

Automatización de la distribución: presente y futuro

Alfredo Espinosa Reza¹, Salvador González Castro¹ y Benjamín Sierra Rodríguez²

Resumen

Se revisa el estado actual de la distribución de energía eléctrica en México, así como el estado que guarda su proceso de automatización. De igual manera, se presentan las tendencias tecnológicas que se espera dominen en las próximas dos décadas, sobre todo si se considera la evolución tecnológica que propone el concepto de la Red Eléctrica Inteligente (REI).

Antecedentes

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para cerca de 34.7 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes. Además, incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos, con una tasa de crecimiento medio anual de casi 4.4%, durante los últimos seis años (www.cfe.gob.mx).

A partir de octubre de 2009, la CFE es el organismo encargado de brindar el servicio eléctrico en todo el país, incorporando el suministro de energía eléctrica del Valle de México, que abarca todo el Distrito Federal (Divisiones Valle de México Norte, Centro y Sur), así como



Las redes actuales más evolucionadas y las que se espera existan en el futuro, cuentan o contarán simultáneamente con esquemas de generación concentrada, generación distribuida, fuentes alternas y renovables, y flujo eléctrico en dos sentidos.

las zonas de Tula, Tulancingo, Pachuca y Cuernavaca (www.cfe.gob.mx).

La red de distribución está integrada por líneas de subtransmisión (distribución de alto voltaje) con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kV, así como de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. A septiembre de 2010, la longitud de estas líneas era de 46,941 km y 648,765 km, respectivamente (www.cfe.gob.mx).

En cuanto al volumen de ventas totales, el 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1% restante se exporta. Si bien el sector doméstico agrupa 88.23% de los clientes, sus ventas representan 26.69% de las ventas directas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos del 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas (57.87%) (www.cfe.gob.mx).

Evolución del Sistema Eléctrico

El Sistema Eléctrico está en constante evolución. En las redes eléctricas tradicionales se tiene un esquema de generación concentrada con el flujo eléctrico en un solo sentido. La operación está basada en el comportamiento histórico, lo que implica que los operadores de los centros de control tomen las decisiones con base en su conocimiento y experiencia propia, ver figura 1 (Espinosa, 2010).

¹ Instituto de Investigaciones Eléctricas

² Comisión Federal de Electricidad

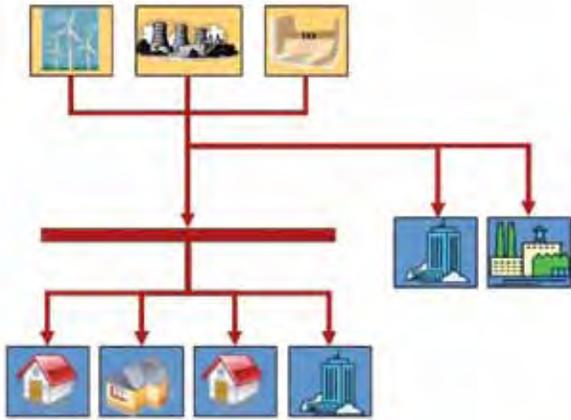


Figura 1. Esquema operativo de las redes tradicionales.

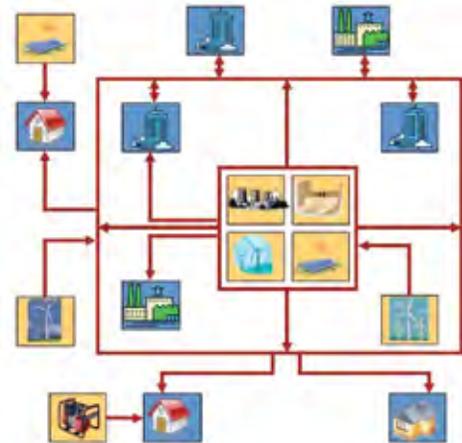


Figura 2. Esquema operativo de las redes actuales evolucionadas y futuras.

Las redes actuales más evolucionadas y las que se espera existan en el futuro, cuentan o contarán simultáneamente con esquemas de generación concentrada, generación distribuida (cerca de los puntos de consumo), fuentes alternas y renovables (eólica, solar, microturbinas, etc.) y flujo eléctrico en dos sentidos. La operación está o estará basada en datos adquiridos y procesados en tiempo real por sistemas de información de apoyo a la toma de decisiones (DSS, por sus siglas en inglés), ver figura 2.

Esta evolución del Sistema Eléctrico implica la adopción de nuevas tecnologías para operar adecuadamente, vigilando el cumplimiento de los objetivos de la empresa en términos de **seguridad, continuidad, calidad y economía**. Se requieren tecnologías para protección, medición, control, telecomunicaciones y esquemas de automatización avanzados, que consideren el flujo bidireccional de la energía, así como las implicaciones que se tienen con los esquemas de generación distribuida, *neteo* (medición de consumo neto), microrredes

(aislamiento controlado), productores independientes y la incorporación de fuentes de energía distribuida y renovable de alta penetración e intermitencia (DER - *Distributed Energy Resources*) (Vidrio y González, 2008) y (González et al, 2008).

Estado actual de la automatización de la distribución

En la CFE, la automatización de la distribución se encuentra inmersa en los procesos de planeación, construcción, operación y mantenimiento, que se llevan a cabo en las 16 Divisiones de Distribución que existen en México. Cada proceso se apoya en el uso de herramientas computacionales adecuadas para atender eficiente y eficazmente la demanda incremental, así como para mejorar la calidad de la energía suministrada.

En particular, los esquemas de automatización actuales implican contar con elementos telecontrolados en subestaciones

para todos los interruptores de potencia, para los transformadores principales, así como para cada uno de sus alimentadores. Para esto, existen arreglos normalizados que incluyen los esquemas de control, protección y medición, de manera que todas las señales operativas se concentren localmente en un Controlador Principal de Subestación (CPS) y en un tablero SISCOPROMM (Sistema Integrado para el Control, Protección, Medición y Mantenibilidad de Subestaciones Eléctricas).

Adicionalmente se está implementando en el total de subestaciones de distribución, el Sistema de Monitores de Calidad de la Energía (SIMOCE). En conjunto, estos sistemas alimentan a un Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA), que se encuentra en los Centros de Operación de Distribución (figura 3), en donde el operador de distribución tiene en tiempo real, la información del estado operativo de cada uno de los elementos que intervienen en el proceso de transformar la energía de alta tensión a media tensión, para su distri-



Figura 3. Centro de Operación de Distribución de la Zona Tampico de la División Golfo Centro.

bución a través de la red a los centros de consumo (industrial, residencial, comercial y rural).

En la red de media tensión (red de distribución), desde los interruptores de la subestación hasta el transformador de distribución (tipo poste, de pedestal o de particulares) utilizan un esquema de alimentadores radiales con enlaces normalmente abiertos entre diferentes circuitos que se cruzan.

En todos los casos se aplica un complejo esquema de protecciones coordinadas para responder a disturbios o fallas en la red, así como dispositivos de seccionamiento de apoyo, tales como relevadores de sobrecorriente y de distancia, interruptores bajo carga, cuchillas y fusibles.

En la red de distribución se aplica un esquema de restauradores, los cuales están programados con tiempos de respuesta para intentar hasta tres re-cierres en caso de disparo. Esta estrategia elimina las fallas y disturbios transitorios de corta duración, por ejemplo, en caso de una falla declarada y que el restaurador no se mantenga cerrado después del último intento, se envía una alarma al SCADA para alertar

al operador de una situación que no pudo ser resuelta por el dispositivo en campo.

Adicionalmente, los alimentadores cuentan con dispositivos de seccionamiento telecontrolados a la mitad del circuito, lo que permite al operador maniobrar la red para aislar una falla y no perder en ningún caso más del 50% de la carga mediante el enlace temporal con otros circuitos.

Actualmente existen algunos Centros de Operación de Distribución equipados con simuladores del Sistema Eléctrico de Distribución conectados en línea al SCADA (y a otros sistemas corporativos) para el análisis operativo de la red en tiempo cercano al real (figura 3), así como para apoyar el análisis de maniobras de mantenimiento, planes de contingencia y entrenamiento de personal.

Tendencias tecnológicas: la Red Eléctrica Inteligente (REI)

Una de las principales tendencias tecnológicas en el ámbito del suministro de energía eléctrica es el concepto de REI (*Smart Grid*) (Vidrio y González, 2008) y

(González et al, 2008). En este concepto, la Automatización de la Distribución se centra en implementar los esquemas propuestos por la Automatización Avanzada de la Distribución (ADA, por sus siglas en inglés), en donde intervienen funciones complejas e integradas (www.intelligrid.info). Entre las funciones más importantes se encuentran:

Automatización Avanzada de la Distribución (ADA). El objetivo es mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía, así como hacer más eficiente el sistema eléctrico en general, por medio de la automatización de los procesos de distribución, tales como: análisis y preparación de datos lo más cercano posible al tiempo real, optimización de la toma de decisiones y control de las operaciones de distribución, en coordinación con los sistemas de generación y transmisión.



Figura 4. Monitoreo del Sistema Eléctrico de Distribución en la División Golfo Centro.

ADA se compone de los siguientes casos de uso (www.intelligrid.info):

1. Modelado y análisis de la operación de la distribución (DOMA, por sus siglas en inglés).
 - a. Recopilación de datos y revisión de su consistencia.
 - b. Revisión de la integridad del modelo del sistema eléctrico.
 - c. Análisis y modelado por eventos y de manera periódica con entrega de resumen de resultados al operador.
 - d. Alarmas actuales y predictivas.
 - e. Análisis de contingencias.
2. Localización de falla, aislamiento y restauración del servicio (FLIR, por sus siglas en inglés).
3. Control de voltaje y reactivos (VVC, por sus siglas en inglés) para la optimización coordinada de voltaje y potencia reactiva.
Análisis de contingencias (CA, por sus siglas en inglés).
4. Modelado numérico del sistema eléctrico.
 - a. Análisis “que pasa si...”.
 - b. Estimación de estados en todos los elementos de la red.
 - c. Análisis “n-1”.
 - d. Análisis de escenarios de catástrofes masivas y apagones no planeados.
 - e. Reconfiguración de alimentadores.
5. Procesamiento inteligente de alarmas (IAP, por sus siglas en inglés).
6. Coordinación de acciones de emergencia.
7. Esquemas anticipados de acciones correctivas y coordinación de acciones de emergencia.
 - a. Coordinación de acciones de restauración.
8. Pre-armado de esquemas de acciones correctivas.
9. Esquemas anticipados de restauración.
 - a. Coordinación de acciones de restauración en distribución.
 - b. Re-coordinación de relevadores de protección.
10. Esquemas de protecciones adaptivas.
 - a. Monitoreo remoto del estado operativo de dispositivos de protección.
11. Registro y reportes.

Estas funciones son ejecutadas a través de interfaces directas o genéricas con diferentes bases de datos y sistemas, entre los más importantes están el Sistema de Gestión de la Energía (EMS, por sus siglas en inglés), el Sistema de Gestión de Fallas (OMS, por sus siglas en inglés), el Sistema de Gestión de Clientes (CIS, por sus siglas en inglés), el SCADA, el Sistema de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés) y el Sistema de Gestión de la Fuerza de Trabajo (WFMS, por sus siglas en inglés), así como simulaciones de las condiciones de operación en tiempo cercano al tiempo real, optimización predictiva cercana al tiempo real y control en tiempo real de las operaciones de distribución.

ADA hace una contribución significativa para mejorar las operaciones del sistema eléc-

trico por medio de la automatización, la cual no puede ser alcanzada usando los métodos operacionales existentes.

Auto restablecimiento del servicio (FLIR). También conocido como *Self-Healing* por su operación automatizada en campo, esta función tiene el propósito principal de restaurar automáticamente la energía de las secciones sin-falla de una línea, tramo, circuito o alimentador, después de que una falla declarada ha sido identificada y aislada. Adicionalmente permite prevenir apagones de área amplia de forma automática y responde rápidamente al proceso de normalización de la red.

En la actualidad, la restauración automática del servicio se realiza considerando un conjunto limitado de condiciones y topologías de red. En un futuro próximo, se espera que estas restricciones se eliminen y el sistema de automatización sea capaz de restaurar la energía en los sistemas que se caracterizan por:

- Contar con múltiples fuentes de energía disponibles.
- Las fuentes múltiples pueden pertenecer a diferentes organizaciones, divisiones o zonas.
- Múltiples puntos de conexión posible entre las fuentes.
- Requieren dividir la carga total a restaurar en secciones, debido a que una sola fuente no es suficiente para energizar la carga total.

La identificación, localización, aislamiento y restablecimiento de fallas (FLIR) se realiza desde los centros de control y en la propia red eléctrica mediante dispositivos en campo automatizados, con

capacidad de cómputo distribuido y telecomunicaciones. Esta función se realiza con los datos obtenidos desde la subestación de distribución hasta los alimentadores o circuitos. Todas estas aplicaciones y componentes del sistema funcionan de manera coordinada y son adaptables a las situaciones reales.

La metodología convencional para el control de emergencias se basa en estudios fuera de línea para la selección de los esquemas de automatización aplicables, su ubicación y su configuración. Este tipo de estudios fuera de línea se realiza generalmente seleccionando las condiciones de análisis para casos típicos y de emergencia anteriores. Sin embargo, el diseño de acciones correctivas basadas en situaciones de emergencia anteriores, no garantiza que funcionarán en forma efectiva para las emergencias futuras. En realidad, las situaciones de emergencia ocurren a menudo en condiciones que son muy

diferentes de los casos de estudio. Por ejemplo, cuando se incrementa el número de recursos de energía distribuida (DER) conectados a la red de distribución, las operaciones de distribución tienen que ampliarse para supervisar y administrar, incluso controlar, estos recursos o dispositivos DER. Los avances de los Sistemas de Gestión de la Distribución (DMS, por sus siglas en inglés) y ADA permiten que estos sistemas estén disponibles para la coordinación en tiempo real de las redes de transmisión y distribución, para las condiciones de operación normal, de emergencia y de restauración de los sistemas de potencia.

En los sistemas de control del futuro, los dispositivos *Self-Healing* se diferenciarán de los actuales en la aplicación de controles significativamente más automatizados, en lugar de los controles para supervisión. Asimismo, permitirán incrementar la integridad de la cadena de valor

Generación → Transmisión → Distribución → Cliente, en lugar de la autoprotección de equipos solamente.

Análisis y Modelado de la Operación de la Distribución (DOMA). Se basa en un flujo de energía desequilibrado de la distribución en tiempo real, de modo que se van cambiando las condiciones de operación de manera dinámica. Analiza los resultados de las simulaciones del flujo de energía y proporciona al operador el resumen de este análisis, para que éste tome decisiones de reconfiguración y operación.

Provee a otras aplicaciones con las pseudomediciones para cada elemento del sistema de distribución, desde las subestaciones hasta los centros de carga en el secundario. El modelo se basa en las actualizaciones de la topología de la red en tiempo real, en los parámetros de las instalaciones, en la carga y en los componentes relevantes del sistema eléctrico que lo alimenta.



Cuenta con tres modos de operación:

- Modo en tiempo real, que refleja las condiciones actuales del sistema eléctrico.
- Modo de anticipación, que refleja las condiciones previstas en un futuro próximo (de una hora a una semana).
- Modo de estudios, que proporciona la capacidad de realizar el análisis “qué pasa si...”.

Las funciones clave que debe desempeñar son:

- Modelado de los sistemas de transmisión y subtransmisión inmediatamente adyacentes a los circuitos de distribución.
- Modelado de la conectividad de los circuitos de distribución. Se debe incluir la capacidad de conexión a los sistemas de información geográfica (GIS) y de clientes (CIS).
- Modelado de los nodos de carga de distribución.
- Modelado de instalaciones y dispositivos. Líneas aéreas y subterráneas, dispositivos de interrupción (*switching*), transformadores de potencia con *taps* de regulación, transformadores de distribución, bancos de capacitores de subestación y de alimentadores con sus dispositivos de control, reactores serie de alimentadores, reguladores de voltaje con sus dispositivos de control, generadores distribuidos, motores síncronos, equivalentes de carga para modelos de alta frecuencia.
- Flujo de potencia.
- Evaluación de la capacidad de transferencia y vigilancia de límites de voltaje.
- Análisis de calidad de la energía.
- Análisis de pérdidas.
- Análisis de fallas.

- Evaluación de las condiciones operativas.

Recursos Energéticos Renovables Distribuidos (DER). Los recursos energéticos distribuidos son una realidad, se espera su incorporación en un mercado de alta penetración (consumidores residenciales) en cuanto la eficiencia aumente y los costos de la infraestructura disminuyan. Se incluye en este concepto la generación distribuida (paneles solares, turbinas eólicas) y el almacenamiento de energía (baterías y vehículos eléctricos e híbridos conectables a la red).

Conforme vayan penetrando los recursos energéticos renovables, cada vez tendrán más influencia en los sistemas de potencia, por lo que la previsión global y detallada de su contribución al sistema se volverá más crítica. En el caso de que los recursos energéticos distribuidos sean de alta penetración, la predicción será fundamental para la estabilidad del sistema en su conjunto. Las energías renovables ofrecen importantes retos en todos los niveles debido a la naturaleza intermitente de su producción, pero es en el Sistema Eléctrico de Distribución en donde se reflejarían los cambios más importantes en el flujo de potencia.

Adquisición de Datos y Control (DAC). Esta función se utiliza en operaciones de transmisión y distribución, cuenta con múltiples tipos de mecanismos para recuperación de datos de equipos de campo y con capacidad para el envío de comandos de control a los equipos del sistema eléctrico. Estos mecanismos operan entre los dispositivos de campo y los sistemas localizados en las subestaciones, así como entre los dispositivos de campo y los sistemas (incluyendo, pero no

limitando al SCADA) localizados en los centros de control, así como centros de planeación e ingeniería.

Esta función proporciona datos medidos en tiempo real, datos estadísticos y otros datos calculados del sistema eléctrico a los sistemas y aplicaciones que los utilizan. La función también apoya la emisión de comandos de control a los equipos del sistema, así como el ajuste de parámetros a los dispositivos electrónicos inteligentes (IED, por sus siglas en inglés) y a otros sistemas de campo.

DAC incluye funciones como:

- Monitoreo y control directo del equipo.
- Interacciones con dispositivos electrónicos inteligentes (IED, por sus siglas en inglés).
- Monitoreo y control de equipo de campo (vía IED).
- Monitoreo y control de dispositivos DER.
- SCADA para monitoreo y control de equipos de campo e IED.

SCADA para ADA. Es una herramienta para la adquisición de datos de campo y para la supervisión de procesos productivos en general. Por medio de una red de comunicaciones, las mediciones son enviadas en tiempo real desde el campo hasta una base de datos central, para ser procesadas con *software* especializado.

Un SCADA para ADA requiere de algoritmos y capacidad de cómputo en tiempo real, ya que muchas de las decisiones de operación serán tomadas de inmediato en el mismo instante en que se producen los eventos que disparan o requieren atención

específica, tales como disturbios, fallas, sobrecarga de conductores, etc.

Además, debe considerarse toda la capacidad de cómputo distribuido en la red eléctrica para la correcta y óptima operación, desde los restauradores con algoritmos avanzados y la coordinación de protecciones, hasta los dispositivos de auto restablecimiento tipo *Self-Healing*.

Gestión del lado de la demanda (DSM). El objetivo principal de esta función es “aplanar” la curva de la demanda lo más posible, con todos los beneficios que esto implica, a través de los programas de control de la carga del cliente, así como el despacho energético en tiempo real, en función de la energía realmente consumida.

En este contexto, los proveedores de servicios de energía y operadores del mercado aplican la respuesta a la demanda y programas de control de carga, para garantizar la estabilidad de la red y el correcto funcionamiento en momentos pico de la demanda o ante emergencias por interrupciones de sistemas de generación, transmisión o distribución. Con algunos programas, el cliente (residencial o comercial) reduce la carga requerida mediante comandos del proveedor del servicio o del operador del mercado. Algunos de estos programas se llevan a cabo de forma voluntaria, donde el cliente puede optar por mantener la carga, o bien, de manera obligatoria, donde el cliente debe desconectarse del sistema eléctrico o incurrirá en sanciones económicas por incumplimiento.

El cliente en este programa puede tener beneficios, tales como: tasas de descuento o mejores tarifas. Algunos de estos

programas pueden tener el carácter de obligatorio para proveer el servicio eléctrico en áreas en donde existen restricciones de capacidad de transmisión o distribución.

Los sistemas de comunicación juegan un papel clave en esta función, ya que las instrucciones o comandos de control deberán ser enviados al cliente para reducir o eliminar la carga, así como verificar su cumplimiento/incumplimiento.

Gestión Avanzada de Fallas (OMS, WFMS, MWFMS). La gestión avanzada de fallas implica el manejo de una gran cantidad de información, desde la ubicación de la falla en el modelo de la red eléctrica, hasta el personal y materiales necesarios para su atención.

El sistema de gestión de cuadrillas o de la fuerza de trabajo móvil (MWFMS, por sus siglas en inglés) es un sistema de información que conjuga procesamiento de datos de diversas fuentes, con el objeto de implementar una función de negocios a escala empresarial que abarca la creación, envío, y terminación de los trabajos asignados a personal de campo.

La fuerza de trabajo móvil opera equipos de campo y de computación, que por lo general se comunican a través de redes inalámbricas (ya sean públicas o privadas), a menudo combinadas con la localización de vehículos mediante un Sistema de Posicionamiento Global (GPS, por sus siglas en inglés), para obtener el estado en tiempo real y seguimiento de la ubicación de la falla.

MWFMS se comunica con el sistema de gestión de fallas (OMS), de gestión avan-

zada de activos (AAMS, por sus siglas en inglés) y de gestión de recursos humanos (WFM), entre otros, para realizar la asignación automática de órdenes de servicio cuando existe una falla en campo (eventos no programados), así como para gestionar y asignar las órdenes de servicio programadas en campo (maniobras, libranzas, inspecciones, supervisiones, visitas, etc.).

El sistema OMS debe detectar e identificar una falla, así como su posible ubicación en la red mediante algoritmos lógicos y analíticos, o haciendo uso de las variables medidas en la red. Por su parte, el sistema MWFMS debe asignar la ruta óptima de las cuadrillas en función de su ubicación, características, recursos y tiempo estimado de la tarea.

Arquitectura de comunicaciones propuesta

El Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST, por sus siglas en inglés), ha elaborado un esquema y mapa de ruta tecnológica para la interoperabilidad de la REI (NIST, 2010), el cual está sustentado en la arquitectura *IntelliGrid* desarrollada por el EPRI (www.intelligrid.info). En este esquema y arquitectura se definen siete dominios altamente interrelacionados. De éstos, el de distribución es uno de los más complejos, incluye operaciones de control, medición, protecciones, registro y optimización (figura 5), así como interfaces de comunicación con los Dominios de Mercado Eléctrico, operaciones y por supuesto con transmisión y clientes.

Finalmente, el concepto de automatización de la distribución en la REI considera la interacción de diversos sistemas, entidades y procesos, los cuales se agrupan e

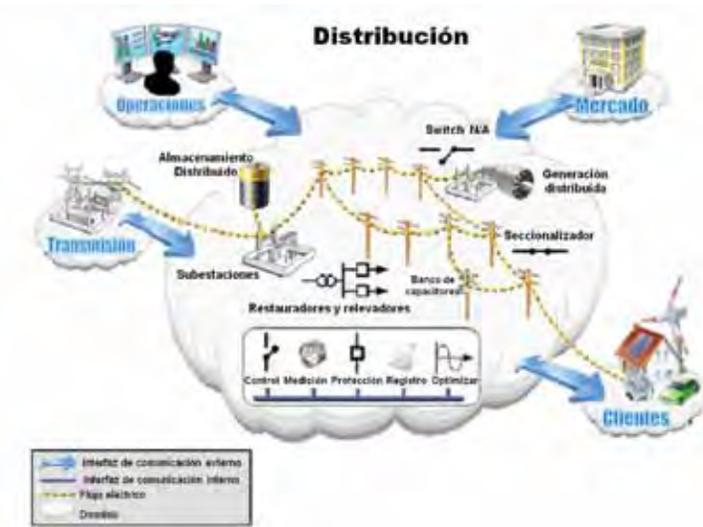


Figura 5. Dominio “Distribución” para la interoperabilidad en la Red Eléctrica Inteligente (NIST, 2010).



Figura 6. Visión general de la Red Eléctrica Inteligente.

interactúan mediante un esquema de integración de información empresarial que permite la interoperabilidad semántica y segura entre todos ellos (figura 6).

Interoperabilidad y seguridad para ADA

En este sentido, el NIST ha identificado 5 estándares relacionados con interoperabilidad y que están listos para ser regulados por la Comisión Federal Regulatoria de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) en el contexto de la REI en Estados Unidos (Arnold, 2010).

IEC 61970 e IEC 61968. Proveen un Modelo de Información Común (CIM, por sus siglas en inglés) para el intercambio de datos entre dispositivos y redes en los dominios de transmisión y distribución.

IEC 61850. Facilita la automatización y comunicación de subestaciones, así como la interoperabilidad a través de un formato común de datos.

IEC 61870-6 (ICCP). Facilita el intercambio de información entre centros de control (ICCP).

IEC 62351. Direcciona la seguridad cibernética de los protocolos de comunicación definidos por los estándares anteriores.

Conclusiones

El mayor beneficio de la REI será la interoperabilidad que abrirá a la innovación cada aspecto de la generación, transmisión, distribución y uso de la energía eléctrica.

La innovación creará cambio y éste incrementará la diversidad, la cual ha sido y será uno de los mayores retos, no sólo para la integración inicial, sino para el mantenimiento e integridad operacional de la red.

El gran reto para la interoperabilidad de la REI y para los estándares que la sustentará, será soportar la diversidad y la innovación. Esto requiere de estándares que permitan el fácil acoplamiento entre tecnologías de origen diverso. Además, estos estándares requieren considerar la seguridad informática de nivel empresarial en cada interfaz.

La automatización de la distribución está y seguirá estando en las próximas dos décadas, en un profundo proceso de transformación y modernización, que le permitirá a la red de distribución ser más robusta, segura y confiable, considerando estrategias de generación con fuentes más limpias y renovables que apoyen a disminuir y revertir el impacto del cambio climático. Es una tarea ardua, pero es una tarea que tiene que realizarse.

Referencias

Comisión Federal de Electricidad. Disponible en URL: <http://www.cfe.gob.mx>.

A. Espinosa, *Curso de Redes Inteligentes, Parte 1: Introducción*, VIII Congreso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico, IEEE - CIINDET 2010, Cuernavaca, Morelos, México, 22 y 23 de noviembre de 2010.

G. Vidrio y S. González, *Red Eléctrica Inteligente. El futuro entre nosotros*, Ciencia y Desarrollo, CONACYT, septiembre 2008.

S. González, R. Nieva, G. Vidrio, A. Espinosa, R. Velázquez y H. Sarmiento, *La Red Eléctrica Inteligente. Conceptos, elementos y perspectivas*, II Congreso conjunto de la Asociación de la Economía Energética, la Asociación Mexicana de Energía y el capítulo

México del Consejo Mundial de Energía, México, D.F., 4 y 5 de marzo de 2010.

NIST - Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*, U.S. Department of Commerce, NIST Special Publication 1108, January 2010.

EPRI, *IntelliGrid Architecture*. Disponible en URL: <http://www.intelligrid.info>

A. Espinosa, R. García, J.F. Borjas y B. Sierra, *Arquitectura base de interoperabilidad semántica para el*

Sistema Eléctrico de Distribución Inteligente en CFE, Boletín IIE julio-septiembre 2010, Instituto de Investigaciones Eléctricas.

G. Arnold, *Letter to Jon Wellinghoff, Chairman of Federal Energy Regulatory Commission*, NIST, Gaithersburg, Maryland, USA, October 2010.

A. Espinosa, A. Quintero, R. García, J.F. Borjas, T.M. Calleros, B. Sierra y R. Torres, *On-Line Simulator for Decision Support in Distribution Control Centers in a Smart Grid Context*, WSEAS Transactions on Systems and Control, Issue 10, Volume 5, October 2010, ISSN: 1991-8763, pp. 814-816.



ALFREDO ESPINOSA REZA

[aer@iie.org.mx]

Ingeniero Mecánico Electricista, en el área de Electricidad y Electrónica, egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1994. Ingresó al IIE en 1995 en donde desarrolla e integra sistemas de información en tiempo real para centrales generadoras de energía eléctrica, subestaciones y redes de distribución. Sus áreas de investigación incluyen la arquitectura e infraestructura de interoperabilidad semántica para los Sistemas de Gestión de la Distribución (DMS) soportada por el Modelo de Información Común (CIM). Recientemente coordinó el desarrollo del Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución para los centros de control de distribución de la CFE.



SALVADOR GONZÁLEZ CASTRO

[sgc@iie.org.mx]

Ingeniero Mecánico Electricista por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) en 1974. Maestro en Ingeniería Eléctrica en 1976, Maestro en Ciencias en 1978 y Doctor en Filosofía por la Universidad Rice de Houston, Texas, Estados Unidos. De 1978 a 1980 fue investigador de la Coordinación de Automatización de la UNAM. Ingresó a la División de Sistemas de Potencia del IIE en 1980, donde se desempeñó como Jefe del Área de Control del Departamento de Simulación. Posteriormente se desempeña como Director de Desarrollo de Productos y Director de Servicio a Clientes, Kb/TEL Telecomunicaciones, S. A. de C. V. de 1991 a 1996. A partir de 1997 ingresa nuevamente al IIE como Director de la División de Sistemas de Control, cargo que desempeña hasta la fecha.