

CALIDAD Y CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO: NUEVOS PRODUCTOS Y SOLUCIONES PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE M.T.

José María TORRES
ORMAZABAL Distribución Primaria
jtn@ormazabal.com

Juan Antonio SANCHEZ
ORMAZABAL Protection & Automation
jsr@ormazabal.com

RESUMEN

La desregularización del sector eléctrico, la nueva reglamentación sobre continuidad de suministro y una gestión orientada al servicio hacia el cliente son algunos de los factores que enmarcan actualmente la política estratégica y de inversiones de las compañías eléctricas.

Teniendo presente lo anterior, y teniendo en cuenta que más del 85% de las incidencias de calidad en el suministro eléctrico que afectan al cliente final están localizadas en la red de distribución de media tensión (MT), se hace patente la necesidad de desarrollar e implementar equipos de alta fiabilidad que ofrezcan una elevada seguridad a efectos de continuidad de servicio así como soluciones de gran flexibilidad que permitan localizar y aislar defectos en la red de forma más eficiente.

Así, este artículo expone las soluciones más avanzadas para los nodos de la distribución eléctrica de MT: la cabecera de la subestación de MT y los centros de maniobra automatizados situados en la red mallada de la distribución secundaria.

1. DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

El primer punto de la red de distribución de M.T. que debe ofrecer una fiabilidad de servicio máxima es la subestación de cabecera. La última generación de celdas de distribución primaria de MT que se describe en este artículo ofrece la máxima fiabilidad para garantizar la continuidad de servicio. Estas celdas no necesitan ningún mantenimiento en el circuito de potencia lo que evita paradas técnicas e interrupciones de suministro y aseguran al mismo tiempo el máximo nivel de seguridad para los operarios durante la explotación de los equipos.



Figura 1: Celdas de distribución primaria CPG.0

El diseño de la celda es tal que todos los elementos que operan bajo tensión están encapsulados y aislados (IP65). De esta forma se garantiza la operación del circuito de MT independientemente de las condiciones exteriores ambientales (humedad, condensación, polvo, etc.), evitando por tanto la necesidad periódica de mantenimiento de estos componentes, lo que resulta finalmente en un aumento de la continuidad de servicio de la subestación.

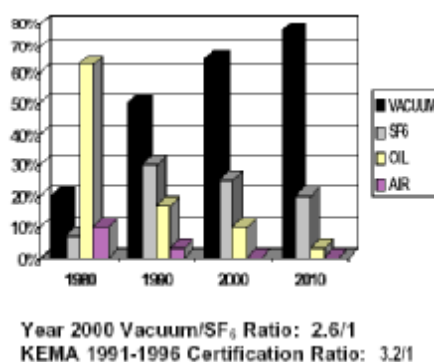
Las celdas concebidas con carácter modular, permiten ampliar o sustituir funciones sin necesidad de desplazamiento de celdas contiguas ni de cables de MT y sin necesidad de manipular gas en campo, garantizando por tanto la rigidez dieléctrica a la vez que se minimiza las operaciones en obra, permitiendo la rápida reposición de servicio en barras tras una intervención de este tipo.

Finalmente, señalar que las necesidades de obra civil se reducen gracias no solo al aislamiento integral, sino al diseño de la celda en la acometida de los cables de MT que minimiza las necesidades de excavación, uno de los principales parámetros de costo de la subestación.

1.1 Interruptor automático de corte en vacío

Actualmente el desarrollo de la tecnología de materiales y los modernos medios y procesos de fabricación de botellas de vacío han demostrado la superioridad técnica de los interruptores de corte en vacío sobre aquellos que emplean otro tipo de medio como agente de corte del arco.

Figura 2:
Tendencia mundial en las tecnologías de corte para interruptores automáticos de M.T.



Entre las ventajas de los interruptores de corte en vacío, hay que destacar:

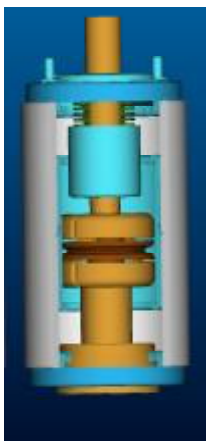


Figura 3: Sección longitudinal de una botella de vacío

- La elevada endurance eléctrica, gracias a la reducida tensión (energía) de arco.
- Rápida regeneración dieléctrica lo que permite el corte de corrientes de cortocircuito con una elevada componente de la di/dt (parámetro que condiciona el corte en interruptores de SF₆), o elevados valores de la tensión transitoria de restablecimiento (TTR).
- Alta capacidad interruptiva y elevada seguridad de operación. Capacidad de corte incluso sin desplazamiento de los contactos: en caso de cebado de arco con contactos abiertos se garantiza la interrupción de la corriente frente a otras tecnologías como los interruptores en SF₆ dependientes de factores adicionales (velocidad de separación de contactos y soplado de arco en SF₆).
- Ausencia de productos de descomposición que polucionan la cámara de extinción (interruptores de corte en SF₆).
- Ausencia de mantenimiento durante toda la vida útil. La resistencia de los contactos permanece constante, sin degradación ni oxidación de los mismos al encontrarse en una cámara al vacío.
- Carrera de contactos mínima y por tanto mecanismos de maniobra sencillos, que desarrollan energías mínimas y que por tanto ofrecen una alta fiabilidad.
- Adicionalmente a las ventajas inherentes de la tecnología de corte en vacío, se ha seleccionado para esta familia de celdas una botella de altas prestaciones y fiabilidad y se han realizado una serie de ensayos de tipo adicionales a los fijados por la norma IEC 62271-100 que garantizan la robustez del interruptor y su validez para todo tipo de aplicaciones:

Ensayo de corte y conexión trifásico capacitivo batería de condensadores en paralelo en 36 kV.

El ensayo, realizado por primera vez por parte de un fabricante de celdas de MT en KEMA (ver publicación del mes de agosto de 2.004 de este reconocido laboratorio), avala el uso de la celda para la maniobra y protección de baterías en paralelo, de uso cada vez más frecuente como compensación del factor de potencia en las redes de MT.

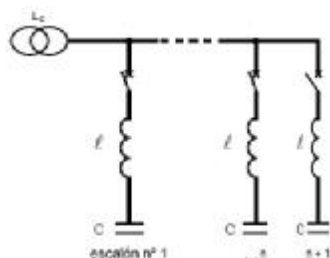
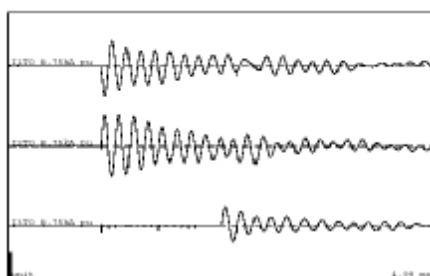


Figura 4: Disposición batería condensadores en paralelo

La celda de MT, tipo CPG.0, superó satisfactoriamente la secuencia (TDs) definida en la norma particular de ENDESA para las condiciones de cierre (intensidad de conexión de alta frecuencia) y desconexión (tensión transitoria de restablecimiento) más críticas.



$$I_e = \frac{n}{n+1} \frac{U\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \frac{\sqrt{C}}{\sqrt{\ell}}$$

$$f_e = \frac{1}{2\pi\sqrt{\ell C}}$$

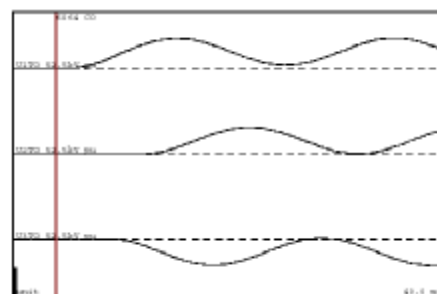


Figura 5: Conexión de batería condensadores en paralelo

Figura 6: Desconexión exitosa de la batería condensadores

Ensayo durancia eléctrica adicional

La norma IEC 62271-100 define la secuencia de ensayos para clasificar a un interruptor como libre de mantenimiento en sus partes activas durante su vida útil (clase E2). El interruptor de corte en vacío de la celda CPG.0 realizó 100 secuencias CO a la intensidad de cortocircuito asignada, lo que supone una exigencia 4 veces superior a la clase E2.

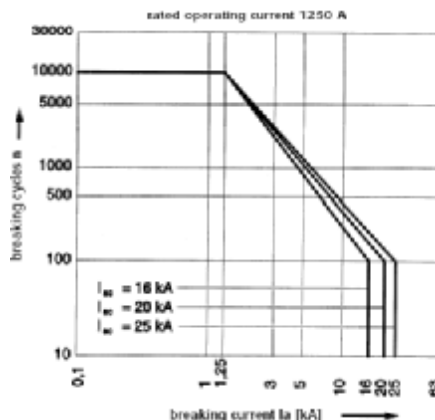


Figura 7: Número de operaciones del interruptor de corte en vacío

Este ensayo, junto con el de durancia mecánica en su clase más severa (M2), demuestra la robustez, fiabilidad y elevada vida útil del interruptor de corte en vacío de esta celda.

1.2 Seguridad de las personas

El diseño de la celda CPG.0 garantiza la máxima seguridad de los operarios gracias a la superación del ensayo de arco interno al máximo nivel de cortocircuito asignado y durante 1 segundo en los compartimentos del interruptor, de barras y de cables de acuerdo a los 5 criterios definidos en el anexo A de la norma IEC 62271-200:

1. Las puertas y cubiertas de seguridad no se abren.
2. No se produce la fragmentación de la envolvente durante el tiempo del ensayo.
3. El arco no produce ningún agujero en partes accesibles.
4. Los indicadores no se inflaman debido al efecto de los gases calientes.
5. La envolvente permanece conectada a tierra.

El anexo de la norma IEC 62271-200, además de establecer los criterios anteriores, define por primera vez, y a diferencia de la antigua norma IEC 60298, las dimensiones de la sala y distancias de la celda a las paredes para la ejecución del ensayo en función de la clase de accesibilidad. Así, se establece un criterio común para todos los fabricantes que, con la norma antigua, tenían dichos parámetros libres a la hora de ejecutar el ensayo.

Así, y con objeto de contemplar todos los requisitos anteriores, el diseño de la celda CPG.0 se ha realizado de forma que se evita el establecimiento de arcos internos trifásicos en el interior de los compartimentos de cables y barras. Para conseguir este objetivo se ha dispuesto de una protección metal-clad adicional entre las fases encapsuladas de estos compartimentos.



Figura 8: Segregación y compartimentación metálica de las barras

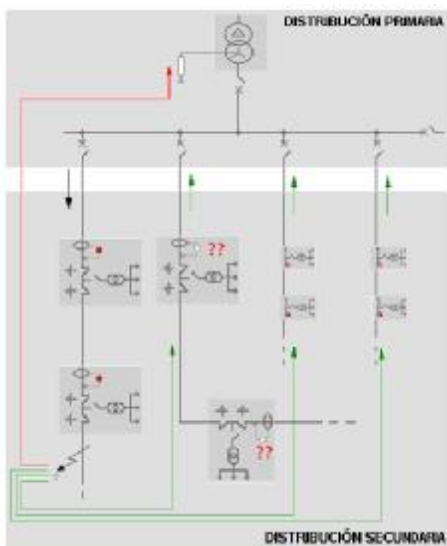
Así mismo cada una de las celdas incorpora un detector de presencia – ausencia positiva de tensión en los cables de acometida, definido y ensayado de acuerdo a la normativa IEC 61243-5. Este elemento, fundamental para garantizar la seguridad de operación de las personas, permite además verificar desde el despacho de maniobras el estado de la red en tiempo real, lo que permite ejecutar acciones de reconfiguración de la red desde el telemando en un tiempo mínimo, aumentando por tanto la continuidad de suministro del sistema.

Todo el sistema de cableado de BT de la celda, que incluye los circuitos de maniobra y señalización de seccionador e interruptor automático, circuitos de medida de los transformadores, así como el resto de señales de la celda (presostato, indicador de presencia – ausencia de tensión, etc....), está realizado bajo canaleta libre de halógenos y con cable de las siguientes características:

- No propagador de la llama
- No propagador del incendio
- Libre de halógenos
- Nula emisión de gases tóxicos y corrosivos
- Baja emisión de humos opacos (IEC 61034-1,2)

De esta forma, la superación de los ensayos de arco interno en todos y cada uno de los compartimentos de alta tensión de la celda según IEC 62271-200, junto con el empleo de elementos de seguridad como el detector de presencia-ausencia de tensión y el uso de cableado de seguridad, debidamente ferrulado e identificado, suponen en conjunto una garantía de seguridad no solo para el propio equipamiento si no para las personas que operan en la subestación.

Además, y con objeto de realizar una explotación adecuada de la subestación, se han considerado todo un sistema de enclavamientos tanto de serie (s/IEC 62271-200) como personalizados (electromecánicos, por llave o por candado) que garantizan una correcta operación evitando maniobras incorrectas e incrementando al mismo tiempo la seguridad para los bienes y las personas.



Para que una red de MT permita garantizar el mayor nivel de continuidad de servicio es necesario que disponga no sólo de una ST de cabecera de máxima fiabilidad y seguridad, sino también que desarrolle una **red secundaria de distribución** que permita operar el sistema de una forma flexible y eficiente.

Actualmente la automatización de la red de distribución de MT se ha confirmado como una clara acción de mejora de calidad de suministro en la mayoría de las empresas de distribución eléctrica. A continuación se muestra en la siguiente tabla la evolución que han tenido en los últimos años los dispositivos de maniobra automatizados tipo CGM y CGMcosmos que Ormazabal ha instalado.

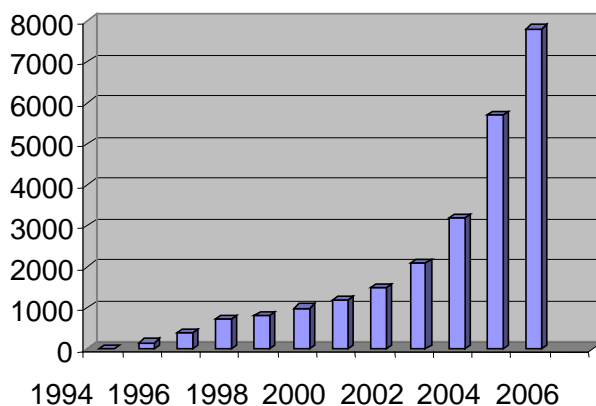


Figura 9: Evolución dispositivos de maniobra MT automatizados

2. AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

Desde el punto de vista de los requisitos de automatización, los Centros de Transformación MT/BT constan principalmente de varios elementos de corte de la red equipados con accionamientos eléctricos, un terminal remoto, una fuente de alimentación, equipos de comunicaciones y las interconexiones entre todos los elementos indicados. Por medio de las entradas y salidas digitales del terminal remoto se detecta la posición de los interruptores (abierto/cerrado) y se realizan las operaciones de maniobra (abrir/cerrar). Adicionalmente, las entradas analógicas, a través de convertidores, se conectan a transformadores de medida para obtener la intensidad y tensión en la línea. La alimentación incluye una batería que permite la correcta operación del sistema en el caso de falta de tensión en BT.

La siguiente tabla muestra las principales señales utilizadas en la automatización de Centros de Transformación.

Tipo	Descripción
Posición	Posición interruptor-seccionador (abierto/cerrado)
	Maniobra interruptor-seccionador (abrir/cerrar)
	Posición seccionador de tierra (abierto/cerrado)
	Estado automatismo seccionalizador (act./desact.)
	Maniobra automatismo secciona. (act./desact.)
	Detección de faltas fase-fase y fase-tierra
	Indicación de presencia de tensión (MT)
	Intensidad de carga
Generales	Estado del control de la instalación (local/remoto)
	Alarmas (batería, disparo trafo, etc)

Tabla 1: Señales de un CT automatizado

2.1. Limitaciones de las prácticas actuales

Trabajos en campo

Actualmente, las prácticas para la automatización de Centros de Transformación tienen muchas limitaciones [7]. La fiabilidad de la instalación está claramente comprometida por los siguientes trabajos en campo:

Cada elemento de corte tiene varios cables de conexión entre la cabina y el terminal remoto. Un número típico de cables de interconexión para un interruptor-seccionador en carga son 9 para control, 4 para los sensores de intensidad y 4 para los sensores de tensión. Esto implica que un CT con 3 líneas necesita que se realicen más de 100 puntos de interconexión en campo.

Los sensores de intensidad se utilizan principalmente para la detección de faltas fase-fase y fase-tierra, además de para la medida de intensidad de carga. Se instalan alrededor de los cables de MT. Este proceso requiere un descargo de la línea para poder acceder al compartimento de cables, donde se instalan 3 ó 4 sensores. Esta instalación requiere de especialización dado que las mallas de tierra de los cables condicionan la detección de intensidad de secuencia cero.

Los sensores de tensión se utilizan para la indicación de presencia de tensión, reset de indicación de faltas y polarización de detectores de falta direccionales. Estos sensores son principalmente capacitivos con señales de detección de pocos microamperios. Estos niveles de señal tan bajos implican que la longitud, ubicación y tipo de cable de interconexión son críticos para el correcto funcionamiento.

Todas las funciones de automatización del Centro de Transformación que se ven afectadas por los trabajos realizados en campo, se deben verificar para garantizar que la instalación se ha realizado correctamente.

Indicaciones erróneas de los detectores de falta

Los detectores de falta fase-fase y fase-tierra presentan problemas de indicaciones erróneas dependiendo de las características de la red de MT. Estos dispositivos se desarrollaron para dar indicaciones luminosas locales cuando detectaban un defecto. Errores en esta indicación local no eran críticos, dado que tenían muy poca influencia en los procedimientos de operación de la red. En el caso de los centros automatizados los errores de indicación generan saturación de información que no ayuda a detectar el defecto, ya que estos informan directamente al Centro de Control. Indicaciones erróneas conducen a operaciones incorrectas en la red para localizar la falta y retrasan la restauración del servicio.

Los principales problemas encontrados en los indicadores de paso de falta actuales son los siguientes:

- Una falta fase-tierra implica una intensidad capacitiva de secuencia cero en todas las líneas y cables que provengan del mismo transformador. Esto significa que los indicadores de paso de falta tienen que discriminar que intensidad corresponde a una falta y cual al efecto capacitivo de la red. Además, cuanto mayor cantidad de cable tiene la red, mayor intensidad capacitiva aparece en caso de falta fase-tierra (ejem. Cable 18kV/30kV x 240mm² ⇒ 3Amps/kM).
- Los pasos de falta son dispositivos que tiene curvas a tiempo definido donde el tiempo de indicación es independiente de la magnitud de la intensidad (ejem. Indica en 100ms tanto para 20A de defecto como para 200A de defecto). Esto significa que para garantizar una correcta detección, los ajustes para la mínima intensidad deben ser superiores a la intensidad capacitiva en el punto de la red donde está instalado. De otra forma algunas indicaciones no corresponderán a faltas reales.
- Cuando se cierra el interruptor de cabecera de una línea la intensidad que aparece corresponde a la carga y a la intensidad magnetizante de los transformadores de distribución MT/BT. Una característica significativa de esta intensidad es su valor de pico (ejem. puede llegar hasta 10 veces el valor nominal). Los detectores de paso de falta fase-fase pueden interpretar esta intensidad como un defecto. Con objeto de evitar esta indicación errónea estos dispositivos incluyen un autoreset si se detecta intensidad de carga después del defecto. Sin embargo, si se produce un disparo del interruptor de cabecera inmediatamente después de la intensidad de magnetización, el detector de falta dará una indicación errónea al operador para localizar la falta. Esta problemática esta también presente en los interruptores con funciones de reconexión automática.

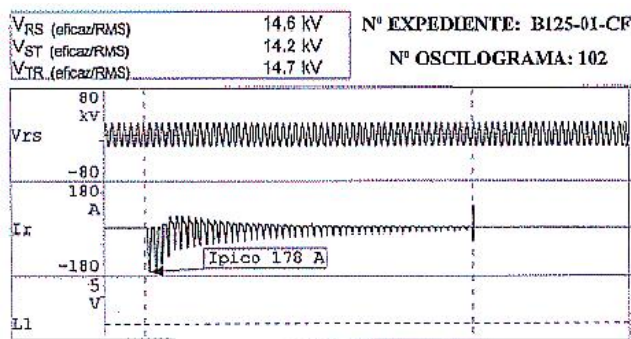


Figura 10: Intensidad de conexión de un transformador de distribución MT/BT

No hay normalización

La topología del Centro se debe conocer de antemano para definir los equipos que se tienen que utilizar. Esto significa que el tipo de terminal remoto, sensores, relés, etc. dependen del número y del tipo de los elementos de corte que hay en el Centro. Además, se utilizan dispositivos de diferentes fabricantes que muy habitualmente tiene asociado un trabajo de ingeniería de integración. Cada Centro automatizado es una especie de pequeño proyecto, y el nivel de normalización y flexibilidad de los componentes es muy reducido.

2.2. Ventajas de los nuevos conceptos de automatización de Centro de Transformación

Descripción de los nuevos Centros de Transformación automatizados

Los nuevos conceptos se basan en la funcionalidad de las celdas de MT que satisfacen los requisitos tanto eléctricos como de automatización en un único equipo ensamblado y comprobado en fábrica [8]. Las funciones de automatización principales están relacionadas con la detección de faltas fase-fase y fase-tierra, detección de presencia de tensión MT, medidas de intensidad, maniobras de los interruptores y estado de las celdas, teniendo siempre en cuenta la sencillez de puesta en servicio y operación



Figura 11: Nuevo concepto de Centro de Transformación automatizado.

Las celdas, la unidad central y el bus local forman el nuevo Centro de Transformación automatizado. Las celdas incluyen toda la funcionalidad recogida anteriormente y son conectadas directamente al bus local. Este bus es independiente del número de celdas y es usado para la comunicación y alimentación entre las celdas y la unidad central.

La unidad central incluye las funciones de terminal remoto como convertidor de protocolo. Recoge la información del bus local y lo traduce al protocolo del Centro de Operación. La unidad central también incluye la alimentación, batería y equipo de comunicaciones. También se conecta directamente al bus local y es independiente del número de celdas en el Centro.

Operaciones de puesta en marcha

El número de operaciones de puesta en marcha se reduce drásticamente. Las interconexiones de automatización se reducen a un único Bus para comunicaciones y alimentación entre las celdas y la unidad central, sin requerir de personal especializado para realizar esta tarea.

No hay necesidad de instalar sensores de intensidad dado que están incluidos en los dispositivos de maniobra desde fábrica. De este modo el problema de la malla de tierra del cable de MT desaparece. Los sensores de tensión también están incluidos y verificados en la celda. Por lo tanto no les afecta ninguna manipulación en campo.

Los problemas encontrados en los detectores de paso de falta convencionales se evitan en este nuevo concepto. Las intensidades capacitivas y magnetizantes son claramente diferenciadas de las intensidades de falta dado que se utilizan las mismas técnicas que los relés de protección numéricos. Esto permite definir un conjunto de ajustes independiente del punto de red donde se instale.

Normalización de equipos

El criterio de modularidad permite construir cualquier tipo de topología de Centro con el mismo tipo de equipos. La dependencia del número de celdas y conocimiento previo de la topología de la instalación ya no es necesario desde el punto de vista de la automatización. Las celdas son fabricadas y probadas de la misma forma, independientemente de la configuración del Centro lo que conduce a un alto grado de estandarización. La unidad central también es la misma independientemente del número de celdas del Centro donde el bus local garantiza la compatibilidad. Así, todo el Centro de Transformación automatizado se realiza con elementos normalizados sin necesidad de realizar complejos trabajos de instalación en campo.

Los resultados que se exponen a continuación se han obtenido de unos Centros automatizados pilotos ya instalados y en servicio.

Comparación de sistemas de automatización		
Características	Tradicional	Nuevo concepto
Errores funcionales	20%	2%
Trabajos en campo	8 horas	2 horas
Especialización de personas	100%	10%
Normalización	60%	100%
Rendimiento	70%	90%
Costo global	100	80

Tabla 2: Comparación de Centros automatizados MT/BT

CONCLUSIONES

Los cortes de suministro eléctrico ocurridos en algunas regiones de España, y las repercusiones económicas que algunas compañías eléctricas han tenido que afrontar por este motivo han implicado que uno de los principales objetivos de las compañías sea optimizar la red distribución eléctrica de MT mediante la instalación y puesta en marcha de equipos y soluciones que permitan garantizar la continuidad de servicio.

De esta forma, y teniendo en cuenta que la subestación de cabecera es el primer escalón en el sistema de distribución, ORMAZABAL ha diseñado y desarrollado una familia completa de celdas de distribución primaria que ha sido ensayada bajo los criterios de seguridad más elevados definidos por la nueva norma internacional IEC 62271-200 y que integra los componentes tecnológicamente más avanzados, incluyendo un interruptor de corte en vacío de altas prestaciones. Así esta familia de celdas GIS, desarrollada íntegramente para su instalación en subestaciones de transformación (ST y STR), centros de reparto, estaciones de maniobra (CR y EM) y nudos de distribución, bajo filosofía de instalación plug & connect, ofrece las más altas características que contribuyen a la continuidad de suministro, siempre garantizando las máximas condiciones de seguridad para las personas y de explotación para la red y los equipos.

Por otro lado, todas las ventajas sobre automatización definidas anteriormente en comparación con los sistemas tradicionales, necesarios para una automatización fiable, eficiente y de fácil operación de la red de distribución, se consiguen principalmente por la incorporación de nuevas funcionalidades a los dispositivos de maniobra. Se crea un nuevo producto posibilitando la normalización de los equipos y la externalización de los servicios de instalación, donde el número de operaciones en campo se reduce drásticamente, lo que unido al control de la calidad en origen, conduce a que el fuerte aumento de los puntos a automatizar en la red de MT se realice a unos costos óptimos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a Iberdrola, Endesa Distribución Eléctrica, Viesgo-Enel e HidroCantábrico su continuo apoyo durante el desarrollo del proyecto.

REFERENCIAS

- [1] P.G. Slade, 1994, "Advances in Material Development for High Power Vacuum Interrupter Contacts", *IEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology*. Part A. Vol. 17, NO.1.
- [2] P.G. Slade, 1998, "Growth of Vacuum Interrupter Application in Distribution Switchgear", *The IEE Fifth International Conference*.
- [3] M.B. Schulman, L.D. Loud y W. Li., "Influence of Contact Geometry and Current on Effective Erosion of Cu-Cr, Ag-WC and Ag-Cr Vacuum Contact Materials".
- [4] C.M. WALTON, R. FRIEL, "Benefits of large scale urban distribution network automation and their role in meeting enhanced customer expectation and regulatory regimes", CIRED 2001.
- [5] R.E. JACKSON, C.M. WALTON, "A case study of extensive MV automation in London", CIRED 2003.
- [6] A. BARGIAGIA, A. CERRETTI, G. DI LEMBO, S. ROGAI, G. VEGLIO, "Telecontrol and automation on Enel distribuzione's network: strategy and results.", CIRED 2003.
- [7] B. PACE, G. LOEHR, A. OSLER, "Will the reality live up to promise?. An interactive discussion of Substation Automation.", T&D World Expo 2000.
- [8] C. REUBER, P. GRITTI, K. HAGSTROM, "The integrated MV circuit-breaker – A new device comprising measuring, protection and interruption", CIRED 2003.