

**73**  
EDICIÓN

# REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía





**Ing. Juan José Carrasco**  
Director Ejecutivo de la CIER



## **Estimados lectores de la Revista CIER,**

En la presente edición pondremos especial foco en la generación distribuida de energía eléctrica.

La generación distribuida no es una idea nueva en el sector eléctrico ya que en sus comienzos la generación de electricidad se producía en pequeñas plantas en base a energías fósiles que cubrían la demanda de una zona urbana próxima a la misma. A posteriori, y con la introducción de la tecnología de corriente alterna impulsada por los inventos de Nikola Tesla, se permitió la distribución de energía a larga distancia. Con ello se posibilitó la generación y trasmisión en gran escala, con plantas de mayor porte en base a combustibles fósiles, aprovechando economías de escala y el uso de recursos hidráulicos lejanos a los puntos de demanda.

Factores como el avance de algunas tecnologías basadas en energías como el viento y el sol, los perjuicios generados por las inestabilidades en el suministro y precio de los combustibles fósiles dependientes de organizaciones oligopólicas, así como la urgente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para mitigar el cambio climático, han generado las condiciones para el desarrollo de tecnologías de generación distribuida en base a energías renovables, fundamentalmente tecnologías de generación eólica y solar, y en menor medida de biomasa.

Debemos mencionar que en muchas oportunidades cuando se habla genéricamente del tema, dependiendo de distintos actores y sus expectativas, se le da un contenido diferente al concepto, así como al alcance y perspectivas de desarrollo de la generación distribuida. Se confunden conceptos como smart cities, smart grid, almacenamiento, masificación de los proconsumidores y vehículo eléctrico.

Desde el punto de vista técnico y comercial presenta una serie de oportunidades y desafíos en cuanto a la forma de gestión técnica de las infraestructuras de red.

En cuanto a política energética, regulación, esquemas de reconocimiento de costos, así como estructuras tarifarias, se ha puesto de manifiesto la necesidad de una revisión de los esquemas y normas de organización el sector eléctrico que garanticen el desarrollo sostenible en el mediano y largo. Para ello debemos garantizar un abastecimiento seguro, accesible, asequible, de calidad y respetuoso con el medio ambiente.

Un aspecto que vemos que presenta poco análisis es el derecho al uso de recursos involucrados, como el viento o el sol. Esta preocupación ya fue planteada a algunas organizaciones de gobierno municipales y universidades. A grandes rasgos, existe un vacío legal para quien invierte

en infraestructura con ese tipo de tecnología dado que su derecho al sol o al viento puede ser condicionado por la construcción de otras infraestructuras que le forme sombras, lo cual genera incertidumbre sobre su rentabilidad con posibles perjuicios económicos.

Otro aspecto a considerar es cómo va a variar la capacidad de generación y consumo en las zonas urbanas. Estas deben transformarse para ser energéticamente más eficientes y, desde lo que respecta a la calidad de vida, más amigables. Es a partir de este debate que aparecen otros desafíos como la relación de espacios construidos vs espacios libres, verticalización de la ciudad, modificación de los sistemas de transporte, entre otros. Estos aspectos condicionan las reales posibilidades en cuanto a demanda y capacidad de oferta por Km<sup>2</sup>.

Desde el punto de vista de la CIER, estas tecnologías convivirán con las tecnologías actuales más centralizadas y de mayor escala. Esto abre una necesidad de modificación a la gestión de los sistemas eléctricos y a la incorporación de nuevas tecnologías de la información.

Por estas razones la CIER da una importancia superlativa a esta temática y desarrolla una serie de actividades que permiten a los asociados y a quienes nos acompañan, a adquirir una visión del estado del arte en cuanto a tecnologías, regulación e iniciativas para su desarrollo.

Entre ellas podemos citar:

- Existencia de un Grupo de Trabajo de Generación Distribuida.
- Cursos de formación con actualización permanente respecto a la temática y en cuanto a su impacto en los distintos procesos de las empresas del sector.
- Webinarios de especialistas que brindan múltiples enfoques a tratar.
- Seminarios y talleres.
- Repositorio de trabajos y casos reales de empresa, reguladores, universidades, etc.
- Apoyo de nuestra red de expertos y empresas.

Los invito a leer los artículos presentados en este número de la revista y a integrarse a las actividades de CIER en la materia. El Grupo de Trabajo de Generación Distribuida es abierto para quien quiera participar, por lo que alentamos a los profesionales interesados a integrarlo.

Como siempre repito, la CIER busca por medio de estas actividades la participación de los profesionales del sector de forma planificada y proactiva, dado que cuanto más se participa, más beneficios se obtienen.

¡Hasta la próxima edición!

# PRÓXIMOS INICIOS

## Julio - Agosto - Setiembre



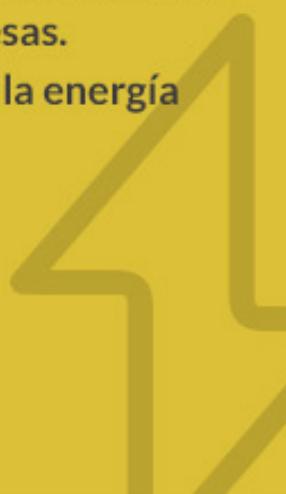
### ÁREA CORPORATIVA

- Curso general de NIIF para empresas eléctricas
- Seguridad informática



### ÁREA GENERACIÓN

- Fundamentos de auscultación y seguridad de presas.
- Fundamentos de la energía eólica



### ÁREA DISTRIBUCIÓN

- Smart Grids: Nuevos desafíos y oportunidades para el desarrollo
- Calidad de servicio
- Sistemas de protecciones de redes eléctricas de distribución
- Trabajos con tensión
- Calidad de producto
- Cables apantallados de media tensión



**¡Reserve con tiempo su lugar y acceda a capacitaciones y especialistas de alto nivel en el sector energético!**

Por más información: [fvazquez@cier.org](mailto:fvazquez@cier.org)

## NOTICIAS INSTITUCIONALES

### 6 Noticias Institucionales

- Argentina fue sede del SISE 2017
- La Mesa Directiva de CIER se realizó en Buenos Aires
- Cier inicia conversaciones con Geidco en pro de la Interconexión Global de Energía



## ARTÍCULOS DE INTERÉS

### 10 Planta de almacenamiento híbrido con energía eólica de acciona en Barásoain (Navarra)

Eugenio Guelbenzu - Dirección de Innovación de ACCIONA Energía



### 13 Os dilemas da Geração Distribuída no Brasil

Nelson Fonseca Leite, Presidente da Abradee – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

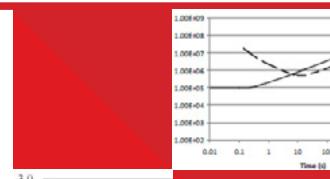


## ARTÍCULOS TÉCNICOS

### GENERACIÓN DISTRIBUIDA

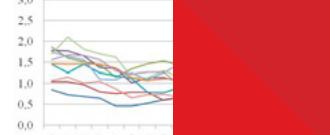
#### 15 Aplicación de fusibles en redes con generación distribuida

Juan Carlos Gómez, Daniel Tourn, Sebastian Nesci, Daniel Sanchez, Claudio Reineri – IPSEP – Argentina.



#### 20 Impactos sobre la red de distribución generados por la generación distribuida fotovoltaica a baja escala

Sangui Emmanuel, Ulises Manasero, Jorge Vega – CySE - UTN - FRSF - INTec - UNL-CONICET – Argentina.



#### 27 Regulación generación distribuida en Mendoza - Condiciones técnicas de operación, mantenimiento, medición y facturación

Lic. Angel Garay, Dr. Javier Di Natale, Esp. Ing. Walter Marcianesi, Ing. Roberto Campoy, Ing. Eduardo Grosso – Argentina.



#### 33 Experiencias de generación distribuida de clientes en paralelo con la red de la EPESF

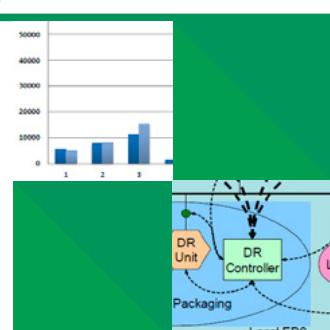
Sergio D. Vivas, Juan E. Chiani – EPESF – Argentina.

## ARTÍCULOS DE INTERÉS

### Trabajos elaborados por el Grupo de Trabajo de CIER de Generación Distribuida

#### 38 Visión general del estado de la generación en la red de distribución en las diferentes empresas eléctricas de los países participantes

Encuesta 2015 – Grupo de Trabajo Generación Distribuida – CIER



#### 47 Guía para el uso de la Norma IEEE 1547

Grupo de Trabajo Generación Distribuida – CIER

## Junio 2017

### Presidente de la CIER:

Ing. Víctor Romero Solís (Paraguay)

### Vicepresidente:

Ing. Jaime Astudillo (Ecuador)

Ing. Luis Pacheco Morgan (Costa Rica)

Ing. Alejandro Sruoga (Argentina)

Ing. César Ramírez (Colombia)

### Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco (Uruguay)

### Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Bv儿 Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611\*

Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

### Consejo Editor:

Claudio Bulacio, Juan José Carrasco, Jessica Kaufman, Marisol Arias, Dimas Carranza y Alberto Pérez Morón.

### Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales

jkaufman@cier.org

Foto de portada: Gentileza de la empresa Energuate.

Web: www.cier.org

\*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.



# Noticias Institucionales

## Argentina fue sede del SISE 2017

*El IX Simposio Internacional sobre Seguridad Eléctrica se realizó el 6 y 7 de junio en Buenos Aires y recibió a autoridades y especialistas del sector.*

Organizado por CIER, CACIER y el Comité para la Electricidad de la Asociación Internacional de la Seguridad Social (AISS), contó con la participación de 150 especialistas de empresas, entidades e instituciones de Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay, Chile, Perú, Colombia, Alemania, Estados Unidos, República Dominicana y Panamá.

El exitoso evento se realizó por primera vez en Argentina y reunió a una nutrida audiencia que compartió y debatió las novedades y desafíos del sector en materia de salud y seguridad laboral. Tuvo lugar en la sede del Instituto Argentino de Estudios Técnicos, Económicos y Sociales (IAETES), que brindó el apoyo institucional y su colaboración activa en el evento.

A sala llena, participaron del acto de apertura el Ing. Claudio Bulacio, Secretario Ejecutivo del CACIER; el Dr. Eduardo Rubio, Director del IAETES; el Ing. Juan José Carrasco, Director Ejecutivo de CIER; el Dr. Eduardo Barrón, Subgerente de Desarrollo en Seguridad y Salud de la Superintendencia de Riesgos de Trabajo; la Ing. Karin Jung, Presidente Alterna de la Asamblea de Representantes de la BG ETEM; y el Ing. Osvaldo Rolando, Subsecretario de Energía Térmica, Transporte y Distribución Eléctrica de la Nación.

El Ing. Claudio Bulacio, Secretario Ejecutivo del CACIER, afirmó que el SISE 2017 “nos invita a compartir las experiencias de diferentes países para seguir avanzando con una cultura de la seguridad y elevar los estándares”.

Por su parte, el Ing. Osvaldo Rolando, Subsecretario de Energía Térmica, Transporte y Distribución Eléctrica de la Nación, participó tanto del acto de apertura como del cierre del SISE 2017. Sostuvo que la Argentina tiene la “decisión de participar fuertemente en CIER a través del CACIER” y resaltó la importancia de compartir las experiencias para aprovechar y usar lo que las demás empresas ya hicieron. Celebró la realización del simposio y pidió “que estas dos jornadas sirvan para pensar en accidentes cero”.

El SISE 2017 se organizó en los paneles “Visión de la salud y seguridad en el trabajo en el sector eléctrico”, “Visión global integral de la SST”, “La gestión de salud y seguridad para un servicio eléctrico confiable”, “Nuevos factores que impactan en la seguridad”, “El impacto de las nuevas generaciones”, “Estudio de accidentes”, “Normalización eléctrica” y “Descargas atmosféricas”. Además, se realizó una presentación sobre el proyecto que comparten la CIER y AISS de realizar una guía de contratistas; se trata de un esfuerzo internacional de cooperación para establecer elementos útiles para el proceso de contratación y de trabajo donde participarán diferentes empresas del mundo.

Durante la segunda jornada del evento, el Lic. Darío Consolani, Coordinador Internacional del Grupo de Trabajo de Salud y Seguridad de CIER, realizó una presentación con los resultados de la Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el trabajo para empresas eléctricas, Benchmarking 2017, realizado por CIER. Destacó la importante participación de 80 empresas y se realizó un debate para obtener una visión plural argentina. Hicieron sus comentarios representantes de la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLyF).



de las asociaciones de distribuidores, transportistas y generadores de energía eléctrica de la Argentina -ADEERA, ATEERA, AGEERA- y la Superintendencia de Riesgos del Trabajo. CIER realiza esta encuesta hace años y busca comparar diferentes empresas de diferentes países para poder identificar las mejores prácticas en materia de salud y seguridad, como en este caso que se hizo hincapié en ocuparse de los riesgos psicosociales de los trabajadores para poder identificar las debilidades y posibles mejoras.

Este simposio se realizó por primera vez en el 2001 en Cuba y durante los siguientes años se celebró en diversos países de América Latina. Luego de su celebración en México en 2015 y en Uruguay en 2016, se realizará por primera vez en Argentina.

El SISE 2017 se desarrolló de forma integral, amplia y participativa, con el objetivo de lograr el intercambio de conocimientos y mejores prácticas en seguridad eléctrica y contribuir a la actualización de las competencias de los profesionales, a partir del desarrollo de vínculos entre ellos.

El CACIER organizó una serie de actividades antes, durante y después de las jornadas del SISE 2017. Los especialistas del AISS y el resto de los disertantes fueron agasajados con una cena de bienvenida, que se realizó en la sede del IAETES con la presencia de autoridades de CIER y CACIER y otra de despedida en Tango Porteño. A su vez, fueron invitados a realizar una visita técnica en las instalaciones del Centro de Capacitación de EDESUR.

En el Centro de Capacitación y Formación de la distribuidora EDESUR, que se encuentra en el barrio porteño de Villa Lugano, estuvieron especialistas de CIER, CACIER, COCIER y AISS. Se sumaron representantes de las empresas ANDE de Paraguay; UTE de Uruguay; EPM, CODENSA, CELSIA e ISAGEN de Colombia; CELSIA de Panamá; EDTE de República Dominicana; y TRANSENER, TRANSBA y EJESA de Argentina.

Durante la visita, que se extendió por cerca de tres horas, pudieron conocer el funcionamiento del centro y ver cómo capacitan y entrena a aproximadamente 140 personas por día. Los presentes recorrieron las aulas donde estaban formando a jóvenes profesionales y vieron el proceso de formación de cuadrillas. Pudieron apreciar todo el campo de entrenamiento: equipos trabajando en líneas aéreas y subterráneas en baja tensión, en media tensión y cómo trabajan todos los tipos de medidores.

*"La Argentina tiene la decisión de participar fuertemente en CIER a través del CACIER"*

*"El SISE 2017 nos invita a compartir las experiencias de diferentes países para seguir avanzando con una cultura de la seguridad y elevar los estándares"*

### Reunión del Grupo de Trabajo de Salud y Seguridad en el Trabajo de la CIER

En el marco de las actividades que se realizaron en Buenos Aires por el SISE 2017, el Grupo de Trabajo de Salud y Seguridad en el Trabajo de la CIER realizó una nueva reunión. Presidida por su coordinador técnico internacional, Lic. Darío Consolani, el encuentro tuvo lugar el lunes 5 de junio en la sede del IAETES.

Con una importante concurrencia, participaron representantes de CIER, CACIER, COCIER y AISS. Se sumaron representantes de las empresas ANDE de Paraguay; UTE de Uruguay; EPM, CODENSA, CELSIA e ISAGEN de Colombia; CELSIA de Panamá; EDET de República Dominicana; y TRANSENER, TRANSBA y EJESA de Argentina.

Los presentes analizaron la Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el trabajo para empresas eléctricas, Benchmarking 2017, que se encuentra en versión borrador. Acordaron trabajar para definir si es necesario incluir nuevas clasificaciones al detalle de los tipos de accidentes. Propusieron implementar un sistema para que la página web de la CIER pueda recibir resúmenes de los accidentes mortales para que se vaya explicando qué medidas se toman a partir del caso y así poder comenzar a trabajar el tema a nivel regional.



A su vez, organizaron la agenda de cómo realizarán CIER y AISS la Guía Internacional de Contratistas, que se ordenará bajo los mismos conceptos que la europea. Este plan surge de la necesidad de solucionar que la mayoría de los accidentes sean protagonizados por personal contratado. Acordaron avanzar en el primer borrador del temario para el desarrollo y para abril de 2018 esperan tenerla avanzada a nivel Latinoamérica. CIER invita a las empresas a contribuir con sus experiencias para esta guía tanto a través de sus comités nacionales como de la web de la CIER.

A partir del año 2000 el Área Corporativa de la CIER ha trabajado con el objetivo de proveer servicios de valor agregado a empresas eléctricas y organismos del sector, con el foco de atención en dirección y gestión estratégica de los procesos corporativos, regulación y medio ambiente.

*CIER invita a las empresas a contribuir con sus experiencias para esta guía tanto a través de sus comités nacionales como de la web de la CIER.*

*Implementar un sistema para que la página web de la CIER pueda recibir resúmenes de los accidentes mortales y así poder comenzar a trabajar el tema a nivel regional.*

## La Mesa Directiva de CIER se realizó en Buenos Aires



El CACIER ofició de anfitrión en la última reunión de la Mesa Directiva de CIER, que se realizó en el Hotel Intercontinental, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el pasado 24 de abril.

La Mesa Directiva de CIER contó con la presencia del Ing. Víctor Romero Solís, presidente de CIER y de ANDE Paraguay; Ing. Alejandro Sruoga, Vicepresidente de Promoción de la Integración y Relaciones Institucionales de CIER y presidente del CACIER; Ing. Jaime Astudillo, Vicepresidente de Gestión de Portafolio y Segmentos de Mercado; y el Ing. Luis Pacheco Morgan, Vicepresidente de Desarrollo Institucional y Sostenibilidad Financiera. A su vez, participaron el Ing. Juan José Carrasco, Director Ejecutivo de CIER; Ing. Claudio Bulacio, Secretario Ejecutivo del CACIER; Juan Carlos Álvarez Salomón, Secretario Ejecutivo del PACIER; Hernán Verdugo, Secretario Ejecutivo de ECUACIER; y José Vicente Camargo, Director Ejecutivo de COCIER. Finalmente, en representación del CACIER también estuvieron presentes Jorge Lemos y Gualterio Telefanko, su Gerente General.

La reunión fue coordinada por el presidente de CIER y por su Director Ejecutivo. Durante el encuentro se trataron cuestiones generales de CIER y se analizaron los niveles de implementación de los planes de trabajo de los Comités de gestión. A su vez, se trató el lanzamiento del concurso para el cargo de Director Ejecutivo y Gestores.

Finalmente, los presentes destacaron las actividades previstas a realizarse durante el Congreso CIER 2017, que tendrá lugar en Medellín del 28 de noviembre al 1º de diciembre. En ese marco se llevará a cabo la reunión de Comité Central donde se elegirá al nuevo presidente de CIER.

Las actividades en Buenos Aires comenzaron la noche anterior a la reunión de Mesa Directiva. Se realizó una cena en Tango Porteño, donde se agasajó a los participantes. Para el cierre de las actividades, el CACIER obsequió a los asistentes que viajaron desde otros países un juego de copas grabadas con el logo de CACIER.

## CIER inicia conversaciones con Geidco en pro de la Interconexión Global de Energía

La Organización Mundial de Cooperación y Desarrollo de la Interconexión Energética (GEIDCO por su sigla en inglés), con sede permanente en Beijing, China, es una organización internacional no gubernamental y sin fines de lucro entre firmas, asociaciones, instituciones e individuos dedicados a promover el desarrollo sostenible de energía, en todo el mundo.

El pasado 16 de junio, autoridades de GEIDCO se reunieron en Cier con su Director Ejecutivo, para iniciar las conversaciones que promuevan a futuro una *Interconexión Global de Energía*.

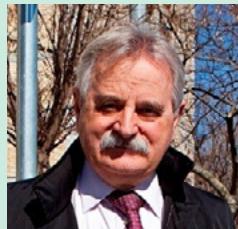
Luego de la presentación y exposición del concepto de *Interconexión Global de Energía* por parte de GEIDCO, se avanzó sobre importantes temáticas vinculadas a la integración y cooperación de la región, y del mundo, en el rubro energético. Los principales puntos tratados en el encuentro fueron:

- Establecer la conexión con: la Comisión Económica para América Latina y el Caribe; las principales organizaciones internacionales en el área eléctrica de Sudamérica; y los ministerios de energía de los países involucrados en el sistema de interconexión eléctrica de Sudamérica.
- Exponer la situación actual de explotación de energía limpia en América del Sur.
- Conocer los proyectos de potencial interconexión entre América del Sur y América del Norte, y entre países sudamericanos.
- Analizar la posibilidad de cooperación en materia de explotación de energía limpia en el marco de una interconexión regional entre países o entidades sudamericanas y GEIDCO.
- Comunicar sobre la planificación e investigación de las interconexiones eléctricas de América del Sur
- Y discutir sobre las oportunidades de cooperación en la planificación y la investigación.



# Planta de almacenamiento híbrido con energía eólica de acciona en Barásoain (Navarra)

## Autor:



**Eugenio Guelbenzu**  
Dirección de Innovación de  
ACCIONA Energía

## Contexto

El Almacenamiento de energía eléctrica es un proceso que consiste en “mover la energía eléctrica en el tiempo”, de forma que se ésta se acumula en el momento de la producción para suministrarla en un momento posterior.

El proceso incluye siempre una doble trasformación o transformación de “ida y vuelta”, en la que la energía eléctrica se transforma en energía de otro tipo, como potencial (bombeo hidráulico), cinemática (volantes de inercia), electroquímica (baterías), mecánica (aire comprimido), etc. En cada una de estas transformaciones hay una pérdida por la eficiencia de la conversión; un aspecto éste importante a considerar a la hora de su selección.

El almacenamiento de energía eléctrica mediante la técnica de bombeo hidráulico reversible es algo que se lleva utilizando desde hace varias décadas, fundamentalmente como respaldo de las centrales nucleares, pero es sobre todo con el desarrollo de las baterías en los últimos años cuando el almacenamiento está adquiriendo una elevada relevancia. Otros dos factores importantes que están impulsando su despliegue son (i) **la reducción de costes** y (ii) **el desarrollo de las Energías Renovables** y en particular, las de carácter variable como son la energía solar y la energía eólica.

Un sistema de generación y suministro eléctrico debe mantener un permanente equilibrio en un escenario de tres dimensiones: (i) La Cantidad, se debe satisfacer la demanda en la cantidad requerida, (ii) Espacio, se debe satisfacer en el punto de la demanda o consumo y (iii) Tiempo, se debe satisfacer en el momento preciso de la necesidad. En el

sistema convencional, la dimensión Espacio se satisface con la Red de Transporte y Distribución y las dimensiones de Cantidad y Tiempo con un proceso rígido de producir justo en el instante necesario y en la cantidad debida en ese momento, lo que hace que el sistema no trabaje en sus mejores niveles de eficiencia. El almacenamiento viene a incorporar una flexibilidad tanto en la dimensión del Tiempo como en la de Cantidad.

Por otro lado, el camino inexorable hacia un sistema eléctrico bajo en carbono, implica la incorporación cada vez mayor de las Energías Renovables en general y la Solar y la Eólica en particular, ambas de naturaleza variable, y que el necesario equilibrio del sistema requiere de sistemas de compensación o respaldo, generalmente y hasta la fecha, basado sobre todo en fuentes energéticas fósiles.

El almacenamiento eléctrico tiene múltiples aportaciones y puede aplicarse en cualquiera de los niveles del sistema: Generación, Transporte y Distribución y, Consumo. En cada uno de los niveles su aportación es diferente pero siempre válida y necesaria.

El almacenamiento eléctrico, desde la perspectiva de una ‘utility’ verde, permite una **mejor integración de las Energías Renovables en el sistema eléctrico al incrementar de forma notoria la “gestionabilidad” de las mismas, reduciendo así las necesidades de recursos de compensación e incrementando el grado de penetración de las mismas.**

Existen actualmente, diversas tecnologías de almacenamiento basado en baterías que están en diferentes grados de madurez tecnológica, con algunas de ellas ya en estadio comercial como es el caso de la familia Li-Ion, y otras que estarán en el mercado en un horizonte corto.

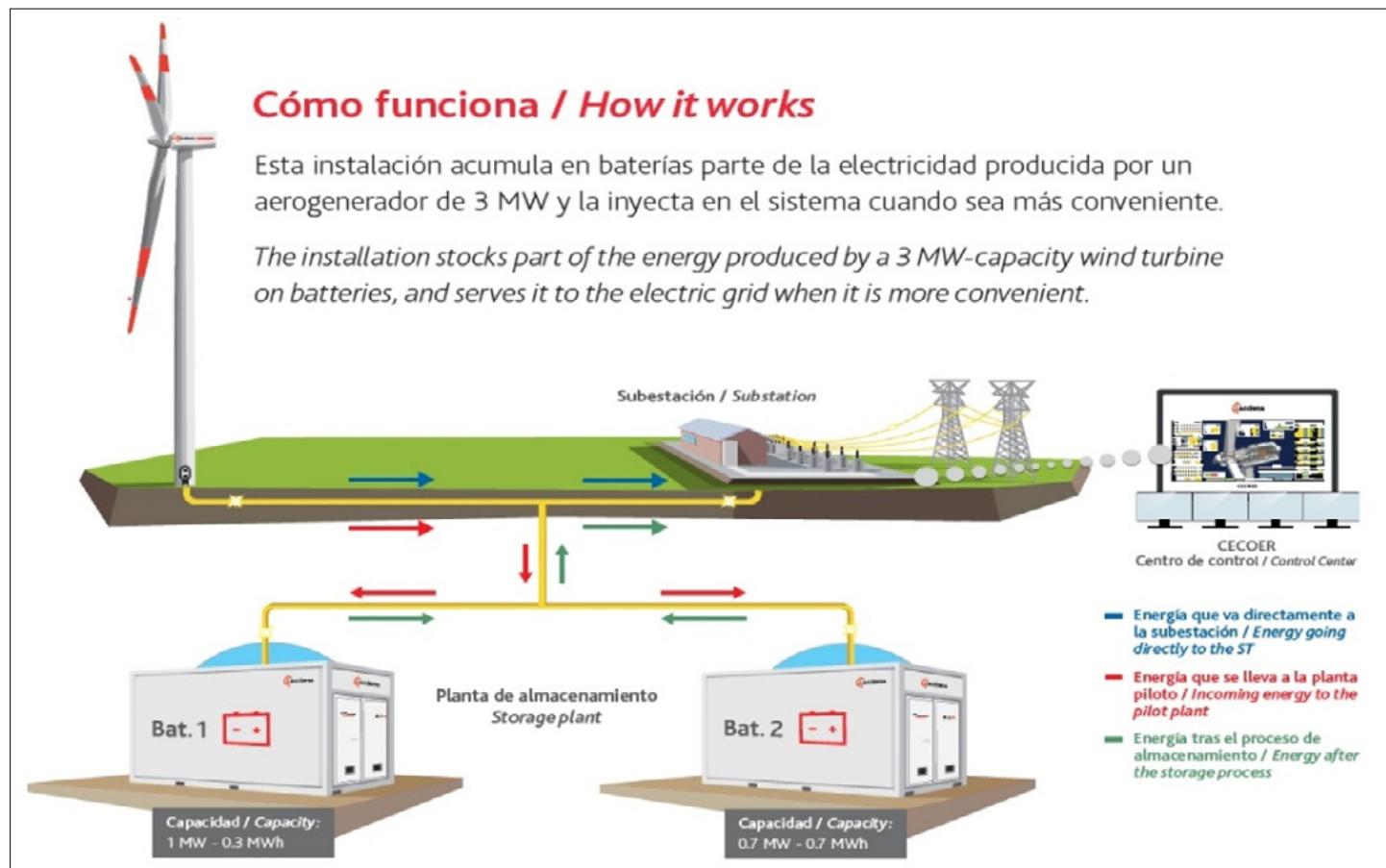
En cuanto a los costes, éstos van decreciendo de forma continua, habiendo disminuido en más del 65% en los últimos 10 años, y con una tasa de reducción anual cercana al 8% y aumentando.

Queda pendiente todavía, por parte de los Reguladores, la tarea de establecer los marcos regulatorios adecuados que permitan competir en condiciones de competitividad al almacenamiento de energía eléctrica frente a otros elementos del sistema eléctrico.

## Descripción de la Planta

ACCIONA Energía, convencida de que el futuro pasa por un sistema energético descarbonizado, apuesta tecnológicamente por el binomio Energías Renovables + Almacenamiento. En esa estrategia, ha incorporado un sistema híbrido de almacenamiento en el Parque Eólico Experimental Barasoain, ubicado en Navarra.

El sistema está asociado a un aerogenerador del conjunto de los 5 de que dispone el parque. Esto nos permite instalar un sistema de menor tamaño, y a su vez, al trabajar con un único aerogenerador, hacerlo en un escenario más demandante (mayores y más rápidas fluctuaciones de potencia) al no “beneficiarse” del proceso de filtrado de fluctuaciones que permitiría la agregación de 5 aerogeneradores.



**Fig. 2:** Estructura de la Planta de Almacenamiento Híbrido con Eólica de Barasoain.

El sistema de Almacenamiento está compuesto por:

- **Dos baterías**, que aunque las dos son de tecnología de Li-Ion son diferentes en sus características y prestaciones, siendo:
  - Una de alta capacidad de Potencia 1 MW (aunque podría dar hasta 2,5 MW) pero durante poco tiempo, 25 min o 0,39 MWh; la denominamos Batería de Potencia.
  - Una de menor capacidad de potencia, 0,7 MW y de alta energía, aquí limitada a 1h o 0,7 kWh; la denominamos Batería de Energía.
- **Un Inversor/Cargador** asociado a cada una de las Baterías.
- **El sistema de protección, corte y conexión** a Media Tensión (12 kV).
- **Un sistema de Control y Gestión** del conjunto, denominado G.E.M.S.

La presencia de los dos tipos de batería es lo que le confiere a la instalación su carácter híbrido, de ahí su denominación.

El objetivo que ACCIONA Energía persigue con esta instalación es **optimizar las soluciones de Almacenamiento para los diferentes escenarios y funcionalidades**, mediante una contrastación en condiciones reales de operación, que le permita incrementar su cifra de negocio.

Para ello, cualquier caso en cualquiera de los países en los que ACCIONA Energía opere, será validado en esta instalación, evidentemente con una "adecuación" previa a las capacidades de la misma.

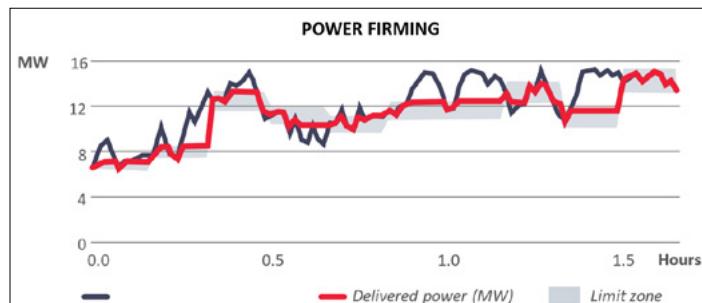
Las funcionalidades y escenarios contemplados se agrupan en tres familias:

- Funcionalidades de Integración
- Funcionalidades de Servicios de Ajuste
- Funcionalidades de Gestión de Energía

## Funcionalidades de Integración

Se consideran tres:

- **Control de Rampas** (Ramp Rate Control) cuyo objeto es asegurar que la velocidad de la fluctuación, expresada en % de la Potencia Nominal por minuto (%Pn/min), se mantenga en unos márgenes requeridos por Códigos de Red, o a requerimiento del Operador.
- **Filtraje de Fluctuaciones** (Power Fluctuation Filtering), que persigue reducir la magnitud de las fluctuaciones de potencia dotando a la generación eólica o solar de una "inerzia o estatismo", que los sistemas convencionales lo llevan por su propia naturaleza.
- **Garantía de Potencia** (Firming), cuyo objeto es garantizar la potencia suministrada durante el periodo de tiempo establecido independientemente de las fluctuaciones de la velocidad del viento o de la radiación solar.



## Funcionalidades de Servicios de Ajuste

Se consideran dos:

- **Regulación de Frecuencia**, cuyo objeto es "retirar o aportar" Potencia Activa para colaborar en el mantenimiento de la frecuencia de la red dentro de los márgenes requeridos. Es un servicio remunerado.
- **Soporte a la Tensión**, cuyo objeto es "retirar o aportar" Potencia Reactiva para colaborar en el mantenimiento de la Tensión de la red dentro de los márgenes establecidos. También se conoce como Gestión de Reactiva.

## Funcionalidades de Gestión de Energía

Se trata en este apartado de "desplazar" la energía en el tiempo (Time Shifting), con dos funcionalidades:

- **Congestión / Saturación**, cuyo objeto es aprovechar los momentos de generación en los que hay una situación de saturación de la red en el punto de evacuación para almacenar e inyectar la energía almacenada en los momentos en los que esta saturación o congestión desaparece.
- **Gestión de Energía**, cuyo objetivo es optimizar los ingresos por venta de energía almacenando en los momentos de precios bajos e inyectando en los de precios altos.

## Conclusiones

- **El Almacenamiento de Energía Eléctrica va a ser un elemento esencial en el futuro sistema eléctrico basado fundamentalmente en Energías Renovables** y por esta razón, llevamos trabajando e invirtiendo desde el año 2010 a fin de ofrecer las mejores soluciones.
- El desarrollo de esta instalación, y la disposición de una herramienta propia de Análisis, Dimensionamiento y Optimización de Sistemas de Almacenamiento, nos permite analizar las necesidades y los requerimientos de cada uno de los proyectos y ofrecer soluciones a medida, optimizadas y contrastadas.
- **La incorporación del Almacenamiento a las líneas de negocio de ACCIONA Energía permitirá incrementar el volumen de negocio** de la compañía por la mejora en la Gestión de la Energía y por posibilitar el desarrollo de Plantas de Generación Eólica y/o Solar en aquellos emplazamientos donde sin la incorporación de la "gestionabilidad" no sería viable.
- **Los costes del almacenamiento empiezan a rozar el umbral de la competitividad y las Regulaciones empiezan a promover y articular el despliegue del Almacenamiento.** Por consiguiente: el momento es ahora, el futuro es de los que estén preparados, y en ACCIONA Energía, creemos estarlo, porque disponemos de las herramientas, el conocimiento y la experiencia.

# Os dilemas da Geração Distribuída no Brasil

## Autor:



**Nelson Fonseca Leite**

Presidente da Abradee –  
Associação Brasileira de  
Distribuidores de Energia  
Elétrica

O segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil vem enfrentando um sobressalto atrás do outro. Nos anos de 2013 a 2015 ocorreu a mistura explosiva de uma situação hidrológica desfavorável com distribuidoras subcontratadas resultando em um desequilíbrio financeiro, cujas consequências perduram até hoje.

Em 2013 e 2014, a estratégia foi de se evitar que houvesse repasse dos custos elevados para as tarifas, o que levou num primeiro momento aos aportes do tesouro e posteriormente à contratação de empréstimos através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com a garantia de pagamento quando tais custos fossem repassados às tarifas. O que iniciou em 2015, com o realismo tarifário. Em virtude da retração da economia, o mercado desabou e o setor passou a vivenciar uma realidade completamente oposta. Passou a sobrar energia contratada pelas distribuidoras ao mesmo tempo em que os preços da energia no chamado mercado de curto prazo desabaram.

As distribuidoras são obrigadas a comprar energia em leilões regulados. No atual modelo do setor elétrico brasileiro, a expansão do parque gerador é garantida por meio de financiamentos das novas usinas, lastreadas nos contratos de longo prazo que os geradores estabelecem com as distribuidoras, que, por força de seus contratos de concessão, devem garantir o fornecimento a uma determinada área na qual exercem o monopólio do fornecimento. Para tanto, recebem contratos de compra de energia, de longo prazo, com os geradores, que utilizam a garantia dos recebíveis para financiar seus empreendimentos e assim expandirem o segmento. O modelo prevê ainda que cada distribuidora pode atender até 10% do seu mercado com energia adquirida de geração distribuída em sua área de concessão. A grande discussão é por que as distribuidoras usam muito pouco esse recurso. A resposta está no repasse para as tarifas que ficaria dependendo de valores máximos estabelecidos em

função de leilões do passado e trazem incerteza, podendo ocasionar prejuízo às distribuidoras.

Discute-se muito, hoje, também os conceitos de micro e minigeração distribuída. Parece de fato que elas são tendências e auxiliarão na expansão da geração, à medida que alguns consumidores poderão gerar parcela da energia que consomem, injetando ou demandando da rede elétrica os valores residuais do seu consumo. No entanto, da mesma forma, é preciso definir como remunerar as redes elétricas para que elas estejam em condições de realizar estes serviços com qualidade cada vez maior.

Recentemente, a diretoria da ANEEL aprovou alterações na Resolução nº 482/12, com a publicação da Resolução 687/15 que regulamenta o processo de compensação de energia, para esses geradores. Dentre as alterações aprovadas, está a ampliação das fontes que podem ser utilizadas; a ampliação do limite da central geradora de 1 MW para 5 MW; o aumento do prazo de validade dos créditos de 36 para 60 meses; a possibilidade de instalação de geração em condomínios; a possibilidade de diversos consumidores se unirem para implantar uma geração compartilhada; a instituição de formulários padrão para a solicitação de acesso e a redução dos prazos envolvidos neste processo. A expectativa da diretoria da Agência é de que as alterações facilitem a ampliação da utilização da energia solar fotovoltaica.

Durante a discussão realizada sobre as alterações propostas, a ABRADEE apresentou suas contribuições para um desenvolvimento saudável e sustentável dessa sistemática, que, entretanto, não foram acolhidas. Nossa visão de sustentabilidade é coerente com os seus três pilares: ambiental, econômico e social.

Não há controvérsias sobre a sustentabilidade ambiental dessa sistemática de incentivos às fontes alternativas, em especial na mini e micro geração.

No final do ano passado, dirigentes de mais de 180 países do mundo se reuniram em Paris para a Conferência do Clima. No evento, foram discutidas as metas de redução das emissões de carbono até 2030. Um dos vilões da emissão desses gases que provocam o aumento da temperatura na terra é o setor de geração de energia elétrica, que queima combustíveis fósseis nas usinas termoelétricas.

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo. Mais de 80% da energia elétrica gerada no nosso país é proveniente de fontes renováveis. Agregar

mais geração de fontes renováveis contribuirá para tornar a matriz energética do Brasil ainda mais limpa.

Contudo, a atual regulamentação não atende aos dois outros quesitos de sustentabilidade. Primeiro porque depende de subsídios tarifários, ou seja, não é sustentável no quesito econômico e, segundo, é um subsídio perverso, pois irá reduzir valor compulsoriamente do segmento de distribuição de energia elétrica e, em momento posterior, aumentará as tarifas dos demais consumidores, inclusive dos consumidores de baixo poder aquisitivo. Ou seja, também não é sustentável do ponto de vista social, pois aqueles que possuem condições de adquirir os equipamentos para a micro geração fotovoltaica serão beneficiados, mas os consumidores que não podem fazer tal aquisição, terão de arcar com uma tarifa de uso da rede mais elevada para compensar o que os outros deixarão de pagar.

A experiência internacional mostra que arranjos desse tipo são insustentáveis no longo prazo. Diversos países europeus estão revisitando suas políticas por uma combinação de restrições fiscais (quesito econômico) e de impacto tarifário aos demais consumidores (quesito social da sustentabilidade).

A existência deste subsídio não é uma mera ilação. Está reconhecida na documentação desenvolvida pela ANEEL, inclusive com uma estimativa dos valores envolvidos.

Várias propostas foram construídas visando tornar sustentável o desenvolvimento do sistema de compensação. Uma sugestão de simples implementação regulatória seria aplicação da tarifação binômia, na qual se separa a componente de uso dos fios, da de energia, na Baixa Tensão como já ocorre para os usuários da Média Tensão. Não há restrição técnica para isso, pois o medidor bidirecional que será instalado para medir o balanço de consumo e injeção de energia tem essa funcionalidade.

Apesar dos sólidos argumentos de que o Decreto nº 86.463/81 deu poderes ao então DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) para estabelecer tarifas diferenciadas em função de sua destinação, o entendimento da Agência foi de que era necessária uma alteração no Decreto nº 62.724/68 para possibilitar esta cobrança da parcela do uso do sistema para os atendimentos em baixa tensão. Essa mudança foi feita em 2016 com a edição do decreto 8828, entretanto até o presente momento o regulador ainda não promoveu a alteração das resoluções normativas implantando a tarifa binômia para os consumidores ligados em baixa tensão.

Não adianta promovermos a sustentabilidade apenas em sua vertente ambiental se negligenciarmos as outras duas, pois estaremos deixando como legado às futuras gerações, um sistema que não se sustenta nas suas dimensões econômica e social.



## Junto al mercado energético Uruguayo Siempre

ABB ha sido pionera en muchas de las innovaciones presentes en las industrias y compañías eléctricas, tales como la corriente continua en alta tensión, los accionamientos de velocidad variable, o los robots industriales. Sus tecnologías se emplean a lo largo de toda la cadena de valor de la energía, desde la extracción de los recursos y su transformación en electricidad, la licuefacción del gas natural, o el refinamiento de los derivados del petróleo, a su uso eficiente en la industria, el transporte y los edificios. ABB ayuda a las industrias y las compañías de servicios públicos a mejorar su eficiencia energética.

Conocé más sobre ABB: [www.abb.com.uy](http://www.abb.com.uy)  
Tel. +598 2400 8844 - Fax. +598 2402 4847 - abb.uruguay@uy.abb.com



# Aplicación de fusibles en redes con generación distribuida

**CLADE - Congreso de la Américas de Distribución Eléctrica**  
**Septiembre 2016 - Córdoba, Argentina**

## Autores:

**Juan Carlos Gómez**, Director del IPSEP – Argentina  
**Daniel Tourn**, Miembro del IPSEP – Argentina  
**Sebastian Nesci**, Miembro del IPSEP – Argentina  
**Daniel Sanchez**, Miembro del IPSEP – Argentina  
**Claudio Reineri**, Miembro del IPSEP – Argentina

## DATOS DE LA EMPRESA

**IPSEP – UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO**  
**Dirección:** Rutas 8 y 36, Km. 603  
**Localidad:** Río Cuarto, Argentina  
**Código Postal:** 5800  
**Teléfono:** 0358 4676175  
**Fax:** 0358 4676171  
**E-Mail:** jcgomez@ing.unrc.edu.ar

## Resumen

El fusible de alta o baja capacidad de interrupción, es el dispositivo de protección para media y baja tensión de mayor uso en la actualidad. La aplicación del fusible a las redes tradicionales radiales de distribución se hace mediante el uso de reglas bien conocidas y comprobadas, pero en la actualidad su aplicación debe reestudiarse. La aplicación aún incipiente, pero con tendencia creciente de la generación distribuida (GD) a los sistemas radiales, introduce grandes cambios en la magnitud y forma de onda de las corrientes de falla, como también en la metodología del estudio de la coordinación selectiva. Se presenta el método tradicional de coordinación empleado en las redes malladas de baja tensión, aclarando las diferencias con la situación frente a generación distribuida. Se presentan las nuevas metodologías y soluciones para el análisis de las redes con GD protegidas con fusibles de alta y baja capacidad de interrupción, explicando sus diferencias. En caso de no poder lograrse los objetivos de la protección, recién en tal caso se deberá recurrir a esquemas de protección más complejos y por ende de mayor costo. Se presentan en detalle los principios de operación de los fusibles, describiendo las partes componentes y su actuación frente a las corrientes singulares. El conocimiento de los principios de operación por parte del usuario es fundamental para evitar costosos y peligrosos errores de aplicación. El error en la selección de la

clase adecuada es el más común y las consecuencias de este error van desde daños al equipo protegido hasta violenta explosión del fusible. Los distintos tipos de generadores usados como GD poseen corrientes de falla particulares y su protección está muy relacionada con el tipo de generador en uso, por ello su esquema de protección debe ser tenido especialmente en cuenta en este estudio. Se concluye en que la única manera de lograr una protección óptima desde el punto de vista técnico y económico es mediante el profundo conocimiento tanto de la generación distribuida involucrada como de la metodología de aplicación de los fusibles de alta y baja capacidad de ruptura.

## I. Introducción

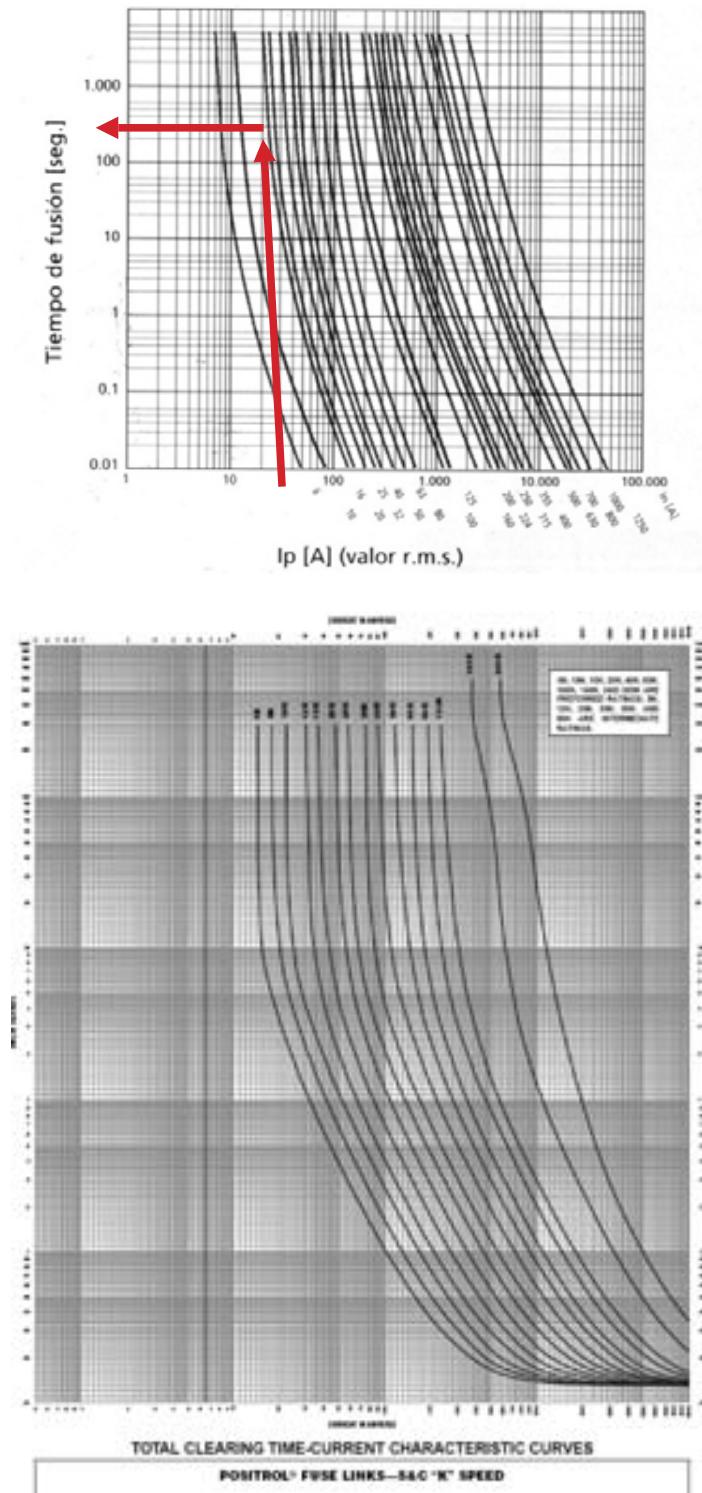
El fusible de alta o baja capacidad de interrupción, es el dispositivo de protección para media y baja tensión de mayor uso en la actualidad. La aplicación del fusible a las redes tradicionales radiales de distribución se hace mediante el uso de reglas bien conocidas y comprobadas. La transformación de los sistemas eléctricos tradicionales en sistemas con generación distribuida (GD), cuyas fuentes son de pequeño tamaño y se localizan cerca del consumo, se debe a varias causas [1, 2]. Los principales factores que motivan esta transformación son los siguientes: carencia energética, mayores demandas de los usuarios, limitaciones de espacio para nuevas instalaciones, posibilidad de utilización defuentes distribuidas, cuidado del ambiente y explotación de fuentes renovables [3]. La aplicación aún incipiente, pero creciente de la generación distribuida (GD) a los sistemas radiales, introduce cambios en la magnitud y forma de onda de las corrientes de falla, como también en la metodología del estudio de las protecciones y de la coordinación selectiva.

## II. Desarrollo

### a. Introducción a fusibles:

Los fusibles modernos, se dividen en dos tipos fundamentales, los denominados de alta y baja capacidad de ruptura. Los primeros de ellos basan su elevada capacidad de interrumpir corrientes en la propiedad de controlar el valor máximo de intensidad que los atraviesa y en forzar a cero la corriente antes de su pasaje natural por cero. Estos fusibles se emplean en circuitos de media y baja tensión, siendo los más difundidos en nuestro medio los denominados

HH para media tensión y D o NH en baja tensión. Los de baja capacidad de interrupción o no limitadores, se emplean fundamentalmente en media tensión, denominándose fusibles de expulsión, que no limitan los picos de corriente y recién interrumpen la corriente en los pasajes naturales por cero de la misma. Los fusibles de alta capacidad de ruptura tienen la habilidad de cortar corrientes muy altas, pero presentan dificultades en el apagado de corrientes bajas. Los fusibles de expulsión, tienen capacidad de ruptura no muy alta (del orden de los 8 a 10 kA en 13,2 kV), pudiendo interrumpir cualquier corriente que lo funda. Es claro que fundir no es sinónimo de interrumpir. La información respecto a la forma en que operan los fusibles se da principalmente en forma de gráficos. El más conocido es el denominado "característica tiempo-corriente", que informa el tiempo de operación de un fusible para una corriente dada, como se muestra en la Figura 1 [4].



**Figura 1.** Características tiempo corriente de fusibles de alta y baja capacidad de ruptura.

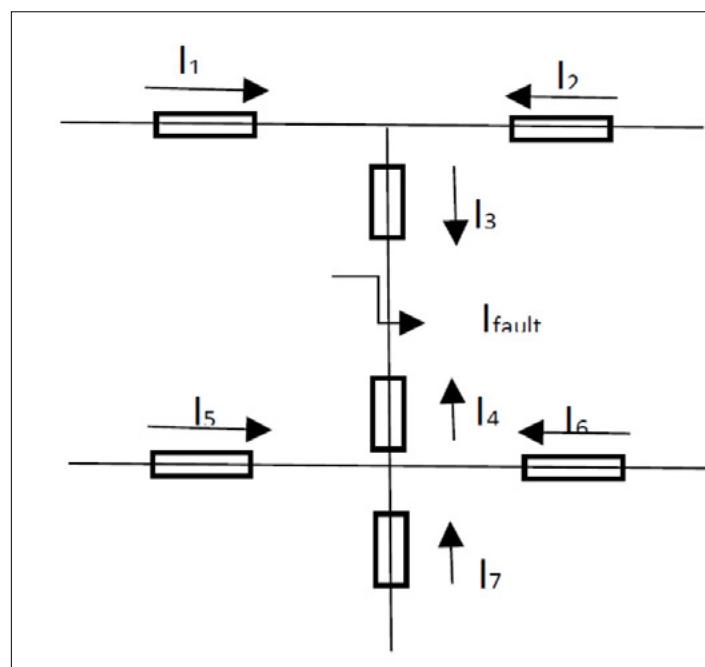
En el primer caso, para corrientes elevadas la curva se transforma en una recta de pendiente constante, en otras palabras a mayor corriente el fusible actúa más rápido manteniendo esa representación en forma de recta, que significa que el valor de energía específica ( $I^2t$ ) se mantiene constante. Por otra parte, la curva característica del fusible de expulsión en la zona de las altas corrientes tiende en forma asintótica a una línea horizontal que corresponde al máximo tiempo que puede tardar en alcanzarse el pasaje natural por cero de la corriente, que para sistemas de distribución ( $X/R \leq 25$ ) es menor a 16 ms [4, 5].

La energía específica es la energía por unidad de resistencia que disipa en ella la corriente que atraviesa la resistencia, se representa por la siguiente ecuación:  $\int i^2 dt$ , que en forma simplificada se escribe como  $I^2 t$ , que gráficamente representa el área encerrada por la corriente elevada al cuadrado. En razón de que al fusible se lo puede calentar hasta alcanzar un poco menos que la temperatura de fusión, y si se lo deja enfriar, el dispositivo no altera sus características de operación, este punto de "casi" inicio de la fusión es el punto de irreversibilidad. Este punto es el final del proceso conocido como "perarco", pasando posteriormente al período de "arco" que es el proceso que le sigue hasta el apagado definitivo de la corriente.

### b. Método tradicional de coordinación:

Se presenta a continuación el método tradicional de coordinación empleado en las redes malladas de baja tensión, aclarando las diferencias con la situación frente a generación distribuida.

Los fusibles de alta capacidad de ruptura se han estado usando en circuitos mallados de baja tensión como el mostrado en la **Figura 2**, desde hace muchos años, con un excelente resultado.



**Figura 2.** Red mallada típica de baja tensión

Los fusibles cercanos a cada nodo son de la misma corriente nominal, asimismo los conductores entre nodos poseen todas las mismas secciones, son del mismo tipo y están tendidos de la misma forma [5, 6].

Las corrientes tienen formas de ondas similares, diferiendo solo en la magnitud. Si la falla se encuentra localizada cerca del nodo inferior, la corriente I4 puede ser significativamente mayor que la I3. La condición para la coordinación selectiva entre fusibles de la rama fallada y de aquellos de los ramales no fallados, es que se hayan completado los procesos de prearco y arco del fusible del ramal fallado, sin que se alcance el fin del proceso de prearco de los que no deben operar. Si no se cumple, por ejemplo el fusible recorrido por I2 opera antes que el I3, se produce falla de coordinación.

El método de coordinación de redes malladas se basa en el empleo de las curvas características tradicionales tiempo-corriente, ya sea realizando un corrimiento en forma paralela de las mismas en base a la distribución de corrientes. Por ejemplo, si se toma un fusible de 100 A nominales, clase gG (o gL), considerando que la corriente de falla es 10 veces la nominal, repartiéndose en 40 % y 60%, corrientes I3 e I4 respectivamente, con el 100 % de la corriente opera en 0,07 segundos. Si se supone que el 50 % de tal corriente atraviesa los fusibles del nodo superior, I1 e I2, estos operarían en 1s. En el nodo inferior, con el 33 % por cada ramal sano, corrientes I5, I6 e I7, operarán en 8s. Este análisis corresponde al caso en que la falla se localice directamente en los nodos.

Bajo la situación descripta, el fusible con la corriente I4 o sea 600 A operará en 0,5 s, mientras que el otro fusible del nodo suministrando 200 A operará en 370 s, asegurando ampliamente la selectividad. Simultáneamente el fusible con corriente I3, inicialmente en 400 A operará en 2 s y los fusibles con las corrientes I1 e I2 en 200 A abrirán en 370 s. Cuando la corriente I4 abra al correspondiente fusible en 0,5 s, toda la corriente de falla es transferida, por lo que la corriente I3 salta de 400 A a 1.000 A, haciendo operar al fusible en aproximadamente 0,6 s, antes que los fusibles conduciendo las corrientes I1 e I2, los que operarán en aproximadamente 1,3 s, alcanzando la coordinación selectiva. La situación inversa, posee como única diferencia que el número de fusibles alimentando al nodo es de 3 en lugar de 2 como antes. El fusible con la corriente I3 opera en 0,5 s y el restante salta de 400 A a 1.000 A operando en 0,6 s, mientras que los fusibles del grupo de 3 operarán en 8s, nuevamente verificando la coordinación.

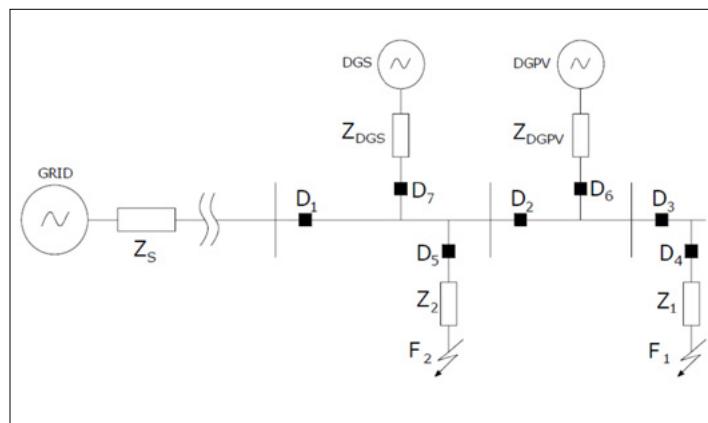
Si la corriente es todavía más desbalanceada, por ejemplo 80 % y 20 %, la diferencia temporal (800 A; 0,15 s) es de solo 0,08 s (los tiempos para el 100 % comparados con el correspondiente al 80 %), lo cual resulta todavía aceptable. Pero con mayor desbalance, la diferencia en los tiempos de operación puede ser del mismo orden que las tolerancias características del proceso de fabricación del fusible, pudiendo resultar en el fracaso de la coordinación. Por ello, los fabricantes de fusibles, recomiendan (para  $I1 > I2$ ) que la relación  $I1/(I1+I2)$  o  $I1/I3$  no supere al valor 0,8. Si la corriente I2 es muy baja, prácticamente I1 e I3 serían iguales, siendo imposible la coordinación. El control para no sobrepasar el valor 0,8 se verifica en base a la sección de los conductores usados y a la longitud de las ramas entre nodos. Además no debe olvidarse, que la principal función de los fusibles es la de proteger a algún equipo o elemento del circuito, siendo secundaria la exigencia de coordinación entre dispositivos protectores [5].

### c. Nuevas metodologías de coordinación:

La introducción de la generación distribuida en los sistemas de distribución, como se muestra en la **Figura 3**, donde por ejemplo DGS es un generador sincrónico, DGpv es una fuente fotovoltaica, modifica drásticamente los métodos actuales de selección de fusibles para esta protección, ya que la corriente ahora puede cambiar la magnitud y dirección en forma suave o brusca.

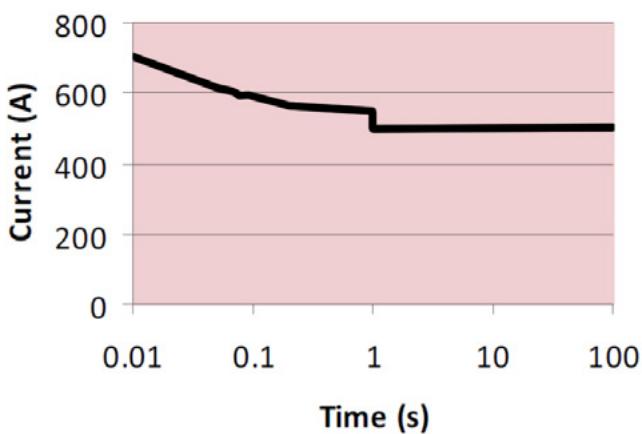
El cambio de la dirección de la corriente de falla que atraviesa a los dispositivos de protección depende de la ubicación de la falla en relación con los puntos de inyección de los generadores distribuidos. Además, las fuentes distribuidas pueden aportar corrientes de

magnitud variable en el tiempo. Las fuentes tradicionales centralizadas o concentradas usualmente suministran corrientes de magnitudes constantes. Por otra parte, algunas fuentes distribuidas poseen protecciones que reducen las corrientes aportadas a la falla, la cual además es de reducida magnitud (por ejemplo fuentes fotovoltaicas), lo cual dificulta y a veces impide la detección de la perturbación. El ejemplo clásico de esta nueva situación se pone de manifiesto en el análisis de coordinación entre los dispositivos de protección D6, D2 y D5 en presencia de la falla F2 mostrado en la figura 3. El ajuste del dispositivo D6, interruptor, está normalmente establecido en las normas y exigencias impuestas por la empresa distribuidora de electricidad. D5 y D6 son normalmente fusibles, cuya coordinación normalmente no se analizó cuando se los instaló, ya que no era necesaria antes de que se produjera la instalación de la fuente DGPV [7].



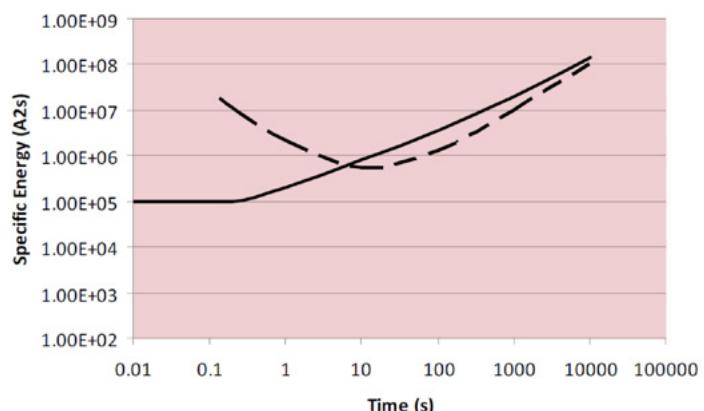
**Figura 3.** Circuito simplificado de un sistema de distribución.

La Figura 4 muestra la forma típica del valor eficaz de la corriente de la falla F2, con la contribución de la red, más la del generador sincrónico (fuente distribuida) y agregando el correspondiente aporte de la celda fotovoltaica [7].



**Figura 4.** Corriente de cortocircuito suministrada por la red y dos fuentes distribuidas (sincrónica y fotovoltaica).

Debido a la forma de variación de la corriente de falla y a la no conexión en serie estricta, las curvas características tradicionales tiempo-corriente no son más aplicables, por lo que el trabajo de coordinación debe orientarse a la energía específica y a su variación en el tiempo, curvas  $I^2t-t$  como se muestran en la Figura 5, para el caso de fusible de alta capacidad de interrupción (línea llena) y para fusible de expulsión o no limitador (curva de trazos).



**Figura 5.** Variación de la Energía Específica en el tiempo para fusibles limitadores y no limitadores.

La protección por medio de fusibles es una protección inherentemente monofásica, convirtiéndose en protección trifásica por el agregado de seccionadores trifásicos bajo carga, con disparo monofásico o trifásico, metodología muy aplicada en sistemas de distribución de media tensión pero no tan difundida en aplicaciones de baja tensión. Recientemente se ha presentado este tipo de dispositivos de protección, con hasta el momento bajo nivel de aceptación por lo reciente de su introducción al mercado [6].

#### d. Características de los nuevos tipos de generadores:

Los distintos tipos de generadores usados como GD poseen corrientes de falla particulares y su protección está muy relacionada con el tipo de generador en uso, por ello su esquema de protección debe ser tenido especialmente en cuenta en este estudio. Las diferencias de mayor importancia entre los esquemas de protección de las fuentes tradicionales y las actuales, mayormente renovables, son entre otras: [4, 5].

- Bajas corrientes de falla: Los esquemas tradicionales de protección contra sobrecorriente, basan la detección y por ello su operación, en la considerable diferencia existente entre la corriente de carga y la de falla. Las relaciones normales en los sistemas de distribución son de al menos 10 a 1 [8, 9]. Al inyectar corriente, las fuentes distribuidas, puede destruirse esta coordinación.
- Corrientes de falla variables: Al conectar la generación distribuida con máquinas sincrónicas a la red de distribución, la variación de magnitud en el tiempo estará presente en la red, como se trató y mostró en la figura 4.
- Circuitos de corriente continua: Las fuentes distribuidas tales como las celdas fotovoltaicas, las celdas de combustible, almacenamiento en baterías, almacenamiento en volantes inerciales, etc. generan o suministran energía eléctrica en forma de corriente continua. La corriente continua difiere fundamentalmente de la alterna en dos características: la falta del pasaje por cero dos veces por ciclo y la velocidad de crecimiento fijada por la relación L/R del circuito recorrido por ella.
- Aislación de tierra: Una de las normas que por razones de seguridad no se pueden dejar de lado en los

circuitos eléctricos, es la que indica que siempre debe disponerse de una puesta a tierra efectiva [10].

- **Protección anti-isla:** Uno de los temores más importantes que genera la utilización de la generación distribuida, es que por maniobras voluntarias, involuntarias u operación de las protecciones, la fuente distribuida con algo de carga atrapada quede desconectada de la fuente principal, constituyendo lo que se denomina "operación en isla". El riesgo a las personas y a los equipos de este circuito independiente es muy alto, siendo el caso típico la desconexión de una parte del sistema para trabajar en él "sin tensión", pero esta parte puede seguir alimentada (línea viva) por una fuente distribuida operando en isla [11].
- **Desaparición de los circuitos "estrictamente en serie":** La coordinación selectiva en los sistemas radiales, se basa en que aguas abajo, las corrientes son menores, se seleccionan dispositivos de menor corriente nominal por lo que se mantiene la relación  $I_{falla}/I_{nominal}$  y los tiempos a igualdad de corrientes aumentan al moverse aguas arriba, asegurando así la continuidad de servicio en las partes no falladas. Al inyectar corriente la fuente distribuida, puede destruirse esta coordinación, ya que su aporte a la falla es importante y puede seguir caminos distintos, desapareciendo la "serie" entre dispositivos protectores.
- **Cambio de dirección de la corriente durante la presencia de la falla:** Los esquemas de protección tradicionales de los sistemas de distribución, donde se interconectan las fuentes distribuidas, se basan en la detección de sobrecorriente y coordinación en base a escalamientos de tiempo, por la garantía que las corrientes de falla se reducen al moverse aguas abajo, ocurriendo lo contrario al desplazarse aguas arriba. Por esta particularidad de los sistemas radiales, raramente se emplea la detección de la dirección de la corriente de falla.
- **Insensibilizado de los dispositivos protectores:** El aporte de la GD reduce el aporte de la red en condiciones de falla bifásica o trifásica, retrasando su operación, por ejemplo pasando al equipo de cortocircuito a sobrecarga; siendo mucho peor la situación frente a falla monofásica, caso en el cual el fusible puede pasar de la zona de operación a la de no-operación ( $< 1.6 I_n$ ) [12]. Esto no daña a equipos, solo vuelve inútil los estudios de coordinación.
- **Recierres:** Los reconnectadores presentes inicialmente en el sistema de distribución, cuyos beneficios de aplicación son indiscutibles, pueden verse perjudicados en su operación, ya que la interrupción de corriente por la falla a fin de lograr su desionización deja de tener lugar, debido al aporte de la GD a la falla [4].

### III. Conclusiones

Se concluye en que la única manera de lograr una protección óptima desde el punto de vista técnico y económico es mediante el profundo conocimiento tanto de la generación distribuida involucrada como de la

metodología de aplicación de los fusibles de alta y baja capacidad de ruptura frente a las condiciones particulares que introduce la inyección de energía eléctrica a partir de la generación distribuida en los sistemas de distribución.

### IV. Referencias

- [1] Willis, H. & Scout, W. (2000). Distributed Power Generation: Planning and Evaluation. Marcel Dekker, New York, NY.
- [2] Borbely, A. & Kreider, J. (2001). Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium. CRC Press, Boca Raton, FL.
- [3] Piumetto, M. "Generación Distribuida - Características, Influencias, Aportes y Comportamiento de los Generadores Asíncronos en las Redes Eléctricas de Distribución de la República Argentina", Tesis Doctoral, Universidad Nacional de Córdoba, 2015.
- [4] Gómez, J. C., Fusibles eléctricos: aplicaciones prácticas y su justificación teórica, Editorial EDIGAR S.A., Buenos Aires, 2012.
- [5] Wright, A., Newbery, P. G., Electric Fuses, Second edition, Peter Peregrinus Ltd., London, 1984.
- [6] Gomez, J. C., Tourn, D. H., Fuses and DG, International Conference on Renewable Energies and Power Quality 2016, 4, 5 and 6 May 2016, Madrid, Spain.
- [7] Gomez, J.C., Nesci, S., Tourn, D., Reineri, C., Nueva curva característica de energía específica (I<sub>2t</sub>) para aplicarse a los estudios de protecciones en presencia de Generación Distribuida, Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEI 2014), Buenos Aires, 22 al 24 de Septiembre del 2014.
- [8] Gómez, J. C., Campetelli, G., Amatti, J. C., Florena, E., Nuevas reglas para la protección contra sobrecorrientes de fuentes distribuidas, ARGENCON 2016, 15 al 17 de Junio 2016, Buenos Aires.
- [9] Metcalf, A.W., A new fuse phenomenon, BEAMA Journal, Vol. 44, 1939, pp. 109-112, 1939.
- [10] Arritt, R., Dugan, R., "Distributed generation interconnection transformer and grounding selection", IEEE PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-7, 2008.
- [11] IEEE Standard 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2003.
- [12] Dugan, R., McDermott, T., "Distributed Generation", IEEE Ind. App. Mag., Vol.8, N°2, pp.19-25, 2002.

# Impactos sobre la red de distribución generados por la generación distribuida fotovoltaica a baja escala

CLADE - Congreso de la Américas de Distribución Eléctrica  
Septiembre 2016 - Córdoba, Argentina

## Autores:

**Sangoi Emmanuel**, Ing. Electricista, Becario Doctoral – (CySE - UTN - FRSF) – (INTEC - UNL-CONICET)  
**Ulises Manasero**, Ing. Electricista, Docente-Investigador – (CySE - UTN - FRSF)  
**Jorge Vega**, Dr. en Tecnología Química, Becario Doctoral – (CySE - UTN - FRSF) – (INTEC - UNL-CONICET)

## DATOS DE LA EMPRESA

**Grupo de Control y Seguridad Eléctrica (CySE - UTN - FRSF)**  
**Dirección:** Lavaise 610  
**Localidad:** Santa Fe, Argentina  
**Código Postal:** 3000  
**Teléfono:** (342) 460 1579 int. 0206  
**Fax:** (342) 460 1579  
**E-Mail:** cyse@frsf.utn.edu.ar

**Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC - UNL-CONICET)**  
**Dirección:** Ruta Nacional 168, Km. 0  
**Localidad:** Santa Fe, Argentina  
**Código Postal:** 3000  
**Teléfono:** (342) 451 1595  
**Fax:** (342) 451 1079  
**E-Mail:** cyse@frsf.utn.edu.ar  
**Teléfono autor responsable:** (342) 451 1595  
**E-Mail autor responsable:** esangoi@frsf.utn.edu.ar

## Resumen

En este trabajo se evalúa un esquema de Balance Neto con sistemas de generación fotovoltaica implementados con niveles de penetración del 30% y 50% en los usuarios conectados a una misma subestación transformadora. Luego, se analizan las ventajas obtenidas en la red eléctrica de distribución de baja tensión para el escenario más crítico en cuanto a exigencias de la red. El estudio se basa en el modelo de una red eléctrica de distribución representativa de un barrio residencial tipo.

Las simulaciones se realizan utilizando la versión libre del software PSS/E. Los resultados muestran reducciones comprendidas entre el 8% y el 12% de la energía total demandada a la red eléctrica de media tensión. Estos valores se traducen directamente en beneficios para la red, tales como la mejora en los perfiles de tensión, disminuciones del 16% al 22% de las pérdidas de energía por efecto Joule, y reducción del estado de carga en el transformador y en los distribuidores durante los horarios de mayor demanda.

## 1. Introducción

A principios de 2016, el sector energético de Argentina se declaró en emergencia, y a partir de ciertas medidas adoptadas por el nuevo gobierno entrante, entre ellas el sinceramiento tarifario, recobró importancia el estudio de distintas propuestas tendientes a fomentar la eficiencia energética, el autoabastecimiento con energías renovables y la adopción de soluciones alternativas para gestionar la demanda. La demanda de energía eléctrica en Argentina durante 2015 fue de 136.870 GWh. De este total, el 64% fue de origen térmico, el 30,7% hidráulico, el 4,8% nuclear y el 0,4% se generó mediante centrales eólicas y fotovoltaicas. Apenas el 1,9% de la demanda de energía nacional fue abastecida con energías renovables. De este 1,9%, el 70% corresponde a las pequeñas centrales hidráulicas, el 18,7% a eólica, el 5,8 a biomasa, el 3% a biogás, el 2% a biodiesel y el 0,5% a solar. En cuanto a la demanda de energía eléctrica, el sector residencial del país se lleva la mayor proporción, con el 42% de la demanda total [1]. Particularmente en la ciudad de Santa Fe, el 42% de la energía eléctrica es consumida por el sector residencial y el 15% por el sector comercial [4]. A pesar de estos balances desfavorables para las renovables, en el corto y mediano plazo se espera una mayor penetración de este tipo de fuentes en la matriz energética nacional y provincial, principalmente las del tipo eólica y fotovoltaica.

En líneas generales, se sabe que la incorporación gradual de recursos energéticos distribuidos en los sistemas eléctricos, hace que las mismas pasen a tener un rol "activo" [3], con lo cual puede decirse que las redes eléctricas convencionales están en un período de transición. Los sistemas eléctricos en general están evolucionando

progresivamente hacia redes más activas y flexibles, donde intervienen nuevos conceptos como la generación distribuida renovable, las microredes y las redes eléctricas inteligentes. En otros países, la implementación de generación distribuida fotovoltaica (FV) a baja escala con esquemas de balance neto, es ya un hecho que, además de fomentar la necesidad del cambio en los hábitos de consumo, promete una alternativa viable para mitigar la crisis energética, impulsar la inserción de energía renovable en la matriz de generación y atenuar el impacto ambiental de la producción eléctrica [4][5].

Particularmente en Argentina, el balance neto aún no está regulado por ninguna ley o decreto (aunque ya se han presentado recientemente proyectos de ley en línea con ese objetivo). A su vez, varias empresas distribuidoras han hecho importantes avances en la regulación técnica de la propuesta. La provincia de Santa Fe (Argentina) es un ejemplo de ello, siendo pionera en este campo a través de la Res. N° 442 de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) y más actualmente, mediante el programa "Prosumidores" lanzado desde la Secretaría de Estado de la Energía del gobierno provincial.

Dado el importante potencial de la provincia en materia de radiación solar [6] y a las actuales políticas de fomento, se espera un crecimiento en la cantidad de usuarios con autoproducción fotovoltaica. Ello trae aparejado la necesidad de estudiar cuales serían los posibles impactos sobre la red eléctrica. Es sabido que la incorporación de generación distribuida en un sistema eléctrico, fundamentalmente cuando son del tipo renovables, trae aparejado una serie de efectos que impactan en todos los sectores del sistema [7].

Por un lado, en el campo de la generación debe considerarse que las nuevas fuentes renovables no son "despachables" y que presentan una rápida variación de la generación que las hace no controlables a lo largo del día. En muchos casos, y de la mano con lo anterior, un simple refuerzo de las redes de transporte existentes puede no resultar suficiente, requiriéndose incluso algún tipo de re-estructuración de las redes, el uso de niveles de tensión mayores e incluso el uso tecnología de corriente continua.

Los impactos sobre la red de distribución serán función del nivel de penetración y en principio pueden distinguirse dos tipos de impactos: por un lado un aumento en las inversiones requeridas tendientes a controlar la variabilidad de los flujos, las fluctuaciones en la demanda neta y los picos de demanda, con el fin de optimizar la operación diaria de la red. Por otro lado, las nuevas tecnologías de generación combinadas con equipos de almacenamiento y de respuesta activa de la demanda ofrecen una serie de nuevos instrumentos para la operación de las redes, que permitiría a los operadores cumplir con una distribución de energía eléctrica más fiable, segura y eficiente.

En trabajos previos [8], se evaluó la viabilidad técnico-económica de implementar generación distribuida a baja escala, mediante generadores FV en usuarios residenciales y/o comerciales de la ciudad de Santa Fe (provincia de Santa Fe) que decidan aportar el excedente de su producción energética a la red de distribución bajo un esquema de Balance Neto. Para ello, se hizo un estudio estadístico de datos meteorológicos correspondiente a los últimos siete años de medición en la ciudad [9], se conformó un modelo matemático de los sistemas fotovoltaicos, se propuso el diseño de dos generadores

aptos para usuarios residenciales (con potencias nominales de 1300 y 2100 W) y se evaluó tanto su comportamiento diario como las posibles curvas de potencia inyectada por estos sistemas para cada mes del año. En este trabajo, se analizan los posibles beneficios de esa propuesta sobre la red de distribución que abastece a los usuarios de un barrio con densidad de carga media-alta. Para ello, se modela la red en la versión libre del software PSS/E. Se analizan dos grados de penetración FV: en el 33 % y en el 50% de los usuarios.

## 2. Metodología

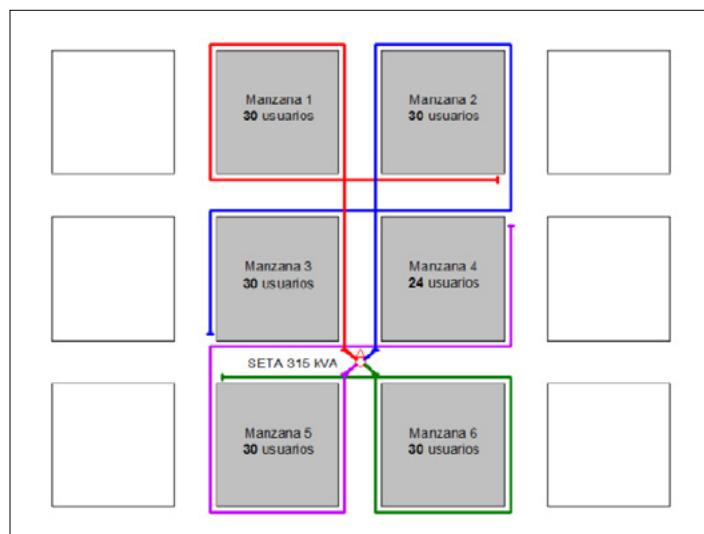
Para este trabajo se consideró una red eléctrica de baja tensión que alimenta a usuarios de un barrio genérico de la ciudad de Santa Fe. El estudio se diseñó para una red de distribución hipotética en función de la experiencia del personal consultado en la EPESF y de las disposiciones particulares detalladas en la normativa correspondiente [10][11].

### 2.1. Planteo de la red de distribución

El modelo de la red considera un transformador de distribución de 315 kVA que alimenta a usuarios de 6 manzanas (174 en total). La distribución incluye 4 distribuidores de conductores pre-ensamblados de sección 3x95+1x50+1x25 mm<sup>2</sup>. Cada distribuidor es protegido por fusibles NH de 160 A. El consumo correspondiente al alumbrado público sólo se consideró para tenerlo presente como carga en el transformador, pero no implica carga sobre los distribuidores. El uso de la versión libre de PSS/E para el modelo de la red implica un límite máximo de 50 barras disponibles. Por este motivo, se agruparon de a 3 o de a 6 usuarios por barra. A su vez, el trabajo considera que la red de distribución está balanceada, y que el grupo de usuarios conectados a una misma barra posee el mismo consumo hora a hora. En la Figura 1 puede verse el recorrido de los 4 distribuidores pre-ensamblados que salen de la sub-estación transformadora aérea (SETA) para abastecer a todos los usuarios. La distribución implementada pretende no ser ideal sino permitir estudiar un caso "real", en donde existen distribuidores más críticos que otros. Los 174 usuarios se clasificaron en dos tipos, según su potencia máxima demandada a la red. Se consideraron 138 "Usuarios Comunes" (UC) cuya potencia máxima es menor a 3 kVA y 36 "Usuarios Singulares" (US) cuya potencia máxima es menor a 5 kVA.

Las curvas de potencias consideradas en cada tipo de usuarios corresponden a datos empíricos y a mediciones reales efectuadas en hogares de familia durante los meses de verano. El consumo por alumbrado público se estableció en base a 30 lámparas de mercurio de 250 W (más su equipo auxiliar). La potencia máxima destinada al alumbrado público se estimó en 10 kVA. Los 174 usuarios se distribuyeron en las 6 manzanas, considerando también que existen veredas en donde la densidad de carga es mayor que otras (por ejemplo en avenidas).

Teniendo presente la distribución de los usuarios en cada manzana y el recorrido de cada uno de los 4 conductores preensamblados, se definió el reparto de carga por distribuidor. La densidad de carga resultante para el área cubierta por la SETA resultó ser de 5,12 MVA/km<sup>2</sup>, es decir que el barrio planteado posee una densidad de carga clasificada como media-alta.



**Figura 1:** Recorrido de los 4 distribuidores que salen de la SETA para abastecer a los usuarios.

## 2.2. Modelo de la red de distribución

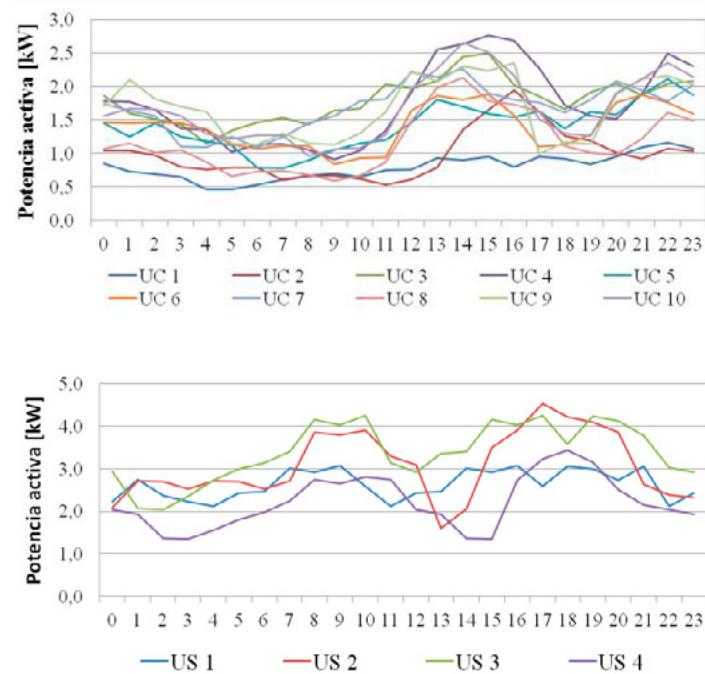
En líneas generales, el modelo de la red consiste en una fuente de potencia finita de 13,2 kV que alimenta a la SETA de 315 kVA. Del transformador, parten cuatro distribuidores que abastecen a la totalidad de los usuarios en baja tensión. La red de potencia finita representa a la red eléctrica aguas arriba del transformador de distribución. Para el modelo, se consideraron datos de la potencia de cortocircuito en 13,2 kV de la Estación Transformadora Calchines (Santa Fe, ciudad) y un tramo de línea aérea de media tensión (MT) de 2 km que acomete a la hipotética SETA. La red aguas arriba de la estación transformadora se implementó a través de una barra tipo 3 (Swing Bus) de 13,2 kV y un generador conectado a ella. Los valores de resistencia y reactancias se cargaron como impedancias internas del generador y se hallaron a través del método de las redes de secuencia, en función de los siguientes datos: Tensión de línea: 13,2 kV, Pcc monofásica: 36 MVA, Pcc trifásica: 182 MVA, Relación X/R: 4. El modelo de la red equivalente aguas arriba de la ET se validó midiendo las corrientes resultantes ante cortocircuitos monofásicos y trifásicos en la barra de 13,2 kV. La SETA se modeló con datos de un transformador de distribución de 315 kVA, 13,2/0,4-0,231 kV. Los datos de los distribuidores preensamblados corresponden a conductores tipo RETENAX de Prysmian. Las impedancias a considerar en el modelo para cada tramo de conductor existente entre usuarios se determinaron en función de su longitud. Para todos los tramos se adoptó 160 A como corriente máxima de trabajo nominal, que corresponde al calibre de las protecciones en cada distribuidor. La red planteada en PSS/E posee un total de 48 barras, de las cuales 33 son tipo PQ, 14 son tipo PV y 1 tipo Slack. En las barras PQ (conocidas como "de carga" o tipo 1 en PSS/E), no existe generación sino sólo cargas asociadas a ella. Poseen 4 parámetros a definir: la potencia activa y reactiva demandada por la carga (valores conocidos de antemano) y la tensión en la barra, en módulo y ángulo (valores que resultan de efectuar el flujo de cargas correspondiente). En las barras del tipo PV (conocidas como "de tensión controlada" o tipo 2 en PSS/E), hay generación. Poseen 4 variables: la potencia activa generada, el módulo de la tensión (valores conocidos de antemano), la potencia reactiva a generar y el ángulo de la tensión (valores que resultan de efectuar el flujo de cargas correspondiente). En las barras tipo Slack (conocidas como "de referencia" o tipo 3 en PSS/E), se conoce de

antemano el módulo y ángulo de la tensión, y el flujo de carga determina la potencia activa y reactiva generada que necesita el sistema.

Esta barra es única en el sistema y está asociada a la red de potencia finita.

## 2.3. Curva de carga de los usuarios

El modelo exige conocer las curvas de carga que se introducirá por barra al modelo de la red eléctrica en PSS/E. Para ello, se consideró a un día hábil de verano, de bastante calor, dado que el caso de estudio pretende analizar a la red en un día de mucha exigencia (por demanda y por temperatura ambiente). Las suposiciones efectuadas tienen como fin representar el comportamiento de la red eléctrica barrial durante un día hábil cualquiera de enero. Para acercar los resultados del modelo a la realidad, se han considerado 14 curvas de carga para los distintos usuarios, a saber: 10 curva para los UC y 4 curvas para los US. Las curvas correspondientes a los UC se crearon, sobre la base de mediciones reales efectuadas en viviendas residenciales durante el mes de enero. En estas curvas se observó la característica particular correspondiente a fuertes demandas en horarios de la tarde (por la presencia de acondicionadores de aire). Las 4 curvas de carga correspondientes a los US, tuvieron presente los regímenes de consumo de usuarios tales como comercios y pequeñas fábricas/talleres, con horarios de trabajo típicos. Las curvas de carga consideradas en las simulaciones se representan en la **Figura 2**. En las distintas barras del modelo, los usuarios se agrupan de a 3 (1 usuario por fase) o de a 6 (dos usuarios por fase), según la necesidad. Finalmente, como resultado del planteo, se obtuvieron 90 curvas de potencia activa y reactiva (45 curvas de cada una) a ingresar en cada barra del modelo en PSS/E.



**Figura 2:** Curvas de carga consideradas en el modelo para usuarios "comunes" y "singulares".

## 2.4. Curvas de generación fotovoltaica

El estudio del modelo de la red requirió definir las posibles curvas de potencia inyectada por los sistemas

FV de cada usuario durante el día de la simulación. En [8] se definió, a través de modelos numéricos, las posibles curvas de potencia inyectada por sistemas FV de 1300 W y 2100 W, sobre la base de datos meteorológicos registrados durante 7 años en la ciudad de Santa Fe [9]. El día elegido para la simulación fue el 22 de enero, por presentar elevados niveles de irradiancia solar, elevadas temperaturas ambiente y baja dispersión de los datos meteorológicos empleados. Las curvas de potencia inyectada por uno de los dos sistemas FV en relación con los consumos energéticos de uno de los usuarios, es la que se muestran en la Figura 3. El número indicado dentro del área sombreada es la proporción energética de aporte FV al consumo del usuario. La línea llena es la curva de carga "neta" resultante para el usuario. Un valor negativo en la curva de carga indica que el usuario exporta energía.

En la Figura 4 se observa el modelo de la red de distribución propuesta e implementada en PSS/E. Cada barra representa a 3 o 6 usuarios según se detalló anteriormente, suponiendo consumos equilibrados por fase y con una simultaneidad de 0,94. Los sistemas FV se modelaron como generadores que inyectan potencia activa y reactiva (con un FP de 0,9995) según el horario del día. Cada generador representa a 3 sistemas FV, conectados uno en cada fase (uno por usuario). La ubicación de los sistemas FV en cada distribuidor se eligió al azar, teniendo en cuenta que no existen condiciones por parte de la distribuidora para determinar cuál usuario puede implementar dichos sistemas o no en función de su ubicación sobre la red. Como hipótesis de trabajo se consideró que debido a razones económicas los UC instalarían sólo sistemas de 1300 W, mientras que los sistemas de 2100 W serían implementados sólo por algunos US. El trabajo propone dos casos de estudio:

- Alternativa 1:** supone que el 33 % de los usuarios implementa sistemas de generación FV para aportar su energía excedente a la red (57 de los 174 usuarios conectados al transformador).
- Alternativa 2:** supone que el 50% de los usuarios implementa estos sistemas en sus hogares (es decir, 84 de los 174 usuarios).

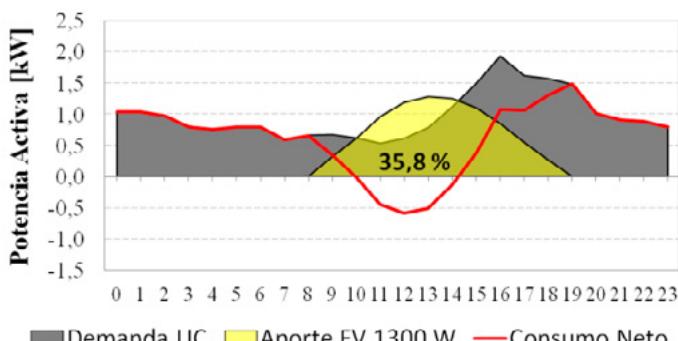


Figura 3: Relación entre el consumo real de un UC y el aporte de un sistema FV de 1300 W para el día de la simulación.

### 3. Resultados y discusión

Se evaluaron las 2 alternativas planteadas con simulaciones hora a hora y considerando siempre el régimen estacionario de la red. Las simulaciones abarcaron tanto al estado de red con generación FV como sin generación FV, con el fin de poder comparar los resultados. Para el día

en cuestión, se hicieron 48 simulaciones, cada una con un estado de carga y generación variable según los usuarios conectados a cada barra y según el horario del día.

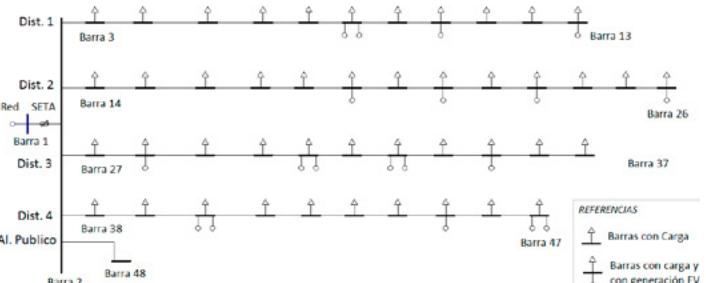


Figura 4: Modelo de la red de distribución implementada en PSS/E.

#### 3.1. Aportes energéticos

Para la totalidad de la red, la implementación de la **alternativa 1** implicó un aporte energético del 7,8 % de la energía demandada por todos los usuarios conectados. Con la **alternativa 2**, este porcentaje se elevó al 11,9%. Estas proporciones se pueden apreciar en la Figura 5. Puede verse también la variación en la curva de demanda neta resultante para cada una de las alternativas de implementación de generación FV. Se observan considerables disminuciones en el consumo de energía durante los horarios de aporte fotovoltaico.

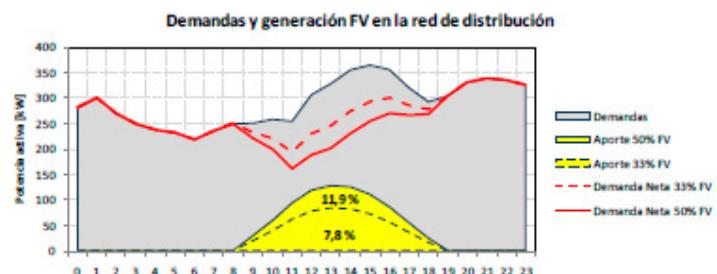
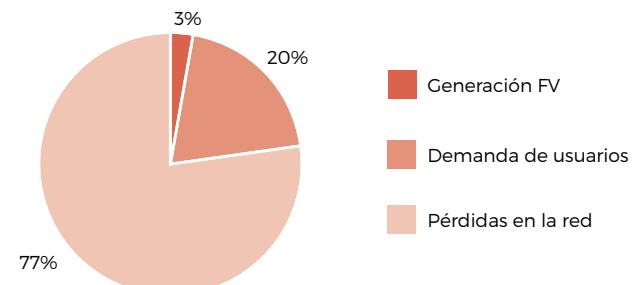


Figura 5: Demandas y producción energética en la red modelada.

Considerando las curvas de potencia activa de toda la red se observó que, bajo la **alternativa 1**, en el momento de mayor demanda de los usuarios (15:00 hs.) la potencia generada por los sistemas FV representa el 16 % de la potencia total demandada. En el momento de mayor aporte FV (13:00 hs.) esta proporción es del 20 % (Figura 6). Bajo la **alternativa 2**, en el momento de mayor demanda, la potencia generada por los sistemas FV representa el 23 % de la potencia total demandada. En el momento de mayor aporte FV esta proporción es del 27%.

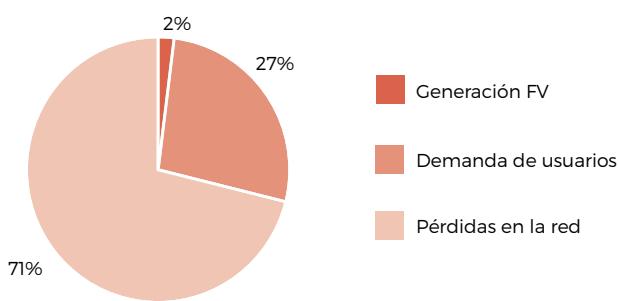
#### 33% de Usuarios con Generación FV

Potencia Activa en el momento de mayor generación FV - 13 hs



### 50% de Usuarios con Generación FV

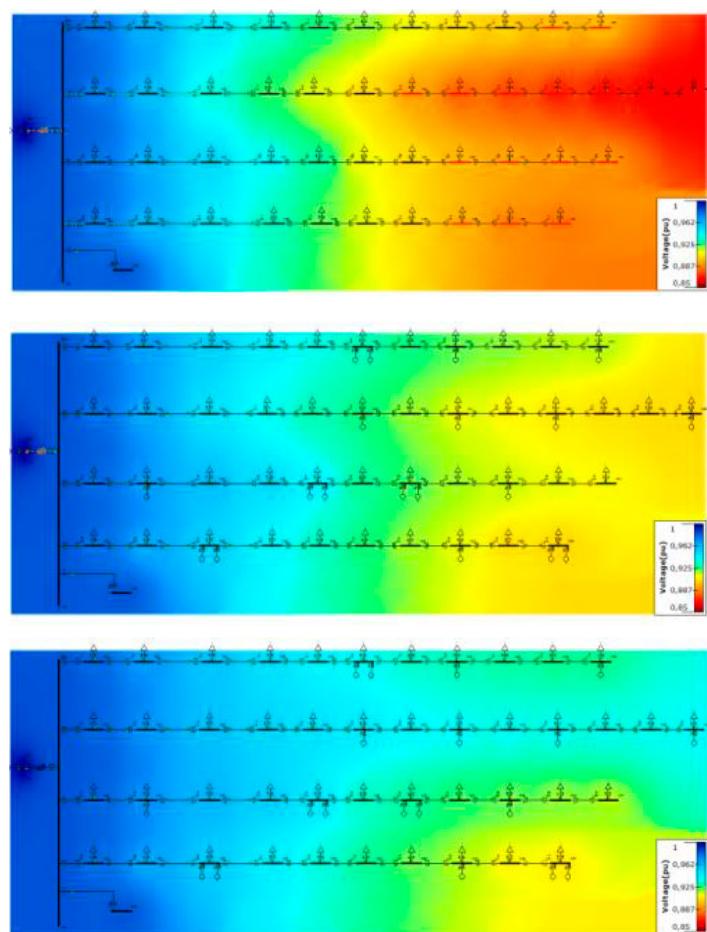
Potencia Activa en el momento de mayor generación FV - 13 hs



**Figura 6:** Relaciones entre la potencia demandada y la aportada por los sistemas FV (13 hs).

### 3.2. Perfiles de tensión

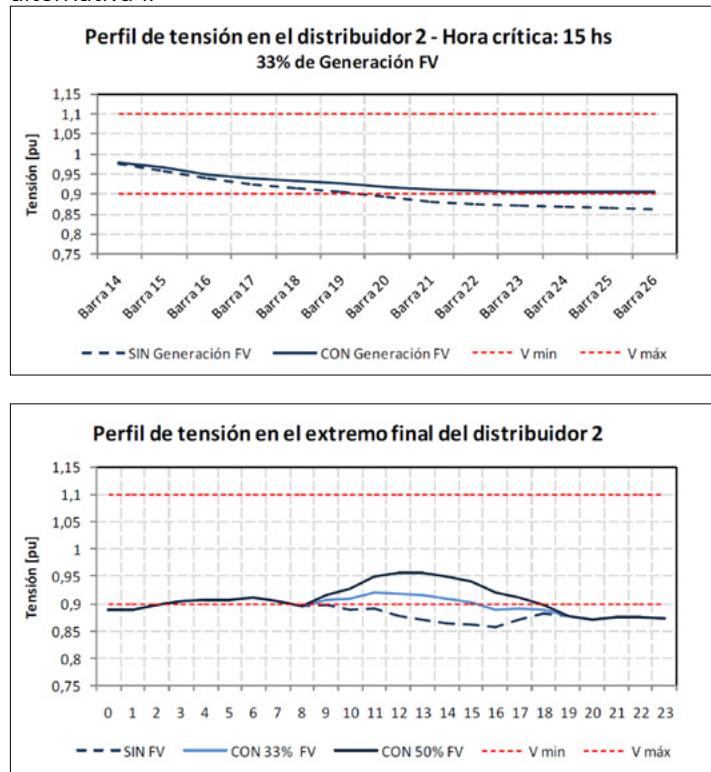
Las imágenes de la **Figura 7** representan en una escala de colores los niveles de tensión en cada zona de la red, siendo el azul para niveles normales y el rojo para niveles menores a los admisibles.



**Figura 7:** Niveles de tensión en la red de distribución a las 15 hs (de arriba a abajo: sin generación FV, Alternativa 1, Alternativa 2).

La incorporación de generación fotovoltaica distribuida en la red eléctrica trae aparejado una mejora en los perfiles de tensión de los distribuidores durante las horas de aporte energético. El efecto es debido, no al aporte de potencia reactiva de los sistemas FV (ya que el reactivo aportado por cada sistema es muy bajo, correspondiente al FP de 0,9995) sino más bien a la reducción de las demandas en cada una de las barras, que implican menores corrientes circulantes

por los conductores y, en consecuencia, menores caídas de tensión. Para el caso de no existir generación FV distribuida, puede verse que todos los distribuidores presentan niveles de tensión por debajo del admisible en los usuarios conectados a sus extremos finales. El distribuidor más comprometido es el n° 2 por ser de mayor longitud y por tener conectado más usuarios del tipo "singulares". A medida que se incorpora generación FV en la red se observan elevaciones de los perfiles de tensión de todos los distribuidores. Si sólo el 33% de los usuarios implementara esta distribución FV, las tensiones en el momento más crítico del día se elevarían a niveles superiores al mínimo admisible. La **Figura 8** (2) muestra la variación diaria de tensión en la "cola de línea" del distribuidor más comprometido. A la derecha se indica la elevación de tensiones que se lograría a lo largo del distribuidor y en el momento de mayor demanda, cuando se implementa la alternativa 1.



**Figura 8:** Izquierda: Perfil de tensión a lo largo del distribuidor 2 para la alternativa 1 en el momento de mayor demanda (15 hs.). Derecha: Niveles de tensión en "cola de línea" del distribuidor 2 a lo largo del día.

Las mejoras en los perfiles de tensión se dan sólo durante las horas de aporte fotovoltaico, y son más importantes mientras mayor sea la cantidad de usuarios con generación FV. A su vez, durante las horas diurnas se producen las mayores caídas de tensión, que es cuando la generación FV permite elevar las tensiones. Se observa que el perfil de tensión de cada distribuidor tiende a aplandarse y en todos los casos el mismo queda dentro del margen de tensiones admisibles de  $\pm 10\%$ . Como es de esperar para este tipo de redes radiales, estas mejoras en la tensión se hacen más apreciables mientras más generación distribuida se incorpore en los extremos finales de cada distribuidor.

### 3.3. Pérdidas en la red

Las pérdidas técnicas más importantes que se dan en una red de distribución de BT son por disipación energética en los conductores bajo el efecto Joule ( $I^2R$ ). Estas pérdidas suelen variar principalmente en función del estado de

carga y condiciones físicas de la red, pero en general se estima que llegan a valores máximos de entre un 5 y 9 % de la energía total puesta en juego. La incorporación de generación FV distribuida en la red de distribución trae aparejada una reducción de las pérdidas al aliviar o reducir la corriente circulante por los conductores de la red. En la Figura 9 se observa la variabilidad de las pérdidas producidas en la red eléctrica de distribución a lo largo del día en cuestión. Las áreas sombreadas representan a la energía eléctrica que deja de perderse al implementar las alternativas 1 y 2. Las pérdidas energéticas son mayores durante los horarios diurnos, por presentarse en esos momentos los mayores niveles de demanda en la red. Según los resultados de las simulaciones, la potencia disipada por pérdidas en la red de distribución sin generación FV varía entre 11,2 y 29,1 kW, que representan el 4,9 y 7,4% respectivamente de la potencia total demandada a la red de MT. Para este caso, la energía perdida en la red de distribución durante el día es de 459,2 kWh (valor comparable con la energía consumida por un usuario promedio durante todo un bimestre). Si el 33% de los usuarios implementara generación FV, estas pérdidas se reducirían en 73,6 kWh (equivalente al 16% de las pérdidas totales en el caso de no haber generación distribuida). En otras palabras, la energía perdida en la red se reduce un 16 %. Al considerar que el 50% de los usuarios implementa generación FV, la energía perdida en la red se reduce un 22,6 % respecto de las originales (reducción de 104 kWh).

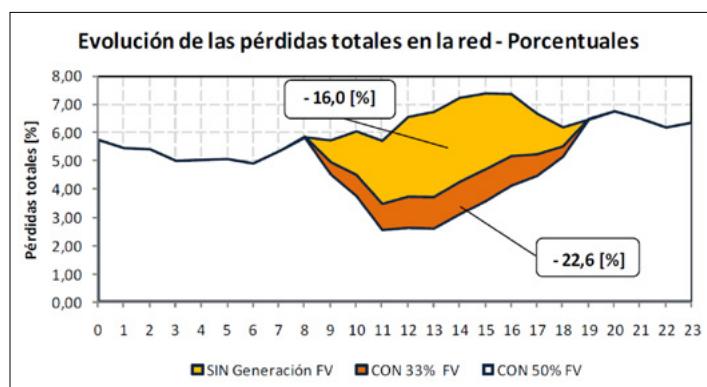
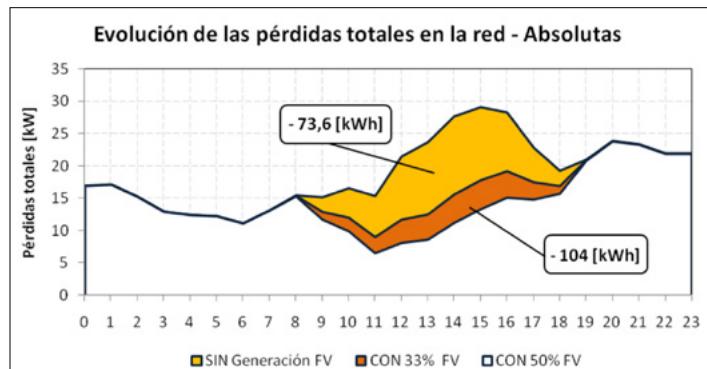


Figura 9: Evolución de las pérdidas energéticas en la red de distribución a lo largo del día.

#### 3.4. Sobre cargas

Para el día estudiado, las sobre cargas en los distribuidores y en el transformador se han reducido considerablemente al implementar la generación FV distribuida. La Figura 10 muestra las sobre cargas medidas sobre el transformador de distribución de la red modelada. También se representa en el gráfico la variación de la temperatura ambiente a lo largo del día para el 22 de enero de 2014.

Cuando no existe generación FV en la red, bajo el estado de carga planteado, el transformador de distribución llega a sobre cargas máximas del 133%, que a su vez, son coincidentes con el momento de mayor temperatura del día. También se observa que las sobre cargas tienen duraciones importantes, de entre 5 y 6 hs. Si el 33% de los usuarios implementara sistemas FV en sus hogares, estas sobre cargas se reducirían al 108% y además serían de menor duración. Si el 50% de los usuarios implementara sistemas FV en sus hogares, los niveles de carga del transformador se reducirían al 95% y prácticamente se eliminarían las sobre cargas durante los horarios diurnos. Ello presenta una ventaja importante, ya que las condiciones de irradiancia solar y temperatura ambiente hacen que la red esté más exigida térmicamente en estos horarios. Las sobre cargas nocturnas no pueden evitarse, aunque la red en general es más tolerable a éstas por existir menores temperaturas ambiente y ausencia de radiación solar sobre los elementos de la misma. Los resultados muestran que los distribuidores n° 2 y 4 presentan sobre cargas del 115% y del 108%, respectivamente, durante los momentos de mayor consumo. En ambos casos, se produce el alivio producido por la incorporación de generación FV distribuida, haciendo que las sobre cargas se eliminen durante las horas de aporte FV.

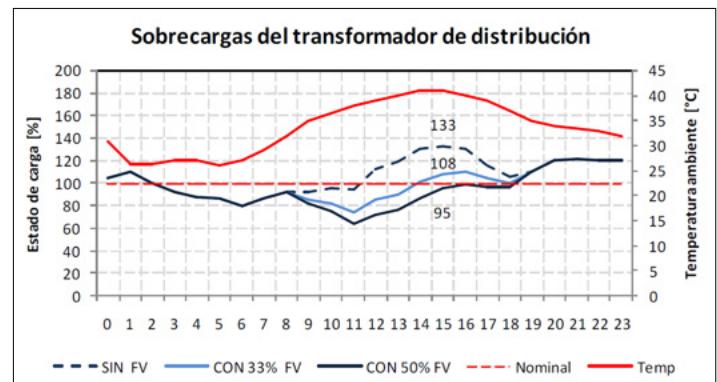


Figura 10: Sobre cargas resultantes en el transformador de distribución.

#### 3.5. Estimación del ahorro energético medio anual para la red de distribución

Para los casos propuestos, y en función de la energía media anual susceptible de ser generada por los sistemas FV propuestos para la ciudad de Santa Fe, se estima que si el 33% de los usuarios implementara estos sistemas en sus hogares, el barrio planteado ahorraría unos 143.000 kWh por año. Si el 50% de los usuarios implementara estos sistemas, la energía anual ahorrada sería de unos 220.000 kWh. Considerando un factor de carga medio anual para el transformador de distribución del 70%, la energía anual estimada que se demanda a la red de MT es de alrededor de 1.738.000 kWh. En consecuencia, el ahorro energético medio anual estimado de la alternativa 1 alcanzaría ~8,23%, mientras que para la alternativa 2 sería de ~12,7%.

## 4. Conclusiones

Se evaluó a través de la versión libre de un software para el estudio de redes eléctricas los beneficios de la generación distribuida FV sobre una red de distribución genérica, considerando su funcionamiento en estado estacionario. Se obtuvieron resultados cuantitativos asociados a las posibilidades de generación FV a baja escala en la ciudad de Santa Fe. Implementando generación distribuida FV

en esquemas de balance neto, se obtienen beneficios importantes, no sólo relacionados con la mayor inserción de energías renovables en nuestra matriz energética y las consecuentes reducciones en la demanda de los usuarios, sino también sobre la red de distribución. El mayor aporte energético FV se da en los momentos del día para los cuales la red está más exigida por sobrecargas y temperaturas. Ello es beneficioso en la ciudad principalmente durante los meses de verano, cuando existen elevadas demandas para el acondicionamiento térmico de ambientes. La incorporación de generación distribuida a lo largo de los distribuidores permite reducir sus corrientes. Ello trae aparejado soluciones a problemas frecuentes en las redes de distribución y que se traducen en la elevación en los niveles de tensión, alivio de las exigencias térmicas sobre conductores y sobre el transformador de distribución, reducciones en la energía de pérdidas en la red y mejoras generales en la calidad del suministro. Como trabajos futuros se pretende evaluar la misma red bajo otros escenarios de consumo y otros grados de penetración FV.

## Referencias

- [1] CAMMESA, Informe Anual 2015; (2015).
- [2] Morero B.; Latosinski F. "Matriz energética de la ciudad de Santa Fe: análisis y recomendaciones"; Fundación Trama Tierra, pp. 1-16; (2009).
- [3] Chowdhury S.; Chowdhury S. P.; Crossley P. "Microgrids and Active Distribution Networks", The Institution of Engineering and Technology, London, U.K. ISBN: 978-1-84919-014-5. (2009).
- [4] Christoforidis G.C.; A.; Chrysochos G. Papagiannis; Hatzipanayi M.; Georghiou G. E. "Promoting PV energy through net metering optimization: The PV-NET project". International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), pp. 1117-1122; (2013).
- [5] Sahanaa sree M.; Arunkumar S.; Murugavel K. K. "Feasibility study for the net metering implementation in residential solar PV installations across Tamil Nadu". International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCP-EIC), pp. 359-362; (2014).
- [6] Grossi Gallegos H.; Righini R. (1997). "Atlas de energía solar en la República Argentina". www.aldar.com.ar/atlas/home.swf.
- [7] Batlle, Carlos; "Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericano", Banco Interamericano de Desarrollo, (2014).
- [8] Sangui E. "Micro-generación distribuida con sistemas fotovoltaicos para la ciudad de Santa Fe; Viabilidad técnicoeconómica". Proyecto final de la Carrera Ingeniería Eléctrica; FRSF-UTN; Santa Fe, Argentina, 312, (2015).
- [9] CIM; Centro de Información Meteorológica de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas de la Universidad Nacional del Litoral, Santa Fe, Argentina.
- [10] ETN 097 EPESF; "Construcción de líneas aéreas pre-ensambladas de Baja Tensión". (2002).
- [11] Resolución N° 442 de la Empresa Provincial de la Energía; Santa Fe. (2013).



## XV SICESD SEMINARIO INTERNACIONAL Caminos para la Excelencia en Servicios de Distribución y Relacionamiento con los Clientes y Curso de Comunicación y Atención al Cliente

21, 22 y 23 de Agosto  
Montevideo, Uruguay

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

energy through net metering optimization: The PV-NET project". International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), pp. 1117-1122; (2013).

[5] Sahanaa sree M.; Arunkumar S.; Murugavel K. K. "Feasibility study for the net metering implementation in residential solar PV installations across Tamil Nadu". International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCP-EIC), pp. 359-362; (2014).

[6] Grossi Gallegos H.; Righini R. (1997). "Atlas de energía solar en la República Argentina". www.aldar.com.ar/atlas/home.swf.

[7] Batlle, Carlos; "Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos", Banco Interamericano de Desarrollo, (2014).

[8] Sangui E. "Micro-generación distribuida con sistemas fotovoltaicos para la ciudad de Santa Fe; Viabilidad técnicoeconómica". Proyecto final de la Carrera Ingeniería Eléctrica; FRSF-UTN; Santa Fe, Argentina, 312, (2015).

[9] CIM; Centro de Información Meteorológica de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas de la Universidad Nacional del Litoral, Santa Fe, Argentina.

[10] ETN 097 EPESF; "Construcción de líneas aéreas pre-ensambladas de Baja Tensión". (2002).

[11] Resolución N° 442 de la Empresa Provincial de la Energía; Santa Fe. (2013).



# Regulación generación distribuida en Mendoza - Condiciones técnicas de operación, mantenimiento, medición y facturación

CLADE - Congreso de la Américas de Distribución Eléctrica  
Septiembre 2016 - Córdoba, Argentina

## Autores:

**Lic. Angel Garay**, agaray@epremendoza.gov.ar

- EPRE - Argentina

**Dr. Javier Di Natale**, jdinatale@epremendoza.gov.ar

- EPRE - Argentina

**Esp. Ing. Walter Marcianesi**,

wmarcianesi@epremendoza.gov.ar - EPRE -

Argentina

**Ing. Roberto Campoy**, rcampoy@cegc.com.ar

- La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda. - Argentina

**Ing. Eduardo Grosso**, egrosso@mendoza.gov.ar

- Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía - Argentina

## DATOS DE LA EMPRESA

**Ente Provincial Regulador Eléctrico de la Provincia de Mendoza (EPRE)**

**Dirección:** Av. San Martín 285

**Localidad:** Ciudad Mendoza, Argentina

**La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.**

**Dirección:** Florencio Sánchez 420

**Localidad:** Godoy Cruz Mendoza, Argentina

**Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía**

**Dirección:** Peltier 351 7º piso

**Localidad:** Ciudad Mendoza, Argentina

mundo que va a permitir la convivencia entre la generación centralizada y la distribuida.

El Desarrollo Tecnológico en equipamiento de generación eléctrica con aprovechamientos de energías renovables de pequeña y mediana escala, junto a las tecnologías de información y comunicaciones actual y disponible, hace hoy posible que un Usuario que tenga capacidad para generar su propia energía, pueda intercambiarla con la red pública de distribución bajo determinadas condiciones.

Ese nuevo paradigma que se vislumbra es lo que se denomina genéricamente Recursos de Energía Distribuida, integrados esencialmente por Generación Distribuida (basada en aprovechamientos energías renovables), administración de la demanda y almacenamiento energético, todo ello en un entorno de Redes Inteligentes (Smart Grids).

Como un primer paso de este camino a recorrer, el Ente Provincial Regulador Eléctrico de la Provincia de Mendoza (EPRE) - Argentina formó un Grupo de Trabajo con profesionales del organismo, complementado por la labor y experiencia de profesionales del Gobierno de la Provincia, las Empresas Distribuidoras y las Universidades, en particular la Universidad de Mendoza, con el objetivo de establecer las Condiciones Técnicas de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación para usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica, que decidan incorporar en sus instalaciones internas un Equipamiento de Generación de Energía Eléctrica (con fuentes renovables como fotovoltaica, minihidráulica, u otras), de manera tal de autoabastecerse y en caso de tener un excedente de energía eléctrica, volcarlo a la red pública de distribución.

Los aspectos que se tuvieron en cuenta fueron técnicos y comerciales, como por ejemplo definición de potencias monofásicas y trifásicas a conectar a la red, medición bidireccional, facturación del vuelco de excedentes, tratamiento impositivo, etc.

Cada uno de los actores mencionados, obviamente con distintas ópticas e intereses, trabajaron en pos de un objetivo común y que es la de preservar el medio ambiente y educar

## Introducción

El objetivo de usar más eficientemente los recursos energéticos desde el punto de vista social, económico y ambiental, de forma tal de lograr un desarrollo sustentable del sistema eléctrico, conjuntamente con un nuevo rol más activo del usuario, constituyen los pilares sobre los cuales se está construyendo la transformación del sector eléctrico en el

al usuario y a todos los actores, en las nuevas tendencias en materia energética.

Hay varias experiencias desarrolladas, entre ellas se toma la primera experiencia en el Departamento de Godoy Cruz-Mendoza-Argentina, teniendo como usuario Generador a la Municipalidad de Godoy Cruz y como empresa distribuidora la Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz.

Los resultados de estas experiencias se resumen en:

- La necesidad de una adecuada capacitación de todos los actores involucrados en el proceso de evaluación de la documentación, instalación y operación de los sistemas aludidos.
- La actualización de los paradigmas y procedimientos de todos los involucrados: municipios, distribuidoras, entes reguladores y gubernamentales.
- La necesidad de contar con entes certificadores en el país capaces de realizar todos los ensayos necesarios de acuerdo a normas de los diversos componentes de los sistemas.
- Además se observó un rendimiento mayor de lo esperado en los equipos de generación fotovoltaica, lo que lleva a la necesidad de revisar y actualizar los mapas solares usados para el cálculo de los sistemas fotovoltaicos.

### Generación Distribuida. La Resolución EPRE N° 019/2015

El Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza, dando un primer paso hacia la modernización del sistema de distribución de energía eléctrica, emitió la Resolución N° 019/2015. A través de ella, se introducen innovaciones regulatorias, tecnológicas, operativas y comerciales necesarias para dotar de mayor transparencia y eficiencia energética al servicio eléctrico, a fin de alcanzar, a través de la mayor participación de los usuarios, el desarrollo de los recursos de energía distribuida y las redes inteligentes, más competitividad en las actividades productivas, un mayor confort y una mejor calidad de vida para los habitantes de la Provincia.

Su sanción es el resultado de un proceso que se inicia en octubre del año 2013, cuando el EPRE en acuerdo con la política del gobierno de Mendoza emitió la Resolución N° 121/13 que abrió un espacio de debate, análisis y compromiso en la discusión pública de temáticas relacionadas con el ahorro, la eficiencia eléctrica y el aprovechamiento de fuentes de energía renovables. Por su mandamiento, se trabajó en la premisa de establecer instrumentos regulatorios que facilitasen la realización de inversiones en el sistema eléctrico local ponderando aspectos técnicos, económicos, sociales, ambientales y comerciales que colaborasen con el desarrollo del sistema eléctrico en forma sustentable y amigable con el ambiente.

Aquel debate y estudio tuvo como resultado que en el mes de marzo de 2015 el EPRE aprobase mediante la Resolución EPRE N° 019/2015, una norma que reglamenta las Condiciones Técnicas de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación para permitir que un Usuario del servicio público de distribución de energía eléctrica que decida incorporar en sus instalaciones internas un Equipamiento de Generación de Energía Eléctrica (con

fuentes renovables como fotovoltaica, minihidráulica, eólica, biomasa u otras), se transforme en un Usuario/Generador de manera tal de autoabastecerse y, en caso de tener un excedente de energía eléctrica, volcarlo a la red pública de distribución recibiendo una compensación monetaria por ello.

Este instrumento regulatorio busca desarrollar en la Provincia de Mendoza, el paradigma plasmado en la figura del Usuario/Generador como un agente del servicio público de distribución eléctrica más activo, y por él incorporar recursos de energía distribuida tendientes a integrar formas novedosas de gestionar la autogeneración distribuida y la administración de la demanda de los Usuarios, en un marco de redes y tecnologías de medición inteligentes.

Se trata de un Usuario/Generador de pequeña y mediana escala, quien es en esencia un Usuario del servicio público de distribución de energía eléctrica, que conserva todos los derechos y obligaciones surgidos del Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, pero que cuenta con un equipamiento de generación eléctrica de fuente renovable de potencia menor a 1 MW, ajustando su modalidad de consumo y pudiendo volcar excedentes de energía eléctrica a la red pública de distribución en distintos momentos del día o de la semana.

El Reglamento se ha elaborado con base en los principios de proporcionalidad, transparencia, comunicación, consulta, flexibilidad y previsibilidad de la decisión regulatoria adoptada, para lo cual formó un Grupo de Trabajo con profesionales del organismo, complementado por la labor y experiencia de profesionales del Ministerio de Energía y las Empresas Distribuidoras, quienes abordaron las diferentes temáticas involucradas en el Reglamento, siguiendo una metodología de análisis comparativo, estudio de casos y revisión bibliográfica.

Este nuevo rol que se propone para los usuarios, se materializa a través de un procedimiento que se inicia con la confección de una Solicitud de Estudio Técnico, que implica por parte de la Empresa Distribuidora la realización de un Estudio que finalizará con la celebración de un Contrato de Conexión, bajo el continuo control y registro por parte del EPRE.

Respecto al Equipamiento de Generación, el Reglamento fija las condiciones técnicas a cumplimentar por los Usuarios/Generadores pudiendo abastecer total o parcialmente su demanda.

También se abordan los requisitos y especificaciones del sistema bidireccional de medición de energía y potencia, registro, transmisión de datos, y comunicaciones y de la recolección de información de los Usuarios/Generadores con Equipamientos de Generación instalados y conectados a la red pública de distribución, para lo que se consideran los recursos de innovación tecnológica disponibles en esta materia.

Las condiciones y metodología para la facturación de los excedentes de energía eléctrica, bajo el régimen tarifario vigente, se desarrollaron con las siguientes modalidades:

- a) **"Factura Única"**, esta consiste en la emisión de un único documento por parte de la Empresa Distribuidora en la cual se factura la energía recibida de la red pública de distribución y la energía volcada a la misma por un Usuario/Generador;

b) **"Acuerdo Especial de Compra de Energía"**, este caso consiste en que el Usuario/Generador celebre con la Empresa Distribuidora un acuerdo mediante el cual se emitan por separado las respectivas facturas por energía recibida y energía volcada, y exclusivamente en los siguientes supuestos: Cuando el Equipamiento de Generación supere a la capacidad máxima del suministro y cuando por elección el Usuario/Generador optara por emitir una factura por la energía volcada.

En resumen, la Reglamentación de las Condiciones Técnicas, de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación plasmada en la Resolución EPRE N° 019/2015, constituye un instrumento regulatorio innovador que contribuye al desarrollo de un sistema eléctrico sustentable que busca:

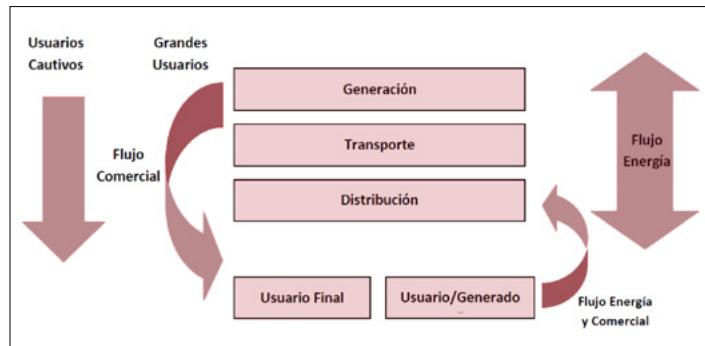
a) facilitar un nuevo rol del Usuario del servicio público de distribución a través de la figura del Usuario/Generador; e

b) incorporar recursos de energía distribuida que permitan integrar formas novedosas de gestionar la administración de la demanda junto a la generación distribuida por parte de los usuarios, en un marco de redes y tecnologías de medición inteligentes.

### Aspectos técnicos tenidos en cuenta

La Comisión de Estudio Permanente, por la experiencia adquirida en la instalación de un Usuario Generador en zona de prestación del servicio de La Cooperativa, Empresa Eléctrica de Godoy Cruz, evaluó dos aspectos a los que consideró cruciales en la implementación de un sistema, que es autónomo para abastecer al Usuario Generador, pero que a su vez se vincula en forma intermitente y bajo distintas condiciones al sistema eléctrico de la distribuidora.

Estos dos aspectos fueron: a) la seguridad intrínseca de ambos sistemas y la seguridad de su mutua interconexión y b) la operación del sistema eléctrico de la distribuidora, que tiene que continuar prestando el servicio al resto de sus usuarios en las condiciones exigidas por el Ente Regulador.



### Seguridad de las instalaciones de usuarios generadores

#### Seguridad propia del Usuario Generador (UG)

Como la responsabilidad del UG, comienza en los bornes de entrada de energía eléctrica del interruptor general de su consumo, aguas abajo del medidor de energía eléctrica, los municipios deben aplicar la normativa vigente ya sea propia o la que fija la AEA para Instalaciones Eléctricas en Inmuebles. En este punto específicamente hablamos del sistema de puesta a tierra, sistema TT, del valor de la resistencia de puesta a tierra del electrodo de tierra, del uso

obligado del protector diferencial, etc. Todos estos puntos están contemplados en la normativa y hay que remitirse a ellos para su aplicación.

Pero ni las normas municipales, en la provincia de Mendoza, ni las de la AEA, contemplan este tipo especial de instalación que puede involucrar para emprendimientos hasta 300 KVA, tal lo dispone la Resolución 5519 como potencia límite, del tipo fotovoltaico fundamentalmente. También pueden ser grupos electrógenos con gas o diesel, o sistema eólicos, inclusive pequeñas usinas eléctricas. En cualquier caso, y a través de la Comisión de Estudio Permanente, conformada por todos los actores a saber: Gobierno de la Provincia, EPRE, Universidad de Mendoza y Distribuidoras, se asesora tanto a usuarios como a profesionales sobre este importante aspecto que es la Seguridad.

Para ello se les instruye en la NORMA IEC 60755, que expresa: "Cuando una instalación eléctrica incluya un sistema de suministro de energía fotovoltaica, sin al menos una separación galvánica simple entre el lado de corriente continua y el lado de alterna, el interruptor diferencial instalado para proporcionar protección contra fallos por desconexión automática de la alimentación será del Tipo B". Debe entonces verificarse al instalar el Conversor o Inversor, si éste admite Protectores Diferenciales (DDR ó RCD) del Tipo A (Inversor con transformador de baja frecuencia) o del Tipo B (Inversor con transformador de alta frecuencia), o si el Inversor posee internamente un dispositivo de bloqueo de corrientes continuas residuales (Uso de DDR Tipo B).

Tipo de Inversor	Tipo de Protector Diferencial	
	Tipo A	Tipo B
Con Transformador de Baja Frecuencia	X	
Con Transformador de Alta Frecuencia		X
Sin Transformador		X
Con Bloqueo de Corrientes Residuales		X

En el caso de una falta a tierra aguas abajo de los conversores, la corriente de defecto, que fluye a través de los diferenciales, tiene una componente continua que puede insensibilizarlos al extremo de que no disparen. La insensibilización depende del tipo de dispositivo que detecte y mida la corriente de defecto.

Para evitar los inconvenientes que pueden resultar de estas situaciones, se dividen los diferenciales en dos Tipos:

**Tipo A:** Detectan corrientes alternas sinusoidales, continuas pulsantes o continuas pulsatorias con una componente continua de 0,006 A, con o sin control de ángulo de fase, tanto si se aplican bruscamente como si aumentan lentamente,

**Tipo B:** Detectan las mismas corrientes que el Tipo A, pero más puras porque provienen de Rectificadores de media onda o trifásicas de media onda o doble onda, que con una carga capacitiva producen una corriente continua aliñada,

Los conversores deberán poder bloquear la corriente continua residual de aporte de los paneles solares (corrientes capacitativas de fuga) y en caso contrario la selección de los protectores diferenciales anteriores o posteriores a los conversores, deben contemplar el aumento de corriente

residual causada por los cables y como ya se especificó, por los paneles solares.

### Tener en cuenta las corrientes de fuga a fin de evitar accidentes eléctricos

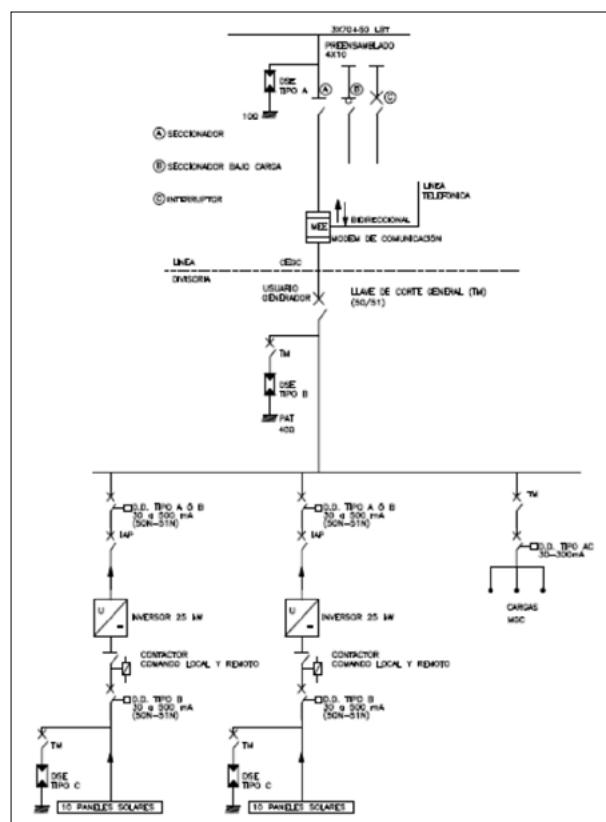
Hay que contemplar entonces, las corrientes normalmente capacitivas, que pueden «engaños» a los DDR y que pueden provocar grandes desajustes en el sistema y causar deficientes condiciones de seguridad frente a contactos indirectos.

Estas corrientes de fuga son producto de que un módulo fotovoltaico es una superficie eléctrica recargable, colocada frente a un soporte o bastidor, puesto a tierra. Este diseño se comporta como un condensador eléctrico, cuya capacidad será mayor cuanto mayor sea la superficie y menor la distancia al polo opuesto con toma a tierra (soporte o bastidor).

Dado que esta capacidad se considera un efecto secundario no deseado, es una “capacidad parásita”.

La capacidad resultante, es directamente proporcional a las Permitividad del medio y del material, además de la superficie del capacitor que se constituye con el panel solar y el bastidor, e inversamente proporcional a la distancia entre ellos. Estas corrientes deben calcularse a fin de controlarlas y que no enmascaren las corrientes residuales, para la correcta elección de los DDR o RCD.

El unifilar que se muestra a continuación, muestra algunas características del Equipamiento Eléctrico.



### Seguridad propia de La Distribuidora

La distribuidora debe mantener las Resistencias de Puesta a Tierra de los centros estrella de los transformadores de distribución, en el valor fijado por la Norma de  $10\ \Omega$ .

Además asegurar una distribución del neutro puesto a tierra cada 200 metros, a través de cable aislado a 1000 V y con un electrodo de puesta a tierra que asegure una Resistencia de Puesta a Tierra no mayor a  $10\ \Omega$ .

Deberá cumplir con los requisitos impuestos por el EPRE en cuanto a Seguridad en la Vía Pública.

### Seguridad de la Mutua Interconexión

A continuación se reproducen los textos incluidos en la Resolución 519, referentes a la Seguridad Operativa de ambos sistemas.

#### Operación en Paralelo con la Red

##### Consideraciones Generales

Asimismo, el funcionamiento del Equipo Generador (EG) no deberá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio ni de terceros de la Empresa Distribuidora y en general preservar la seguridad de las personas y los bienes.

En caso que se evidencie que el EG pueda generar un riesgo inminente para las personas o causar daños o impedir el funcionamiento de equipos de terceros, la Distribuidora podrá desconectar inmediatamente dicha instalación con comunicación el EPRE.

El Usuario/Generador debe colocar una señal identificadora y de advertencia, en un lugar visible para toda persona que pueda acceder a las partes activas con tensión, indicando la existencia de una generación local que inyecta energía a la red.

#### Operación Bajo Contingencias de la Red

Ante la actuación de cualquiera de las protecciones, el EG se desacoplara de la red, éste podrá volver a conectarse solamente cuando el servicio eléctrico de la Empresa Distribuidora, en el punto de conexión, esté normalizado. El acoplamiento solamente podrá realizarse con la autorización explícita de la Empresa Distribuidora.

### Suministros en baja tensión

#### Elementos de Maniobra - Accesibilidad

El sistema deberá contemplar como mínimo los siguientes componentes:

En la red de la Distribuidora

- b) Un contactor o Seccionador Bajo Carga, que será accesible a personal de la Distribuidora y bloqueable y precintable en posición abierto, con el objeto de poder realizar la desconexión manual del EG y evitar peligro al personal de Mantenimiento y Operación del sistema de la Distribuidora.

### Suministros en media tensión

#### Condiciones de Funcionamiento

La Empresa Distribuidora establecerá el protocolo que determinará:

- La comunicación con el Usuario/Generador, indicando todos los datos necesarios de su personal y del Cliente (Nº telefónicos, personal responsable, etc.)
- Los horarios de puesta en paralelo.
- Horario de desconexión.

## Seguridad en la vinculación

Los Recintos de Medición de la Empresa Distribuidora y del Usuario/Generador, deberán contar con sendos interruptores tripolares, cuyas especificaciones serán provistas por la Empresa Distribuidora en el momento de definir las condiciones del suministro, respondiendo a los esquemas unifilares adjuntos. Dichos interruptores deberán contar con protecciones que cumplan con las especificaciones previstas y descriptas en los esquemas de protección de la Resolución 519.

## Protecciones de la instalación de usuarios generadores y la vinculación con la distribuidora

### El sistema de Puesta a tierra

“El esquema de puesta a tierra del EG no deberá provocar sobretensiones que excedan el rango admisible del equipamiento conectado a la red, a fin de evitar algún grado de afectación en el proceso de coordinación de la aislación. Asimismo, no deberá afectar la coordinación de la protección de sobre corriente de tierra dentro del sistema de la red eléctrica”.

“La Empresa Distribuidora comunicará al Usuario/Generador las protecciones necesarias como así también los valores de regulación y ajuste de las protecciones del EG. Cualquier irregularidad en estos aspectos provocará la desconexión del EG con la red eléctrica”.

### Operación Bajo Contingencias de la Red

“En caso que el alimentador desde el que se abastece el punto de conexión de la red de distribución del Usuario/Generador, esté provisto de recierre automático, y ante la ocurrencia de fallas en la red de distribución, el interruptor del EG deberá desconectarse en un tiempo tal que no comprometa la maniobra del equipamiento asociado al mencionado alimentador. Dicho tiempo será fijado por la Distribuidora para cada caso. El EPRE establecerá los valores de sub tensión y sobretensión y de sub frecuencia y sobre frecuencia a partir de los cuales deberá producirse la desconexión del EG”.

## Suministros en BT

Condiciones de Puesta a tierra y separación galvánica. EG inyectando EE en BT en la red de la Distribuidora.

La puesta a tierra de las instalaciones del Usuario/Generador se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la Empresa Distribuidora (Red de Distribución tipo TT), asegurando que no se produzcan transferencias de defectos del EG a la red de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica.

Las masas del EG deberán estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la Empresa Distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad vigentes que sean de aplicación, conformando un Sistema TT.

En el caso de utilizar Conversores /Inversores, se deberá disponer de una separación galvánica entre la Red de Distribución y el EG por medio de un transformador de aislación o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, de acuerdo con las normas y reglamentación de seguridad y calidad aplicable, debidamente acreditado mediante certificado emitido por Laboratorio Acreditado. En el certificado deberá constar, de forma inequívoca, que el medio utilizado cumple con el requisito indicado.

El transformador para aislación galvánica entre el EG y la red de la Empresa Distribuidora, podrá estar incluido en el módulo conversor o no, lo que determinará el DDR a utilizar.

## Suministros en media tensión

### Características de cada tipo de conexión

Todas van a aportar a las corrientes de falla de secuencia positiva y secuencia negativa. Esto implica estudiar la penetración del sistema del Usuario Generador, en el sistema de la distribuidora.

En cuanto a los aportes de secuencia homopolar, o mejor dicho corriente residual, cada una de las conexiones responde de la siguiente manera:

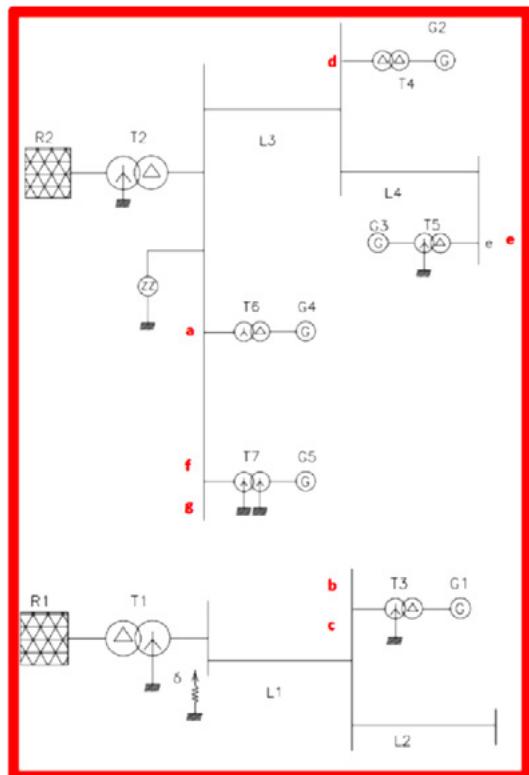
Conexión a, Conexión d, Conexión e (Conexión en Δ o Centro y no Puesta a Tierra):

No hay aporte de corriente residual y una falla en el sistema de la distribuidora, no implica modificaciones en su sistema de protecciones, por cuanto la corriente residual se cerrará por los propios neutros del sistema de la distribuidora. En todos los casos el generador del usuario debe estar conectado a tierra para su propia protección. En estos sistemas aislados para que el usuario generador tenga un sistema de protecciones selectivo, sus relés de sobre corriente deben ser direccionales. Además deben estudiarse las sobre tensiones que se producen en el sistema de la distribuidora, ya que aparece otro sistema distinto, que tiene centro de estrella aislado.

Conexión b, Conexión c (Conexión con Centro y Puesta a Tierra): No hay aporte de corriente residual al sistema de la distribuidora pero implica modificaciones en su sistema de protecciones, por cuanto la corriente residual se cerrará por los propios neutros de su sistema y los del sistema o sistemas de los usuarios. Las residuales por cada centro de estrella a tierra, dependerá de la resistencia de falla y de la impedancia homopolar del transformador del usuario generador y su condición respecto a la conexión a tierra de su centro de estrella. El estudio del sistema de protecciones es más complicado.

Conexión f, Conexión g (Conexión con Centro y Puesta a Tierra): En este caso hay aporte de corriente residual y va a implicar modificaciones en el sistema de protecciones de la distribuidora.

## Esquemas posibles de conexión



### Requisitos del Sistema de Protecciones de la Interconexión

Se exigirán dos (2) interruptores en Media Tensión: uno del lado de la Empresa Distribuidora y otro del lado del Usuario/Generador, cada uno de los cuales contará con las siguientes protecciones, según el Estudio Técnico:

### Condiciones de Funcionamiento

La Empresa Distribuidora establecerá el protocolo que determinará:

- La comunicación con el Usuario/Generador, indicando todos los datos necesarios de su personal y del Cliente (Nº telefónicos, personal responsable, etc.), los horarios de puesta en paralelo y los horarios de desconexión.

### Protección de Interconexión

A continuación se indican las funciones mínimas que deben cumplir los relés trifásicos de protección de interconexión.

Estarán preparados para temperaturas de servicio de acuerdo a la normativa vigente.

### Protección del Usuario Generador

Responderá también a la Tabla 1.

Potencia del Generador [KW]	Tipo de generación del Usuario Generador			
	Solar	Hidráulica	Eólico	Otros (Biomasa, Geotérmica, Diesel)
0 a 3,7	25-50-51-78			
3,7 a 10	25-49-50-51 (Tierras y Fases)-78			
10 a 50	25-49-50-51 (Tierras y Fases)-46-78			
50 a 300	25-49-50-51 (Tierras y Fases)-46-32 P-32 Q-59 N-78			
300	25-27-67-49-50-51 (Tierras y Fases)-46-32 P-32 Q-59 N- 64- 87- 50/27-78			



## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Informa que próximamente se estará realizando una "Audiencia Pública Preliminar" para la venta de repuestos nuevos y reparados de Planta Térmica Moín; con el objetivo de presentar el cartel de licitación para que los interesados planteen los ajustes requeridos, de acuerdo a las condiciones del mercado.

Los repuestos en venta pertenecen a motores con las siguientes características técnicas:

- Motores de combustión interna de media velocidad
- Marca: IHI (Ishikawajima Harima Heavy Industries Co., Ltda.), Sempf Pielstick
- Modelo: 18 PC 2-5 V

- Potencia: 8000 kW
- Velocidad nominal: 514 R.P.M
- 18 cilindros en V, diámetro cilindro 400 mm, carrera 460 mm

El lote de repuestos incluye: camisas, pistones, culatas, inyectores, cojinetes de biela y bancada, empaques de motor, sistema de enfriamiento y turbo cargadores, entre otros.

Los interesados en conocer detalles de dichos repuestos o de la fecha y hora de la audiencia, contactar al correo electrónico [MHernandezQ@ice.go.cr](mailto:MHernandezQ@ice.go.cr) o al teléfono (506) 2000-2535.

# Experiencias de generación distribuida de clientes en paralelo con la red de la EPESF

CLADE - Congreso de la Américas de Distribución Eléctrica  
Septiembre 2016 - Córdoba, Argentina

## Autores:

**Sergio D. Vivas**, Jefe Unidad Equipos Eléctricos – GERENCIA DE EXPLOTACIÓN – EPESF – Argentina  
**Juan E. Chiani**, Jefe de Área Administración de la Distribución – GERENCIA DE EXPLOTACIÓN – EPESF – Argentina

## DATOS DE LA EMPRESA

**EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA DE SANTA FE (EPESF)**  
**Dirección:** Primera Junta 2558 – 5° Piso  
**Localidad:** Santa Fe, Argentina  
**Código Postal:** S3000CDD  
**Teléfono:** 0342 450 5734  
**Fax:** 0342 450 5726  
**E-Mail:** svivas@epe.santafe.gov.ar  
jchiani@epe.santafe.gov.ar

## Resumen

Ante la implementación de políticas de promoción de energías renovables fue necesario establecer un marco normativo que permitiese a estas instalaciones interconectarse con la red eléctrica de distribución.

La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF), fue pionera en el país en la aplicación de procedimientos técnicos-comerciales de conexión de generadores de clientes a la red.

Se describe el camino recorrido, las Conclusiones, Lecciones Aprendidas y Recomendaciones que pueden realizarse a partir de la experiencia obtenida desde su implementación.

## Antecedentes

Numerosas legislaciones procuraban favorecer el uso de energías renovables, destacándose algunas de estas, como:

- **Ley Provincial N° 12.503 del 27/09/2005:** "Declárase de interés provincial la generación y el uso de energías alternativas o blandas (las que se producen naturalmente, en forma inagotable y sin ocasionar perjuicio al equilibrio ambiental).

- **Ley Provincial N° 12.692 del 14/12/2006:** Régimen Promocional Provincial para la investigación, desarrollo, generación, producción y uso de productos relacionados con las energías renovables no convencionales.

- **Ley Nacional N° 26190/2006:** Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

, que por razones técnico-económicas, no encontraban mayor desarrollo.

Paralelamente a esto existía en la EPESF, Procedimientos Técnicos-Comerciales para la conexión de grupos generadores de Grandes Clientes (Resolución EPESF N° 264/2008) concebido como solución para los clientes de este tipo que estaban alcanzados por la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) N°1281/2006 la cual, entre otras cosas, estableció la eliminación de la prioridad del abastecimiento a las demandas mayores de 300 kW de potencia y la necesidad de autogenerarse con el objetivo principal de no afectar la producción o atemperar los efectos sobre la misma; sumado a la importancia de las sanciones que se preveían ante el incumplimiento de las reducciones obligatorias.

Ante esta coyuntura, los Procedimientos anteriormente mencionados estaban orientado a la conexión en paralelo con la red de Media y Alta Tensión, de generación en grandes clientes con potencia mayor a los 300 kW.

## Desarrollo hacia el nuevo Procedimiento

Por iniciativa del Gobierno Provincial, para fomentar el aprovechamiento de los recursos naturales con que cuenta la provincia de Santa Fe, se desarrollaron diversas líneas

de proyectos (sistemas de generación de energía eléctrica, termotanques solares en zonas sin gas natural, secado de plantas medicinales y aromáticas por aprovechamiento solar, etc.).

Uno de estas líneas fue promocionar las instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables en instituciones gubernamentales, educativas y áreas de recreación, con fin educativo y mostrar la inserción de estas tecnologías, en espacios comunes de la sociedad (plazas, centros educativos y recreativos).

Se trató de proyectos a baja escala, con potencia menor a 3 kW y con interconexión a la red en BT, lo cual el procedimiento de generación distribuida con el que se contaba en la EPESF, no regulaba estas conexiones. Esto obligó a adecuar el procedimiento de interconexión.

Estos proyectos se encuadraban dentro del concepto de Generación Distribuida (GD); la cual si bien tiene numerosas definiciones, una podría ser: **es la generación de energía eléctrica mediante pequeñas fuentes de generación, instaladas cerca del consumo y conectadas directamente al sistema de distribución, ya sea del lado del cliente o la red, no planificadas ni despachadas de forma centralizada.**

Ante la ausencia de normativas nacionales específicas y de experiencia propia en la materia, se investigó la legislaciones y normativa internacionales existentes a la fecha (marzo 2013), teniendo en cuenta los aspectos sustanciales que la distribuidora debe considerar en todo proyecto de Generación Distribuida, para que sea eficiente, confiable y de calidad:

- Regulación de tensión y frecuencia en el punto de conexión,
- Sincronización
- Esquema de puesta a tierra
- Tensiones en la red en régimen de operación normal, y las variaciones en la conexión/desconexión del generador distribuido
- Funcionamiento en isla no intencional,
- Comportamiento del generador frente a fallas en la red de distribución,
- Perdida de sincronismo
- Armónicos
- Inyección de Corriente Continua
- Accesibilidad para el control de la instalación,

y sin perder de vista el objetivo principal de favorecer la incorporación de generación distribuida en la red.

Entre otras, se tuvo en cuenta Legislación Española (Real Decreto) y Normativa de empresas españolas (Iberdrola, Endesa, HidroCantábrica), de Italia (ENEL), Uruguay (UTE), etc.

Así es que, a partir del Procedimiento puesto en vigencia por la Resolución EPESF N° 264/2008, con

las modificaciones y consideraciones internacionales mencionadas precedentemente, surgió la **Resolución EPESF N° 442/2013**, la cual contenía un nuevo Procedimientos Técnico - Comercial. En el Anexo I se resumen los alcances y diferencias entre ambos Procedimientos.

El nuevo Procedimiento admitió la conexión en paralelo con la red de BT de toda instalación de generación energía eléctrica de fuente renovable, permitiendo avanzar en instalaciones fotovoltaicas promovidas por los gobiernos provinciales y nacionales.

Los primeros 2 proyectos fueron fotovoltaicos; en Rosario, en el Ctro.Cultural y Recreativo Ciudad Joven y en Granadero Baigorria en el Parque Eva Perón - Acceso Sur.



Luego fueron surgiendo distintos proyectos de clientes residenciales que estaban motivados en estos sistemas de generación; los dos primeros casos en la localidad El Trébol.

Hasta ese momento, los proyectos presentados e inspeccionados eran fotovoltaicos, pero luego surgieron también pedidos de factibilidad para proyectos de generación eólicos y por sistema de biomasa para aprovechamiento de residuo y rezagos de producciones agrícolas (base maíz, rezago caña de azúcar), ganaderas (residuos de tambos y/o feedlot), forestación (rezagos de la tala).

Este Procedimiento además permitió, regularizar instalaciones de generación de clientes que fueron

alcanzados por la SEE N°1281/2006, pero que estaban conectados en BT, y que a partir de adecuar su instalaciones para generar en base a biodiesel, podían lograr la conexión en paralelo. Surgen así proyectos de Cooperativas Agrícolas con planta de producción de biodiesel.

### Legislación y Normativa posterior

Posteriormente a la puesta en vigencia del Procedimiento aprobado por la Resolución N° 442/2013, surgieron nuevas legislaciones y programas, ya sea de incentivo o que reglamentan estos sistemas de generación, a saber:

- **Ley 27191/2015:** Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Sin Reglamentación
- **Ley Provincial N° 13527** del 28/03/2016: creación de "Santa Fe Gas y Energías Renovables S.A.P.E.M".
- **Decreto Nacional 531/2016** del 30/03/2016: Régimen de fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.
- **Programa Prosumidores** Secretaría de Estado de Energía de Santa Fe: El Programa facilita el repago de las instalaciones renovables, a través de una compensación monetaria que permite la amortización de estos equipos por parte de los clientes que se adhieran al programa (hasta 1,5 kW), efectuándose dicha compensación en función de la energía generada durante el período de repago de los equipos.

Esta abundante disponibilidad de programas de fomento a la GD, seguramente favorecerá el crecimiento de éstas instalaciones, tal cual se evidencia a nivel mundial.

### Conclusiones del trabajo - Lecciones Aprendidas - Recomendaciones

El nuevo Procedimiento permitió, a partir de su implementación, la conexión en paralelo o isla con la red de clientes de BT, MT y AT, con aporte de energía a la red.

En el caso de clientes de BT, el sistema de generación eléctrica debe proceder de fuentes de energía renovables.

Ahora bien, el Procedimiento en su origen estuvo orientado principalmente a sistemas fotovoltaicos, tal cual lo hacían la mayoría de las normas tomadas como referencia.

Ante los variados sistemas de generación que empezaron a surgir a partir del aprovechamiento de recursos en cada zona de la Provincia (eólicos, solar, biomasa) y la proliferación de grupos electrógenos de reserva, ha evidenciado la necesidad de una permanente retroalimentación del Procedimiento, contemplando nuevas tecnologías; particularmente en controladores y sistemas de maniobra y protección.

Así surgen algunos aspectos que se encuentran en revisión y consideración:

- Las exigencias para las instalaciones de emergencias de viviendas, edificios, industrias, etc.
- Los sistemas de generación integrados con baterías.
- El cumplimiento de la separación galvánica, para los sistemas de generación que no usen inversores o conversores; donde no existe riesgo de inyección de CC en la alterna.
- El cumplimiento de la protección diferencial para sistemas de generación en BT de potencias importantes.
- La exigencia de un elemento seccionable entre generador y punto de conexión con acceso de la distribuidora desde la vía pública.
- La protección inversa, que deberá ser de cumplimiento efectivo en potencias mayores a 300 kW.
- La protección específica de sincronismo en el punto de conexión para todo sistema de generación, excepto el fotovoltaico.
- La norma a exigir a las centrales que gobiernan los generadores síncronicos de menos < 300 kW en BT, para considerarlo como elemento único de protección, y con mando a una llave externa.
- Si se continúa con un valor establecido de potencia máxima del sistema de protección integrado al equipo o se exige el cumplimiento de una norma (ej. VDE AR 4105).
- Rever el esquema de protecciones para sistemas de generación de clientes en MT y AT.

Este vertiginoso desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica basadas en fuentes de energías renovables interconectadas a la red, exige multiplicar y realinear las experiencias, participando en ámbitos multidisciplinarios (con Distribuidoras, Fabricantes, Gobierno, etc.) y en instituciones AEA, ADEERA, IRAM, para elaborar normas nacionales que reglamenten estos sistemas.

Exigió investigar la disponibilidad en el mercado de equipos de maniobra y protección para instalaciones en BT, la cual es muy acotada y de un valor económico significativo para los proyectos de baja potencia en los cuales dichos equipos no se encuentran integrados a inversores.

Todo este recorrido permite sumar experiencia camino a la red inteligente y a la creciente utilización de la GD, particularmente a partir de fuentes de energía renovables y no limitada solo a la solar que es la de mayor desarrollo comercial actualmente.

Nuestra tarea como distribuidoras es acompañar las políticas de estado que se desarrollen en sentido de fomentar la generación renovable, incorporándola a nuestra red como GD, imponiendo los límites necesarios que resguarden la seguridad de las personas, bienes e instalaciones y la calidad del producto.

## ANEXO I

Nivel de Tensión	Tipo de Cliente	Potencia Contratada	Potencia de Generación	Resolución 164/2008	Resolución 442/2013	
AT	GC	P > 20 MW	Pg > 300 kW	Se admite generación en paralelo de GC de MT y AT, con aporte de energía a la red EPE <b>p/ todo tipo de fuentes de energía.</b> Maniobra y protección lado EPE y lado cliente (redundancia). Monitoreo y transmisión de variables de los grupos, a criterio de la EPE.	Se admite generación en paralelo de GC de MT y AT, con aporte de energía a la red EPE <b>p/ todo tipo de fuentes de energía.</b> Maniobra y protección lado EPE y lado cliente (redundancia). Monitoreo y transmisión de variables de los grupos, a criterio de la EPE.	
MT		P > 300 KW	Pg < 300 kw y > 15 KW			
			Pg < 15 KW	Se admite generación en paralelo de GC de MT y AT, <b>con</b> aporte de energía a la red EPE <b>p/ todo tipo de fuentes de energía.</b> Maniobra y protección integrada al inversor o equipo de interconexión		
BT		P<299 KW y > 20 KW	Pg < 300 kw y > 15 KW	No permitida generación en paralelo en BT	Se admite generación en paralelo con aporte de energía a la red EPE sólo p/ fuentes de energía renovables. Maniobra y protección lado cliente, con componentes separados, precintables y accesibles desde la vía pública. Monitoreo y transmisión de variables de los grupos, a criterio de la EPE.	
			Pg < 15 KW		Se admite generación en paralelo, <b>con</b> aporte de energía a la red EPE sólo p/ fuentes de energía renovables. Maniobra y protección integrada al inversor	
PC	P< 20KW	Pg < 15 KW				

## ANEXO 2

Localidad	Dirección	Solicitante	Pot. de Gener. [kW]	Sistema de Generación	Conexión	Fecha de Habilitación Comercial
Rosario	Av Los Inmigrantes s/n (Ciudad Joven)	Subsecr. De Energia Renovable	2,8	Solar	Paralelo	09/03/2016
Arteaga	Zona urbana	Cooperativa Agrícola	288,0	Biodiesel	Par/Isla	18/06/2014 09/08/2014
El Trébol	Zona urbana	Particular	1,2	Solar	Paralelo	03/06/2014 23/07/2014
Cda. de Goméz	Zona urbana	Cooperativa Agrícola	180,0	Biodiesel	Par/Isla	28/03/2016
Timbúes	Zona urbana	Particular	30.000	Turbina	Paralelo	
Granadero Baigorria	Av San Martín y Orsetti	Municipalidad de G. Baigorria	2,8	Solar	Paralelo	02/10/2014
El Trébol	Zona urbana	Particular	1,2	Solar	Paralelo	01/10/2014
Totoras	Zona Rural Totoras	Particular	280,0	Biogas	Paralelo	
Rosario	Palacio Municipal-Bs As y Santa Fe	Municipalidad Rosario	1 x 2,4	Solar	Paralelo	
	Planta de Compostaje - Las Palmeras 4815 P. Industrial		1 x 2,4	Solar	Paralelo	20/04/2015
Reconquista	Roca 1250	Subsecr. De Energia Renovable	1,3	Solar	Paralelo	25/02/2015
Cap. Bermúdez	Zona urbana	Particular	20.500	Turbina de vapor	isla/paralelo	
Rafaela	Esq. Eduardo Oliber y José Beltramino	Subsecr. De Energia Renovable	1,3	Solar	Paralelo	22/06/2015
Recreo	Centro Cívico Región 3 - Ruta Nac. N° 11 km 482 (ex Sayago)	Subsecr. De Energia Renovable	3,6	Solar	Paralelo	21/04/2015
Las Rosas	Zona Rural	Cooperativa Agrícola	500,0	Solar	Paralelo	
Firmat	Av. Santa Fe 1651 – Firmat. EET 681 Gral Savio	Subsecr. De Energías renovables	0,94	Solar/Eolica	Paral/Isla	
Rosario	Zona urbana	Particular	5,0	Solar	Paralelo	09/03/2016
Santa Fe	3 de Febrero 2649	Casa de Gobierno	15,0	Solar	Paralelo	06/11/2015
Roldan	Zona urbana	Particular	1,2	Solar	Paralelo	
Santa Fe	Zona urbana	Particular	1,5	Solar	Paralelo	

 Instalaciones habilitadas – 10 Solares – Potencia 36.6 kW y 2 de Biodiesel – Potencia 468 kW

 Instalaciones con solicitud de factibilidad, en procesos de ejecución o habilitación

# Visión general del estado de la generación en la red de distribución en las diferentes empresas eléctricas de los países participantes

Encuesta 2015

## Autores:

**Coord. Grupo de Trabajo:**  
Ing. Tomas Di Lavello

**Integrantes Grupo de Trabajo:**  
 Ing. Henrry Salgado Valencuela  
 Ing. Oswaldo Bejar Alargón  
 Ing. Ricardo Velásquez  
 Eng. André Luis Zeni  
 Sr. Ricardo Goulart De Carvalho Brito  
 Sr. Marcio Eli Moreira De Souza  
 Ing. Enéas Bittencourt Pinto  
 Ing. Marta Alvarez  
 Ing Jean Albino  
 Ing Carlos Garcia Montoya  
 Ing Yuri Alvarado Rojas  
 Ing Jorge Badilla Barrientos  
 Ing Carlos F Rodas  
 Ing Jorge Cortez

**Colaboración:**  
Ay. Ing. Agustín Burgueño

## 1. Introducción

Tras haber recibido las respuestas al cuestionario que fue enviado a los integrantes del Grupo de Trabajo de Generación Distribuida, se realiza un resumen de la información recibida.

El objetivo es ofrecer una visión general del estado de la generación en la red de distribución en las diferentes Empresas Eléctricas de los países participantes.

Se cuenta con la respuesta de 6 empresas de 5 países (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Perú y Uruguay).

## 2. Presentación y análisis de respuestas

### 2.1 Datos generales

Esta primera sección tiene como objetivo mostrar con qué tipos y tamaños de empresas se cuentan en esta muestra.

Se muestran en la **tabla 1** las principales actividades de las empresas, en la tabla 2 se muestran datos generales de las empresas.

Tabla 1

Empresa	1	2	3	4	5	6
Principales Actividades de la Empresa	El Salvador	Guatemala	Perú	Costa Rica	Costa Rica	Uruguay
	Distribución de Energía Eléctrica	Distribución de Energía Eléctrica	Distribución de Energía Eléctrica	Distribución Rural de Electricidad 34.5kV, 24.9 kV, 14.4 kV.	Distribución de Energía Eléctrica	Distribución de Energía Eléctrica
	Comercialización de Energía Eléctrica		Comercialización de Energía Eléctrica	Generación de Electricidad	Generación de Electricidad	Generación de Electricidad
			Transmisión secundaria de Energía Eléctrica	Comunicaciones (TV e internet)	Comunicaciones (TV e internet)	Transmisión de energía eléctrica
			Producción de energía mediante generación distribuida		Tienda de electrodomésticos y materiales para instalaciones eléctricas	Comercialización de Energía Eléctrica
					Distribuidor de recargas de celulares	Consultoría

Las 6 empresas se dedican a la distribución de energía eléctrica, 3 responden que la generación de energía eléctrica es una de sus principales actividades, aunque las 6 cuentan con generación.

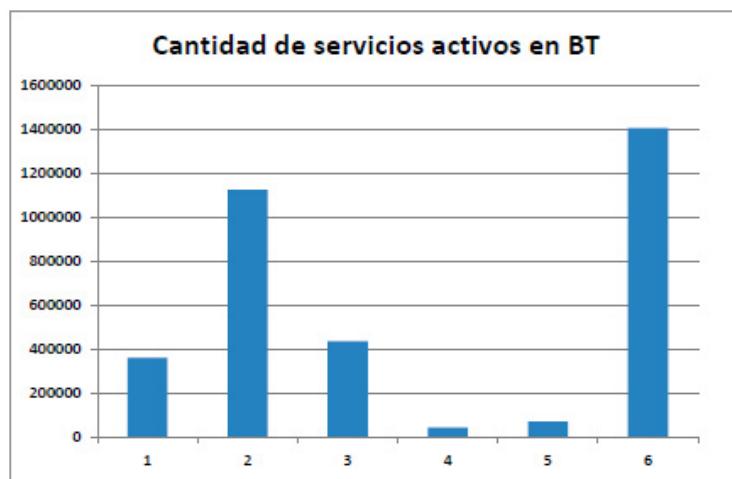
**Tabla 2**

Empresa	1	2	3	4	5	6
Cantidad de servicios activos en BT	361.419	1.123.093	435849	43277	70000	1.405.793
Cantidad de servicios activos en MT	2857	907	819	48	5	882
Extensión de la red de MT (km)	5.717	7.748	11.117	1.496	2.000	48.977
Extensión de la red de BT (km)	4.854	8.064	15.367	248	1.500	26.967
Potencia Instalada en Transformadores (MVA) Estaciones MT/MT o AT/MT	377	-	241	24	0	3.598
Potencia Instalada en Transformadores (MVA) Estaciones MT/BT	1.115	2.149	402	80	115	4.251
Cantidad de Estaciones MT/MT o AT/MT	27	-	17	-	0	295
Cantidad de Subestaciones MT/BT	21.073	53.155	7.937	-	3	49.937

A partir de la tabla 2 se puede comparar la cantidad de servicios en baja tensión (BT). Como muestra la figura 1, si se ordenan las empresas por dicha cantidad, resulta el siguiente orden:

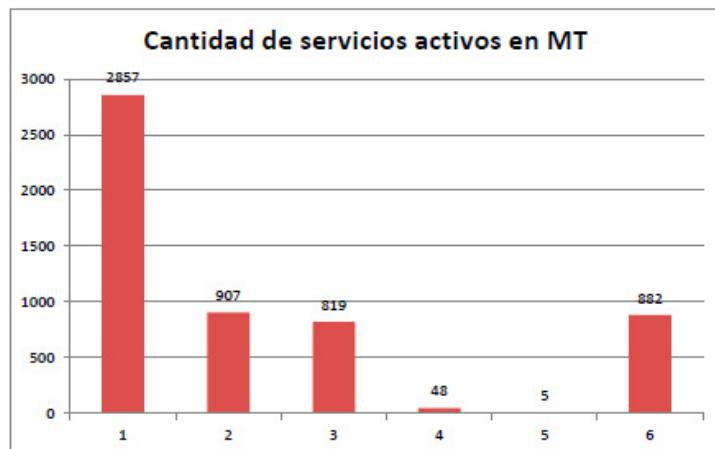
- 1. Empresa 6**
- 2. Empresa 2**
- 3. Empresa 3**
- 4. Empresa 1**
- 5. Empresa 5**
- 6. Empresa 4**

**Figura 1**



En cambio si se toma en cuenta la cantidad de servicios en media tensión, ver figura 2, el orden resulta ser:

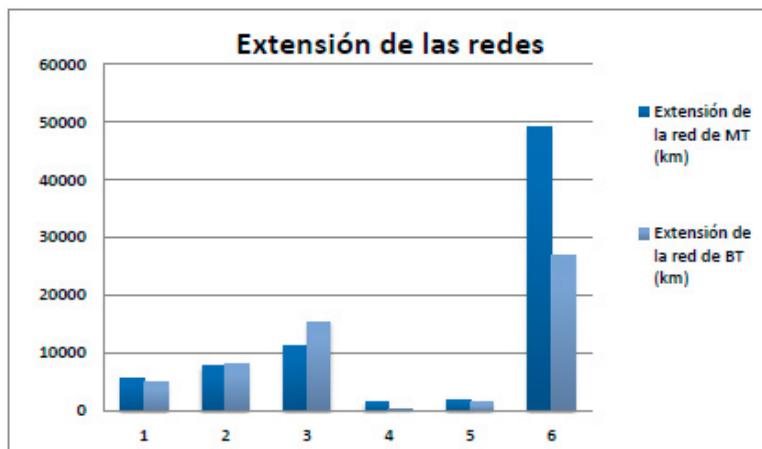
- 1. Empresa 1**
- 2. Empresa 2**
- 3. Empresa 6**
- 4. Empresa 3**
- 5. Empresa 4**
- 6. Empresa 5**

**Figura 2**

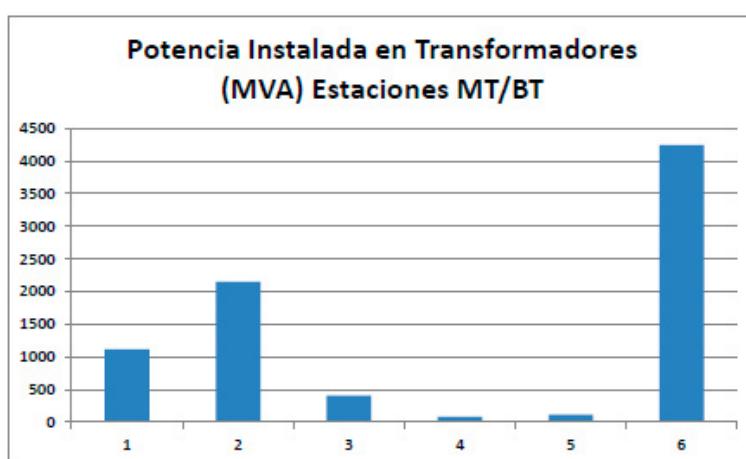
Otro dato relevado es la longitud de las líneas en los niveles de media y baja tensión. En la figura 3 se aprecia gráficamente dichos valores para las 6 empresas.

Como se puede apreciar en dicha figura el orden de mayor a menor extensión en media y baja tensión es:

- 1. Empresa 6**
- 2. Empresa 3**
- 3. Empresa 2**
- 4. Empresa 1**
- 5. Empresa 5**
- 6. Empresa 4**

**Figura 3**

Si se analiza la potencia en estaciones transformadoras de MT/BT la empresa 2 resulta estar muy separada del resto, esto se aprecia gráficamente en la figura 4.

**Figura 4**

De lo expuesto anteriormente se observa una diferencia de escala entre empresas, lo que es favorable para obtener una visión que abarque distintos tamaños y tipos de empresas.

## 2.2 Generación

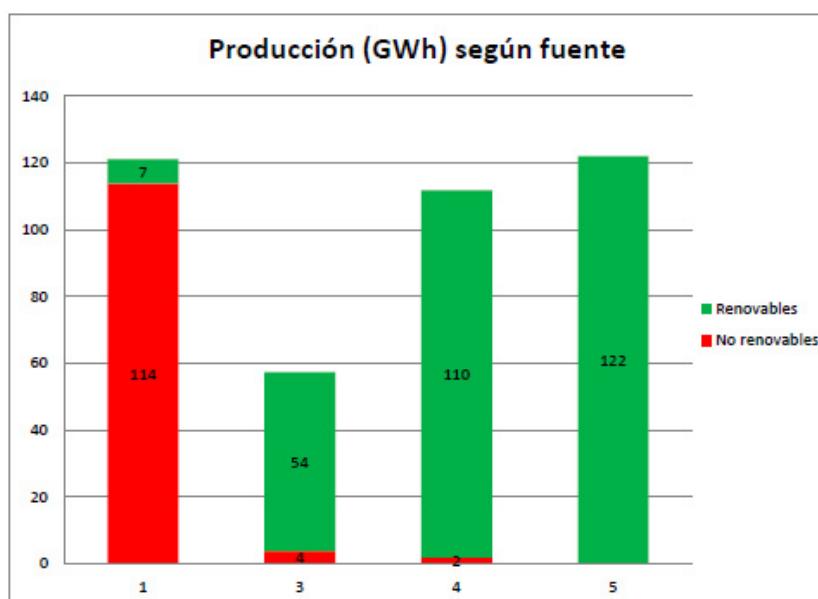
Si bien todas las empresas cuentan con cierto grado de generación, en algunas empresas dicha actividad tiene mayor relevancia que en otras.

Se cuenta con los datos de energía generada en el año 2012 por las empresas 1, 3, 4, 5 y 6, dichos valores se presentan en la figura 5. La empresa 2 cuenta con generación aunque no se cuenta con los datos de energía eléctrica producida.

Como se observa en la figura 5, las empresas 1, 4 y 5 producen aproximadamente la misma cantidad de energía. La diferencia radica en que las empresas 4 y 5 generan casi la totalidad de la energía con fuentes renovables, a diferencia de la empresa 1 que genera el 94% de la energía con fuentes no renovables.

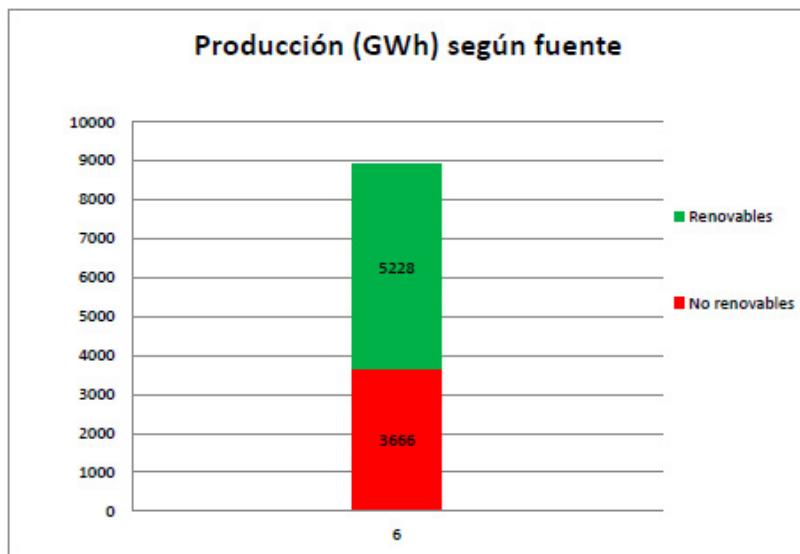
La empresa 3 genera aproximadamente un 50% menos que las demás, su producción está compuesta por 93% de fuentes renovables y 7% de no renovables.

**Figura 5**

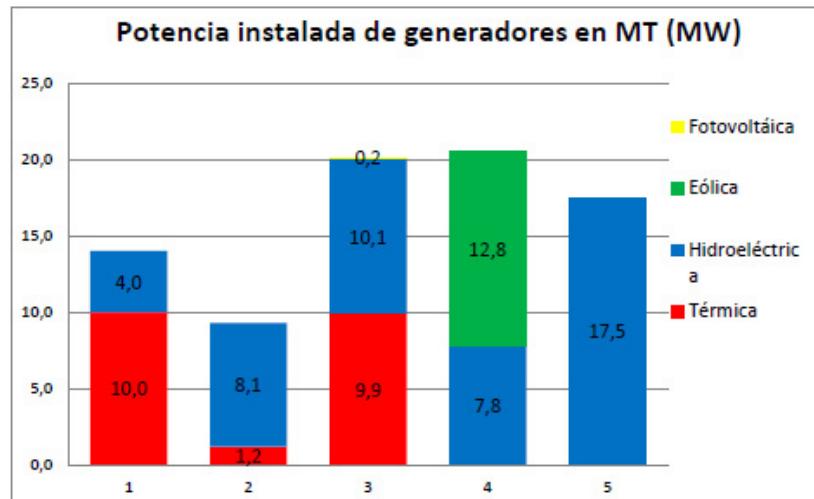
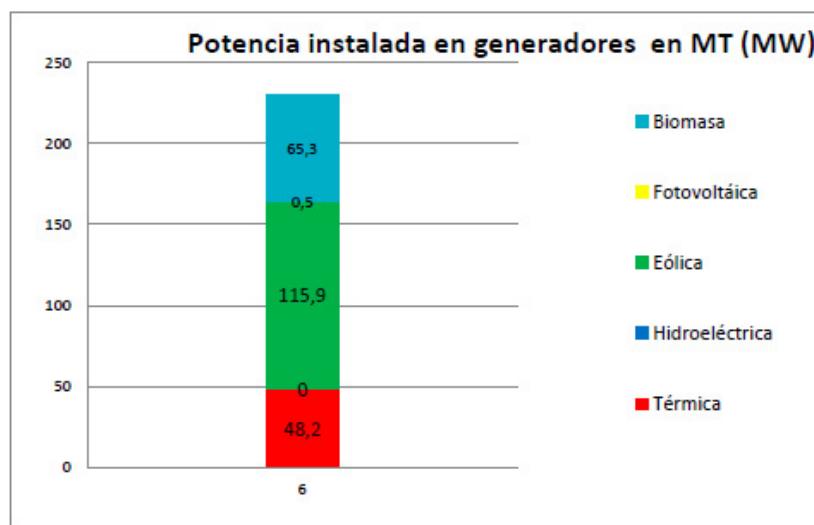


Por temas de escala se presenta en la figura 6 la producción por parte de la empresa 6 para el año 2012. Como se observa la empresa 6 genera mayor cantidad de energía que las anteriores.

**Figura 6**



Se recibieron también datos de potencia instalada y de autoproductores en el nivel de media tensión, en la figura 7 se muestra la potencia instalada según el tipo de central. En la figura 8 se presentan los mismos datos para la empresa 6, la presentación se hace en gráficas separadas dada la diferencia entre los valores de la empresa 6 con el resto.

**Figura 7****Figura 8**

En cuanto a potencia instalada de autoproductores en media tensión se cuenta con información de las empresas 1, 3 y 6. La empresa 1 cuenta con un autoprodutor a base de biomasa con una potencia instalada de 4 MW. La empresa 3 cuenta con 2 autoproductores con generación hidráulica que tienen una potencia instalada de 3,1 MW. La empresa 6 cuenta con un autoprodutor con generación a partir de biomasa con una potencia de 7MW.

Lamentablemente solo se cuenta con datos sobre generación en el nivel de baja tensión de la empresa 6. Algunas empresas aclaran no tener generación en BT, mientras que otra no especifican.

Este dato sería muy importante para analizar el desarrollo de la generación distribuida en la región.

La empresa 6 tiene un total de 143 centrales generadoras en baja tensión donde 11 de ellas son eólicas con una potencia instalada de 0,03MW y las 130 restantes son fotovoltaicas, las mismas totalizan una potencia instalada de 3 MW.

### 2.3 Reglamentación

#### 2.3.1 Mecanismos utilizados para la compra de Energía

Se consultó a las empresas acerca de los mecanismos utilizados para la compra de energía, las preguntas eran las siguientes:

Para la compra de energía, ¿qué mecanismos se utilizan?:

1. Licitaciones Públicas por adhesión de precio
2. Licitaciones Públicas por precio competitivo
3. Compras directas
4. Generación propia
5. ¿Cuenta con subsidios?

Las respuestas se muestran en la tabla 3

**Tabla 3**

Empresa	1		2		3		4		5		6	
Modalidad	SI	NO										
Licitaciones Públicas por adhesión de precio	X						X		X			
Licitaciones Públicas por precio competitivo	X		X		X			X			X	
Compras directas	X				X		X		X			
Generación propia		X				X	X		X		X	
¿Cuenta con subsidios?		X						X		X		

A partir de los datos anteriores se concluye que los mecanismos de compra de energía más utilizados por las empresas son la *Compra directa* y las *Licitaciones Públicas por precio competitivo* y por último *Licitaciones Públicas por adhesión de precio*. Ninguna de las empresas cuenta con subsidios.

### **2.3.2 Información referente a la Normativa de Generación conectada a la red de Distribución**

De forma similar a la sección anterior se realizaron las siguientes consultas a las empresas referentes a regulación de la generación en la red de distribución:

1. ¿Cuenta con Reglamento por parte del Ente Regulador?
2. ¿Cuenta con Criterios de estudio de conectividad de las Centrales Generadoras?
3. ¿Cuenta con acuerdos operativos firmados entre las Centrales Generadoras y su empresa?
4. ¿Cuenta con contratos firmados entre las Centrales Generadoras y su empresa?

Las respuestas se muestran en la tabla 4

**Tabla 4**

Empresa	1		2		3		4		5		6	
Pregunta	SI	NO										
¿Cuenta con Reglamento por parte del Ente Regulador?	X		X		X	X			X		X	
¿Cuenta con Criterios de estudio de conectividad de las Centrales Generadoras?	X				X		X		X	X		
¿Cuenta con acuerdos operativos firmados entre las Centrales Generadoras y su empresa?			X	X			X		X	X		
¿Cuenta con contratos firmados entre las Centrales Generadoras y su empresa?	X		X		X			X		X	X	

Si analizamos la existencia de un Reglamento por parte del Ente Regulador para la generación en la red de distribución, se tiene lo siguiente:

Algunas empresas comunicaron que el reglamento está en vigencia, en proyecto o que está listo pero aún no fue implementado. La situación es la siguiente:

- Tres empresas cuentan con Reglamentación por parte del regulador.
- Tres empresas informan que el regulador aún no cuentan con la reglamentación, aunque aclaran que si existe un proyecto de la misma.

Por lo tanto en un futuro las 6 empresas contarán con reglamentación por parte del Ente Regulador en cuanto a la generación en la red de distribución.

En cuanto a la existencia de criterios de estudio de conectividad de centrales generadoras a la red de distribución:

Solamente dos empresas informan contar con dichos criterios.

El resto de las empresas informan lo siguiente:

- Existen pocos criterios para estudios de generación distribuida.
- Una de las empresas informa que la reglamentación es poco clara en cuanto a la autorización para la conexión de generadores a la red. Aclara que si existen topes máximos de penetración de generación.

Referente a acuerdos operativos firmados entre las centrales generadoras y las empresas se tiene lo siguiente:

- Tres empresas cuentan con los mismos, una de las anteriores informa que los mismos están incluidos en los contratos de interconexión y distribución.
- Una empresa contesta que aún no están definidos pero están en vías de implementarlos.
- Dos empresas responden no contar con dichos contratos.

La última pregunta que se le realizó a las empresas fue sobre la existencia de contratos firmados entre centrales generadoras y la empresa.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Cuatro empresas afirman la existencia de tales contratos
- Dos empresas informan no contar con los mismos, sin embargo una de las anteriores observa que si existen borradores de los contratos.

### 3. Conclusiones

De las respuestas obtenidas de los participantes se puede concluir que la generación distribuida es tenida en cuenta por los Entes Reguladores de los países que respondieron el cuestionario.

Se obtuvo una sola respuesta de una empresa acerca de centrales generadoras en el nivel de baja tensión, este dato sería relevante para poder analizar el grado de madurez de la generación distribuida en la región.

Los mecanismos fundamentalmente utilizados, por las empresas, para la compra de energías proveniente de generadores distribuidos, son la compra directa y procedimientos competitivos, siendo el llamado de adhesión (precio prefijado) el menor utilizado entre las empresas encuestadas.

Es clara la falta de criterios para estudios de conexión de generadores a la red de distribución. Esto es reforzado por el hecho de que el tema de mayor interés resulta ser *"Estudios de red necesarios para la incorporación de GD"*.

En cuanto a acuerdos operativos y contratos firmados con centrales generadoras la situación no es uniforme como se vio anteriormente.

En resumen restan aspectos que resolver para lograr una incorporación completa y exitosa de la generación distribuida. Se trabajará para ampliar la cantidad de empresas participantes en futuros informes de avance de GD en el marco del CIER.

### 4. Anexo

Se anexa el cuestionario enviado a los integrantes del grupo

#### I General

Principales Actividades de la Empresa Eléctrica	
1	
2	
3	
4	
5	

## II Datos de la Empresa Eléctrica

Cantidad de servicios activos en BT	
Cantidad de servicios activos en MT	
Extensión de la red de MT (km)	
Extensión de la red de BT (km)	
Potencia Instalada en Transformadores (MVA) Estaciones MT/MT	
Potencia Instalada en Transformadores (MVA) Estaciones MT/BT	
Cantidad de Estaciones MT/MT	
Cantidad de Subestaciones MT/BT	

## III Situación Energética de la Empresa Eléctrica

### a) Energía Total Generada

Producción (GWh)	2012	2013	2014
Total de Fuentes No Renovables			
Total de Fuentes Renovables			
Producción en (%) de la Energía Demandada	2012	2013	2014
Total de Fuentes No Renovables			
Total de Fuentes Renovables			

### b) Datos de Centrales Generadoras conectadas en MT

Centrales por Fuente	Nº de Generadores Puros	Potencia Instalada (MW) de Generadores Puros	Nº de Autoproductores	Potencia Instalada (MW) de Autoproductores
Centrales Térmicas				
Centrales Hidráulicas				
Centrales Eólicas				
Centrales de Biomasa				
Centrales Fotovoltaicas				
Centrales Solares Térmicas				
Centrales Geotérmicas				
Otras				

### c) Datos de Centrales Generadoras conectadas en BT

Centrales por Fuente	Nº de Centrales	Potencia Instalada (MW)
Centrales Térmicas		
Centrales Hidráulicas		
Centrales Eólicas		
Centrales de Biomasa		
Centrales Fotovoltaicas		
Otras		

## IV Mecanismos utilizados para la compra de Energía

	Actividad	SI	NO	Observaciones
1	Licitaciones Públicas por adhesión de precio	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
2	Licitaciones Públicas por precio competitivo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	Compras directas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4	Generación propia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
5	¿Cuenta con subsidios?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	Otros	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

## V Información referente a la Normativa de Generación conectada a la red de Distribución

	Actividad	SI	NO	Observaciones
1	¿Cuenta con Reglamento por parte del Ente Regulador?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
2	¿Cuenta con Criterios de estudio de conectividad de las Centrales Generadoras?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	¿Cuenta con acuerdos operativos firmados entre las Centrales Generadoras y su empresa?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4	¿Cuenta con contratos firmados entre las Centrales Generadoras y su empresa?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Nota: En caso de ser información pública disponible se solicita que se envíe una copia o un link donde encontrar los documentos citados anteriormente.

## VI Observaciones, Comentarios, etc

--

## V CONGRESO CIER DE LA ENERGÍA

"ENERGÍA SOSTENIBLE PARA TODOS EN EL ENTORNO DE UNA SOCIEDAD INTELIGENTE"

DEL 28 DE NOVIEMBRE AL 01 DICIEMBRE 2017  
CENTRO DE CONVENCIONES PLAZA MAYOR / MEDELLÍN / COLOMBIA



ORGANIZAN



# Guía para el uso de la Norma IEEE 1547

## Autores:

### Coord. Grupo de Trabajo:

Ing. Tomas Di Lavello

### Integrantes Grupo de Trabajo:

Ing. Henry Salgado Valencuela  
 Ing. Oswaldo Bejar Alargón  
 Ing. Ricardo Velásquez  
 Eng. André Luis Zeni  
 Sr. Ricardo Goulart De Carvalho Brito  
 Sr. Marcio Eli Moreira De Souza  
 Ing. Enéas Bittencourt Pinto  
 Ing. Marta Alvarez  
 Ing Jean Albino  
 Ing Carlos Garcia Montoya  
 Ing Yuri Alvarado Rojas  
 Ing Jorge Badilla Barrientos  
 Ing Carlos F Rodas  
 Ing Jorge Cortez

### Colaboración:

Ay. Ing. Agustín Burgueño

- IEEE 1547.4 Es una guía de diseño, operación e integración de RD para sistemas trabajando en isla intencional.
- IEEE 1547.5 Este capítulo provee requisitos para potencias de generación distribuida mayores a 10 MVA.
- IEEE 1547.6 Recomienda prácticas para la conexión de RD con redes secundarias.
- IEEE 1547.7 Proporciona una metodología de estudios de ingeniería para determinar el impacto de incorporar RD a los SEP.

## 2. Resumen de IEEE 1547

El estándar 1547 provee especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión de los equipos de generación distribuida con los SEP.

El objetivo fundamental de esta norma es dotar de criterios referentes al desempeño, operación, ensayos, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión.

Esta norma aplica en la mayoría de instalaciones para conectar RD a la red de distribución, con una capacidad agregada de menos de 10 MVA en el PCC (Puesto de Conexión Común).

Se aclara y se toma en cuenta una serie de aspectos y limitantes que no se contemplan y que son de vital importancia para efectos de diseño y cumplimiento de requerimientos, los cuales se detallan a continuación:

- El estándar no define la capacidad máxima de un RD que puede ser conectado en un PCC.
- El estándar no prescribe sobre los requerimientos de protección y operación de las unidades de generación.
- El documento no es explicativo en cuanto a aspectos de planificación, diseño, operación y mantenimiento de un SEP de distribución.

## 3. Resumen de IEEE 1547.1

Los equipos involucrados en la interconexión de RD a un SEP deben de cumplir con los requerimientos del estándar 1547, para ello el capítulo 1547.1 tiene como fin establecer y estandarizar los ensayos a realizar a los mismos.

<sup>1</sup> Recursos eléctricos que no se encuentran directamente conectados a sistemas de transmisión de energía eléctrica, incluye generación (GD) y almacenamiento de energía.

Dichos ensayos deben ser independientes del lugar donde se realicen, repetibles y capaces de adaptarse a las distintas tecnologías disponibles para la implementación de RD en las redes.

Se aclara que en los ensayos que se establecen no se incluyen los referentes a seguridad.

A pesar de que el documento no establece un proceso de certificación de equipos, es aconsejable que los ensayos que se describen en este capítulo formen parte de dicho proceso.

Los ensayos que se establecen se diferencian en tres categorías:

1. Ensayos tipo o de diseño: son los ensayos realizados a una muestra representativa de la producción de determinado equipo para demostrar que cumple con algún requerimiento.
2. Ensayo de producción: son los ensayos que se le realizan a todos los equipos producidos, previos a ser entregados al cliente.
3. Ensayo de puesta en servicio. Luego de que el equipo está instalado en el sitio de operación, se realiza una batería de ensayos para verificar su correcto funcionamiento.

## 4. Resumen de IEEE 1547.2

Este capítulo provee un marco técnico acerca de los distintos tipos y tecnologías de RD para la compresión del estándar 1547. Se presentan en este capítulo descripciones técnicas, esquemas de conexión y ejemplos de interconexión.

Está dirigido a ingenieros y técnicos familiarizados con los RD. Se asume que el lector posee conocimiento sobre las distintas tecnologías de generación distribuida y sistemas eléctricos de distribución.

En resumen se tratan los siguientes temas:

1. Sistemas de interconexión.
2. Recursos distribuidos (Fuentes de energía eléctrica y tecnologías de conversión de la misma).
3. Sistemas Eléctricos de Potencias (SEP)
4. Potenciales efectos sobre los SEP.
5. Guía de aplicación para el cumplimiento de las especificaciones y requerimientos técnicos del estándar 1547.
6. Guía de aplicación para el cumplimiento de las especificaciones y requerimientos de los ensayos de interconexión del estándar 1547.
7. Información de procesos de interconexión.

## 5. Resumen de IEEE 1547.3

Este capítulo describe funcionalidades, parámetros y metodologías para el MIC (monitoreo, intercambio de

información y control) de los RD con el SEP. Las tecnologías incluidas son: células de combustible, fotovoltaica, turbinas eólicas, micro turbinas eólicas entre otras. Se incluyen también sistemas de almacenamiento de energía.

Según esta norma se debe monitorear los generadores de potencia mayor a 250 kVA.

A continuación se realiza un breve resumen de este capítulo.

### 5.1 Información general de monitoreo, control e intercambio de información.

Los sistemas de MIC de RD deben contar con interoperabilidad entre los dispositivos de RD y el SEP. Interoperabilidad es la capacidad de dos o más dispositivos de intercambiar información y trabajar juntos en un sistema. Esto se logra usando comandos y protocolos estándar.

Otra capacidad deseada es la "self-description" y configuración automática del sistema. Estas características reducen los costos debido a la eliminación de la traducción de datos, modificación de equipos y configuración manual. Además aumentan la confiabilidad debido a la eliminación de posibles errores de traducción.

Es deseable también que el sistema de MIC pueda ser modificado para intercambio de nuevos datos, nuevos protocolos, etc.

Se resumen a continuación las principales características de un sistema de MIC:

### 5.2 Caracterización de un sistema de MIC

#### 5.2.1 Performance

Los sistemas de comunicación implementados para cumplir con los requisitos especificados en esta norma exhiben ciertas características de performance. Se hace un resumen de cómo se describe la performance de un sistema de comunicación.

Existen cuatro parámetros críticos de performance – throughput (rendimiento), latencia, confiabilidad, y seguridad– que pueden caracterizar la performance de un sistema de comunicación.

##### a) Throughput (rendimiento)

Se refiere a la cantidad de información que puede ser enviada a través de una red continuamente. Se expresa como (Kb/s).

##### b) Latencia

Es el tiempo entre que se da una orden y se hace efectiva la misma. Por ejemplo el tiempo entre que se da la orden de cerrar un interruptor y el momento en que efectivamente se cierra.

##### c) Confiabilidad

El tiempo medio entre fallas es un índice de la confiabilidad de la red de comunicación. Toma en cuenta fallas de software o hardware e indisponibilidad por mantenimiento. Es la probabilidad de que una orden dada en un momento arbitrario supere el tiempo de respuesta establecido debido a alguno de los problemas nombrados anteriormente.

##### d) Seguridad

Seguridad es la habilidad de denegar el acceso

no autorizado mientras que se permite el acceso autorizado. Se puede medir como la probabilidad de que un ataque sea exitoso.

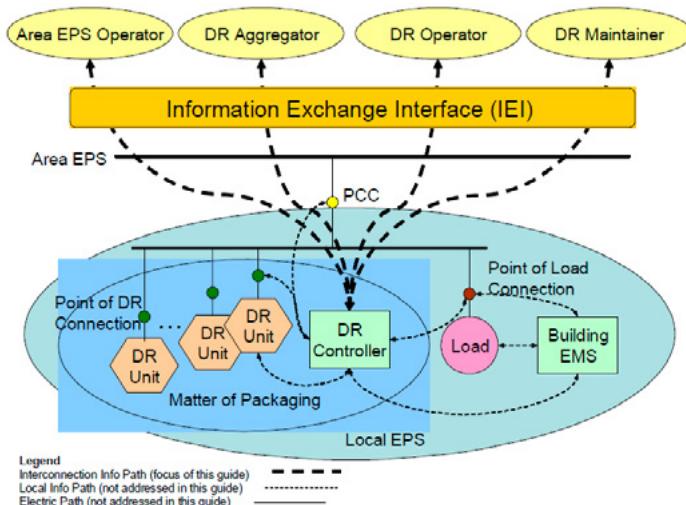
### 5.3 Parámetros a monitorear

Los parámetros a controlar de generadores de potencia superior a 250 kVA (establecido en 1547) son:

- Estado de la conexión
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Voltaje

### 5.4 Esquema de intercambio de información

La norma presenta un esquema (ver figura 1) de intercambio de información, en el mismo se observan las partes involucradas y la interconexión entre ellas.



**Figura 1.** Diagrama de referencia para intercambio de información

### 5.5 Protocolos

Este capítulo trata el tema de los protocolos de comunicación y provee algunas recomendaciones acerca de estos. Se presenta a continuación un resumen del tema.

Un protocolo es una descripción formal de los formatos de los mensajes a transmitir y reglas a seguir para la comunicación entre dos o más dispositivos a través de una red.

Existe una gran variedad de protocolos desde los usados solamente por la compañía que los desarrolló hasta protocolos usados en muchas industrias.

Previo a la selección de un protocolo se debe comprender la categorización de protocolos. Una forma común de dividir varios protocolos es la ISO OSI, es un modelo de referencia de siete capas, llamadas, "aplicación", "presentación", "sesión", "transporte", "red", "enlace de datos" y "física".

#### 5.5.1 Criterios para selección de protocolos

Un criterio recomendado por la norma para la selección del perfil del protocolo es el siguiente:

**Independencia de la plataforma:** Habilidad para intercambiar información con variedad de plataformas, como por ejemplo: Microsoft Windows®, Linux®, UNIX® y varios sistemas operativos embebidos/tiempo real. Un ejemplo de un protocolo que realiza esta tarea con satisfacción es el TCP/IP. Las computadoras pueden usar TCP/IP sin importar con que sistema operativo cuentan.

**Abierto:** Que estén publicados los conceptos, reglas, e implementaciones sin uso restrictivo. En otras palabras los protocolos estandarizados son los que mejor cumplen con las necesidades de los RD. Un buen ejemplo es el conocido Hyper Text Transfer Protocol (HTTP). El mismo está construido sobre TCP/IP y sus reglas se encuentran publicadas.

**Self-Describing:** Ser capaz de entender el contenido de los mensajes del protocolo, los datos contenidos y la estructura de la transferencia de datos. Los protocolos basados en XML son un buen ejemplo de esto.

### 6. Resumen de IEEE 1547.4

Este capítulo cubre los temas referentes al funcionamiento intencional de RD en SEP. A los sistemas en isla con RD se los suele llamar microgrids.

Los sistemas en isla con RD tienen las siguientes características:

- Cuentan con RD y cargas.
- Tienen la capacidad de desconectarse y conectarse con un SEP que le provea energía.

Este documento provee prácticas de diseño, operación e integración de sistemas en isla con RD a los SEP. Esto incluye la conexión y desconexión de estos sistemas al SEP al cual están conectados mientras proveen energía a las cargas que conforman la isla.

Dentro de las limitaciones se aclara que:

- No se proveen procedimientos para el establecimiento de la isla.

### 7. Resumen de IEEE 1547.5

Este documento proporciona una guía sobre requisitos referente a aspectos técnicos incluyendo diseño, construcción, ensayos de puesta en servicio y mantenimiento/rendimiento, para la conexión de fuentes de energía eléctrica con una potencia mayor a 10 MVA a una red de transmisión.

### 8. Resumen de IEEE 1547.6

Este capítulo recomienda prácticas para la integración de RD a redes secundarias.

Se llama redes secundarias a la porción del sistema que está conectada a los secundarios de los transformadores (uno o más en paralelo) de distribución, desde el punto común donde están conectados los secundarios se entrega energía directamente a los clientes.

El documento proporciona recomendaciones en cuanto a performance, operación, consideraciones de seguridad, mantenimiento e interconexión. Estas recomendaciones se basan en la necesidad de que el sub sistema que cuenta con RD sea capaz de alimentar sus propias cargas así como también las del resto de la red secundaria.

Se destacan las siguientes limitaciones:

- Se asume que los RD se conectan aguas abajo de las protecciones.
- Las recomendaciones son aplicables para transformadores con conexión triángulo-estrella.
- Las recomendaciones son aplicables para tensiones fase-fase, fase-tierra menores a 1000V

Tradicionalmente las redes secundarias no estaban diseñadas para la incorporación de RD. El principal inconveniente es la eventual existencia de un flujo inverso de potencia (del cliente hacia la red) lo que puede ocasionar un flujo inverso en las protecciones.

Para mitigar los efectos negativos de la interconexión de RD a la red este documento realiza una serie de recomendaciones, las cuales se resumen a continuación.

### 8.1 Recomendaciones referentes a las protecciones del transformador de distribución

1. La incorporación de RD no debe aportar corrientes de falta por encima del poder de corte de las protecciones.
2. La integración de RD no debe provocar una apertura de las protecciones, ya que las mismas no están diseñadas para interrumpir el pasaje de corriente entre dos sistemas que cuentan con generación. A su vez tampoco se debe provocar que las protecciones restablezcan la corriente ya que no tienen la capacidad de sincronizar los sistemas de generación. Los RD si se operan automáticamente deben contar con un sistema de sincronismo y cierre.
3. La integración de RD no debe causar un aumento en la frecuencia de apertura/cierre de las protecciones. Por ejemplo ante flujo inverso de potencia las protecciones pueden abrir, se deben evitar este tipo de efectos. Un aumento de la operación de las protecciones conduce a una reducción de su vida útil.
4. La instalación de RD no debe requerir (a menos que lo crea necesario el operador del SEP) cambios en la configuración (tiempo de disparo) de las protecciones, especialmente en redes con gran cantidad de protecciones. La variedad de configuraciones en una misma red puede conducir a errores sobre todo en condiciones de contingencia, provocado una pérdida de la calidad de servicio.
5. Se debe evitar el funcionamiento en isla. En caso de que todas las protecciones actúen los RD conectados a la red secundaria operarán en isla alimentando todas las cargas, en esta condición los valores de frecuencia y tensión que recibirán las cargas estarán lejos de los valores nominales causando eventualmente daños a dichas cargas. Además dado que las protecciones no tienen

capacidad de sincronismo pero si de recierre, si se está en condición de isla en el momento de recierre muy probablemente las tensiones de la red y la GD no estén en fase. Esto provoca una nueva apertura de las protecciones, pudiendo resultar dañados los equipos de GD y las protecciones.

6. Si el 50% de las protecciones están abiertas se deben desconectar los RD.

### 8.2 Estudios

Este capítulo recomienda algunos estudios de interconexión, se presentan los mismos a continuación.

- Determinación de la contribución de corriente de falta de la GD para fallas en cualquier punto de la red secundaria.
- Comparación de la potencia entregada por la GD y la potencia consumida por las cargas donde se instala la GD.
- Determinación del tipo de generador (inversor, generador síncrono o de inducción) y las precauciones a tomar según el caso.
- Medios para impedir la inyección de potencia activa y reactiva desde los RD a la red.(no funcionamiento en isla)
- Medios para mantener al menos la mínima cantidad de protecciones en servicio necesarias para la operación.
- Respuesta de los RD frente a valores anormales de frecuencia y tensión

Se recomiendan también estudios referentes a las cargas y su demanda.

### 8.3 Prácticas de trabajo

La inclusión generación en la red secundaria introduce cambios en las corrientes de falta, tiempos de despeje, etc., estos cambios pueden requerir equipos de protección para el personal de mayor nivel respecto al que se usaría si no existiese la GD. Antes de cualquier trabajo en la red secundaria es necesario aislar la GD. En resumen la incorporación de GD en redes secundarias cambia las prácticas de trabajo.

### 8.4 Soluciones para incorporación de GD a redes secundarias

#### 8.4.1 Criterio de “minimus”

Este capítulo introduce el criterio de “minimus”, a continuación se hace un resumen del mismo.

El término de minimus proviene del ámbito legal.

Este criterio se aplica para determinar la potencia máxima de GD en redes secundarias sin la necesidad de estudios previos o instalación de protecciones adicionales.

Para la utilización del método se debe contar con los siguientes valores:

- $C_{dr}$ , este término refiere a la capacidad (potencia)

de generación instalada por el cliente (residencia, industria, etc.).

- $L_{min}$ , valor estimado o medido de la mínima potencia demandada (previa a la incorporación de la GD) por el cliente.

La medida de éste último valor es recomendable que sea hecha durante al menos un año, sin embargo no siempre es posible realizarla, por lo que en ciertos casos se debe estimar.

Para tecnologías de generación en que se inyecta potencia durante un cierto período del día, como por ejemplo en instalaciones PV sin almacenamiento de energía, se debe utilizar dicho valor medido o estimado para ese periodo de tiempo.

Si se realiza una estimación se debe tener en cuenta que conlleva asociada una cierta incertidumbre.

En función del cociente  $\frac{C_{dr}}{L_{min}}$  y de la incertidumbre de cada valor se puede instalar la GD sin estudios previos o necesidad de realizar cambios en la red, estos criterios los establece el operador del SEP.

Actualmente según se menciona en el documento solo se ha aplicado este criterio a generación basada en inversores. Esto se debe a que la corriente de falla que aporta esta tecnología es comúnmente limitada al 125% de la corriente nominal.

### **8.4.2 Limitación de la generación a partir de la potencia demanda**

Otro criterio utilizado es el de monitorear la potencia demanda por el cliente desde la red y en función de este valor actuar sobre el generador (GD) con la consigna de generar lo máximo posible sin invertir el flujo de potencia, es decir no inyectar potencia desde el GD a la red secundaria.

### **8.5 Resumen de IEEE 1547.7**

El capítulo 7 abarca los temas referentes a estudios para la determinación de impactos causados por los RD a los SEP.

Con el aumento de la incorporación de RD a las redes de distribución es necesario conocer los efectos que esto causa y buscar las formas de mitigarlos.

Este documento es una guía para llevar a cabo los estudios de ingeniería acerca del potencial impacto de la interconexión de RD a un SEP de distribución.

Esta guía permite a las partes involucradas (dueños de los RD, operadores del SEP, entes reguladores, etc.) saber cuándo son necesarios estos estudios, qué datos se requieren, cómo se hacen y cómo evaluar los resultados.

### **8.6 Consideraciones generales para estudios de impacto de RD**

Un estudio de impacto identifica los problemas potenciales y permite al operador del SEP determinar las modificaciones necesarias a realizar en la porción del sistema afectada.

Los impactos causados por la interconexión de RD en un lugar en particular dependen de las características del

RD, de la forma de conexión, del punto de conexión y de las características del SEP en ese lugar. Cuanto mayor sea la capacidad de generación mayores serán los efectos causados a la red.

Los impactos se producen en todos los SEP, aunque la incorporación de RD a una red "débil" (final de una línea larga, circuitos radiales) hará más evidentes los mismos que si se conectan a una red "fuerte" (con muchas interconexiones y grandes potencia de generación).

### **8.7 Potenciales impactos de los RD**

Se nombran a continuación los impactos que la norma menciona:

- Isla no intencional
- Sobre carga de los equipos del SEP afectado
- Cambios en diseño de protecciones, coordinaciones y cambios en corrientes de falta
- Modificación de la tensión en el PCC
- Calidad de energía

### **8.8 Estudios**

La norma establece dos categorías de estudios:

1. Estudios convencionales de distribución
2. Estudios de impactos especiales.

Estos estudios son necesarios cuando se entiende que la instalación de un determinado RD puede provocar impactos apreciables al SEP.

A continuación se hace un breve resumen de la primera categoría. Dentro de la misma hay tres grandes categorías:

- a) Estudios de estado estacionario
- b) Sistemas de protección
- c) Característica operacionales -carga, disminución de la carga, etc.

#### **a) Estudios de estado estacionario**

El estudio estacionario de un sistema se hace con la simulación de un flujo de carga.

Generalmente las herramientas utilizadas para la realización de dicha simulación no soportan la existencia de múltiples fuentes (GD), por lo tanto no son apropiadas para estudios de este tipo. Para la realización de estudios de RD es necesario que el software pueda simular el flujo de cargas con una gran cantidad de fuentes.

Este tipo de estudios requiere de un modelo completo y actualizado del SEP, este modelo debe contemplar la carga esperada para los momentos en que la GD está activa.

La norma recomienda algunas funciones de software de simulación que podrían ser útiles para estos estudios, tales como modelos de transformadores de distribución, modelos de RD, etc.

Los problemas que pueden ser detectados son:

- Elevación excesiva de la tensión
- Fluctuaciones de tensión
- Operación inadecuada de equipos
- Lectura inadecuada del estado del sistema (no todos los equipos sean capaces de medir en forma bidireccional por lo tanto al existir flujo de potencia en ambos sentidos puede que se registren el valores netos, entendiéndose que el flujo que entrega el SEP a las cargas es menor que el real)
- Sobrecarga de equipos
- Operación desbalanceada

#### **b) Sistemas de protección**

El propósito de estos estudios es asegurar la integridad del sistema eléctrico y que se mantenga la efectividad de los dispositivos de protección a pesar de la incorporación de RD. Para cumplir con esto se recomiendan los siguientes estudios:

1. Análisis de cortocircuitos
- 2 Coordinación de protecciones
3. Coordinaciones para el restablecimiento del servicio luego despejadas las faltas
4. Aterramientos del SEP afectado
5. Sincronismo
6. Isla no intencional
7. Arco eléctrico (Arc Flash)

#### **c) Característica operacionales**

Grandes variaciones de carga pueden afectar al sistema, por ejemplo en SEP donde se cuenta con gran penetración de energía solar y eólica es necesario determinar los impactos que provocan las variaciones de generación.

#### **8.9 Mitigación de impactos**

Este capítulo incluye soluciones a una variedad de problemas que puedan ser identificados con los estudios recomendados.

## **SEMINARIO INTERNACIONAL**

*La sostenibilidad con responsabilidad social y ambiental, como estrategia empresarial del sector energético, en América Latina.*

#### **Objetivo**

Propiciar el intercambio de experiencias y de conocimientos sobre las oportunidades que el enfoque de la sostenibilidad ofrece para el sector energético en América Latina.

#### **Dirigido**

A Financieros, ambientalistas, abogados, ingenieros, vendedores, etc. que influyen y toman decisiones sobre el rumbo de las empresas, que tienen la responsabilidad de mantener la coherencia entre la estrategia y la gestión empresarial.

12, 13 y 14 de julio de 2017, Quito, Ecuador Hotel Hilton Colón - Quito

**SEMINARIO**  
12 Y 13 DE JULIO  
Valor: \$450+IVA

**TALLER**  
14 DE JULIO  
Valor: \$150+IVA

**Si participa  
en los dos  
eventos el  
costo es  
de: \$500+IVA**

**INSCRIPCIONES**  
[secretaria@ecuacier.com](mailto:secretaria@ecuacier.com)  
(02) 2 551 192  
[www.ecuacier.com](http://www.ecuacier.com)

**ORGANIZA:**  
 



**Integrando al Sector Eléctrico Ecuatoriano**

Síguenos en:

 [facebook.com/Ecuacier](https://facebook.com/Ecuacier)

 [@EcuacierEc](https://twitter.com/EcuacierEc)



**SIEMENS**

*Ingenio para la vida*

La energía eléctrica hace  
mover al mundo.

Sin importar cuál sea su origen o rumbo,  
aseguramos cada paso del camino para  
que llegue a su destino.

**Energy Management**

[siemens.com.uy](http://siemens.com.uy)