidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas.

Las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno.

**2.3. Localización de la GD**

Para las fuentes convencionales, como los combustibles fósiles, la generación distribuida no posee ventajas inherentes a la localización.

En cambio para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales como eólica, residuos de biomasa y cogeneración, el biodiesel, la GD tiene ventajas significativas por localización.

Para el caso de la energía eólica, en algunos casos se puede aprovechar la red existente de distribución de media tensión para proyectos de GD, si esta se encuentra en la cercanía de sitios adecuados para el aprovechamiento eólico

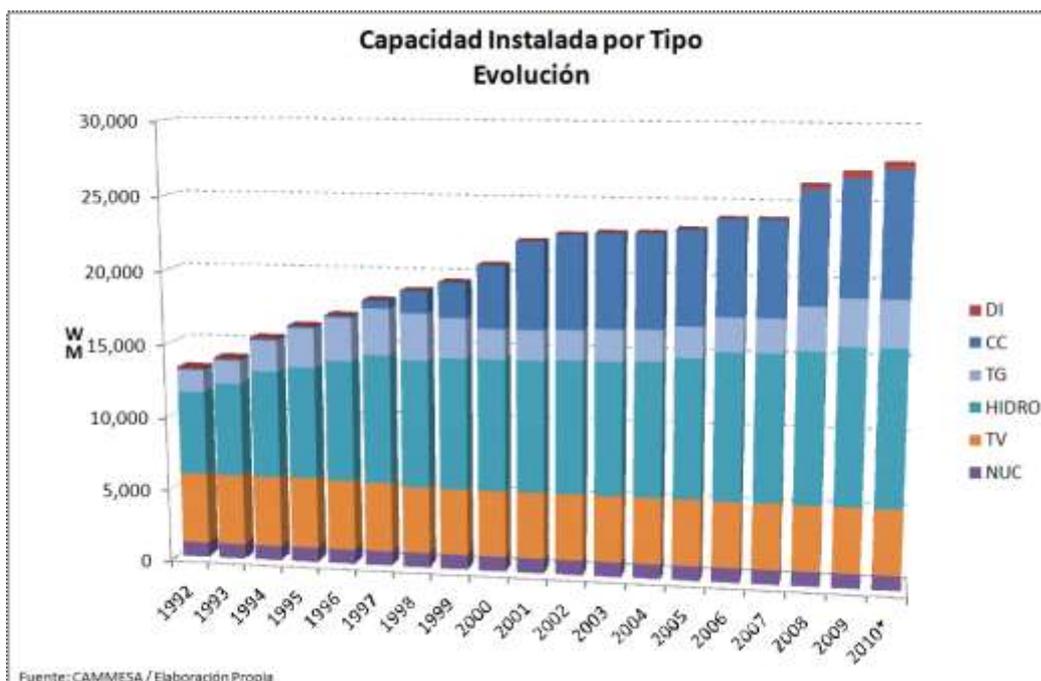
Para la cogeneración, la GD es la única alternativa, ya que necesariamente debe situarse la generación eléctrica en el mismo sitio de la generación de vapor.

Para la generación con residuos de biomasa, la GD es la mejor alternativa, ya que el transporte de los mismos es económicamente prohibitivo, debiendo quemarse en sitios lo más próximos posible al lugar de su producción.

**3. Panorama actual en Argentina**

Argentina es en gran medida, un país hidrocarburo-dependiente. El petróleo (41,5 %) y el gas natural (48,8 %) explican en conjunto el 90,3 % de la oferta de energía primaria. El suministro eléctrico depende en un 55 % de centrales térmicas, abastecidas mayormente con gas natural. En la fig. 1 se detalla el parque generador existente a lo largo de los años hasta el 2010.

Fig. 1



Desde el año 2003 se ha registrado un sostenido aumento del consumo eléctrico, presentándose en marzo de este año el récord de consumo (20913 MW). Este crecimiento sin embargo, no ha sido acompañado con mejoras en la infraestructura del sistema eléctrico. Pese a que se han desarrollado obras (financiadas principalmente por el estado), en la actualidad la red eléctrica se encuentra exigida al máximo de su capacidad.

Si se considera una tasa de crecimiento del 5 % anual de la demanda de energía eléctrica, será necesario instalar antes del año 2017 alrededor de 30000 MW de nueva capacidad de generación.

La oferta de gas tampoco ha acompañado la demanda energética nacional, los motivos van desde el agotamiento del recurso en las cuencas sedimentarias productivas, la falta de inversión en materia de desarrollo y exploración y los límites en la capacidad de transporte.

Debido a la fuerte dependencia de los hidrocarburos, los costos de la electricidad son considerablemente altos y altamente variables. Sin embargo, debido a los subsidios en la tarifa, los usuarios no aprecian el verdadero costo de la energía eléctrica. Es así como en invierno del 2010 se registraron costos de generación del orden de los 1600 \$/MWh, mientras que el precio de mercado (el precio de venta) se encuentra fijado en 120 \$/MWh [3].

En este escenario, la Argentina se encuentra bajo la gran dificultad de no poder garantizar el futuro incremento de la demanda. Se presenta sin embargo, una oportunidad única para el desarrollo de la GD como una acción complementaria para revertir el escenario energético actual.

#### 3.1. Medidas para paliar el déficit

Se ha establecido un plan energético que comprende diferentes pautas estratégicas, entre las cuales se destacan:

- Ley Nacional 26.190

Art. 1: *“Objeto - Declárase 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.”*

Art. 4: *“Definiciones - A efectos de la presente norma se aplicarán las siguientes definiciones:*

- a) Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093.*
  - b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW).*
  - c) Energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables: es la electricidad generada por centrales que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovables, así como la parte de energía generada a partir de dichas fuentes en centrales híbridas que también utilicen fuentes de energía convencionales.”*
- **Programa GENREN:** En el año 2009 se llamó a licitación pública para la provisión de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales. El programa arrojó como resultado la adjudicación de casi 900 MW de generación a partir de fuentes renovables: (750 MW eólico, 20 MW fotovoltaico, 110 MW térmico con biocombustible, 10 MW pequeñas hidroeléctricas).
  - **Programa Generación Distribuida I y II:** Fue desarrollado en dos etapas que contemplaban la instalación y puesta en marcha de 27 centrales ubicadas en distintas provincias del territorio nacional, totalizando una potencia de 600 MW. Para ello se recurrieron a generadores transportables de bajapotencia (del orden del MW), ya sea mediante motores alternativos o turbinas a gas.
  - **Construcción grandes centrales térmicas:** En adición a la construcción de los ciclos combinados en Campana y Rosario, se están construyendo actualmente las centrales Brigadier Lopez (Santa Fe) y Ensenada Barragán (Buenos Aires). Todas estas centrales son capaces de operar con gas natural o combustibles líquidos.

En este contexto, las medidas adoptadas aportan en cierta medida a paliar el déficit energético, sin embargo acentúan la dependencia de los hidrocarburos y en consecuencia implicarán en un futuro precios más altos para la energía.

El programa GENREN es el primer paso a la integración de fuentes de energías renovables al sistema eléctrico, sin embargo está orientado a grandes grupos generadores conectados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y no considera la instalación de pequeñas unidades generadoras que permitirían descon-

### III CONGRESO INTERNACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMATICO Y DESARROLLO SUSTE

gestionar y aliviarlas redes de distribución eléctrica. Tampoco existen todavía políticas que fomenten la instalación de GD a nivel domiciliario.

#### 4. Oportunidades de la Generación Distribuida

La implementación de políticas que incentiven la instalación de GD, permitiría aprovechar las ventajas que presenta este tipo de tecnologías.

- La GD reduce la utilización de las redes de transporte de energía y las pérdidas globales del sistema por kWh consumido efectivamente; por lo tanto se reduce la necesidad de inversión en activos fijos en las redes de transporte de energía.
- Reduce las pérdidas en las redes de distribución de energía.
- Incrementa la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Puede utilizarse para la regulación de tensión en distribución.
- Permite generar energía limpia utilizando fuentes renovables en un muy amplio segmento de inversión.
- En caso de utilizarse fuentes renovables, se reduciría los factores de emisión asociados a la generación eléctrica.

#### 5. Marco legal-regulatorio en Argentina

No existe un claro marco legal que contemple a la GD en su totalidad. En la concepción tradicional, las redes de distribución están pensadas únicamente para conectar demanda y no tienen en cuenta la posibilidad de conexión de generación a ellas. Es por ello que tradicionalmente las regulaciones no contemplan la GD. Sin embargo, la figura del generador distribuido se promulgó en la Resolución 269/2008, de la Secretaría de Energía, en la cual se dispone:

*“Establécese la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión.”*

Esta resolución incorpora la figura de autogenerador, pero considera sólo a los grandes usuarios. Actualmente, la regulación no permite a los usuarios residenciales instalar algún sistema de GD que inyecte potencia a la red de distribución. La instalación de la GD sería posible sólo para reducir la carga base del usuario. Es decir, le permitiría consumir menos energía eléctrica de la red, pero no podría entregar al sistema el excedente generado. De hecho, el sistema de GD no puede estar conectado a la red de distribución, sino que debe operar como un sistema aislado o también conocido como en “isla”.

Debido a los bajos precios de la tarifa residencial (subsidiadas por el estado), esta opción no es económicamente atractiva ya que los costos asociados a la instalación de la GD son considerablemente mayores.

Previamente a la resolución 269/2008, la ley 25019 declaraba de interés nacional a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales:

*Art. 1: “Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional”*

*Art. 5: “Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos”*

Como se puede observar, el precio establecido por la ley 25019 quedó obsoleto al compararlo con los precios actuales. Esta ley intentó promover el uso de energías renovables, pero no tuvo éxito. Su fracaso se debió en parte a que cuando se salió del régimen de convertibilidad la remuneración se devaluó y no fue actualizada.

Uno de los agentes más beneficiados con la implementación de GD son las empresas distribuidoras, ya que les permite reducir la congestión en ciertos nodos de la red, mejorar la calidad de suministro en puntos lejanos, etc. Sin embargo, de acuerdo a la regulación vigente, las distribuidoras no están habilitadas a instalar unidades generadoras en sus instalaciones.

#### 6. Interconexión de los sistemas de GD a los sistemas eléctricos de potencia

El sistema de interconexión está formado por una serie de equipos que permite realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica (normalmente, la red de dis-

tribución local) y con las cargas locales (consumidores). Proporciona acondicionamiento y conversión de la energía (en caso necesario), protección, monitorización, control, medida y despacho de la unidad de GD.

Entre los principales aspectos a ser considerados para la conexión de la GD a los sistemas existentes, se destacan:

- *Aplicación y coordinación de los dispositivos de protección*
- *Control de la tensión*
- *Configuración de los transformadores*
- *Medición*
- *Calidad de la energía*
- *Operación en isla*
- *Normativas nacionales e internacionales: IEEE 1547*

**6.1. Problemática de la interconexión**

Al interconectar un sistema de GD aparecen una serie de cuestiones, relacionadas fundamentalmente con:

- *Desempeño del sistema de protección*
- *Confiabilidad durante la operación*

A diferencia de los sistemas de generación tradicionales, la GD no dispone de sistemas exhaustivos que minimicen los efectos contraproducentes durante su conexión. Además, la diversidad de opciones tecnológicas empleadas en la GD es otra preocupación adicional. Existen ciertos aspectos principales a los que se debe prestar especial atención al momento de considerar la instalación de GD.

**6.1.1. Coordinación del sistema**

Como en todo sistema eléctrico, al agregar elementos en una barra se modifica en cierto grado la potencia de cortocircuito de dicho punto. Cuando el elemento que se adiciona es un generador, la potencia de cortocircuito (Scc) se incrementa, por lo tanto debería verificarse que los elementos de protección son capaces de soportar la nueva condición de falla.

**6.1.2. Dispositivos de protección**

La instalación de GD puede causar una operación no deseada de protecciones cercanas al punto de conexión. Por este motivo, es fundamental realizar un estudio para determinar el comportamiento de las protecciones con el agregado de la GD. Puede ser necesario realizar nuevos ajustes e incluso reemplazar elementos de protección por otros que resulten adecuados para las nuevas condiciones de falla[4].

A modo de ejemplo, la GD puede causar una operación incorrecta de protecciones cuando ocurre una falla próxima a un equipo, como se muestra en la Fig. 2.

**6.1.3. Control de tensión**

El valor eficaz de la tensión suministrado debe tener un valor bien determinado con cierta tolerancia. Para ello, en las redes de distribución, las empresas distribuidoras asignan determinados equipamientos para el control de tensión, por ejemplo utilizando transformadores con cambio en la relación de transformación (taps). Se configuran de forma tal que el flujo va la de la subestación hacia la carga.

Es decir que en estos casos debe considerarse el aporte de la GD para no reducir o invertir el flujo de potencia hacia el alimentador (Fig. 3).

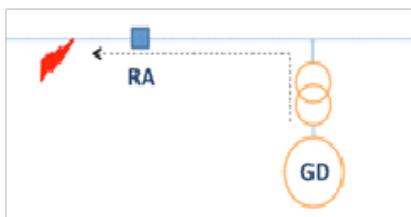


Fig. 2

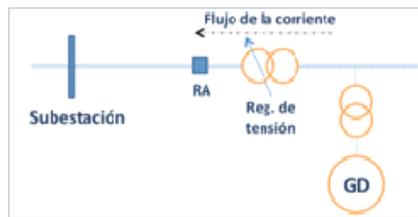


Fig. 3

#### 6.1.4. Transformador de conexión

El tipo de transformador a emplear determinará como la GD interactuará con el sistema y viceversa, especialmente durante los casos de fallas.

Por lo general el grupo de conexión empleado es delta/estrella con puesta a tierra (PAT).

Por otra parte, es de destacar que sin un correcto grupo de conexión del transformador, en condiciones de falla se incrementa la probabilidad de que la GD y las cargas que estuvieran conectadas directamente a ella, queden en isla.

#### 6.1.5. Funcionamiento en isla

El funcionamiento en isla es una condición de operación de la GD en la cual ésta última abastece (o no) una determinada porción de carga separadamente al resto del sistema.

Se deben estudiar cuales serán las condiciones de funcionamiento del sistema aislado, considerando principalmente el nivel de tensión aportado, los niveles de cortocircuito y de pérdidas.

Deben considerarse los aspectos de seguridad de los operarios; ya que podría asumirse que una porción de la red que no está conectada al sistema está por lo tanto desenergizada, cuando está en realidad, se encuentra funcionando en isla, abastecida por la GD.

#### 6.1.6. Calidad de la energía

La instalación de GD afecta de varias formas a la calidad de la energía. Entre los principales se destaca la generación de armónicas en el caso de emplear electrónica de potencia para la conversión de energía. Esta tecnología es de uso común en fuentes de energía no convencionales. En el caso de paneles fotovoltaicos, su uso es prácticamente obligatorio, ya que las celdas generan en corriente continua y mediante conversores, es que se logra la inyección de potencia en la red.

La presencia de armónicos complica la operación de los dispositivos reguladores de tensión, incrementa el riesgo de presencia de ferresonancia, introduce flicker, modifica la operación de las protecciones contra sobrecorrientes, etc.

#### 6.1.7. Perturbaciones

Si bien la GD debería aumentar la confiabilidad del sistema, aún aparecen casos en donde el agregado de GD han aumentado el número de salidas de servicio. Como se mencionó anteriormente, otro aspecto a tener en cuenta es la inyección de armónicos que surge fundamentalmente en los casos de GD con inversores de frecuencia.

Otro aspecto a considerar es la respuesta de la GD ante huecos de tensión. Se denomina hueco de tensión, a la reducción transitoria de la tensión entre un 10 y 90 % de su valor eficaz nominal, con duración que puede variar entre milésimas de segundo y minutos. Se debe prestar especial atención a la respuesta de la GD ante este tipo de perturbaciones, ya que podría agravar la situación de falla.

### 7. Regulación Técnico-Normativa

A nivel nacional no hay normas específicas que regulen las condiciones técnicas de la conexión de la GD. El operador del sistema (CMMESA) tiene establecido procedimientos técnicos que deben cumplirse en orden de conectar un generador al SADI:

*Al conectarse una nueva generación o demanda en el SADI, o realizarse una ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte, debe verificarse que este ingreso no producirá efectos adversos en el sistema.*

Estos estudios deben reunir:

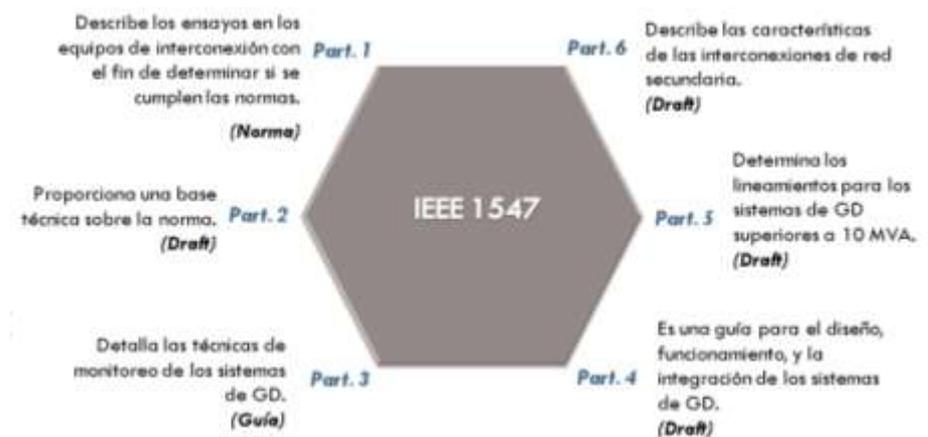
- *Estudios de flujos de cargas.*
- *Cortocircuito*
- *Estabilidad Transitoria*
- *Requerimientos del Transporte*
- *Estudios de pequeñas perturbaciones*
- *Estudios de Flicker, armónicos, variaciones bruscas de carga, etc.)*

Estas especificaciones están orientadas a generadores de gran potencia, conectados en puntos del sistema que son regulados por CMMESA y no consideran los aspectos particulares de la GD mencionados anteriormente.

### III CONGRESO INTERNACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMATICO Y DESARROLLO SUSTE

A nivel internacional existe una normativa reconocida que es la IEEE 1547 [5]. Esta norma está compuesta por seis secciones, de acuerdo al detalle de la Fig. 3.

Fig. 3



A su vez, la norma IEEE 929 [6] define lineamientos para asegurar la compatibilidad operacional de los sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribución. Incluye requisitos técnicos relacionados con la seguridad, sistemas de protección, calidad y operación.

Los requisitos establecidos por IEEE 1547 cubren los aspectos mencionados anteriormente en el apartado 6 y pueden agruparse en tres grupos: *Generales; Protección y Calidad.*

- **Requisitos generales:** enfocan los aspectos relacionados con la regulación de tensión, frecuencia y el sincronismo. La interconexión de la GD a un sistema, no debe provocar variaciones en los niveles de tensión: deben respetarse los niveles de tensión admisibles.  
*En sistemas integrados la variación de frecuencia debe ser limitada en un rango establecido entre 59,3 y 60,5 Hz (IEEE 929) para sistemas de baja capacidad.*
- **Requisitos de protección:** de acuerdo a IEEE 1547, cuando un sistema de GD es sometido a variaciones de tensión provenientes de la red, el mismo deberá interrumpir el abastecimiento de energía a dicho sistema en un tiempo establecido. En la Tabla I se resumen los valores establecidos.

Tabla I

Variación de la tensión	Tiempo máx. de actuación
<50	0,16
50<V<88	2,00
110<V<120	1,00
V>120	0,16

Por otro lado, cuando un sistema de GD es sometido a variaciones de frecuencia provenientes de la red, el mismo deberá interrumpir el abastecimiento de energía a dicho sistema en un tiempo establecido.

En la Tabla II se indican los valores normalizados Ante un determinado disturbio, el sistema de GD debe cortar el abastecimiento de energía, y permanecer aislado el tiempo suficiente (hasta 5 min) hasta que se hubiera despejado la anomalía en la red (59,3 Hz a 60,5 Hz).

El sistema de interconexión de la GD debe detectar la situación de funcionamiento en isla e interrumpir el suministro de energía dentro de un período inferior a los 2 s.

Tabla II

Rango de potencia	Frecuencia [Hz]	Tiempo de actuación [s]
≤ 30 kW	> 60,5	0,16
	< 59,3	0,16
> 30 kW	> 60,5	0,16
	< 59,8 a 57,0	0,16 a 300
	< 57,0	0,16

- *Requisitos de calidad: se consideran los armónicos, fluctuaciones de tensión y el aporte de la corriente de cortocircuito.*

*Los límites permitidos de distorsión armónica total de la tensión se indican en la Tabla III.*

*La GD no deberá provocar fluctuaciones de la tensión en la red de distribución.*

*Los equipamientos de GD, de acuerdo a lo establecido en IEEE 1547, no deben inyectar a la red corriente continua superiores al 0,5% de la corriente nominal de operación.*

Tabla III

Orden Armónica	h<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	Distorsión demanda total (DDT)
Porcentual (%)	4,00	2,00	1,50	0,60	0,30	5,00

## 8. Conclusiones

El Sistema Eléctrico Argentino se enfrenta a una importante crisis de oferta/demanda como consecuencia de escasa planificación y el gran crecimiento de la demanda en los últimos años.

En este escenario se presenta una oportunidad inmejorable para el desarrollo de la GD. Sin embargo, no se evidencian acciones claras que incentiven el desarrollo de esta tecnología.

Existen desafíos técnicos y legislativos que dificultan la instalación de estas tecnologías en la red de distribución. Desde los estamentos oficiales, se debería dar un tratamiento regulatorio al tema con una estructura tarifaria adecuada que refleje los costos y beneficios reales de la GD.

Las decisiones políticas debieran ir acompañadas por la normalización y un sustento técnico adecuado. Cuando esta normalización se reglamente y sea puesto en práctica, las reglas de juego quedarán claras tanto para proyectos directamente impulsados por el distribuidor como y fundamentalmente, para promotores independientes de GD que deseen conectarse a la red.

La normativa IEEE 1457, es hasta el momento, la única referencia en la cual se tratan la mayoría de cuestiones relacionadas con la conexión de la GD a los sistemas eléctricos.

## REFERENCIAS

- [1] **CIGRE**, International Council on Large Electricity Systems, <http://www.cigre.org>.
- [2] **CAMMESA**, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, <http://portalweb.cammesa.com>.
- [3] **Distributed Generation The Power Paradigm for the new millennium**, Anne-Marie Borbely, CRC press 2001.
- [4] **“Aspectos técnicos necesarios para la conexión de equipamiento de generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia”**; M. D. Teixeira, R. A. Peniche, C. A. Medeiros. XII ERIAC – Encuentro regional Ibero-Americano de Cigre. Foz do Iguazú, Brasil – 20/24 de Mayo de 2007.
- [5] **IEEE Std 1547™**, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- [6] **IEEE Std 929**, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) System.