

MARIANO GAUDÓ NAVARRO, INGENIERO INDUSTRIAL, RESPONSABLE DEL DISEÑO Y DESPLIEGUE DE REDES INTELIGENTES EN GAS NATURAL FENOSA
ALEJANDRO LABANDA PAREDES, INGENIERO INDUSTRIAL CURSANDO MÁSTER EN SECTOR ELÉCTRICO EN ICAI Y COLABORANDO EN LA UNIDAD MENCIONADA

CI: Conectividad e Inteligencia para operar la red de distribución

Nos enfrentamos a un sistema eléctrico cada vez más complejo que requiere un enfoque activo y no reactivo y necesita de soluciones flexibles con gran adaptabilidad. Consideramos por ello esencial la evolución a un modelo de red más inteligente o smart grid en el que el uso de la electrónica de potencia, las tecnologías de la información y las redes de telecomunicaciones sea una realidad.

La Unión Europea participa de esta evolución, en la cual juega un papel principal el despliegue de los contadores inteligentes (smart meters). En 16 países de la Unión hay planes de despliegue y se prevé que para el 2020 el 72% de los contadores sean inteligentes.

En España, hemos finalizado el 2014 con el hito para las compañías distribuidoras de sustituir el 35% de su parque de contadores por inteligentes. En el caso de Gas Natural Fenosa, se han sustituido más de 1,3 millones de contadores y se han adaptado más de 9.000 centros de transformación.

El contador como sensor

No hay duda de que los contadores inteligentes representan una innovación disruptiva en los sistemas de lectura y facturación, sin embargo sería un error otorgar al contador esta única finalidad.

Los contadores desplegados incorporan la posibilidad de generar un extenso número de eventos clasificados en grupos (ver Tabla 1).

La instalación de estos equipos convierte cada punto de suministro en un sensor capaz de proporcionar información muy valiosa para garantizar un suministro de energía eficiente, sostenible y seguro. La información generada por los contadores inteligentes permite:

- Mejorar la identificación de anomalías.
- Incorporar información de operación a la toma de decisiones.
- Mejorar el control de la calidad de suministro.
- Detectar pérdidas y desequilibrios en los balances de energía.
- Identificar pérdidas en la red.

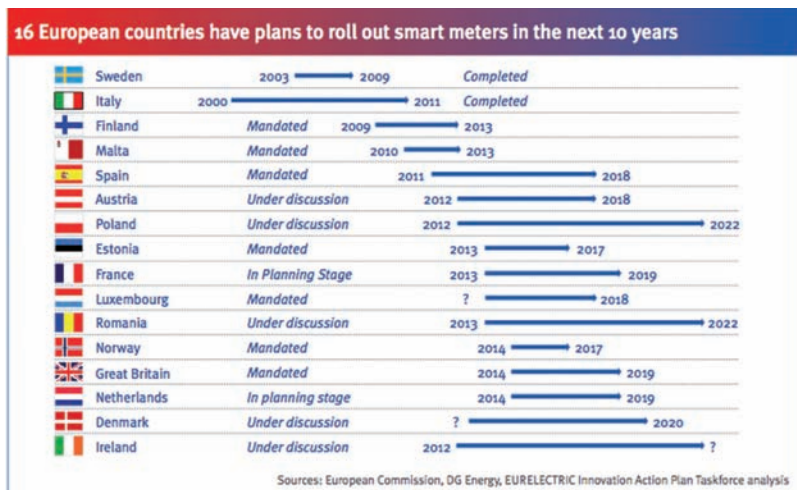
Muchos de estos eventos no pueden ser obtenidos de forma espontánea en el momento de un corte de suministro, dado que el contador es alimentado desde circuito al que están conectados, sino que son enviados cuando el suministro se restablece. En este caso trataremos de analizar la primera: el impacto de los contadores inteligentes en la detección y resolución de incidencias en baja tensión.

Resolución de incidencias sin información a tiempo

Es necesario remarcar que la red de baja tensión no es prácticamente observable, debido a su capilaridad y el elevado número de circuitos. La red es visible en alta y media tensión y en zonas urbanas hasta algunos centros de transformación. Por ello, tradicionalmente la detección de interrupciones de suministro en baja tensión se ha realizado mediante la recepción de llamadas telefónicas de usuarios finales. Con estas llamadas, el centro de operación de la red de distribución trata de acotar el origen de la incidencia, se envían a terreno brigadas de mantenimiento que terminan de localizarla y llevan a cabo las actuaciones necesarias para restablecer el suministro.

La solución y el problema: sobreinformación

Disponer de un contador en cada punto de suministro, con el que el centro de operación pueda comunicarse en un tiempo suficiente



Group	Subgroup (Buffer)	Name	Min Entries	Description
1	10	Standard	100	not special events
	11	Power Contract	15	Power contract changed with values of new and former power contract
	12	Firmware	15	Firmware changed with values of new and former firmware version
	13	Synchronization	15	Clock synchronization with values of new and former date-time
2	20	Disconnect control	20	Related to connector
3	31	Power failures	15	Related to quality defined in RD1110/2007. Long Power failures
	32	Quality	15	related to quality defined in RD1110/2007. Voltage variations
4	40	Fraud	10	Related to fraud detection
5	50	Demand management	15	Related to demand management
6	60	frequent occurrence-Common	100	Local and remote communications

Tabla 1: AMM T5 meters Companion standard for communication interfaces.

CT [SAT]	CT [DGC]	Heterid [S...]	Conectividad	H-10	H-9	H-8	H-7	H-6	H-5	H-4	H-3	H-2	H-1	EstadoTG
36C872	36C872	SAGO146-05535	100,00	23	22	21	20	19	18	17	16	15		Telegestión
36S700	36S700	SAGO146-05536	96,45	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36S700	36S700	SAGO146-05537	96,45	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36S700	36S700	SAGO146-05538	95,74	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36C872	36C872	SAGO146-05539	100,71	23	22	21	20	19	18	17	16	15		Telegestión
36C384	36C384	SAGO146-05540	100,00	27	26	25	24	23	22	21	20	19		Telegestión
36C384	36C384	SAGO146-05541	100,00	29	28	27	26	25	24	23	22	21		Pdt. Reen...
36M72	36S701	SAGO146-05542	98,78	23	22	21	20	19	18	17	16	15		Telegestión
36C384	36C384	SAGO146-05543	99,07	29	28	27	26	25	24	23	22	21		Pdt. Reen...
36C384	36C384	SAGO146-05544	98,13	29	28	27	26	25	24	23	22	21		Pdt. Reen...
36S702	36S702	SAGO146-05545	95,04	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36S702	36S702	SAGO146-05546	96,45	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36S702	36S702	SAGO146-05547	91,49	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36S702	36S702	SAGO146-05548	97,74	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36S702	36S702	SAGO146-05549	100,00	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36S702	36S702	SAGO146-05552	93,62	13	12	11	10	9	8	7	6	5		Telegestión
36C872	36C872	SAGO146-05555	100,71	26	25	24	23	22	21	20	19	18		Telegestión
36S702	36S702	SAGO146-05556	100,71	13	12	11	10	9	8	7	6	5		Telegestión
36S856	36S856	SAGO146-05558	100,71	29	28	27	26	25	24	23	22	21		Telegestión
36S383	36S382	SAGO146-05560	97,50	9	8	7	6	5	4	3	2	1		Telegestión
36C872	36C872	SAGO146-05563	100,00	29	28	27	26	25	24	23	22	21		Telegestión
36C872	36C872	SAGO146-05564	100,00	23	22	21	20	19	18	17	16	15		Telegestión

Plataforma Supervisión Infraestructura: Índice de Conectividad. (Gas Natural Fenosa)

para prealertarle de un incidente, tiene un gran potencial de cambio sobre la operativa descrita previamente. La tecnología de comunicaciones de los contadores permitiría conocer de manera remota el alcance de la incidencia y reducir la incertidumbre sobre el origen de la misma, minimizando el tiempo de resolución.

El reto que se plantea es sin embargo complejo: pasar de un escenario en el que la operación se realizaba con pocos elementos, a tener millones de elementos con estas capacidades. Para tener éxito en este proceso se deberá gestionar el exceso de información que proporcionan todos los equipos desplegados.

Modelo de red simplificada

Para que la contribución de una mayor observabilidad sea efectiva, debería obtenerse previamente lo que se conoce como *óptimo de observabilidad*. Un modelo de red simplificada que con el menor número de variables permita obtener la mejor estimación de estado posible. Para realizar esta simplificación es necesario caracterizar las líneas aguas abajo de los centros de transformación con información proveniente de un número reducido de equipos de alta fiabilidad de comunicación, medida a través del *Índice de Conectividad*, que representa el porcentaje promedio de comunicaciones realizadas con éxito desde su instalación.

Infraestructura desplegada

El despliegue de la red inteligente se apoya en la propia red de distribución de electricidad de Gas Natural Fenosa, que llega hasta 3,8 millones de puntos de suministro. La infraestructura desplegada está basada en:

- El propio contador ubicado en el punto de suministro del usuario final.
- Una red de comunicaciones de tecnología PRIME¹ implementada sobre la red eléctrica de baja tensión.
- Un Gestor de Centros de Transformación, que integra un concentrador de datos que recoge la información de los contadores alimentados desde ese centro.
- Una red de comunicaciones de banda an-

cha, que conecta el concentrador con el sistema de adquisición de datos.

- El sistema de adquisición de datos, instalado en las oficinas de Gas Natural Fenosa.

Gracias a la tecnología PLC, es posible evolucionar el concepto de *estimador de estado de la red de baja tensión*, a partir de la conectividad de esta red de comunicaciones que se superpone a la propia red de distribución. Una no disponibilidad en la comunicación con un determinado contador indicaría una posible incidencia en la línea que abastece ese punto de suministro. Respecto a los contadores trifásicos, estos son capaces de comunicar teniendo operativa una sola de las tres fases. Es decir que en el caso de que se perdiera comunicación con un contador trifásico, es que se habría producido una incidencia en las tres fases.

Los contadores serían seleccionados atendiendo a los mejores indicadores de disponibilidad y conectividad en la red PLC, para lo que sería de gran utilidad analizar todo el historial de comunicaciones registrado desde la instalación del equipo.

Solución propuesta

La solución propuesta se basa en la elaboración de un algoritmo que a partir de la topología de la red de baja tensión y la información histórica de comunicaciones de los contadores inteligentes, seleccione qué equipos garantizan la representatividad de los diferentes circuitos de baja tensión.

El resultado del algoritmo permitirá identificar un conjunto de contadores referencia (y sus respectivas parejas de respaldo), que se serían interrogados permanentemente por los concentradores incorporando la información obtenida en el sistema de gestión de la distribución, como elemento de apoyo para la operación de la misma.

Retroalimentación de las intervenciones en campo

El algoritmo debería retroalimentarse para chequear la bondad de la selección de los

contadores de referencia y confirmar que dichos contadores corresponden con la línea de baja y/o el centro de transformación que se pretende monitorizar.

Por ejemplo, tras una interrupción en el suministro (planificada o espontánea), sólo los contadores pertenecientes al circuito afectado, sufren una interrupción en sus comunicaciones y reinician su comunicación. De esta forma se confirmaría que los contadores reiniciados son característicos de la línea en cuestión e incluso contrastar la fase a la cual está conectados.

Además, analizando la distribución estadística de las asociaciones del contador con los concentradores de datos de su entorno, sería posible confirmar el par contador- centro de transformación.

Implicaciones para el operador

Los operadores de la red de distribución podrían disponer de una herramienta adicional que proporcione información sobre posibles contingencias en la red de baja tensión, disponiendo además de información del entorno, lo que permitiría mejorar el diagnóstico de las mismas y reducir el tiempo de actuaciones correctivas en campo.

Por otra parte, dada la capacidad de los contadores de enviar medidas de tensión, se podría caracterizar el comportamiento la red y en combinación con la información del supervisor de red instalado en los centros de transformación, permitirá tener un perfil dinámico de tensiones de la red de baja tensión a partir de un conjunto acotado de puntos, lo que hasta ahora era impensable.

Conclusiones

Los contadores inteligentes tienen muchas capacidades de gestionar información de la red, pero dado el número elevado de estos equipos, sólo se prevé hacer uso de la misma cuando realmente se ha identificado un problema, lo que en la mayoría de los casos imposibilita que dicha información sea accesible.

Debemos trabajar en un escenario en el que esta información pueda servir de apoyo a los operadores del despacho de la red de distribución de forma recurrente, para ello, la información debe simplificarse al máximo y debe proceder de aquellos equipos que más credibilidad puedan ofrecer ◀

¹ PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution) today is a mature, consolidated and worldwide PLC standard for Advanced Metering, Grid Control and Asset Monitoring applications and the objective to establish a set of open international PLC standards has been met. <http://www.prime-alliance.org/>