

**REDES INTELIGENTES. ESTADO ACTUAL Y SU INFLUENCIA EN EL APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES. PLANTEO DE UN CASO PILOTO EN ARGENTINA**

J. Sáenz, J. Salerno, I. Arraña, E. Marino, P. Bertinat, J. Chemes, M. Barone, N. Di Ruscio  
Observatorio de Energía y Sustentabilidad (O.E.S.)  
Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Rosario. Zeballos 1341 (2000) Rosario  
Tel 0341- 4481871 - [juansalerno63@hotmail.com](mailto:juansalerno63@hotmail.com)

*Recibido: 06/08/12; Aceptado: 26/09/12*

**RESÚMEN:** Las redes inteligentes son el nuevo modo de gestionar los flujos de energía eléctrica. Sus alternativas flexibles que relacionan generación y demanda, y que permiten un aprovechamiento integral de las instalaciones y los recursos, son imprescindibles para el despacho eficiente de la generación eléctrica distribuida y variable, características fundamentales de las fuentes renovables.

Se ha estudiado en el presente trabajo un listado de las características esenciales y requerimientos para una red inteligente, examinando el estado del tema a nivel mundial y regional.

Se listan luego los requerimientos y normativas que deberán cumplirse para su concreción en nuestro país, concluyéndose en que existen buenas perspectivas desde un inventario de lo que ya se tiene hacia el logro de lo que falta aún.

Se describen también las características del planteamiento de un caso piloto, que permitiría lograr la experiencia y el conocimiento necesarios para abordar el tema en el país.

**Palabras Clave:** energías renovables, smart grids, red inteligente, generación distribuida

**INTRODUCCIÓN:**

El desarrollo y la inserción de energías renovables en los sistemas eléctricos de diversos países representa ya un masivo aporte. Por sus características especiales -que la diferencian de la tradicional- de generación distribuida, intermitente y con variabilidad climática, han traído también la necesidad de implementar redes eléctricas capaces de manejar dichas características.

Las redes inteligentes, o *smart grids* vienen desarrollándose en varios países desde hace algunos años, y son el complemento adecuado e imprescindible para las energías renovables (Gette M. Y González A., 2012). Sus características de adaptabilidad, flexibilidad y reacción permiten el aprovechamiento integral de las nuevas fuentes energéticas.

Las fuentes de energía renovables y distribuidas, junto con sus ventajas plantean también desafíos pues por ejemplo, no sólo aumentan la incertidumbre en el suministro, sino que las localizaciones geográficas remotas de los parques eólicos y fotovoltaicos obligan a aumentar las infraestructuras de transporte.

Estos nuevos requisitos sólo pueden satisfacerse transformando las redes existentes - que en muchos casos se desarrollaron hace décadas y vienen mostrando signos de envejecimiento - en sistemas con inteligencias y desarrollos tecnológicos superiores.

Se enumeran algunas de las ventajas que pueden obtenerse mediante la implementación de una red inteligente:

- Mejora en la eficiencia
- Mayor fiabilidad y seguridad
- Aumento del aprovechamiento de los recursos de la red con el control y la gestión del flujo de potencia.
- Reducción de las pérdidas de potencia y de la demanda máxima en los sistemas de transporte y distribución. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, por la reducción del consumo de energía propio de la red.
- Manejo de la conexión de los recursos de energía renovable de lugares locales y remotos a la red y la gestión eficiente de la generación intermitente (eólica y fotovoltaica)
- Integración y optimización del almacenamiento de energía para reducir el requerimiento de capacidad en las redes.
- Integración de las cargas móviles (vehículos eléctricos recargables).
- Reducción del riesgo de apagones (Blackouts) por medio de la detección rápida y el aislamiento de las perturbaciones del sistema al producirse, veloz restauración del servicio.
- Gestión de las respuestas de los consumidores para reducir los esfuerzos en la red y optimizar el aprovechamiento de los recursos.
- Reducción de los picos de consumo que se producen en ciertas franjas horarias.
- Posibilidad de que el usuario conozca en tiempo real el costo de la energía, pudiendo elegir cuándo utilizar determinados electrodomésticos y así disminuir el costo final de sus facturas.

Para explicar el aporte que estas ventajas podrían significar en nuestro país, resulta útil comenzar por observar -por ejemplo- el consumo del Sistema Interconectado Nacional

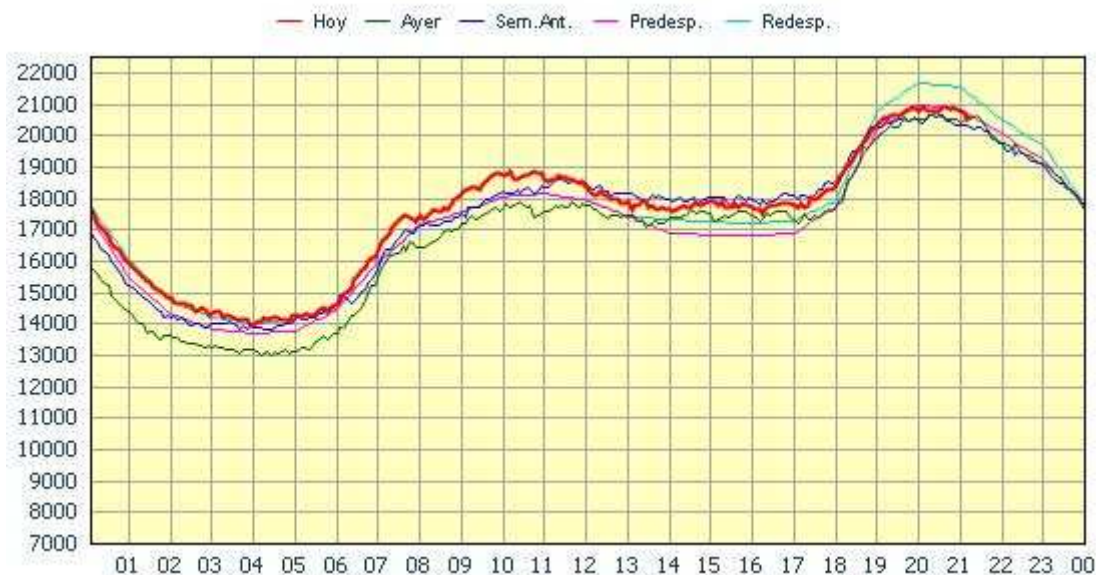


Figura 1: Curva de demanda del sistema interconectado Nacional: día 11 julio 2012- 21:15 (CAMMESA 2012)

En la curva de Fig 1, de demanda horaria, se observa una marcada diferencia entre las horas del valle (de 23:30 a 08:00) y las horas de pico (18:00 a 23:30) para un día tipo. Es en el pico cuando ingresa la iluminación, el consumo de electrodomésticos y adicionalmente muchas industrias continúan operando. Para el caso del día estudiado, el salto de demanda fue de 7.000 MW, valor que es equivalente al consumo total de la región comprendida por la ciudad de Buenos Aires más el Gran Buenos Aires (CAMMESA, 2012).

También podemos observar, en la Figura 2, las curvas típicas de invierno y de verano, donde se detecta que a diferencia del invierno, en verano el pico está entre las 16:00 y las 18:00 hs

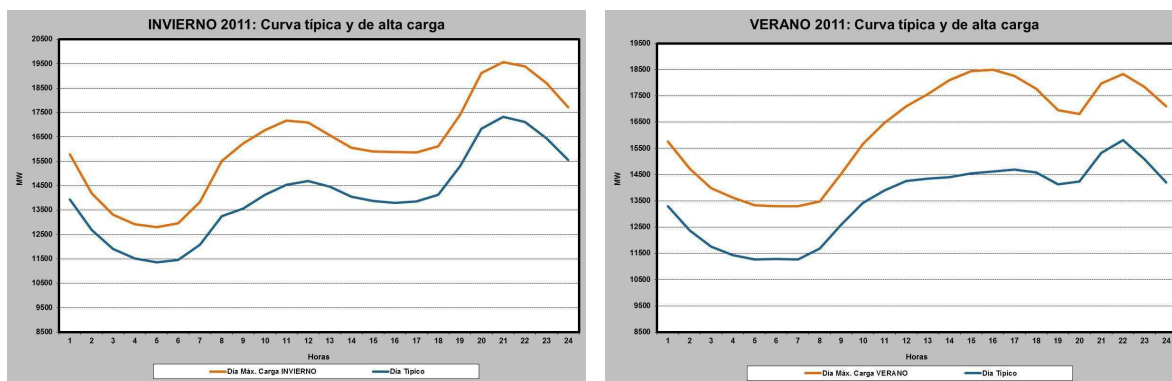


Figura 2: Curvas típicas de la demanda del SIN en Invierno y en Verano (CAMMESA 2012)

Ante esta situación, una red inteligente que gestione los consumos de los usuarios, podría (OISE 2011):

- Provocar el desplazamiento del consumo del pico al valle, mediante señales económicas (ventajas en tarifas) que los usuarios pueden aprovechar teniendo los recursos tecnológicos y la información necesaria
- Reducción del pico de demanda por gestión de cargas (por ej. en usuarios interrumpibles)
- Llenar los valles con consumo (por ej. conectar el bombeo de las centrales de ese tipo, recarga de vehículos eléctricos etc.) a costa de la generación no interrumpible (p ej la nuclear) o aprovechable cuando se encuentra disponible (p ej la eólica). Estas posibilidades funcionarían también como alternativas de reserva de energía.

Con respecto a este último párrafo, es interesante observar cómo se conjugan elementos que tradicionalmente son considerados componentes de la red, como el bombeo, con otros novedosos, como la recarga de los vehículos eléctricos.

Otro dato a considerar es el hecho de que en la actualidad, el aporte de la generación eólica en nuestro país es incipiente, (0,4%) y la red eléctrica nacional con que contamos actualmente es funcional, operativa y capaz de manejar los flujos de energía tal y como se presentan a la fecha. Sin embargo, existen numerosos proyectos a nivel nacional que hacen esperar que la importancia de la generación eólica crezca considerablemente en el mediano plazo. Ello nos dice que, seguramente, la red deberá adecuarse para poder atender la entrada en servicio de los parques eólicos proyectados y en ejecución.

En la figura 3 podemos observar la ejemplificación de las diferentes ventajas en la gestión de los consumos indicadas arriba



Figura 3: Gestión de los consumos energéticos por medio de la Smart Grid. (OISE 2011)

Teniendo a la vista entonces las ventajas que el país podría obtener con la implementación de una red inteligente, el presente trabajo explora cuales son los diferentes presupuestos a considerar y los pasos a seguir para su concreción, y propone un camino posible a seguir, incluyendo la propuesta de un caso piloto.

## METODOLOGÍA

Si bien el concepto de red inteligente (o su denominación inglesa Smart Grid), es conocido internacionalmente y son aceptados tanto sus características generales como los componentes que forman la red, no es menos cierto que la implementación tiene características especiales en los casos que se han desarrollado, en cada país, debido a varias causas entre las que deben mencionarse las económicas y las tecnológicas.

En cada país, la mayor o menor antigüedad de la red preexistente, las posibilidades tanto económicas como financieras del país en cuestión, el desarrollo de las fuentes de energía renovables y distribuidas, o un hecho -de desarrollo reciente pero vertiginoso- como la llegada de los vehículos eléctricos, han determinado el camino por el que la red eléctrica ha evolucionado hacia una red inteligente.

Por ello se ha comenzado explorando la bibliografía, presentaciones y la información existente, tanto acerca de los componentes o la constitución teórica de una red, como así también se han estudiado los casos de varios países que llevan ventaja en esta tecnología, a nivel mundial y también a nivel de nuestra región, para encontrar los elementos comunes y útiles que será necesario listar para lograr el desarrollo nacional.

Los países seleccionados como objeto de estudio conforman un conjunto de gran utilidad, ya que nos permiten formarnos una idea completa del estado actual de la materia. Se ha seleccionado a Italia, por ejemplo, no sólo por la gran extensión del Proyecto de ENEL, sino por lo avanzado de su concepción. Luego, el mismo concepto ha sido empleado en España por ENDESA, donde además debemos destacar la gran inserción de energías renovables, que nos permite evaluar el funcionamiento de la tecnología empleada en un contexto de cambio de la matriz de generación eléctrica. Asimismo, España ha sido seleccionado también por los grandes avances en vehículos eléctricos, otro componente esencial de las redes inteligentes. Luego, la elección de USA forma parte de un análisis de tecnologías comparadas ya que allí se ha optado por ensayar otras tecnologías en la comunicación, y por fin, analizar lo que ocurre en Brasil resulta fundamental para estudiar el impacto tecnológico en nuestra región, en un país –si bien en mayor escala- muy cercano al nuestro en orientación de políticas tecnológicas.

Para todo ello se han consultado publicaciones, presentaciones y sitios web buscando definir tanto el estado del arte en la materia como también las razones por las cuales se ha optado por uno u otro camino tecnológico.

Se ha tenido en cuenta naturalmente, la situación de cada país particular analizado para extraer conclusiones acerca de los caminos seguidos y las razones de las decisiones tecnológicas adoptadas. Este análisis es el que nos permitirá establecer necesidades, prioridades y caminos para que el desarrollo pueda ser exitoso en nuestro país.

Se han estudiado las regulaciones y normalizaciones existentes en cada caso, las posibilidades y las ventajas de apuntar a una estandarización, y el escalonamiento que permite establecer lo que se ha dado en llamar la “hoja de ruta” para una red inteligente.

Entendiendo la importancia que un marco regulatorio tiene, se han estudiado las alternativas que permite una red inteligente en la relación bidireccional entre el usuario y su empresa de energía asociada.

En cada caso se han evaluado las políticas energéticas nacionales, referidas a promover la generación distribuida, mediante energías renovables no convencionales, y los programas de eficiencia energética que buscan diversificar la matriz energética, perseguir la independencia y la seguridad del abastecimiento, proteger el medio ambiente y modificar inversiones de generación tradicional.

## COMPONENTES DE LA TECNOLOGÍA DE UNA RED INTELIGENTE

Por lo dicho es necesario entonces conocer los componentes de una Red Inteligente. La misma consta de las siguientes capas:

- La capa física donde se produce la conversión, transporte, almacenamiento y consumo de la energía;
- La capa de sensores y actuadores que perciben el entorno y controlan los equipos;
- La capa de comunicación;
- La capa de inteligencia y decisión. Equivale al cerebro humano. Esta capa se compone de todos los programas informáticos que se ejecutan en los relés digitales que controlan las líneas de transporte, los dispositivos electrónicos inteligentes, los sistemas de automatización de subestaciones, el centro de control de la operación, etc.

Los programas procesan la información de los sensores y con los sistemas de comunicación producen directivas de control para respaldar las decisiones relacionadas con los procesos. Estas directivas de control, cuando son ejecutadas por los actuadores, realizan cambios en la capa física para modificar la producción de las centrales eléctricas y los flujos en la red (Gette M. y González A., 2012; Medina O. 2012).

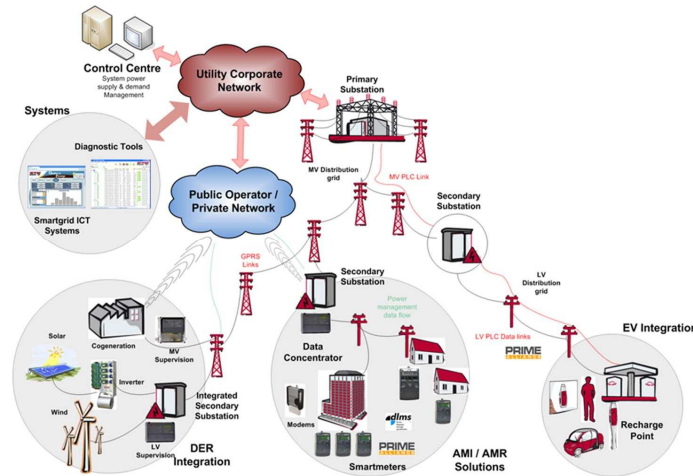


Figura 4: Componentes de una red inteligente.

En la Figura 4 vemos como se conjugan todas las capas mencionadas. Arcauz N. y Larumbe I. (2010).

### MECANISMOS DE IMPLEMENTACIÓN

Para instituir una Red Inteligente, se deben remover barreras, algunas de las cuales se listan a continuación. (Gette M. y González A, 2012)

#### Adecuación de la Normalización:

Las regulaciones deben contemplar señales económicas para la implantación de una red inteligente en aras de hacer eficiente el consumo y la generación. Es decir se deberá normalizar para incorporar los costos de La Red Inteligente en el esquema de remuneraciones. Además las sucesivas adecuaciones de La Red Inteligente motivados por el crecimiento de la misma también deberán ser contemplados en las sucesivas adecuaciones tarifarias.

#### Estandarización:

Las empresas de energía suelen ser dependientes de los proveedores y sus soluciones tecnológicas, dificultando los cambios y la competitividad pues existen diversas tecnologías, aplicaciones, y sistemas de comunicaciones, que imposibilitan su intercambiabilidad. Será entonces necesaria la previa estandarización para romper la barrera de dependencia de solo uno o pocos proveedores.

#### Adecuar las facturaciones de los usuarios:

Este punto es primordial: para que haya una aplicación atractiva para ellos y además contemple la remuneración de la Red Inteligente, la tarifa debe promover dos elementos imprescindibles: el uso de energías renovables distribuidas y la aplicación de la red. Por ello se propone el siguiente escalonamiento en la implementación del tema.

#### Escalonamiento de la implementación de una RED:

La figura siguiente muestra gráficamente los pasos o hitos a cumplir para una adecuada implementación de una SMART GRID



Figura 5: Escalonamiento de la implementación de una SMART GRID (Trebolle D, 2010)

## MARCO REGULATORIO

Es entonces que se debe trazar un Marco Regulatorio adecuado dado los beneficios que a la sociedad produce una red inteligente y bidireccional entre Usuario y su empresa de energía asociada (Gette M. y González A, 2012).

Hoy la regulación debe ser actualizada si se pretende incorporar las tecnologías y aplicaciones óptimas para la sustentabilidad de la red y su energía asociada, ya que estas representan un nuevo paradigma para el sector, pues últimamente las fronteras entre Distribución, Transporte y Generación se tornan difusas.

Las políticas energéticas nacionales modernas, promueven la generación distribuida, mediante energías renovables no convencionales, y programas de eficiencia energética con el objetivo de diversificar su matriz energética, luchar por la independencia y la seguridad del abastecimiento, proteger el medio ambiente y postergar inversiones de generación tradicional.

Pero, la pequeña y micro generación distribuida y las medidas de eficiencia energética significan menos ingresos a los distribuidores por menores ventas. En este aspecto de la problemática se encuentra una contradicción, existente entre el interés por el lucro en la actividad de las empresas del sector, genuino dentro de la lógica de los negocios, y este tipo de cambios estructurales que tienden a un ahorro, un menor consumo y mejor aprovechamiento de los recursos, entre otras metas, que parecerían ir en contra del interés económico de las empresas. Las mismas empresas que son quienes al mismo tiempo deben asumir costos para que esas medidas sean posibles, tales como los costos de instalación y operación de la Red Inteligente. Sin embargo tal como decimos, esta nueva perspectiva abre las puertas a un nuevo paradigma donde la gestión de la energía tal vez deba cambiar hacia la persecución del interés común y el beneficio para la comunidad en general, y es en este aspecto donde tal vez la energía comience a ser considerada no sólo una mercancía. Sin embargo este tema, muy interesante para desarrollar, excede los alcances del presente trabajo.

Además la visión de futuro próximo deberá contemplar la existencia de edificios energéticamente eficientes, provistos de equipamiento eléctrico también inteligente, que:

- Obtienen su propia energía de fuentes tales como solar, eólica, biomasa,
- Intercambian excedentes y faltantes de energía con la red de distribución de acuerdo con el estado de la misma, sus propias necesidades y los precios del mercado. Para que este esquema sea posible se requiere disponer de una red, con capacidad para controlar el equipamiento, decidir sobre los intercambios físicos, manejar las transacciones económicas correspondientes e intercambiar flujo de información bidireccional y señales de control en tiempo real.

Por lo dicho, la regulación deberá contemplar:

- Prever el cubrimiento de los costos del distribuidor por la implementación de medidas de eficiencia energética, y la remuneración de La Red Inteligente.
- Prever un mecanismo de compensación a los distribuidores por menores ventas debido a su participación en la implementación de eficiencia energética.
- Prever incentivos que hagan de la eficiencia energética una actividad rentable.
- Prever el control de la demanda a través de las señales de costos que ofrecen las tarifas flexibles y las ofertas para reducción de la carga, con los sistemas de medición y de facturación asociados, que permitan a los consumidores modificar y racionalizar su modalidad de consumo.
- Prever un esquema de remuneración para las instalaciones de distribución disponibles como reserva para hacer frente a la intermitencia de las fuentes de energías renovables no convencionales.

## IMPLEMENTACIÓN DE LA RED INTELIGENTE EN LOS USARIOS FINALES: EL “AMP” Y LAS ALIANZAS TECNOLÓGICAS INTEREMPRESARIAS.

*AMI (Advanced Metering Infrastructure)*

Como se verá en detalle más adelante, en los países de la región, y particularmente en la Argentina, las etapas 1 y 2 señaladas en la Figura 6 están en un importante estado de desarrollo, en particular el equipamiento de maniobra y operación. Es decir los automatismos y controles en la Generación y Transporte son adecuados. En lo que respecta a la Distribución si bien hay avances importantes, aún se requieren trabajos para llevarlos a los estándares correspondientes a una Smart Grids.

En cambio, en lo referente a las redes de Baja Tensión, llamado usualmente “la última milla” sí se requiere la mayor inversión y trabajos para implementar lo denominado con las siglas inglesas AMI.

Estos sistemas están compuestos por equipos digitales, que combinan la medición de energía eléctrica, gas y agua en tramos horarios (Pico, Valle, y Resto) con comunicaciones remotas bidireccionales y disponibles continuamente (Sáenz J. 2011; EPRI, 2008).

Así permiten información detallada, basada en el tiempo y en la frecuencia de recolección y la transmisión de dicha información a diversas partes.

La figura 6 muestra los bloques AMI. El cliente está equipado con medidores de energía digitales, y también se podrían agregarse medidores de Agua y Gas. Estos medidores tienen la capacidad para acumular datos y transmitirlos a través de redes fijas de comunicación disponibles tales como, Onda Portadora (PLC), Radio frecuencia (RF) y redes públicas (celular, fijo, etc.). Luego, los datos del medidor son recibidos por el Host del sistema AMI y enviados al servidor de datos del Distribuidor que gestiona y administra el almacenamiento y el análisis de la información.

Por todo lo señalado, el AMI permite y necesita comunicación bidireccional entre los diversos componentes.

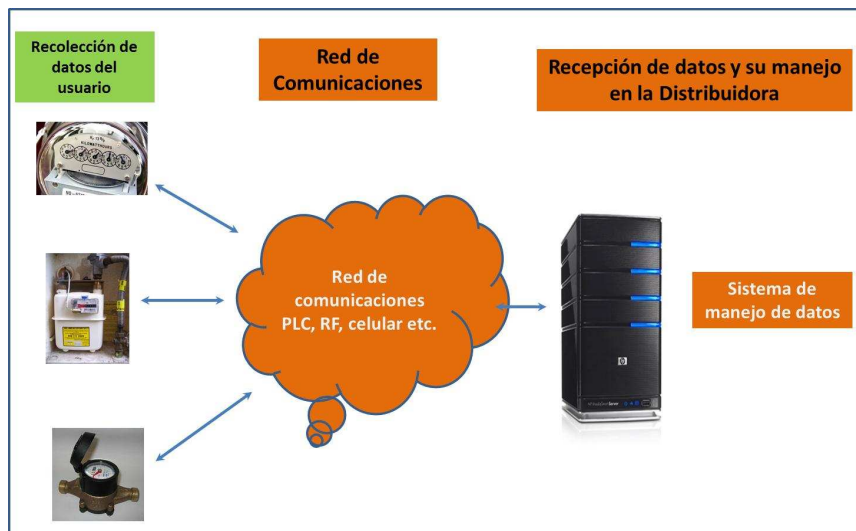


Figura 6: Esquema de un sistema AMI (EPRI 2008)

#### Alianza PRIME (PoweRline Intelligent Metering Evolution)

En un grupo importante de países europeos (España, Holanda, Italia y otros), se ha logrado un avance muy importante en la estandarización del AMI por medio de PRIME (PRIME 2012, Arcauz N. y Larumbe I, 2010). Esta Alianza entre fabricantes de equipos de medición y comunicaciones, se centra en el desarrollo de una nueva solución de telecomunicaciones abierta, pública y no propietaria, que favorece no sólo las funcionalidades de medición inteligente, sino también su progreso.

En la figura 7 se observa cómo conviven en mismo panel de un edificio, equipos de medición y comunicación de distintos fabricantes pero que responden todos a la norma y Alianza PRIME.



Figura 7: panel de medidores de un edificio con tecnología PRIME (Arcauz N. y Larumbe I, 2010)

Su tecnología es:

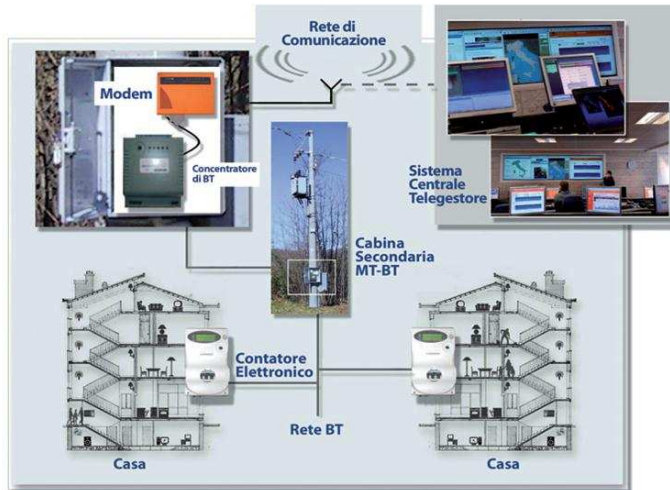
- OFDM (Orthogonal Frequency-Division Multiplexing), es decir PLC (Power Line Carrier): comunicación a través de la red de potencia que alimenta al usuario final.
- Pública, abierta y no propietaria.
- Destinado a las Smart Grids.
- Centrada en la interoperabilidad entre equipos y sistemas de distintos fabricantes: "Plug and Play".
- De libre afiliación para todos aquellos dispuestos a apoyar y promover una especificación abierta, pública y no propietaria para el beneficio de los usuarios finales y todos los interesados de la industria. [bibliogXX]
- Normalizada y certificada por auditores y laboratorios internacionales, tales como el KEMA de Holanda y otros asignados.
- Estabilidad de standars.
- PRIME se convirtió en la norma EN / IEC 5 (6) 04/04/2056 y 5 (6) 04/08/2056.
- Los medidores con características PRIME ya están disponibles en el mercado pues existe variedad de fabricantes de medidores y de Concentradores, totalmente independientes entre si.

## EL DESARROLLO DE SMART GRID EN DISTINTOS PAISES

Este tipo de Alianzas y desarrollos se ha llevado adelante con singular éxito, entre otros en Italia, España, Estados Unidos, y últimamente comenzó a desarrollarse en Brasil. A continuación se hace un corto relato de los avances de los países mencionados:

*Italia (ENEL 2012):*

- ENEL, La empresa Italiana de energía eléctrica, desarrolló en toda Italia el proyecto SMART GRID ENEL.
- Actualmente es el proyecto más grande de alcance nacional llevado a cabo en el mundo.
- Consiste en la instalación de 32.000.000 de medidores inteligentes con herramientas de conexión y desconexión del usuario.
- La tecnología desarrollada por ENEL es actualmente utilizada por ENDESA España para la instalación en su red.
- El sistema de comunicaciones utilizado es PLC



*Figura 8: Conformación de la Smart Grid Italiana (ENEL 2012)*

*España (Arcauz N. y Larumbe I. 2010; Arzuaga A. 2011; ZIV 2011)*

- Utiliza la Alianza PRIME (primer país en utilizarla) por ser una especificación completa, abierta y pública apta para “Smart Grids” que garantiza lo mencionado más arriba
- Realizó prueba piloto en Castellón con 100.000 usuarios interconectados, conformando una red Inteligente. Se completó en 2011. Costo: €21.000.000
- Ya se instalaron 700.000 medidores inteligentes en 2011 y se instalarán 1,3 millones en 2012.
- Horizonte: 30 Millones de medidores del país (todos) deben ser sustituidos por medidores inteligentes antes del 31 Dic 2018

*USA (OISE 2011)*

- A diferencia de EUROPA, en USA la tecnología de comunicación es RADIO, no PLC.
- La instalación del equipamiento está a cargo de las Distribuidoras locales.
- Es muy dispar el proceso de instalación.
- A fines de 2010 se habían instalado 16 Millones de medidores inteligentes y aprobados de instalar 34,2 Millones adicionales.
- Hicieron algunas pruebas pilotos en distintas ciudades.

*Brasil (Bocuzzi C. 2012)*

- La ANEEL (equivalente a nuestro ENRE) está desarrollando la normativa en conjunto con usuarios Distribuidores, Generadores y Transportistas.
- El INMETRO (equivalente a nuestro INTI) está estructurándose para poder verificar los 100 millones de medidores inteligentes que se instalarán.
- Los fabricantes de equipos de medición están desarrollando sus sistemas para competir en la fabricación y venta.
- Idem anterior para los fabricantes de coches eléctricos de los cuales ya se tienen los prototipos.
- El sistema SMART GRID por elegirse sería el español o italiano (PLC) no el americano.
- Los distribuidores están adaptando sus redes para la efectiva puesta en servicio del sistema.

## LINEAMIENTOS DE IMPLEMENTACION DE RED INTELIGENTE EN NUESTRO PAIS

Desde el aspecto económico, como se observa en la Tabla 1, los precios actuales de la energía eléctrica son sustancialmente inferiores a los europeos, particularmente por la notable diferencia en las cotizaciones de las monedas, eso llevaría a pensar que la instalación de una Red Inteligente no sería viable económicamente en nuestro país (Sáenz J. 2011; Treballe D. 2010), por los costos de la implementación y además que las bajas tarifas no promueven a que la población opte por programas de energía eficiente.

## PRECIOS ENERGÍA ELÉCTRICA EN EUROPA

### Comparación con los precios argentinos (tarifa por 500 kWh)

Pais	ENERGÍA cts.€/kWh	TRANSPORTE cts.€/kWh	IMPUESTOS cts.€/kWh	TOTAL cts.€/kWh	TOTAL \$/kWh	\$/ kWh Prov. S. Fe	\$/ kWh C.Fed + Gran BA	\$/ Europa VS \$Prov. S. FE	\$/ Europa VS \$Cap F + GBA
Dinamarca	8,1	5,2	14,6	27,9	1,67	0,45	0,15	3,7	11,2
Alemania	8,0	5,4	8,5	22,0	1,32	0,45	0,15	2,9	8,8
Italia	11,1	4,9	5,4	21,4	1,28	0,45	0,15	2,9	8,6
Bélgica	9,0	6,9	3,6	19,5	1,17	0,45	0,15	2,6	7,8
Gran Bretaña	10,7	4,5	2,0	17,2	1,03	0,45	0,15	2,3	6,9
Noruega	5,9	6,5	4,6	17,0	1,02	0,45	0,15	2,3	6,8
España	8,9	3,8	2,8	15,6	0,93	0,45	0,15	2,1	6,3
Portugal	7,0	4,0	4,3	15,3	0,92	0,45	0,15	2,0	6,1
Lituania	3,7	3,7	2,0	9,3	0,56	0,45	0,15	1,3	3,8

Tabla 1: Precios de la energía eléctrica en Europa y su comparación con tarifas argentinas (Trebolle D. 2010)

#### IMPLEMENTACIONES EN ARGENTINA. EL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Sin embargo, desde el aspecto tecnológico se puede observar que Argentina tiene avances importantes en sus redes de energía lo cual permite paulatinamente ir avanzando en la integración de una red inteligente nacional, o al menos aplicadas en distribuidores para luego ir concatenando esfuerzos y de ese modo ir enlazándolas unas con otras. Es decir, lo que aún falta primordialmente es en el tramo final de la red de MT y BT, como se observará a continuación.

Si bien hasta ahora se mencionaron ejemplos internacionales, es de destacar que el estado de la infraestructura técnica argentina a nivel macro es de un interesante estado de avance y es comparable con la de los países desarrollados. En efecto se ha ido implementado permanentemente desde hace más de 20 años una serie de tecnologías cuyo horizonte es lograr una gestión inteligente de la red eléctrica. A continuación se describen los estadios y sistemas más relevantes en servicio (Saenz J. 2011):

##### Servicios de Generación y Demandas

- 95 % de la población está abastecido con servicio interconectado de electricidad.
- La calidad de servicio eléctrico es suficientemente aceptable.
- La Generación es suficiente para cubrir la demanda: 21.000 MW
- Existe Generación Distribuida diesel, para cubrir demandas en extremos de líneas, con el fin mejorar perfiles de tensión.
- Generación Eólica y Fotovoltaica incipiente pero, particularmente la primera, en muy fuerte crecimiento.

##### Redes – Automatización de sistemas de operación en tiempo real

- Red de EAT (500 kV) en todas las provincias argentinas, con suficiente estándar de automatización.
- Red de AT (330kV, 220kV y 132kV) también automatizada.
- Red de Distribución (33kV y 13,2 kV) automatizada en Sub Estaciones troncales y Centros de Distribución, faltando aún las Sub Estaciones finales de línea.
- Salidas troncales de BT (380 V) con aún escasa automatización.

##### Sistemas de medición AMI y AMR (Automatic Meter Reading): el SMEC y el SMED

- Sistema nacional AMR (SMEC) con Medidores Inteligentes. Miden energías mayoristas que fluyen entre todos los miembros del Mercado Mayorista Eléctrico para su facturación. Es decir miden los flujos entre Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios. (2500 puntos de medición).
- Sistema nacional AMR (SMED): mide y muestra cada 15' las curvas de demanda de energía de todos los usuarios con potencias superiores a 300kW (5500 medidores). Con él, CAMMESA puede monitorear las demandas de esos usuarios para así poder modular sus demandas y hacer más eficiente el sistema de Distribución de energía. Estas mediciones son también puestas (on-line) a disposición del propio usuario y del Distribuidor que provee su servicio energético.
- Telecontrol y tele-supervisión de las subestaciones y redes de EAT, AT y parcialmente las de MT. Todas las subestaciones se encuentran tele-controladas y tele-supervisadas.
- Telecontrol y tele-supervisión de centros de transformación MT/BT

#### REDES INTELIGENTES: ¿QUÉ NOS FALTA EN ARGENTINA?

Dadas las fortalezas del AMI argentino, es necesario listar los horizontes a transitar:

- Regulación nacional y completa sobre el tema.
- Concientización a los usuarios del uso eficiente de la energía.
- Adecuación tarifaria a estándares adecuados para balancear costo-demanda – generación.
- Eliminar subsidios prescindibles y sólo dirigirlos a quienes los necesitan.



- Desarrollar pruebas pilotos de razonable tamaño: primero sobre un universo de 1000 usuarios, para ir avanzando en pruebas superiores.

#### *Equipamiento*

- Automatización inteligente en la conexión/desconexión de la red de MT y BT.
- Instalación en forma masiva de medidores inteligentes a usuarios finales (última milla) .
- Instalación de sistemas de comunicaciones bidireccionales sobre la red de BT, usando PLC (Power Line Carrier) o sea comunicaciones utilizando como vía las líneas de energía de acometidas a los usuarios finales (usualmente denominado “última milla”).

#### **DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO.**

Las virtudes mencionadas relativas a nuestras redes de EAT, AT, MT, sumadas a las reconocidas capacidades de los cuadros técnicos encargados de su operación, llevan a considerar que este es el momento más adecuado para la realización de una prueba piloto de una red eléctrica inteligente, prueba indispensable para poder fundar las bases de la futura Smart Grid.

La prueba consistirá en la instalación de toda la cadena de equipamiento, pero en pequeña escala, seleccionando una localidad que se adapte para ese fin. Con esta experiencia se ensayarán todos los tipos de componentes como ser medidores inteligentes, concentradores de datos, enlaces bidireccionales de comunicaciones, programas, consolas, reportes, etc. Una vez aceitado el proceso se podrá avanzar en las siguientes etapas de instalación de la red.

Abona este pensamiento, el camino transitado en todos los países en que se instalaron (y se están instalando) redes inteligentes (Proyecto Castellón, ZIV, 2011; Arzuaga A. 2011). En nuestro país además, también se cumplió la 1ª. etapa, en los antecedentes locales de implementación de tecnologías en red, como son los sistemas SMEC y SMED (Sáenz, 2011).

Esta prudencia en el proceder -haciendo ensayos previos antes de una inserción masiva de equipos- persigue un objetivo fundamental: dado que el grueso de la Smart Grid se instala en “la última milla” (usuarios finales) y por ello involucrará a millones de usuarios y equipos, una incorrecta selección de estos elementos redundaría en voluminosas pérdidas económicas. Por ello la hoja de ruta de la instalación de la red Smart Grid incluirá la siguiente secuencia:

#### **Pruebas piloto a desarrollarse en la ciudad que será residente primaria del sistema:**

- 1) Una prueba inicial de tres medidores (en 3 usuarios domiciliarios) conectados a un concentrador y éste a su vez al Centro de Control. De esta forma se podrá verificar toda la cadena de equipos y las comunicaciones bidireccionales involucradas.
- 2) Una 2ª. prueba en un universo de 40 medidores (en 40 usuarios) conectados a un concentrador. Esta etapa es muy importante pues se podrá verificar no sólo los equipos sino también el comportamiento de las redes de MT y BT, el entrenamiento del personal de campo y de los operadores del Centro del Control de la Distribuidora.
- 3) Un aprueba piloto final en un universo de 1.000 medidores, varios concentradores y sus respectivos enlaces de comunicaciones con el Centro de Control.

#### **Pruebas de masividad y universales:**

- 4) Superada las etapas nombradas, recién allí se podrá pasar a universos más ambiciosos ya del orden de los 100.000 equipos.
- 5) Por último y habiéndose cumplido con los 4 puntos enumerados se arrancará la fase masiva, universal y final.

Por ello, para comenzar a implemetar las 3 etapas iniciales se han estudiado varias localidades para ser sedes de las pruebas. Así, se buscaron ciudades que tengan la facilidad de poseer:

- Sistemas de distribución adecuadamente estructurados,
- Usuarios domiciliarios pero también industriales y comerciales de potencias medias proporcionales a la cantidad de usuarios domiciliarios;
- Suficientes sistemas fiables de comunicación.
- Que haya aceptación por las autoridades locales y que el vecindario para someterse a estas pruebas.
- Que las *pérdidas no técnicas* no sean relevantes

Explorando en nuestra región, se localizó - entre varias que reúnen las características expresadas - la localidad de Armstrong, a 94 Km de Rosario. Ella posee:

- 12.000 habitantes,
- 4000 usuarios residenciales,
- 420 usuarios rurales,
- 600 clientes comerciales
- 220 industriales.
- Una demanda pico de 8,3 MW (CAMESA, 2012).
- Está abastecida por una Cooperativa de Electricidad y otros Servicios, que su vez esta conectada a la EPE SF.



Figura 9: Vista satelital de la ciudad de Armstrong, Prov. Santa Fe (Google Earth, 2012)

Así en esta ciudad se harán las 3 primeras pruebas listadas.

Concluidas las pruebas piloto, donde el equipamiento podrá ser provisto en comodato por los futuros oferentes (en aras de luego poder participar en el suministro masivo) se podrá pasar al desarrollo de las dos etapas siguientes: instalación de 100.000 usuarios y las masivas finales.

Paralelamente al diseño de las pruebas, se detectó la existencia en plaza proveedores capaces de satisfacer las demandas de las tecnologías que se mencionan. En ese sentido los ensayos expresados permitirán estudiar las posibilidades de futura fabricación local de equipos y dispositivos útiles para estos sistemas y además, dado el desafío masivo que se propone, éste seguramente incentivará el abastecimiento de equipos de fabricación nacional. Lo propio se experimentó en España frente a situaciones similares a la relatada. (Arzuaga A. 2011).

## CONCLUSIONES FINALES

Los análisis realizados permiten inferir que se encuentran dadas las condiciones técnicas para abordar en la Argentina la instalación de una Red Inteligente.

Esto se asienta en las experiencias de otros países que muestran que la tecnología se encuentra madura.

Por ello y dado que las condiciones de nuestra red eléctrica permiten su instrumentación, se podrán seguir aquellos caminos que han probado ser exitosos en otras latitudes.

La red inteligente facilitará el control y mejor aprovechamiento en el uso de los sistemas eléctricos, la reducción de pérdidas y una mayor eficiencia en los usos energéticos.

Por otro lado la red inteligente abrirá la posibilidad de diversificación de la matriz energética al permitir la inserción en la red de generación distribuida y renovable.

En lo referente a los usuarios, permitirá una facturación eficiente y moderna (desaparecerá la lectura manual) habrá tarifas flexibles y múltiples bandas horarias, las que facultarán elegir el momento de uso del consumo.

La tecnología introducida hará posible también la gestión remota del suministro de energía y la generación hogareña con venta de excedentes de energía a la red eléctrica.

Es claro que aún hay importantes desafíos a transitar, como ser la adecuación de las tarifas eléctricas, la eliminación de subsidios innecesarios -reservándolos sólo para aquellos que realmente los necesiten- y la ausencia de normas que posibiliten su concreción. Sin embargo ello no debe ser motivo de freno. Bien se puede avanzar en todas las pruebas pilotos y la normalización, mientras se eliminan esas debilidades.

Finalmente, la inserción de la Smart Grid, promoverá, además de las ventajas señaladas, la creación de conocimiento y tecnologías locales, nuevos avances tecnológicos, la posibilidad de impulso de proveedores locales de equipos y dispositivos y en consecuencia, la creación de nuevos puestos de trabajo altamente calificados.

## REFERENCIAS

- Gette M. y González A. (2012). Redes Eléctricas Inteligentes. Proyecto Final de Ingeniería. Universidad Nacional de Rosario.
- Sáenz J. (2011). Los sistemas de Medición de Energía en el Mercado Eléctrico Argentino. Metering billing/crm Latin America 2011. Sao Paulo.
- Arcauz N. y Larumbe I. (2010). IBERDROLA - First Deployment of 100,000 Interoperable PLC Smart Meters: Viena. September 23<sup>rd</sup> - Metering Europe.
- Arzuaga A. (2011). ZIV - Proyecto Castellón, Innovación en Smart Grids - abril 2011
- Trebolle D. (2010). Las redes de distribución del futuro-Las Smart Grids. Simposio Gas Natural Fenosa 12/05/2010.
- Rosenfeld P. y Moreno D. (2010) "Smart Grid" - La Visión de Edenor. CIDEL Argentina 2010.
- CAMMESA. (2012). PortalWEB. URL: <http://portalweb.cammesa.com/pages/demandas.aspx>
- CAMMESA. (2012). Informe anual 2011. Datos Relevantes.
- OISE (2011). Observatorio Industrial del Sector de la electrónica, tecnologías de la información y telecomunicaciones. Smart Grid y la evolución de la Red Eléctrica (12/05/2011).
- Medina O. (2012). Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grids - Realidad, Utopía o Futuro Argencón 2012

Córdoba, 14 de junio de 2012.

EPRI. (2008). Advanced Metering Infrastructure (AMI ) URL: <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>

ENEL (2012). [http://www.enel.it/it-it/reti/enel\\_distribuzione/qualita/progetti\\_contatore\\_elettronico/telegestore.aspx?it=0](http://www.enel.it/it-it/reti/enel_distribuzione/qualita/progetti_contatore_elettronico/telegestore.aspx?it=0)

Bocuzzi C. (2012) II Energy Show Tecnologías Smart Grid no Brasil: Avanços Regulatórios e Institucionais Florianópolis, 19/04/2012

PRIME (2012) <http://www.prime-alliance.org/>

Google Earth (2012), Imágenes

#### **ABSTRACT:**

Smart Grids are the new way to manage power flows. Its flexible alternatives that link generation and demand, and allow for full utilization of facilities and resources are essential for the efficient delivery of distributed and variable power generation, main characteristics of renewables.

In this paper has been studied a list of the essential features and requirements for a smart grid, examining the status of the topic worldwide and regionally.

Then are listed the requirements and standards that has to be reached for its realization in our country, concluding that there are good prospects from an inventory of what we already have to the attainment of what is still lacking.

It also describes the characteristics of the approach of a pilot case, which could offer the experience and knowledge needed to address it in the country.

**Key Words:** renewable energies, smart grids, distributed generation