

# LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS ARGENTINAS

## LA ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE REDES INTELIGENTES

Por Pablo Gaggino, DISCAR S.A. Telecom & Energy

**Los medidores inteligentes (“smart meters”) que se telesupervisan con un Centro de Gestión mediante algún tipo de conexión digital bidireccional son uno de los principales elementos que integran el concepto ya mundialmente establecido de las “redes inteligentes de energía” o “Smart Grid”. La Red Inteligente es un concepto sumamente amplio, que comprende procesos de comunicación a nivel informático que abarcan desde la generación, el transporte y la distribución hasta la comercialización del fluido eléctrico; incluyendo, también, la posibilidad de actuación sobre el punto de consumo con el objetivo de optimizar el aprovechamiento de la energía disponible en cada instante.**

En el presente artículo, compartiremos nuestra experiencia de los últimos cinco años colocando instalaciones de pequeñas y medianas redes inteligentes en las cooperativas eléctricas de la República Argentina.

En primer lugar, hay que tener en cuenta que en la República Argentina existen, entre cooperativas eléctricas y distribuidoras provinciales, aproximadamente 600 distribuidoras. Éstas han planteado que su desarrollo en el tema Red Inteligente se desprende de iniciativas que les han resuelto problemáticas propias muy puntuales, mas que como resultado de una política o una normativa nacional al respecto.

La adopción de la tecnología de redes inteligentes y los medidores inteligentes telesupervisados conlleva a una gran cantidad de beneficios, para la cooperativa y los clientes usuarios como también para la comunidad en general:

- Eficiencia en la gestión: gracias a la recolección automatizada y periódica de las lecturas de los medidores (AMR) y al hecho de que los cortes y reconexiones del servicio - por motivos administrativos - se realizan en forma remota y sin costos.
- Mejora el flujo de fondos: al reducir notablemente los tiempos entre lectura y facturación del servicio. También se elimina la “estimación de lecturas”, que tantos inconvenientes genera.
- La disminución drástica de las pérdidas “no técnicas” generadas por conexiones clandestinas o adulteradas.
- La disponibilidad de información detallada de todos los suministros, prácticamente en tiempo real, permite un mejor diagnóstico de las redes, la elaboración de perfiles de consumo, la prevención de fallas, y una mejor resolución de las situaciones de emergencia.
- Mejorar el servicio al cliente: puede obtener acceso a la información de su medidor vía internet.
- Con la mayor capacidad de cómputo que se tiene en las redes inteligentes, todos los equipos son multi-banda, multi-tarifa, y toman la medición de la energía reactiva. Esto significa que los nuevos equipos permitirán la aplicación –cuando la regulación así lo indique- de tarifas variables en función de la hora del día. La aplicación de este “incentivo” económico puede reducir significativamente el consumo a la hora pico, donde el kWh es más caro de producir.

La tecnología utilizada para la telesupervisión de los medidores merece todo

un debate, puesto que no existe una única alternativa que sea la ideal para todos los casos; por lo que la mejor alternativa sería la de disponer de un abanico de soluciones y elegir la que mejor se adapta para cada caso. Las tecnologías más utilizadas son las siguientes:

- Powerline communications (PLC): consiste en utilizar a los mismos cables de energía como medio físico para el transporte de la información digital, modulando los datos en una banda (frecuencia) portadora. La transmisión de la información por este medio puede alcanzar los 100 – 200 metros. Por este motivo, las técnicas utilizadas denominadas “mesh” hacen que cada medidor sea un “nodo” de una red dinámica, y actúe como repetidor de la información de los demás nodos. De esta manera, la información PLC puede transitar por cientos de metros, hasta llegar a un “concentrador de datos”, que se ocupa de gestionar y recopilar la información de todos los medidores que dependen de él. Típicamente, el Concentrador de Datos se instala en el sitio donde se encuentra el transformador de media a baja tensión, y éste transmite la información hacia el Sistema Central de Gestión mediante un vínculo cableado Ethernet, o bien por celular GSM/GPRS. La solución PLC es ideal para entornos urbanos, con alta densidad de clientes, y distancias relativamente cortas entre ellos.
- Comunicación celular (GSM/GPRS): la disponibilidad de servicios de datos GPRS es cada vez más abundante, ubicua y económica en todo el país y el mundo. Por este motivo, muchos diseñadores de redes inteligentes consideran que las redes de los medidores inteligentes basadas en la tecnología celular son una excelente opción para todas las aplicaciones M2M (Machine To Machine), entre las que se encuentra comprendida la Red Inteligente. La cantidad de información que se transmite (a pesar de contener el registro de los parámetros eléctricos cada 15 minutos) es tan baja, que se puede satisfacer las necesidades de telesupervisión de un medidor con planes de datos que llegan a costar poco más que 1 dólar mensual. Esta solución es ideal para su aplicación en el monitoreo de transformadores, y entornos rurales, donde los clientes están muy distanciados entre sí.
- Comunicación vía RF, en diferentes variantes: en este segmento existen numerosas soluciones tanto propietarias, como estandarizadas, tales como Zigbee y Point-To-Point Wi-Fi. Sin embargo, merecen una consideración especial, en este caso, los diseños y la ubicación de las antenas, dado que muchas veces los nichos donde se instalan los medidores constituyen una “Jaula de Faraday” que limita considerablemente la propagación de la señal RF.

En nuestra empresa nos hemos focalizado en el desarrollo de soluciones basadas en tecnologías PLC y celular, las cuales pueden coexistir e interoperar perfectamente en el ámbito del mismo cliente, y utilizar una única plataforma o software de gestión para todos los tipos de medidor.

Las cooperativas eléctricas argentinas vienen dando pasos significativos en la adopción de la tecnología de medidores inteligentes para la solución de problemas puntuales y específicos desde hace más de cinco años. Durante este proceso, ha resultado evidente que las cooperativas eléctricas tienen una dinámica superior a las grandes distribuidoras, una mayor velocidad al momento de tomar decisiones de cambio tecnológico, y una mayor confianza por parte de sus clientes, debido al trato cercano y al mutuo conocimiento, aspectos que facilitan mucho el proceso de evolución tecnológica.

Los Consejos de Administración y los Jefes de Redes de las cooperativas eléctricas argentinas no están realizando la incorporación de la medición inteligente a sus puntos de suministro simplemente porque están impulsados por el deseo de estar “en la cresta de la ola” (la Red Inteligente). Se trata de hallar soluciones a problemas muy concretos y específicos, que garantizan un rápido retorno de la inversión, y que pueden adecuarse a una “transición suave” o a una coexistencia con los sistemas existentes.

A continuación se enumeran los casos más paradigmáticos que hemos observado en el mercado de las cooperativas eléctricas argentinas:

a) La toma de lectura en suministros muy separados entre sí, y con difícil acceso: hay casos en que se debe enviar mensualmente o bimestralmente una cuadrilla para realizar la toma de lectura de 300 clientes rurales, que requiere un recorrido de 700 km de caminos de difícil acceso, superar tranqueos, etc. En este caso, los medidores inteligentes con telesupervisión vía GSM/GPRS han demostrado ser una excelente solución, generando significativas reducciones de costo, la posibilidad de obtener las lecturas en cualquier instante, y la posibilidad de conocer el estado del suministro y actuar sobre él en forma remota.

b) El monitoreo de subestaciones transformadoras (ver foto) a las que, con el paso del tiempo, se le van agregando más y más clientes, trae como consecuencia más consumo (equipos de aire acondicionado, por ejemplo). Esto lleva a que, de golpe, los transformadores se vean excedidos en su capacidad de demanda y se produzca la sobrecarga del mismo, con el costo y la molestia que esto significa tanto para la distribuidora como para los clientes. En muchos casos, la asignación de nuevos suministros monofásicos no se realiza de forma programada, para tratar de mantener equilibrada la carga de las tres fases, lo cual puede ocasionar la rotura de un bobinado, a pesar de que la capacidad total en kVA del transformador trifásico no fue superada.

Los medidores trifásicos telesupervisados permiten monitorear desde el Sistema Central de Gestión todos los parámetros eléctricos, ya sea en media tensión o en baja tensión. Gracias a las nuevas tecnologías, el jefe de redes puede visualizar sus subestaciones en un mapa digital; y con el clic del mouse, conocer los parámetros de funcionamiento del transformador, o bien emitir gráficos de demanda, tensión, corriente, etc. El disponer de la información prácticamente en tiempo real y sin esfuerzo alguno permite que se puedan tomar decisiones a tiempo y ayuda a planificar el crecimiento de la red de manera adecuada.

c) Las dificultades para el cobro de las facturas, ya sea por tratarse de clientes “perezosos” al momento de pagar sus cuentas, o bien porque se trata de suministros a clientes de bajos recursos, es un problema acuciante y muy asentado en todo el país. En muchos casos, las cooperativas han recurrido a la instalación de “medidores prepagos”, que obligan al cliente a realizar una carga de energía antes de poder consumirla. Las cargas se realizan normalmente mediante un “código” que el cliente debe ingresar a su medidor mediante un pequeño teclado. Nuevamente aquí los medidores inteligentes vienen a simplificar la operatoria, mediante dos soluciones diferentes. Una forma de resolución es mediante la instalación de medidores “prepagos” telesupervisados, que no requieren que el cliente ingrese un código con el crédito, sino que éste “viaja” automáticamente desde el servidor de la cooperativa hasta el medidor, ya sea por comunicación GSM/GPRS o bien por tecnología PLC (Power Line Communications).



Otra solución es extremadamente práctica y no implica la instalación de medidores prepagos: simplemente con reemplazar el viejo medidor por un medidor inteligente, con capacidad de corte y reconexión de suministro en forma remota, permite a la cooperativa producir el corte inmediato del suministro ante la falta de pago sin tener que incurrir en el enorme costo de enviar una cuadrilla para realizar la ingrata tarea de desconectar al cliente moroso. Y por supuesto, cuando la deuda es cancelada, la reconexión se envía inmediatamente desde el Sistema Central de Gestión sin ningún movimiento de vehículos ni personal.

d) Existen también otras situaciones que han sido resueltas mediante la tecnología de los medidores inteligentes, tales como el monitoreo (y control) del funcionamiento de bombas de succión de agua, o el monitoreo de bombas de plantas potabilizadoras de líquidos cloacales, o el monitoreo del alumbrado público. En la mayoría de estos casos, la solución fue la instalación de equipos trifásicos telesupervisados mediante tecnología celular GSM/GPRS y un software de gestión adecuado para cada caso.

Citamos, a título de ejemplo, algunas de las instalaciones que constituyen casos de éxito, con los beneficios obtenidos en cada caso:

- Cooperativa Eléctrica de Justiniano Posse, Provincia de Córdoba: se instalaron aproximadamente 400 medidores inteligentes, de los cuales un 60% son clientes rurales y operan bajo la tecnología GSM/GPRS, y un 40% son clientes urbanos con tecnología PLC. El principal impulsor para adoptar la tecnología fue la necesidad de obtener la lectura de los medidores rurales de manera más eficiente, ya que requerían costosísimos viajes por caminos de difícil acceso.
- Cooperativa Eléctrica de Vicuña Mackenna, Provincia de Córdoba: 500 medidores con tecnología PLC. El principal impulsor fue la automatización de la lectura y la gestión de suministros en localidades satélites (pueblos aledaños).
- Cooperativa Eléctrica de Monte Buey, Provincia de Córdoba: se instalaron alrededor de 300 medidores con tecnología PLC. En este caso el impulsor fue la eliminación del anterior sistema de medidores prepagos, para llevarlo a un nuevo esquema pospago pero más eficiente y de bajo costo de gestión.
- Cooperativa Eléctrica de Dos de Mayo, Provincia de Misiones: 120 medidores residenciales con tecnología PLC y 15 con tecnología celular para la medición de grandes suministros industriales. Aquí también las distancias geográficas justificaron la incorporación de la tecnología AMR.

Como puede verse, la tecnología de las redes inteligentes va siendo incorporada de manera gradual pero decidida por muchas cooperativas eléctricas del país, impulsadas por motivos muy prácticos y, además, por el pronto retorno de la inversión (ROI).

A nivel mundial, se señala que “...La tecnología de las redes inteligentes, después de siete años de existencia embrionaria, ha pasado exitosamente a su infancia. Las ventas mundiales crecieron un 30% en 2012...”. En nuestro país todavía son muy tímidos o inexistentes los incentivos gubernamentales concretos hacia la actualización tecnológica, a pesar del enorme beneficio que el cambio significa para el sector energético, como se señaló al comienzo de este artículo.

Entre los desafíos para el futuro, creemos que se debe mencionar la necesidad de asistencia financiera para el desarrollo de los proyectos cooperativos, que debería ir de la mano de iniciativas gubernamentales al respecto, tales como el PRONUREE (Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía), que promueve una mayor eficiencia de la distribución de la energía eléctrica en el país logrando, por ende, disminuir la cantidad de hidrocarburos importados para la generación.

También creemos que a nivel normativo es necesario dar un salto cualitativo importante, mediante la adopción de políticas nacionales respecto de la tarifas de energía eléctrica residencial en los diferentes horarios del día. Una política tarifaria que contemple penalidades para el uso de energía en el horario pico (o bien beneficios para su uso en los horarios no pico), significaría una enorme modificación en los hábitos de consumo, y a su vez, permitiría obtener reducciones en los costos de generación justamente en los horarios en que es más caro producir la energía. **MI**



#### **SOBRE EL AUTOR:**

Pablo Gaggino es Ingeniero Eléctrico – Electrónico, socio Fundador de DISCAR S.A. Actualmente dirige la estrategia de los productos de las redes inteligentes de la empresa.

#### **SOBRE LA EMPRESA:**

DISCAR S.A. es una empresa argentina fundada en 1987, proveedora de tecnología para la medición de energía eléctrica (smart meters) y redes inteligentes de energía (smart grid). La oferta de productos incluye smart meters PLC y también con tecnología celular GPRS.

[www.discar.com](http://www.discar.com) / [www.metering.com.ar](http://www.metering.com.ar)