





7.1	Principios de la gestión de la energía	404
7.1.1	El papel del sistema de control de red en la gestión del sistema de potencia	404
7.1.2	Centros de control de red en un Mercado Energético Liberalizado	412
7.1.3	Modelo de información común	415
7.1.4	Integración de TI y Arquitectura Orientada a Servicios	417
7.2	Productos y soluciones de gestión de energía	420
7.2.1	Sistemas de control de potencia del espectro	420
7.2.2	Sistema de gestión de modelo común (CMMS)	436
7.2.3	Sistemas de gestión de energía descentralizados (DEMS)	437

7 Gestión de la energía

7.1 Principios de la Gestión Energética

Mantener un suministro confiable de energía eléctrica para los consumidores es un proceso muy complejo ya que la mayor parte de esta energía no se puede almacenar y los componentes individuales de este proceso, que forman lo que se denomina un sistema de energía, se pueden distribuir en una amplia área geográfica. El propósito de la gestión del sistema de potencia, también conocida como Gestión de la Energía, es monitorear, controlar y optimizar este proceso en tiempo real. La funcionalidad básica del control del sistema de energía se encuentra en la función Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) que recopila y registra valores y estados adquiridos de los elementos del sistema de energía a través de telemetría remota para permitir que los operadores del centro de control supervisen y controlen el sistema de energía. Otras funciones de apoyo a la toma de decisiones complementan esta función para brindar administración del sistema de energía para un proceso seguro y óptimo (fig. 7.1-1).

7.1.1 El papel del sistema de control de red en la gestión del sistema de potencia

Historia

La tecnología de control e información utilizada para la gestión de un sistema eléctrico tiene su origen en la automatización de centrales eléctricas. El objetivo principal era entonces mejorar la confiabilidad operativa (fig. 7.1-2).

Con el creciente número de centrales eléctricas y su interconexión a través de la red, el control de frecuencia primaria, también conocido como control de caída del generador, ya no era suficiente. Para mejorar la calidad del suministro de energía, la coordinación, incluido el control de frecuencia secundario, de la generación de energía y, más tarde, el intercambio externo se hizo inevitable y se implementó rápidamente en los centros de control.

Antes de la introducción del transistor en 1947, la gran mayoría de los dispositivos de protección y control utilizados en el control de sistemas de potencia eran de diseño electromecánico. En los primeros días, la información se transmitía por medio de relés y pulsos.



Figura 7.1-1: Sistemas de control de potencia: al servicio de la cadena energética completa, desde la generación hasta la carga



Figura 7.1-2: La interfaz de usuario del operador actual de un gran sistema de control de potencia

técnicas, pero con la introducción de la electrónica se hizo posible implementar medios de transmisión cada vez más eficientes. A fines de la década de 1960, con la introducción de la primera computadora de control de procesos, se hicieron posibles los primeros sistemas de control de potencia y frecuencia asistidos por computadora.

A medida que las computadoras se volvieron más eficientes en la década de 1970, la operación en las redes de transmisión también fue monitoreada y automatizada gradualmente con la ayuda de la tecnología de control del sistema de energía. En respuesta a la creciente demanda de sistemas de control de red, varias empresas comenzaron a desarrollar sistemas estandarizados para estas aplicaciones. Los sistemas de ese período pueden llamarse la primera generación de sistemas de control de red.

Debido a la capacidad gráfica inadecuada de las terminales de computadora en ese momento, las computadoras maestras se usaban principalmente para el monitoreo remoto de estaciones no tripuladas o para realizar

cálculos para apoyar las operaciones. El estado de la red se mostraba visualmente en grandes paneles de interruptores o paredes de mosaico que también se usaban para controlar la operación. Solo a medida que mejoró el rendimiento de las pantallas gráficas, las funciones de gestión de operaciones se transfirieron gradualmente a las estaciones de trabajo basadas en pantallas de visualización.

A medida que el poder de cómputo continuó aumentando a mediados de la década de 1970, también se hizo posible usar computadoras para procesos de optimización. Con la ayuda de programas de optimización ejecutados inicialmente como trabajos por lotes y luego también en línea, fue posible, por ejemplo, determinar el uso más económico de centrales hidroeléctricas y térmicas. Estos programas también proporcionaron un método para evaluar económicamente el intercambio de energía, un requisito básico para el comercio de energía más adelante. Sin embargo, el aumento de la potencia informática también se aprovechó para desarrollar aún más la comunicación hombre-máquina hacia una mayor facilidad de uso.

A mediados de la década de 1980, el control del sistema eléctrico, que hasta entonces se había restringido a las redes de transmisión, también se utilizó cada vez más en el área de la red de distribución. Aparte de la supervisión pura de la red, se integraron funciones adicionales como la administración del trabajo o material en los sistemas de control durante la automatización en curso de la red de distribución.

Funciones de un sistema de control de red.

Con la ayuda de los sistemas de control de red, los operadores de red pueden obtener información de la red, generalmente en tiempo real, que luego pueden usar como base para optimizar la supervisión y el control del sistema de suministro de energía (fig. 7.1-3).

La información transmitida por los sistemas de automatización de la estación a través del telecontrol debe ser recopilada y procesada en un punto central. Esta función la realizan los sistemas de control de red que se instalan en ubicaciones centrales, que también se conocen como centros de control de sistemas o salas de control.

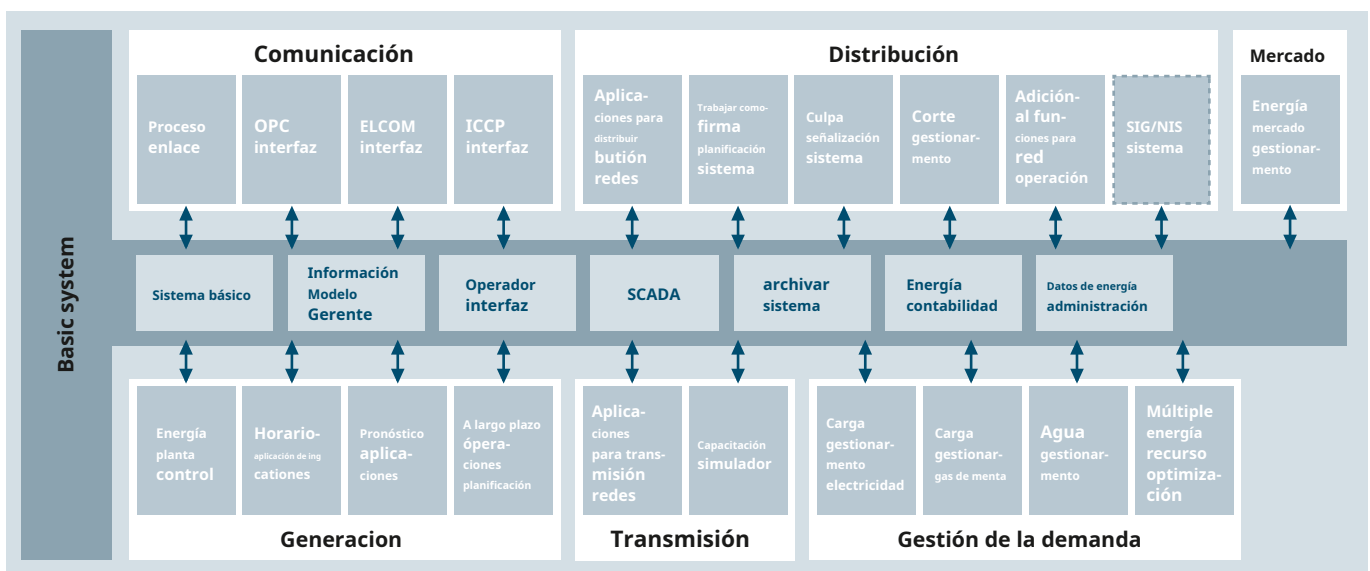


Figura 7.1-3: Sistema de control de potencia: descripción general de los componentes

Gestión de la energía

7.1 Principios de la Gestión Energética

Se distingue entre Sistemas de Gestión de Transmisión (TMS) y Sistemas de Gestión de Distribución (DMS) según el tipo de red que se gestione (transmisión o distribución). Antes de la desregulación, los sistemas de gestión de energía (EMS) se usaban comúnmente para la gestión integrada de generación y transmisión. Luego de la desregulación, la desagregación de estas dos funciones llevó a la creación de Sistemas de Gestión de Generación (GMS) para la gestión independiente de las unidades generadoras.

Todos los tipos de sistemas de control de red utilizan la denominada plataforma de sistema SCADA. Otras aplicaciones también pueden utilizar esta plataforma. Los componentes de aplicación más importantes de un sistema de control de red y sus áreas de aplicación.

Spectrum Power™ le ofrece una amplia gama de funciones para los requisitos de generación de energía, gestión de operaciones de red y comunicaciones, que incluyen:

- Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA). Entrada de datos y modelado de datos:
 - Modelado de datos que cumple con IEC 61970 utilizando el modelo de información común (CIM)
 - Potente editor de gráficos
 - Ingeniería paralela de múltiples estaciones con funciones de gestión de trabajos y deshacer
 - Potente activación de datos en línea

Amplias opciones de comunicación con protocolos de comunicación

Mantenimiento y gestión de interrupciones:

- Manejo de reporte de fallas
- Planificación y seguimiento
- Corrección de fallas

Funciones para la gestión de redes de transporte:

- Estimación del estado
- Cálculo de flujo de carga o cálculo de cortocircuito
- Análisis de contingencia

Funciones para la gestión de redes de distribución:

- Aislamiento de fallas y restauración de energía
- Cálculo del flujo de carga
- Cálculo de cortocircuito
- Experto en Sistemas

Funciones para la gestión de datos energéticos

- Gestión de horarios
- Pronóstico
- Archivado
- Informes

Funciones para la gestión del lado de la demanda

- Gestión de cargas de electricidad y gas
- Funciones de gestión del suministro de agua para los productores de energía eléctrica
- Control automático de generación con control de frecuencia de carga
- Programación de aplicaciones

Procesamiento en tiempo real

Las aplicaciones SCADA son funciones básicas del sistema de control de red y proporcionan un medio para supervisar y controlar el sistema de suministro de energía. Para ello, toda la información transmitida desde la red es recopilada, preprocesada y visualmente

se muestra para mantener al operador constantemente informado sobre el estado operativo actual del sistema de suministro de energía. El operador también puede almacenar Información adicional en el sistema o ingresar correcciones para Información reportada incorrectamente o Información reportada por teléfono en el sistema para completar la visualización de la red operativa actual (fig. 7.1-4).

El objetivo principal del preprocesamiento es liberar al operador del trabajo de rutina y proporcionarle información esencial. Los pasos de preprocesamiento más importantes a mencionar son el control del valor límite y el procesamiento de alarmas. Estos son absolutamente esenciales, especialmente en el caso de un incidente de falla, para permitir que el operador identifique la causa de la falla de manera rápida y precisa y tome las contramedidas adecuadas. El estado de suministro de los elementos de la red se muestra en color (coloreado topológico de la red) en las Imágenes de proceso utilizadas para el monitoreo de la red para proporcionar una mejor visualización del estado actual de la red. Como resultado, el operador puede ver de un vistazo qué secciones de la red están alimentadas y puede identificar cualquier interrupción en el suministro en ese momento en particular.

Otra función importante que realizan las aplicaciones SCADA es el llamado libro de registro operativo, en el que el historial del proceso se muestra cronológicamente en texto plano. Las entradas en el libro de registro operativo pueden ser activadas por eventos en el sistema de suministro de energía, así como por acciones del operador.

Las medidas de conmutación en el sistema de alimentación, como desconectar y poner a tierra un cable para que el mantenimiento pueda realizarse sin peligro, generalmente requieren una secuencia de comandos individuales. Debido a que los procesos de desconexión de este tipo deben verificarse de antemano para ver si son plausibles, un sistema de gestión de secuencias de conmutación en un sistema de control puede ayudar al operador a diseñar y probar las secuencias de conmutación requeridas. Durante este proceso, las acciones de conmutación realizadas en un entorno de simulación se registran y luego pueden llevarse a cabo de forma parcial o totalmente automática después de una prueba positiva y en el entorno en tiempo real.

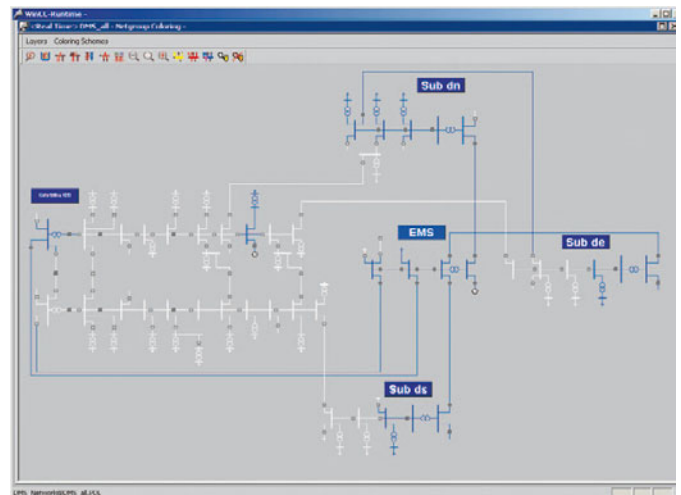


Figura 7.1-4: Ejemplo de diagrama de red de una red eléctrica

Datos de proceso y comunicación del centro de control Los datos de proceso de los equipos operativos se transfieren y registran directamente desde el proceso. A menudo también hay un intercambio de datos de proceso con otros centros de control. Este intercambio de información también tiene como objetivo permitir que los procesos en la sección directamente adyacente de la red sean incluidos en el proceso de supervisión y control de la red.

Hoy en día, los protocolos estandarizados IEC 870-5-101 y 104 se utilizan cada vez más junto con los antiguos protocolos de transmisión patentados para transferir información desde la red local. El estándar OPC (OLE for Process Control) también ofrece un método de comunicación de procesos y un medio de comunicación con el mundo de la automatización. El Protocolo de comunicación entre centros de control (ICCP), también conocido como TASE2, ahora se ha convertido en la forma establecida de intercambio de datos entre centros de control y cumple con la norma IEC 870-6.

archivar

Otra función básica de un sistema de control es el procesamiento de datos de archivo. El procesamiento de datos de archivo es responsable de la recopilación, el almacenamiento y la agregación cíclicos. El archivo permite diferentes funciones para la recopilación de datos que agrupan y procesan aún más los datos recibidos de la base de datos en tiempo real. Los valores resultantes se almacenan a su vez en el archivo. Sin embargo, los archivos a menudo también brindan funciones adicionales, como generar un promedio móvil o determinar valores máximos y mínimos para procesar los valores en tiempo real antes de que se almacenen (fig. 7.1-5).

Las funciones de cálculo de un archivo normalmente también incluyen funciones para implementar cálculos recurrentes para datos dependientes del tiempo. Por ejemplo, las cuatro operaciones fundamentales se pueden utilizar en valores de medición. Estos cálculos se pueden realizar en varios niveles, y los cálculos del nivel más bajo se completan antes de que se inicien los cálculos del siguiente nivel superior. Una aplicación típica es la totalización de la generación de energía en su totalidad y por tipo de planta de energía, o el equilibrio del consumo de energía según regiones bajo diferentes grupos de clientes.

Pronóstico de carga

Para garantizar un suministro de energía confiable, se requiere un pronóstico del consumo de energía (carga) a lo largo del tiempo. Los métodos de previsión que funcionan sobre la base de un enfoque de regresión, el filtrado de Kalman o las redes neuronales se utilizan para la planificación a medio plazo en el rango de hasta un año (planificación de carga). Para el corto plazo, es decir, en el rango de hasta una semana, el enfoque basado en patrones generalmente se usa con opciones para ajustar los valores de carga reales, los datos meteorológicos reales, etc.

Planificación de la generación de energía

Una empresa productora de energía normalmente tiene una cartera de diferentes plantas de energía disponibles para generar energía eléctrica. La planificación de la generación de energía se realiza optimizando económicamente la generación de la energía necesaria según la previsión de carga, previsión de precios de mercado y contratos, teniendo en cuenta las características de las distintas centrales en cartera (combustible

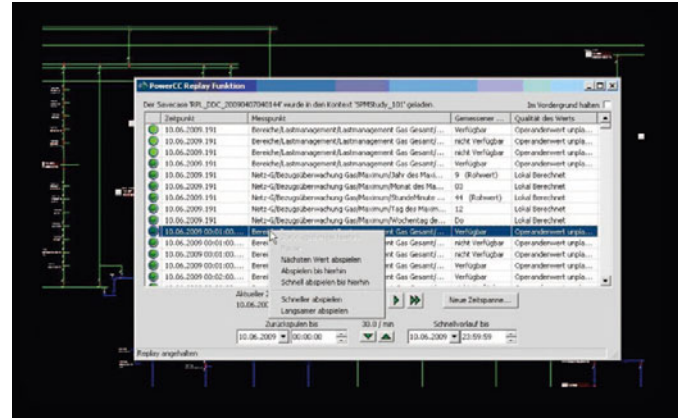


Figura 7.1-5: Interfaz de usuario del operador: reproducción de valores archivados en una pantalla de red

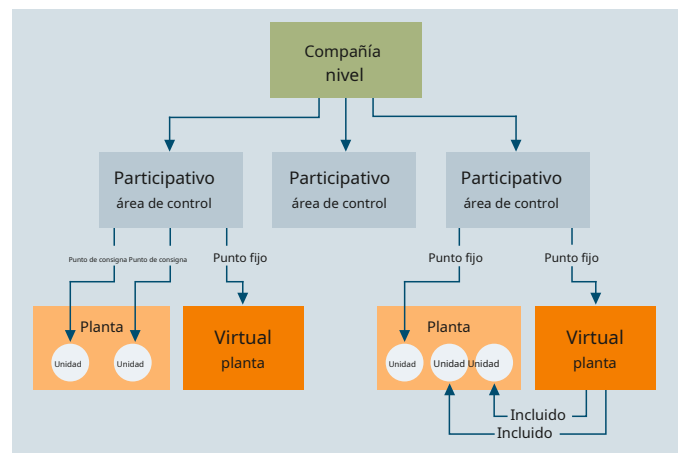


Figura 7.1-6: Concepto de control jerárquico

costos, tiempos y costos de arranque y apagado, y tasa de cambio de energía) para producir un cronograma de generación para todas las unidades generadoras de energía. Estos horarios se utilizan luego como objetivo para el control de la generación de energía (fig. 7.1-6).

Tenga en cuenta que para cumplir con su carga, el productor de energía puede optar por comprar energía adicional

de un tercero dentro del mismo sistema eléctrico, en cuyo caso los contratos de compra se integrarán a este proceso de optimización, y/o

de un tercero fuera del mismo sistema eléctrico, en cuyo caso los intercambios de interconexión se integrarán a este proceso de optimización.

En consecuencia, los horarios de compra e intercambio se integrarán a estos horarios.

Control de generación de energía y regulación de frecuencia La ventaja que tiene la energía eléctrica de ser de uso universal se compensa con la desventaja de que es difícil de almacenar. Por ello, la generación de energía eléctrica debe realizarse simultáneamente con el consumo. La frecuencia se utiliza como medio para medir si la generación y el consumo

son equilibrados. Siempre que la generación y el consumo estén en equilibrio, la frecuencia de la red corresponde a la frecuencia nominal. Si el consumo excede la generación de energía, la diferencia se cubre con la energía cinética de las masas del generador rotatorio o de la turbina. Este consumo de energía, sin embargo, provoca una reducción en la velocidad de rotación y por lo tanto una caída en la frecuencia. En la situación inversa, es decir, en la sobregeneración, la diferencia se convierte en energía cinética y aumenta la velocidad de rotación y la frecuencia.

Debido a que la frecuencia del sistema es igual en todos los puntos del sistema, se puede usar fácilmente como la cantidad de entrada para controlar la frecuencia de los sistemas de potencia. Allí se determinan nuevos valores nominales para los generadores individuales a partir de la desviación de frecuencia medida sobre la base de factores técnicos y económicos, y se transmiten a los sistemas de control de generadores descentralizados por medio de telecontrol. Si un sistema de suministro de energía está conectado a sistemas de energía adyacentes, la frecuencia y el intercambio de energía con los sistemas adyacentes deben monitorearse y controlarse. Este intercambio de energía se está produciendo a través de una serie de interconexiones para las que se telemedida el flujo.

Se utiliza un controlador de tipo PI, basado en el llamado error de control de área (ACE) actualizado, normalmente, cada 2 a 10 segundos, para identificar el ajuste de generación neta necesario para mantener la frecuencia en su valor nominal o muy cerca de él. Los intercambios de energía contractuales también pueden ser contabilizados por el mismo controlador de modo que se minimicen las desviaciones de los horarios de intercambio. En consecuencia, los ajustes de las unidades de generación individuales se calcularán y enviarán como señales de corrección a las unidades de generación que participan en este reglamento. Este proceso de asignación también dará cuenta de los cronogramas comprometidos (económicos o de mercado) de las unidades generadoras y los requerimientos de reserva. El conjunto de aplicaciones que soportan este proceso se denomina Control Automático de Generación (AGC).

Aplicaciones de gestión de redes de transmisión

Una red de transmisión se caracteriza por una estructura en malla, siendo operada en malla y teniendo un número de interconexiones con una o más redes externas. La mayoría, si no todas, de sus subestaciones están automatizadas. Por lo general, la mayoría, si no todos, los estados de los dispositivos de conmutación, los voltajes de las barras colectoras y los flujos de línea se telemedin. La red de transmisión incluye típicamente una parte de voltaje extra alto (EHV) y una parte de alto voltaje (HV). Esta última a veces se denomina red de subtransmisión. Por lo general, estas medidas se encuentran en un número tal que brindan más información de la necesaria para resolver un flujo de potencia. Sin embargo, estas mediciones incluyen errores debido a la precisión de su equipo de medición e incluso a veces son completamente erróneas debido a equipos de medición y/o telecomunicaciones defectuosos. Se aplica a este problema un enfoque de mínimos cuadrados para la estimación óptima combinado con un análisis estadístico para la mala medición para determinar con mayor precisión el estado de la red. Esta función se conoce comúnmente como estimación de estado. La estimación del estado de la red proporciona al operador una solución completa de flujo de carga para la supervisión de la red, incluidos aquellos tramos de la red para los que no se dispone de valores de medición.

La estimación del estado de la red generalmente va seguida de un proceso de monitoreo del valor límite que compara el resultado de la estimación con los límites operativos del equipo operativo individual para informar al operador sobre sobrecargas u otras violaciones de límites de manera oportuna. La solución de flujo de carga de la estimación del estado de la red es luego utilizada por otras funciones de la red, como el análisis de contingencia, el análisis de cortocircuito o el flujo de potencia óptimo.

El análisis de contingencia lleva a cabo un número, típicamente muy grande, de "¿Qué pasaría si?" estudios en los que se simula la falla de uno o más elementos del equipo operativo. Los resultados de estos cálculos de flujo de carga luego se comparan con los límites del equipo operativo para evaluar la seguridad de la red que resulta de una falla del equipo operativo. Por lo general, una red de transmisión debe permanecer segura contra cualquier falla de un solo equipo (criterio n-1) y contra fallas dobles seleccionadas y otras fallas múltiples de equipos que serán todas simuladas por esta aplicación de análisis de contingencia. En el caso de violaciones de seguridad, se pueden utilizar otras herramientas de aplicación para identificar soluciones preventivas o correctivas para tales casos con violaciones.

El análisis de cortocircuito simula diferentes tipos, por ejemplo, de fase a tierra, de cortocircuitos en puntos de nodo seleccionados, generalmente barras colectoras, de la red para calcular la corriente de falla resultante y las contribuciones de corriente de falla de ramas vecinas y unidades generadoras. Luego, los resultados se comparan con las clasificaciones de cortocircuito de estos equipos cercanos a la falla, es decir, interruptor, ramal y/o unidad generadora, para detectar posibles violaciones. Se informa al operador sobre cualquier violación de los límites para que se puedan tomar las medidas correctivas adecuadas de manera oportuna.

El flujo de potencia óptimo intenta determinar la configuración de los equipos de control, por ejemplo, la derivación de un transformador, para operar de manera óptima el sistema de potencia de acuerdo con algún criterio seleccionado y sujeto a restricciones operativas, como los límites del equipo:

Minimización de pérdidas en la red: las pérdidas en la red están directamente relacionadas con la cantidad de flujo de energía reactiva y, por lo tanto, con el perfil de voltaje en toda la red. El flujo de potencia óptimo minimizará las pérdidas de transmisión al determinar la configuración óptima de todos los controles de voltaje disponibles, es decir, generadores, transformadores, capacitores, etc. Minimización del costo de generación: el flujo de potencia óptimo minimizará el costo total de generación al determinar el despacho óptimo de cada una de las unidades generadoras. Hoy en día este criterio se aplica mayoritariamente en mercados previos a la desregulación o centralizados. Las variaciones de este criterio, por ejemplo, que implican desviaciones de los puntos de ajuste del mercado, también se resuelven mediante un flujo de energía óptimo en mercados energéticos totalmente desregulados.

Seguridad de la red: en presencia de violaciones de los límites del equipo, el flujo de energía óptimo determinará las acciones correctivas en términos de configuración de control de voltaje y/o configuración de control de potencia real para minimizar las violaciones de los límites del equipo, es decir, la configuración para restaurar la red a un estado seguro. De manera similar, el flujo de potencia óptimo también se puede utilizar en condiciones normales de funcionamiento para aumentar la seguridad de la red aumentando los márgenes operativos hasta los límites, es decir, imponiendo límites de equipo más estrictos. Como se puede aumentar el margen de seguridad

operativamente muy costoso, por lo general se aplica solo a unos pocos equipos críticos seleccionados.

Las funciones de cálculo de red que se acaban de describir también se pueden utilizar para estudiar condiciones de red diferentes de las condiciones reales. Este modo de estudio se utiliza, por ejemplo, para verificar una operación de conmutación planificada.

Aplicaciones de gestión de redes de distribución

Una red de distribución se caracteriza por una estructura principalmente radial y de malla ligera que se opera principalmente radial. La red de distribución normalmente incluye una parte de media tensión (MT) y una parte de baja tensión (LV) y está interconectada a la red de transmisión en las subestaciones de AT/MT. Dependiendo de los países, pocas o todas las subestaciones HV/MV están hoy automatizadas. Bajo la presión de la red inteligente, la automatización de las subestaciones de MT/BT ahora se está acelerando en Europa, mientras que la automatización de los alimentadores de MT también se está acelerando en los EE. UU. Por estas razones, la telemetría, por ejemplo, la de los flujos de energía, es relativamente limitada pero aumenta rápidamente (fig. 7.1-7).

Quizás la aplicación más importante en la red de distribución es la gestión de interrupciones que es responsable de la gestión de todas las interrupciones planificadas y no planificadas, esta última parte también se denomina Gestión de fallas. La gestión de interrupciones integra información de SCADA (eventos), medición (eventos) y clientes (llamadas de problemas) para inferir una o más interrupciones simultáneas de la red. Con la ayuda adicional de las cuadrillas y el apoyo de las herramientas de análisis, los operadores pueden localizar rápidamente las fallas, aislarlas y restaurar el servicio. Outage Management también proporcionará el cálculo de los índices de rendimiento que normalmente requiere el regulador para evaluar la

desempeño de la empresa de servicios públicos hacia sus clientes. La gestión de cortes con el apoyo de herramientas de análisis proporciona también la coordinación de los cortes planificados con el funcionamiento normal de la red para garantizar la seguridad de las tripulaciones y la continuidad del servicio a los clientes.

Otras aplicaciones en la red de distribución pertenecen a uno de 2 dominios: análisis de cortes o análisis de red. El análisis de interrupciones incluye típicamente una aplicación de ubicación de fallas destinada a proporcionar al operador la ubicación (visual y descriptiva) de la falla a partir de eventos en tiempo real usando, por ejemplo, indicadores de falla y relés de distancia, y una aplicación de restauración de servicio/aislamiento de fallas destinada a proporcionar al operador una secuencia de conmutación para aislar la falla y restaurar el servicio a los clientes. Dado que este último puede encontrar problemas para cumplir con todas las restricciones de seguridad de la red y/o restablecer el servicio a todos los clientes, se pueden proporcionar al operador una o más secuencias de conmutación.

Las aplicaciones de análisis de redes de distribución son, en muchos aspectos, similares a las de las redes de transmisión, pero con un énfasis diferente debido al tamaño, la estructura y el modo de operación específicos de la red de distribución. Un requisito resultante es la necesidad de soportar el funcionamiento equilibrado, desequilibrado y/o asimétrico de la red. Debido a la cantidad limitada de mediciones disponibles y su calidad, normalmente se ha utilizado un flujo de carga de distribución con escalado de carga para determinar el estado de la red. Sin embargo, a medida que aumenta la disponibilidad de la medición, este enfoque se reemplaza progresivamente por un enfoque similar a la estimación del estado, por ejemplo, flujo de carga en combinación con un enfoque de mínimos cuadrados para escalar cargas de manera óptima a las mediciones, para determinar el estado de la red. Esta última función es

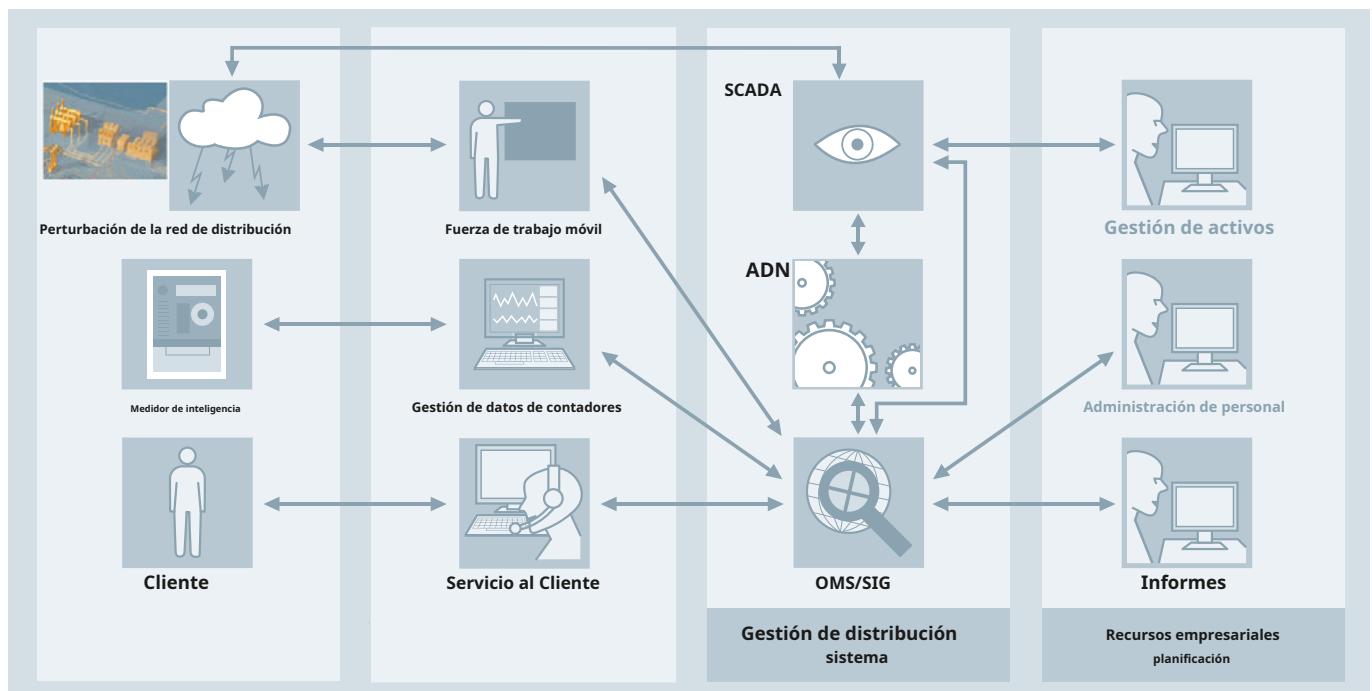


Figura 7.1-7: Flujo de trabajo esquemático en un sistema de gestión de distribución

Gestión de la energía

7.1 Principios de la Gestión Energética

denominado Estimación del estado de distribución. Luego, la solución se comparará con los límites del equipo en busca de violaciones. Esta aplicación proporciona al operador un estado completo de la red, incluidos los riesgos de seguridad más allá de los disponibles en SCADA. La solución de esta aplicación también es utilizada por otras aplicaciones de red para realizar análisis adicionales.

Por ejemplo, el flujo de potencia óptimo se utilizará para optimizar el funcionamiento de la red, ya sea para minimizar las pérdidas de la red ajustando los controles de voltaje, como condensadores y tomas de transformadores, o para minimizar las sobrecargas de la red reconfigurando la red. Una aplicación de cortocircuito, similar a la utilizada en transmisión, también se utiliza en distribución para identificar riesgos de seguridad frente a cortocircuitos en diferentes partes de la red. También está apareciendo una aplicación de análisis de seguridad en distribución para validar procedimientos de restauración en partes de la red que se encuentran en condiciones anormales, la aplicabilidad de procedimientos previos y posteriores a cortes planificados antes de lo previsto, etc. Como la red de distribución suele estar en constante estado de cambio,

Desconexión de carga

Para asegurar la estabilidad del sistema y la máxima disponibilidad del servicio durante períodos de muy alta demanda concurrente con escasez de generación y/o grandes perturbaciones, las empresas de servicios públicos a veces no tienen otra alternativa que desconectar algunas cargas. Este proceso se suele denominar deslastre de carga. Normalmente se utiliza como solución de último recurso una vez agotadas todas las demás alternativas (reserva de generación, etc.). Este proceso es compatible con una aplicación llamada Load Shedding (LS).

Por lo general, el deslastre de carga se implementará a través de comandos SCADA directos, controladores de deslastre de carga (LSC) y/o relés de baja frecuencia/voltaje. En las dos últimas implementaciones, las configuraciones/ajustes se pueden descargar desde el centro de control. Tenga en cuenta que estas dos implementaciones son las más rápidas (< 100 ms) pero requieren una cuidadosa coordinación (por ejemplo, el apagón en EE. UU. en 2003). Son posibles las siguientes activaciones típicas de deslastre de carga:

- Deslastre de carga manual

- Desconexión de carga rotativa (escasez de generación durante un tiempo prolongado)
- Desconexión de carga por sobrecarga de equipos (retardar/evitar disparo de equipos)

- Equilibrar el deslastre de carga (desviación del objetivo de importación, isla)

- El deslastre de carga de baja frecuencia/voltaje (estabilidad del sistema/colapso de voltaje).

A medida que las condiciones vuelvan a la normalidad, la aplicación de deslastre de carga también brindará soporte para la restauración de la carga, es decir, la reconexión manual o automática de las cargas deslastre.

Gestión de carga

Dado que la demanda ha aumentado mucho más rápido que la producción y la capacidad de la red, la demanda máxima se ha vuelto cada vez más difícil y costosa de satisfacer. Teniendo en cuenta también que la red está infrautilizada en otros períodos (por ejemplo, en la noche), se han creado varios programas de incentivos para reducir o cambiar el consumo.



Figura 7.1-8: Entrenamiento en el trabajo

eso permitiría a la empresa de servicios públicos administrar parte de esa carga máxima en caso de que surja la necesidad.

En este contexto de equilibrar la demanda con la producción, las entidades proveedoras de carga, incluidas las empresas de distribución, deben garantizar que se cumpla el equilibrio energético sin dejar de respetar sus contratos de compra de energía. Este proceso incluye la previsión de las cargas de los clientes, la programación óptima (ciclos típicos de 15, 30 o 60 minutos) de sus medios despachables para atender la demanda prevista y las restricciones de compra de energía, el seguimiento de la ejecución de este plan en tiempo real (los ciclos típicos son de 30, 60 o 120 segundos), y, cuando sea necesario, la implementación de acciones correctivas, incluido el control de carga. Los dos primeros pasos se implementan utilizando herramientas similares a las ya descritas anteriormente, aunque con adaptaciones, es decir, previsión de carga y optimización de recursos energéticos. Los últimos dos pasos monitorearán todos los recursos y controlarán aquellos recursos disponibles para controlar el cumplimiento de los cronogramas de compra de energía durante los períodos de tiempo contractuales (tarifa) y para equilibrar la energía a medida que la demanda fluctúa fuera del pronóstico. El control de carga que puede ser necesario debe, por supuesto, tener en cuenta la respuesta de carga lenta, rápida y limitada en el tiempo.

En un futuro próximo, este proceso integrará Demand Response, un concepto que identifica dinámicamente las cargas que estarán disponibles para dicho control.

Simulador de entrenamiento

La creciente complejidad de los sistemas de energía existentes exige cada vez más al personal de operación (fig. 7.1-8). Por lo tanto, se requieren simuladores de entrenamiento eficientes para llevar a cabo el entrenamiento práctico integral necesario. Las siguientes áreas se pueden cubrir con simuladores de entrenamiento:

- Familiarización del personal de operación con el sistema de control y la red existente

- Capacitación de personal experimentado ante cambios de red, procedimientos operativos, herramientas, etc.

- Capacitación del personal para el trabajo diario, así como para las condiciones de emergencia (por ejemplo, apagones)

- Simulación y análisis de incidentes operativos (post-mortem o anticipados) para mejorar los procedimientos operativos existentes

- Testeo de posibles ampliaciones de red y análisis de alternativas, testeo de nuevas herramientas y análisis de resultados, etc.

Para la formación del personal, los simuladores de formación deben reflejar con precisión el comportamiento del sistema de potencia y proporcionar al operador las mismas herramientas, incluida la visualización, que las que se utilizan en el centro de control para una formación eficaz. El simulador de entrenamiento incluye 4 componentes esenciales (fig. 7.1-9):

- Un componente de gestión de la formación
- Un componente de simulación del sistema de potencia
- Un componente de simulación de telemetría
- Una copia del sistema de gestión (EMS, TMS, DMS o GMS).

El componente de simulación del sistema de potencia es responsable de la simulación precisa del comportamiento dinámico del sistema gestionado, es decir, de todos sus equipos de campo (unidades generadoras, red y cargas). El componente de simulación de telemetría se alimenta al sistema de gestión y copia los datos de campo simulados como normalmente vendrían de los equipos de campo al centro de control.

El simulador de entrenamiento proporciona al alumno un entorno idéntico al utilizado en la operación y al instructor un entorno que le permite crear escenarios de entrenamiento, influir (con o sin conocimiento del alumno) en la sesión de entrenamiento, etc.

Simulador de entrenamiento de operadores (OTS)

OTS se basa en 4 componentes clave (fig. 7.1-9):

- Un componente de gestión de la formación
- Un componente de simulación del sistema de potencia
- Un componente de simulación de telemetría
- Una copia del sistema de control (por ejemplo, EMS).

El componente de gestión de la formación proporciona herramientas para crear sesiones de formación, ejecutar sesiones de formación y revisar el rendimiento de los alumnos. Proporciona herramientas para

- inicializar la sesión de entrenamiento, por ejemplo, desde un caso guardado o en tiempo real
- definir el perfil de carga del sistema
- crear secuencias de eventos, por ejemplo, la apertura de un interruptor, una falla de telemetría, etc., que pueden activarse por tiempo, por evento o por comando
- crear escenarios de entrenamiento, es decir, una serie de secuencias de eventos, que se activarán durante el entrenamiento.

También proporciona funciones de inicio/parada y pausa/reanudación para la ejecución de la sesión de entrenamiento. Durante la sesión de entrenamiento, el entrenador puede crear nuevos eventos y/o modificar el escenario de carrera.

El componente de simulación del sistema de energía proporciona una simulación realista del comportamiento del sistema de energía para respaldar la capacitación desde la operación normal hasta la operación de emergencia, incluidas las condiciones de isla y la restauración de apagones. La simulación se basa en un modelo dinámico a largo plazo del sistema eléctrico que incluye:

- Modelado de carga con dependencia de voltaje y frecuencia
- Modelado de generación con modelos de gobernador, turbina/caldera y generador
- Modelado de frecuencia
- Modelado de reguladores de voltaje

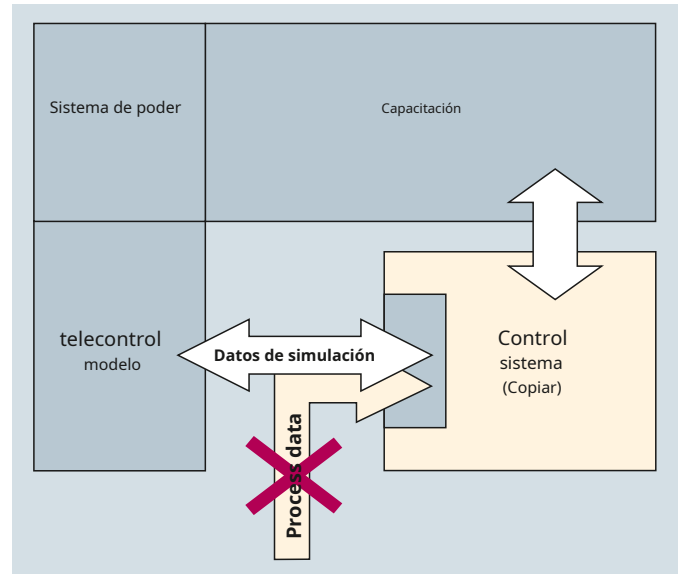


Figura 7.1-9: Diagrama de bloques de un simulador de entrenamiento

- Modelado de relés de protección
- Modelado LFC empresa externa.

El componente de simulación de telemetría proporciona la simulación de la comunicación de datos entre el sistema de potencia y el sistema de control. Transfiere como telemetría de campo simulado los resultados de la simulación del sistema de potencia a la copia del sistema de control. Y procesa todos los comandos emitidos por SCADA (operador), LFC, etc. y los transfiere a la simulación del sistema de potencia. El entrenador puede modificar esta telemetría simulada a través del generador de escenarios para reflejar errores de medición, fallas de telemetría o RTU, etc.

Este simulador de formación de operadores proporciona un entorno dedicado para el alumno (operador) y otro para el instructor que permite que el instructor influya en el proceso para forzar respuestas de los alumnos. La interfaz del alumno es idéntica a la del sistema de control, de modo que, para el alumno, no hay diferencia en funcionalidad y usabilidad entre el entrenamiento y la operación real.

Multi-Utilidad

Algunas empresas de distribución gestionarán la distribución de múltiples productos básicos, por ejemplo, electricidad, calefacción urbana, gas y/o agua. Si bien el proceso de distribución, por ejemplo con la gestión de carga, es específico de la mercancía, se crearán interdependencias ya sea por el proceso de adquisición o por el modelo de producción.

No es inusual encontrar plantas de cogeneración de energía de distribución, también conocidas como plantas de energía de cogeneración (CHP), que proporcionan energía eléctrica y calefacción urbana. La gestión de estos 2 productos altamente integrados requerirá herramientas adaptadas que tengan en cuenta las altas interdependencias que existen entre la producción y la demanda de estos 2 productos.

7.1.2 Centros de Control de Redes en un Mercado Energético Liberalizado

Como resultado del movimiento hacia la desregulación y liberalización del negocio energético, la industria eléctrica ha experimentado cambios dramáticos desde principios de la década de 1990. Este proceso ha estado marcado por las siguientes características:

Competencia siempre que sea posible: la energía eléctrica se comercializa como una mercancía. Esto inicialmente afecta la generación de energía, pero también se pueden ofrecer otros servicios de manera competitiva. Comercial Separación de los monopolios de la red natural de los elementos competitivos. Esto impacta en numerosas áreas, como la planificación, operación y mantenimiento de sistemas anteriormente integrados.

Acceso a las redes por parte de terceros. Esta es una condición previa esencial para el comercio abierto de energía eléctrica a través del monopolio de la red natural.

Regulación de los monopolios de red por un organismo público. Dado que la red es la base de la competencia en el mercado de la energía eléctrica, se concede una gran importancia a un funcionamiento de la red fiable, económico y neutral. Para asegurar dicho funcionamiento, se debe introducir un nuevo elemento regulatorio al mismo tiempo que se liberalizan otros segmentos del negocio eléctrico.

Modelos de reestructuración

En un entorno desregulado del tipo que acabamos de describir, las empresas eléctricas que tradicionalmente tenían una estructura integrada verticalmente comienzan a escindirse en empresas responsables de la generación de energía (Empresas de GENERACIÓN), transmisión (Empresas de TRANSMISIÓN), distribución (Empresas de DISTRIBUCIÓN) y servicio de energía (Empresas de Carga). Entidades Prestadoras de Servicios – Empresas Prestadoras de Servicios). Esta reestructuración abrió la puerta a muchos nuevos actores del mercado (fig. 7.1-10), como comerciantes y corredores de electricidad que compran energía de GenCos, productores independientes de energía (IPP) u otras fuentes y la revenden.

La parte técnicamente crítica de la desregulación se refiere al funcionamiento del sistema en su conjunto. Debido a que ya no existe una operación integrada de generación, transmisión, distribución y servicio de energía en una sola unidad comercial, una organización dedicada debe asumir la responsabilidad de observar estándares específicos de calidad de la energía eléctrica, como el control de frecuencia, el nivel de voltaje y la provisión adecuada de generación y reservas de transmisión para emergencias. Cuando se implementa independientemente de todas las demás actividades comerciales de energía, esta organización se denomina Operador de sistema independiente (ISO), por ejemplo, en América del Norte, y cuando se integra con una TransCo se denomina Operador de sistema de transmisión (TSO), por ejemplo, en Western Europa. Normalmente, una ISO gestiona el mercado de la energía en una red que abarca múltiples TransCos, mientras que un TSO normalmente gestiona el mercado de la energía en la red bajo la responsabilidad de su propia TransCo. Los ISO también se denominan operadores de transmisión regional (RTO).

La ISO/TSO no tiene capacidad de generación propia. Por lo tanto, debe comprar energía de regulación (potencia activa y reactiva) de los productores de energía. Si bien muchos contratos de energía se establecen como contratos bilaterales, parte de la energía puede

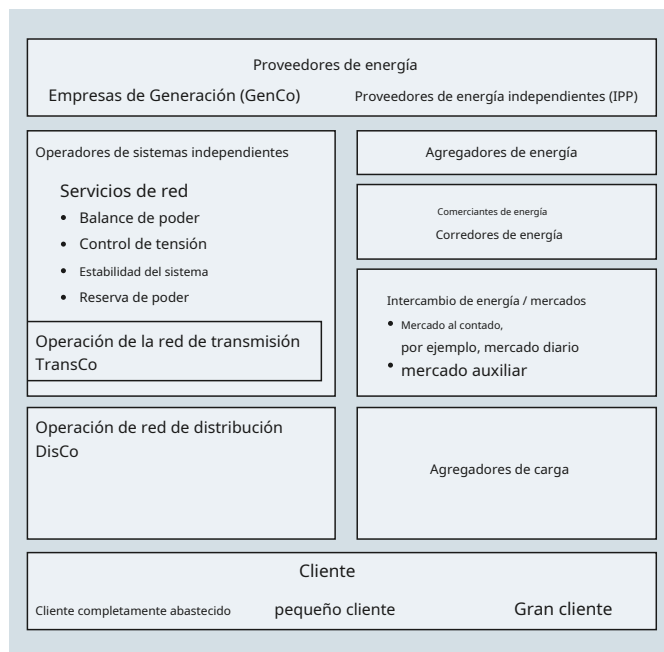


Figura 7.1-10: Actores en el mercado energético liberalizado

también ser comprado/vendido en un mercado abierto de energía facilitado por una o más bolsas de energía, por ejemplo, la Bolsa Europea de Energía (EEX) en Alemania. Este modelo de mercado generalmente se denomina mercado de energía al contado y es más común en los mercados de energía estructurados por TSO para una mejor transparencia y liquidez del mercado. Los mercados de energía a menudo se estructuran a lo largo de líneas de tiempo, como mercados de energía diarios, intradiarios, etc., y tipos como mercados de energía de equilibrio, de reserva, etc. La proporción de energía negociada en el mercado spot respecto a lo fijado por acuerdos bilaterales puede variar de un país a otro.

Nuevos requisitos para centros de control de red

Los modelos de los mercados energéticos varían significativamente de una región a otra y, por lo general, tardan muchos años en alcanzar una madurez relativa, es decir, reglas de mercado estables. Existe, por lo tanto, un fuerte requisito de alta flexibilidad/personalización en las soluciones de mercado propuestas (fig. 7.1-11).

La ISO/TSO, si bien es responsable de las reglas que se han aplicado durante décadas, ahora se enfrenta a un proceso mucho más complejo que utiliza mecanismos de mercado para adquirir la información y los medios que les permitan hacer cumplir estas reglas; información y medios que ahora son propios y están controlados por muchos participantes del mercado que compiten. Y el ISO/TSO, a medida que obtiene acceso a los datos necesarios para cumplir con su función y responsabilidades de los participantes del mercado, deberá hacer cumplir la confidencialidad absoluta ya que estos datos reflejan a menudo el posicionamiento de los participantes del mercado, es decir, datos competitivos del mercado.

Del mismo modo, la planificación de la red necesaria para respaldar un mercado energético que funcione correctamente, es decir, que opere sin congestión, se ha convertido en un verdadero desafío entre ISO/TSO, TransCos y estos mismos participantes del mercado.

Por último, pero no menos importante, los mercados energéticos requieren transparencia y auditoría. Muchos servicios que solían estar agrupados ahora deben identificarse y contabilizarse por separado, se debe realizar un seguimiento detallado del cumplimiento del mercado y debe ser posible un archivo extenso de todo.

Comunicación

A medida que aumente considerablemente la comunicación entre el centro de control y los diversos participantes del mercado, como los productores de energía, las empresas de distribución, los intercambios de energía y los comerciantes. Si bien ya se han utilizado algunos medios de comunicación en el centro de control, el uso de medios abiertos como Internet se expandirá significativamente. Y las muchas interacciones nuevas del mercado, como las solicitudes de capacidad/acceso a la red, las solicitudes del mercado auxiliar, etc., requerirán nuevas soluciones que utilicen esta nueva infraestructura de comunicación. El sistema OASIS (Open Access Same-Time Information system) para la reserva de capacidad de transmisión en Estados Unidos es un ejemplo de un sistema existente de este tipo.

Cambios fundamentales en las propiedades de los sistemas de control de red

Muchas de las funciones de ISO/TSO ya no serán de autoservicio, sino que servirán a los participantes del mercado para lograr un acceso abierto y justo a la red. Si bien muchas funciones seguirán siendo las mismas que antes de la separación, muchas de las herramientas que necesita ISO/TSO para ejecutarlas recaerán en los participantes del mercado. Por lo tanto, la ISO/TSO tendrá que comprar la

el uso de estas herramientas de los participantes del mercado mientras genera sus propios ingresos a través de tarifas de acceso a la red. También se requerirán muchas funciones nuevas para respaldar un acceso abierto y justo a la red para todos los participantes del mercado, en particular cuando se gestione la congestión de la red (p. ej., precios marginales de ubicación), limitación de la capacidad de transferencia (p. ej., subasta de capacidad transfronteriza), etc.

Para garantizar el acceso abierto y justo a la red y la igualdad de trato entre todos los participantes del mercado, muchas de estas funciones utilizarán mecanismos de mercado. Esto implica que muchas de las soluciones desarrolladas para estas funciones estarán impulsadas financieramente y, al mismo tiempo, abordarán los mismos problemas físicos y, por lo tanto, requerirán mucha más integración con las funciones administrativas, como, por ejemplo, la liquidación.

Cálculos de red

Las funciones básicas, como estimador de estado, cálculo de flujo de carga, cálculo de cortocircuito y análisis de contingencia, normalmente no se verán afectadas por la reestructuración. Sin embargo, una aplicación como el flujo de potencia óptimo considerando la disponibilidad/controlabilidad de los recursos de generación se verá afectada por la reestructuración del negocio de la energía. La optimización del costo total de generación ya no es responsabilidad del ISO/TSO sino de cada uno de los participantes del mercado. Pero el uso de la generación (MW y Volt/VAR) ya sea para el alivio de violaciones de seguridad o la reducción de pérdidas de la red, que aún son responsabilidad de la ISO/TSO, requerirá que la aplicación tenga en cuenta el costo de uso (costo variable) que

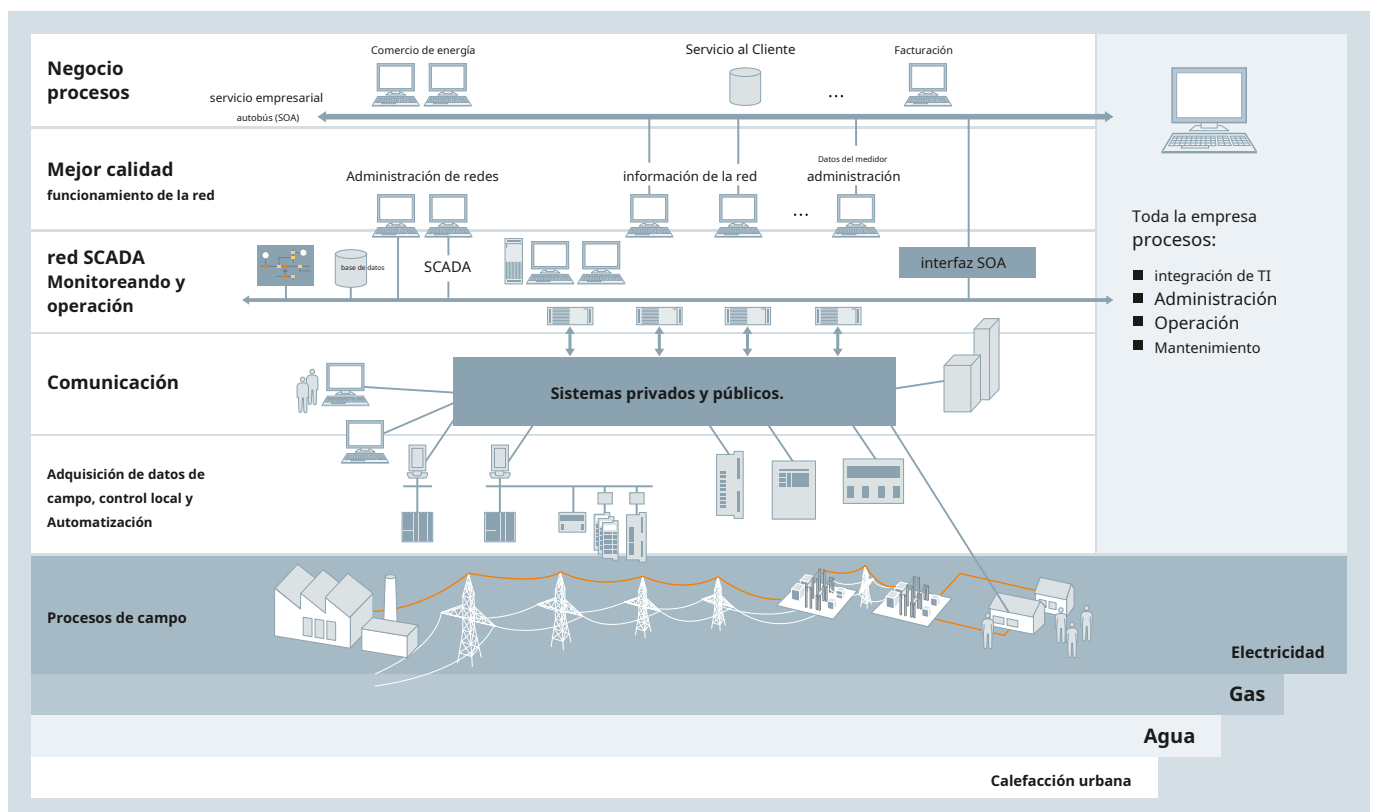


Figura 7.1-11: Integración en las distintas capas del proceso

Gestión de la energía

7.1 Principios de la Gestión Energética

recurso dentro de los términos acordados en un proceso separado basado en el mercado. El costo de disponibilidad (costos fijos) ya está incluido en este proceso basado en el mercado.

Planificación de la generación de energía

La planificación de la generación de energía ya no es responsabilidad de la ISO/TSO y, por lo tanto, ya no se considera dentro del centro de control. Sin embargo, sus resultados deben ser comunicados por los participantes del mercado a la ISO/TSO para que asuma sus responsabilidades de operación y seguridad de la red.

Este proceso (fig. 7.1-12 y fig. 7.1-13) es bastante elaborado y varía de un mercado a otro (por ejemplo, con/sin intercambio, comprador único/múltiple, etc.) pero con algunas constantes con respecto a la parte bajo el Responsabilidad ISO/RTO. El proceso básico de ISO/TSO consiste en recopilar las posiciones de todos los participantes del mercado, es decir, sus planes de producción, y validarlos frente a la seguridad de la red mientras se cumplen las previsiones de carga y los horarios de interrupción planificados. En el caso de que no se satisfaga la seguridad de la red, se devuelven señales de mercado a los participantes del mercado para un nuevo plan de producción y esto hasta que se satisfaga la seguridad de la red. Paralelamente o al mismo tiempo, el ISO/TSO también solicitará a los participantes del mercado ofertas para proporcionar energía para servicios auxiliares, por ejemplo, energía de regulación. Estas ofertas se finalizarán con una compensación del mercado al precio de compensación del mercado. Por supuesto, estas ofertas se integrarán a los cronogramas de energía de servicio de carga en el proceso de validación de seguridad de la red antes mencionado. Estos mecanismos de mercado se realizarán, por lo general, al menos un día antes (mercado diario) y una hora antes (mercado en tiempo real) de la operación en tiempo real. Este proceso se completará al día siguiente mediante la liquidación del mercado para abordar la energía real servida.

Control de generación de energía

El conjunto completo de aplicaciones de control de generación todavía se aplica, sin embargo, con algunos ajustes. De hecho, el cronograma de generación de objetivos ahora lo definen los participantes del mercado (consulte la descripción del proceso más arriba). Y la disponibilidad y los límites del poder de regulación y el poder de reserva ahora están definidos por el proceso en el que ISO/TSO adquiere acceso y uso de estos recursos de los participantes del mercado (consulte la descripción del proceso anterior). La aplicación de monitoreo de costos de producción todavía se usa a veces con ajustes para tener en cuenta solo los costos de regulación.

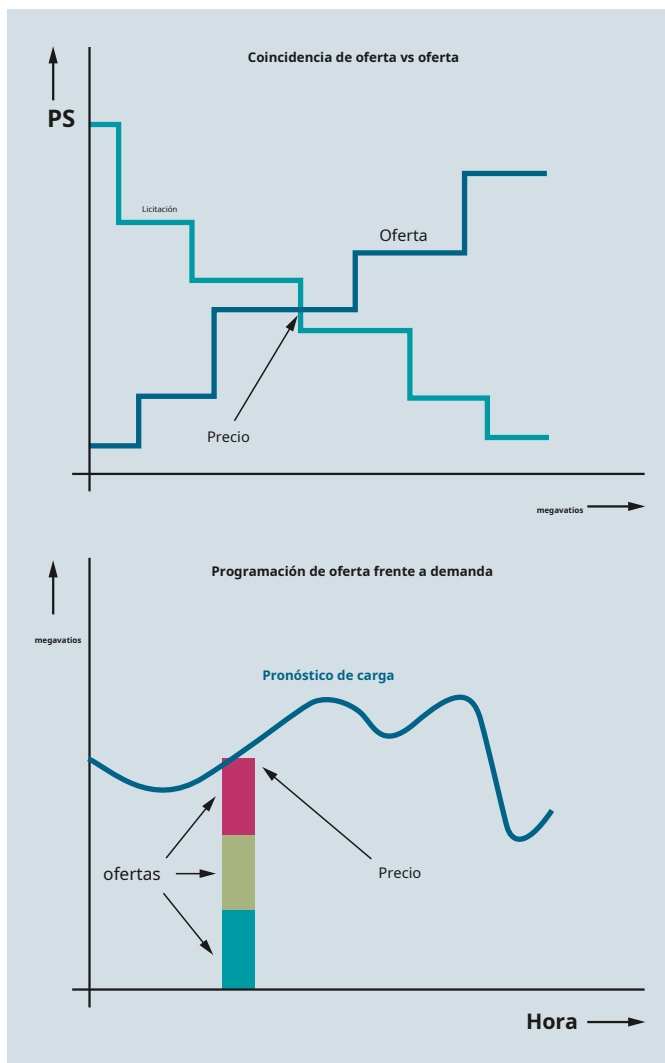


Figura 7.1-12: Fundamentos

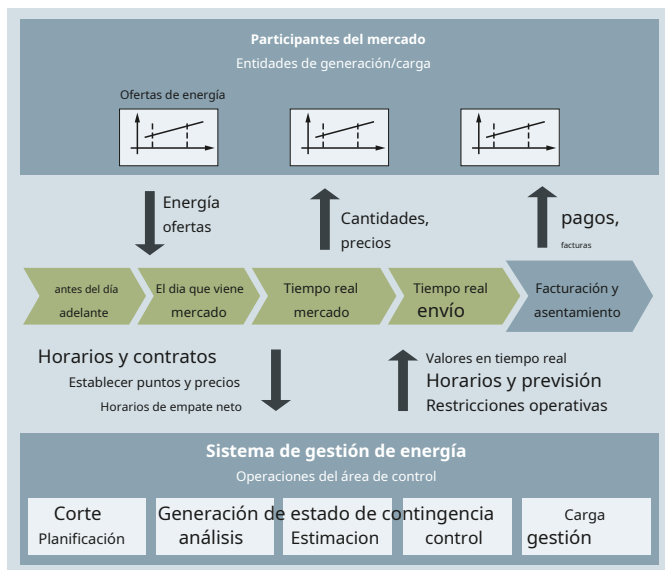


Figura 7.1-13: Descripción general de ISO/TSO

7.1.3 Modelo de información común

Para sobrevivir en el mercado energético desregulado, las compañías eléctricas enfrentan hoy la tarea urgente de optimizar sus procesos centrales (fig. 7.1-14). Esta es la única forma en que pueden sobrevivir en este entorno competitivo. Un paso vital aquí es combinar la gran cantidad de sistemas de TI autónomos en un panorama de TI homogéneo. Sin embargo, los sistemas de control de red convencionales solo podían integrarse con un esfuerzo considerable porque no usaban un estándar de modelo de datos uniforme. Sistemas de control de red con una fuente de datos estandarizada basada en el Modelo de Información Común (CIM), de acuerdo con

IEC 61970 y sus extensiones IEC 61968 (DMS) e IEC 62325 (mercado energético) ofrecen la mejor base para la integración de TI.

CIM: clave para la interoperabilidad y la apertura

El Modelo de Información Común (CIM) define un lenguaje común y un modelado de datos con el objeto de simplificar el intercambio de información entre los sistemas y aplicaciones participantes a través de interfaces directas (fig. 7.1-15). El CIM fue adoptado por IEC TC 57 y acelerado para la estandarización internacional. En Estados Unidos, CIM ya está estipulado por el North American Reliability Council (NERC) para el intercambio de datos entre compañías eléctricas. El modelo de datos CIM estandarizado ofrece una gran cantidad de ventajas para los proveedores y fabricantes de energía:

Intercambio de datos sencillo

Los datos CIM estandarizados se mantienen estables y las expansiones del modelo de datos son fáciles de implementar

Como resultado, una actualización más simple, rápida y menos riesgosa de los sistemas de gestión de energía y, si es necesario, también la migración a sistemas de otros fabricantes.

La interfaz del programa de aplicación CIM crea una interfaz de aplicación abierta. El objetivo es usar esto para interconectar los paquetes de aplicaciones de todo tipo de proveedores diferentes por "Plug and Play" para crear un EMS.

CIM forma la base para la definición de interfaces estándar importantes para otros sistemas de TI. Siemens es un miembro activo de los organismos de estandarización y del grupo de trabajo de IEC TC 57, desempeñando un papel de liderazgo en el desarrollo y la estandarización internacional de IEC 61970 y el Modelo de información común. El grupo de trabajo WG14 (Estándares IEC 61968) en el TC57 es responsable de la estandarización de interfaces entre sistemas, especialmente para el área de distribución de energía.

La estandarización en el área de la estación remota se define en IEC 61850. Con la extensión del documento 61850 para la comunicación con el centro de control, existen superposiciones en el modelo de objeto entre 61970 y 61850. Para acelerar la armonización entre los documentos 61970 y 61850, TC57 ha establecido conformar un grupo de trabajo (ad hoc WG07).

El principal desafío futuro es extender el estándar más allá del centro de control. Una vez que se amplíe el estándar, permitirá la gestión completa de datos y el intercambio de datos entre las áreas de transmisión, distribución, planificación y generación de la empresa. Especialmente urgente en el momento actual es mover el estandarte

adentrarse en las áreas más nuevas de red inteligente, Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y Red de Área Doméstica (HAN).

Paquetes y modelo de datos CIM

El modelo de datos CIM describe la red eléctrica, los componentes eléctricos conectados, los elementos adicionales y los datos necesarios para el funcionamiento de la red, así como las relaciones entre estos elementos. El lenguaje de modelado unificado (UML), un método estandarizado orientado a objetos que es compatible con varias herramientas de software, se utiliza como lenguaje descriptivo. CIM se utiliza principalmente para definir un lenguaje común para intercambiar información a través de interfaces directas o un bus de integración y para acceder a datos de diversas fuentes.

El modelo CIM se subdivide en paquetes tales como elementos básicos, topología, generación, modelo de carga, valores de medición y protección. El único propósito de estos paquetes es hacer que el modelo sea más transparente. Relaciones entre tipos específicos de

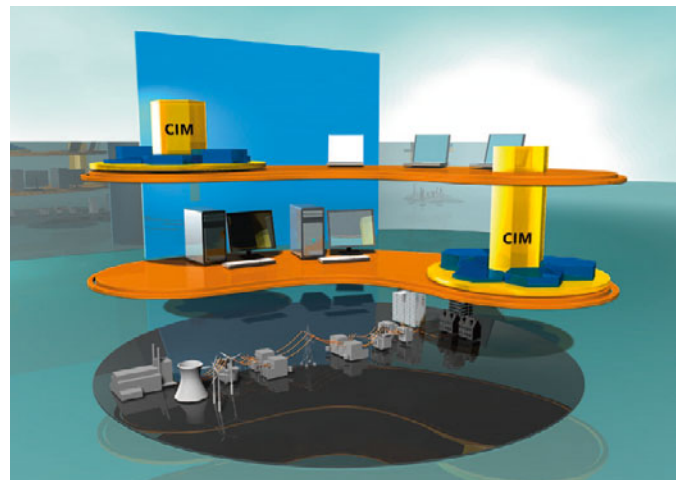


Figura 7.1-14: El modelo de información común como facilitador clave para la interoperabilidad

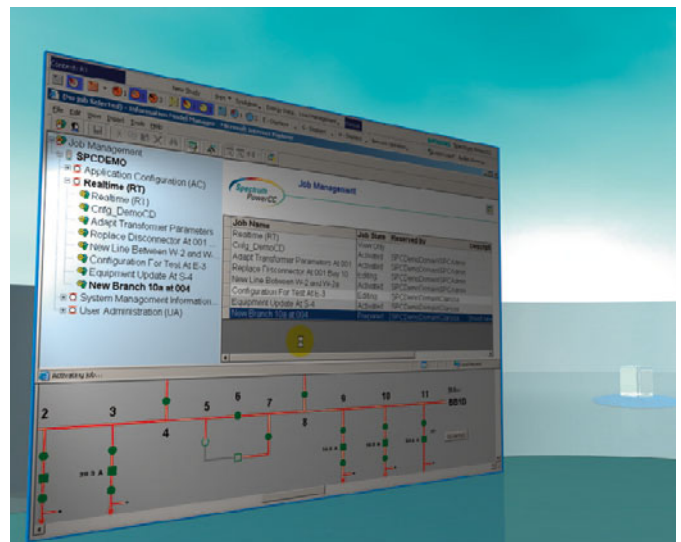


Figura 7.1-15: Ingeniería de datos con Information Model Manager

7.1 Principios de la Gestión Energética

modelo de topología

Modelo de valor de medición

Los estados dinámicos de una red eléctrica se muestran en forma de valores de medición. Los valores de medición pueden contener valores numéricos, como potencia activa/reactiva, corriente y voltaje, o estados discretos, como una posición de 1 interruptor. Los valores de medición siempre pertenecen a una medición. Una medición siempre mide una sola cantidad física o un estado del objeto relevante. Se asigna directamente al objeto oa un terminal del objeto si es significativo en qué extremo del objeto se realiza la medición, como una medición al comienzo de una línea de alta tensión. Una medida contiene uno o más valores de medida, por ejemplo, el valor transmitido por SCADA, o el valor determinado por el estimador de estado o por el optimizador de tensión/potencia reactiva.

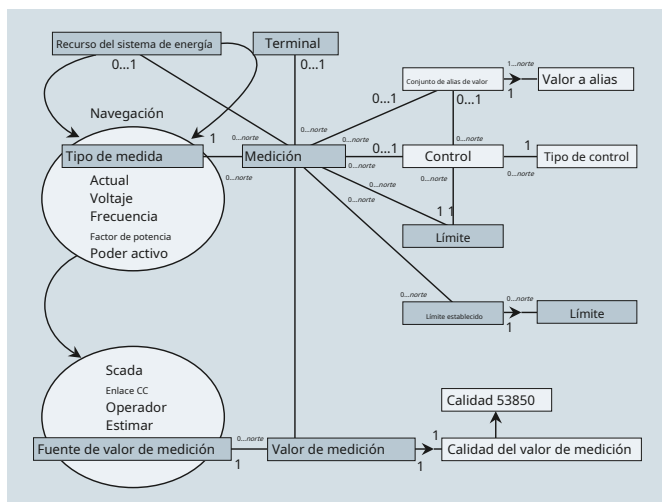


Figura 7.1-16: Modelo de valor de medición

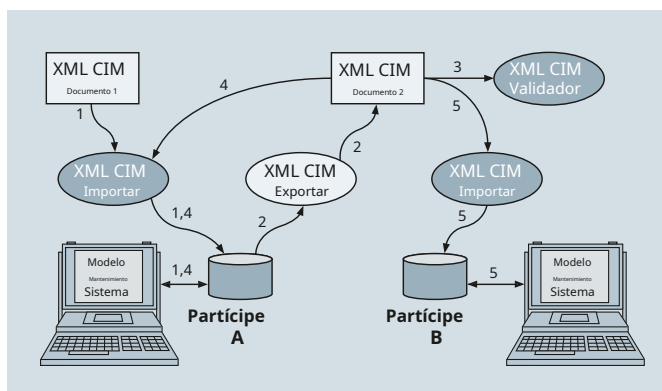


Figura 7.1-17: Principio de la prueba de interoperabilidad

El principio de la prueba se puede ver en la fig. 7.1-17. El participante A importa los datos de prueba utilizando la herramienta, los modifica y los exporta para que los utilice el participante B. El participante B importa los datos, los procesa, los modifica y los exporta para el participante C, y así sucesivamente. Algunos participantes proporcionan un modelo que se utiliza durante la prueba de IOP (por ejemplo: modelo de bus Areva 60, modelo de bus GE WAPA 262, modelo de bus SNC-Lavalin 60 y modelo de bus Siemens 100). Por lo general, los modelos completos e incrementales se intercambian y validan entre los participantes. Las pruebas de solución de flujo de potencia están destinadas a verificar el correcto intercambio de archivos de modelo del sistema de potencia, incluida la generación y la carga a través de la ejecución de aplicaciones de flujo de potencia. Además se realizan pruebas específicas enfocadas a implementar los últimos contenidos de la norma IEC anual.

7.1.4 Integración de TI y Arquitectura Orientada a Servicios

Para sobrevivir en el mercado energético desregulado, las compañías eléctricas enfrentan hoy la tarea urgente de optimizar sus procesos centrales. Esta es la única forma en que pueden sobrevivir en este entorno competitivo. El objetivo es hacer que la arquitectura del sistema sea modular y basada en componentes para que se pueda implementar una configuración flexible y una integración de TI de manera rentable. El paso crucial aquí es combinar la gran cantidad de sistemas de TI autónomos en un entorno de TI homogéneo. Sin embargo, los sistemas de control de red convencionales solo podían integrarse con un esfuerzo considerable porque no usaban ningún estándar de integración, ya que no existía ninguno. Los sistemas de control de red diseñados con una arquitectura orientada a servicios (SOA) ofrecen la mejor base para la integración de TI.

Sistemas abiertos mediante el uso de estándares y estándares de facto

Un sistema de control de red moderno proporciona la base para la integración de un sistema de gestión de energía en el panorama del sistema existente de la empresa de servicios públicos mediante el uso de estándares y estándares de facto.

El modelo de información común (CIM) IEC 61970 define el estándar para modelos de datos en redes eléctricas. Admite la importación y exportación de formatos como XDF y RDF, que se basan en el estándar XML.

Interfaz de usuario basada en web, tecnología web Hardware de PC estandarizado en lugar de hardware propietario Configuración de cliente/servidor basada en protocolos y LAN estándar (TCP/IP)

Interfaces abiertas (OBCD, OLE, OPC, etc.)

Base RDBMS con interfaces abiertas

Protocolos de transmisión estandarizados a nivel nacional e internacional (IEC 60870-5, IEC 60870-6)

Arquitectura orientada a Servicios

Un sistema de control de red moderno proporciona una arquitectura orientada a servicios con especificaciones estandarizadas de proceso, interfaz y comunicación basadas en los estándares IEC 61968 y IEC 61970. Forman la base para integrar el sistema de control de red en el entorno de servicios empresariales de la empresa de servicios públicos.

Los servicios de un sistema de control comprenden:

Servicios de datos con los que, por ejemplo, se puede acceder a las bases de datos de las aplicaciones centrales, por ejemplo, lectura de los equipos operativos afectados por un incidente de falla en el sistema de suministro de energía

Servicios de lógica funcional, por ejemplo, para iniciar un programa informático para calcular el flujo de carga en el sistema de suministro de energía

Servicios de lógica comercial que coordinan la lógica comercial para procesos de trabajo de administración de energía específicos de los sistemas participantes, por ejemplo, administración de fallas en el sistema de control de red dentro del sistema de información del cliente en la empresa de servicios públicos.

El sistema de control de red es uno de los muchos sistemas en la red de TI de la empresa de servicios públicos que interactúa con otros sistemas y que ofrece y utiliza servicios como:

Servicios que forman parte del ámbito de funciones ofrecido del sistema de control de red

Servicios que utiliza el sistema de control de red y que proporcionan otros sistemas y aplicaciones

La Fig. 7.1-18 muestra un ejemplo típico de la incorporación del sistema de control de red en el entorno de servicios empresariales de la empresa de servicios públicos. La planificación adicional con respecto a los procesos de trabajo requeridos y la integración en el paisaje de sistema heterogéneo de la empresa de servicios públicos se basan en esta incorporación.

Gestión de la energía

7.1 Principios de la Gestión Energética

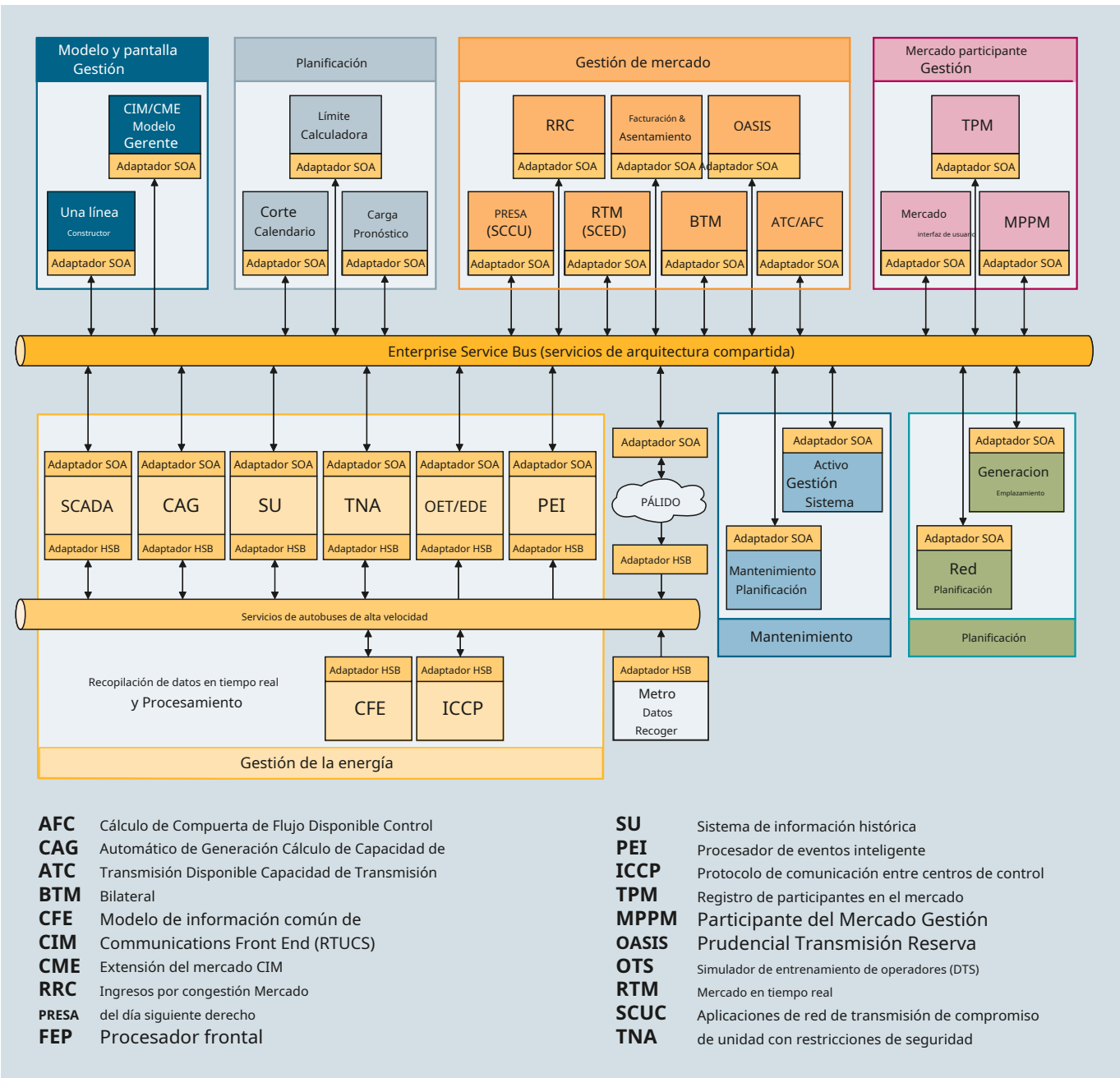


Figura 7.1-18: Spectrum Power SOA (Arquitectura Orientada a Servicios): Integración del sistema de control de red en el entorno de servicio empresarial de la empresa de servicios públicos

Integración en redes de TI

Un sistema de control de red moderno que actúa como un sistema de gestión de energía encaja armoniosamente en las redes de TI y el panorama de TI existente de la empresa de servicios públicos (fig. 7.1-19). El sistema de control de red es uno de los muchos sistemas en la red de TI de la empresa de servicios públicos que interactúa con otros sistemas. Los siguientes son algunos de los puntos definidos para el proceso de integración de TI: Acceso al sistema por parte de los usuarios de la intranet, por ejemplo, desde el back office:

Configuración para la DMZ (Zona Desmilitarizada) Integración de la red corporativa, como para notificación por correo electrónico Área protegida para la aplicación y Servidores SCADA Comunicación basada en TCP/IP a subestaciones o a centros de control adjuntos

Configuración de switches/routers
Protección de contraseñas y requisitos.

La Fig. 7.1-20 muestra un ejemplo de la integración del sistema de control de red en la red de TI de la empresa de servicios públicos. Forma la base para una mayor planificación con respecto a las tareas requeridas durante la integración de TI en los paisajes de sistemas heterogéneos de la empresa de servicios públicos.

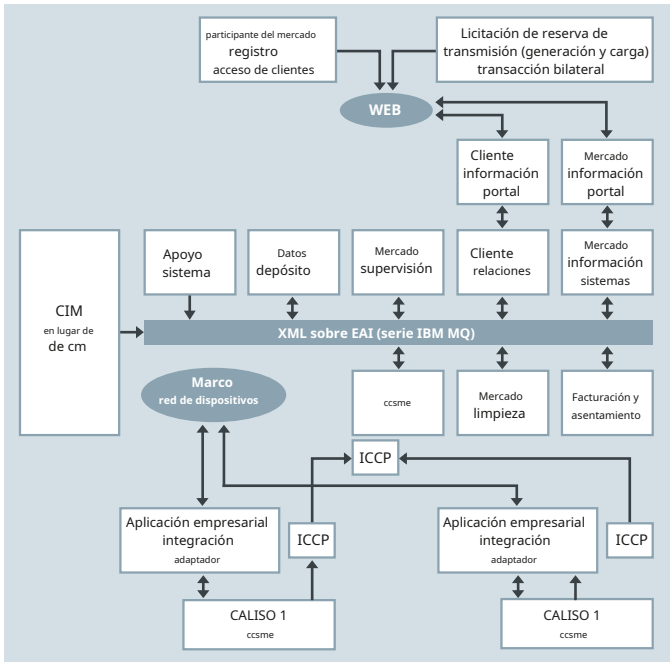


Figura 7.1-19: Arquitectura de aplicaciones orientadas a servicios en el panorama de TI de una gran empresa de servicios públicos

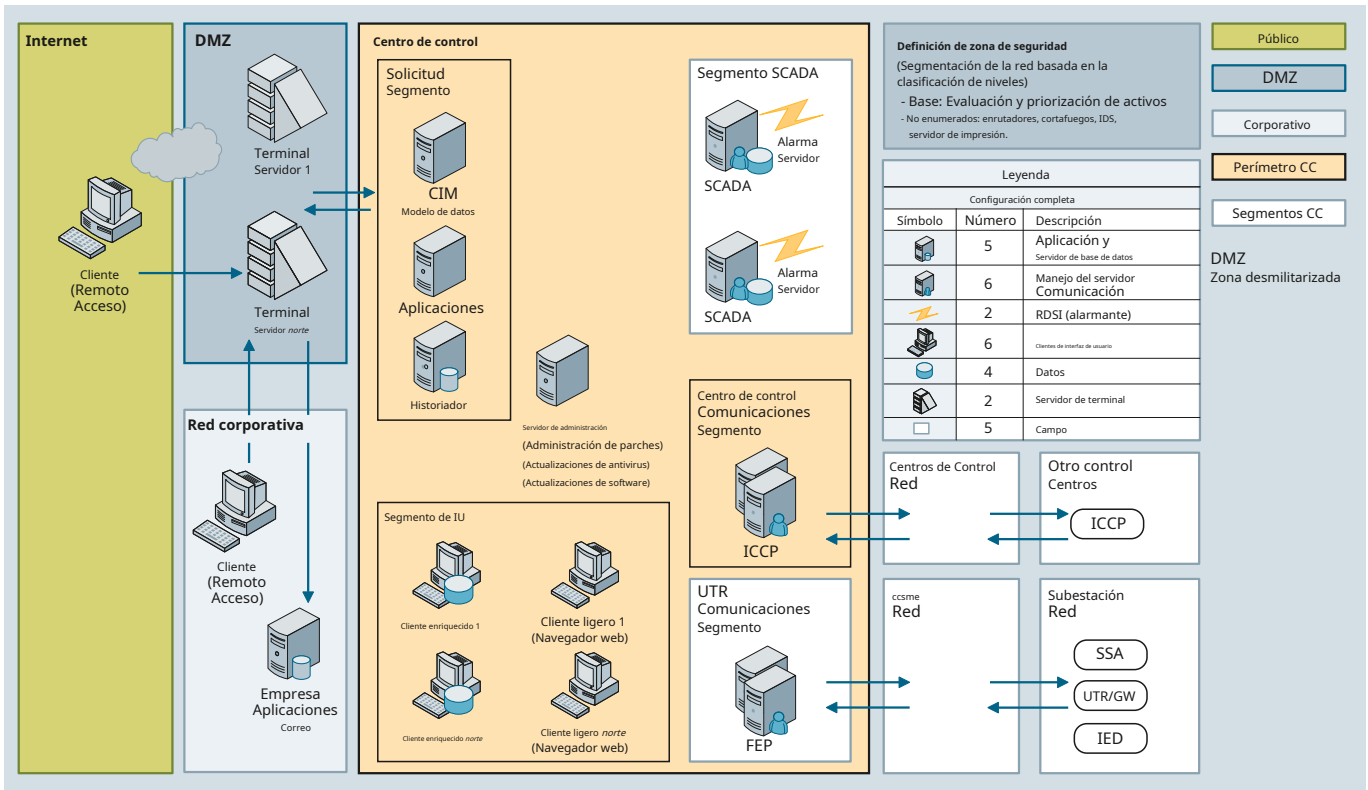


Figura 7.1-20: Integración del sistema de control de red en la red informática de la empresa de servicios públicos

7.2 Gestión de la energía Productos y Soluciones

7.2.1 Sistemas de control de potencia del espectro

Siemens ha suministrado más de 1.600 sistemas de control basados en computadora para sistemas de energía en todo el mundo. El resultado de estos muchos años de experiencia es el desarrollo de la familia de productos Spectrum Power™: sistemas de control para sistemas de energía eléctrica, así como para redes de gas, agua y calefacción urbana (fig. 7.2-1).

Un sistema de control de Spectrum Power se divide en varios subsistemas. Sobre la base de una configuración mínima para la operación, es posible agregar subsistemas para cumplir con los demás requisitos en términos de funciones adicionales, estructura y tamaño del sistema. Con su estructura modular, el sistema se puede ampliar con poco esfuerzo, incluso posteriormente. Los módulos se pueden reemplazar o se pueden agregar nuevos módulos para implementar las modificaciones requeridas. Sobre la base del sistema estándar, las interfaces de programación abiertas permiten adaptaciones individuales y ampliaciones posteriores para componentes específicos del cliente nuevos o existentes. En una configuración básica, un sistema de control de Spectrum Power abarca los siguientes componentes, que se describen con mayor detalle en el resto de esta sección:

Servicios básicos

Para garantizar que se proporcionen las funciones básicas, como los servicios de base de datos en tiempo real, el intercambio de datos y la coordinación de las computadoras (por ejemplo, redundancia) involucradas en el centro de control

Interfaz de usuario

Para proporcionar interfaces fáciles de usar, potentes y gráficamente orientadas al operador

Gestión del modelo de información

Para la entrada y el mantenimiento de datos de datos de red, diagramas unifilares e intercambio de datos con otros sistemas de TI

Interfaz de comunicación

Para interconectar las unidades terminales remotas (RTU) de campo con el proceso

ICCP y ELCOM

Para la Intercomunicación entre Centros de Control basada en protocolos Estándar (ICCP) y protocolos estándar de facto (ELCOM).

Aplicaciones SCADA

Para implementar las funciones requeridas para la operación del sistema, es decir, monitorear y controlar el sistema.

Además de estos componentes, los siguientes subsistemas, que se describen con mayor detalle en el resto de esta sección, están disponibles para expandir la funcionalidad. Se utilizan y configuran para que coincidan con las tareas y el tamaño de los sistemas de control:

Operación multi-sitio de centros de control

Para la gestión flexible y dinámica del sistema (modelado y operación) en configuración multisitio

Sistema de Información Histórica

Para el archivo y posterior reconstrucción de los datos de proceso



Figura 7.2-1: Sistema de control de potencia de espectro

Aplicaciones de previsión

Para la previsión a largo, medio y corto plazo de las cargas del sistema

Aplicaciones de programación de energía

Para una planificación óptima de los recursos, incluido el compromiso y el despacho planificado, de las unidades generadoras de energía

Aplicaciones de control de potencia

Para el seguimiento y control, es decir, despacho en tiempo real, de las unidades generadoras de energía que participan en la regulación de frecuencia

Aplicaciones de la red de transmisión

Para un análisis y una optimización rápidos y completos del funcionamiento de la red de transmisión

Aplicaciones de gestión de interrupciones

Para una gestión eficiente de las interrupciones planificadas y no planificadas en las redes de distribución

Aplicaciones de la red de distribución

Para un análisis y optimización rápidos y completos del funcionamiento de la red de distribución

Aplicaciones de sistemas expertos

Para apoyar al operador en tareas críticas y complejas en el campo de fallas en la red de distribución

Simulador de entrenamiento

Para capacitar al operador en toda la gama de comportamientos de la red con las herramientas y la interfaz de usuario que se utilizan en funcionamiento.

Aplicaciones SCADA

Las aplicaciones SCADA agrupan todas las funciones de Spectrum Power que son las mínimas requeridas para operar un centro de control de red. SCADA contiene todas las funciones de señalización, medición, control y monitorización (fig. 7.2-2).

El procesamiento básico de datos utiliza datos preprocesados de la interfaz de comunicación para su posterior procesamiento. Los cambios de valor se supervisan y los datos se distribuyen a otros subsistemas y se escriben en la base de datos operativa. Además, se realizan cálculos, operaciones lógicas y funciones de procesamiento especiales para tipos de datos especiales (por ejemplo, valores medidos).

Los sistemas de control de Spectrum Power utilizan un concepto de control de red maduro que reduce el tiempo de ejecución y aumenta la confiabilidad operativa. El control de la red se puede realizar para cualquier elemento de la red de distribución de energía desde cualquier estación del operador que esté configurada para realizar esa tarea. Se pueden implementar operaciones de conmutación individuales y secuencias de conmutación. Las adaptaciones en línea de las condiciones de enclavamiento y las funciones de seguridad permiten la expansión de la red sin interrumpir el funcionamiento (usando una prueba preliminar en modo de estudio). Las operaciones de conmutación complejas, como el cambio de barra colectora y la conmutación de línea, permiten tiempos de conmutación reducidos y, por lo tanto, una ejecución rápida de las operaciones de conmutación. Para garantizar la fiabilidad operativa,

Los sistemas de control de Spectrum Power permiten al usuario colocar libremente modificaciones de red temporales, como puentes temporales, conexiones a tierra y puntos de aislamiento en línea, o eliminarlos sin tener que recurrir a la gestión de datos de origen. Las modificaciones temporales de la red se activan en la topología inmediatamente (enclavamiento, seguimiento de rutas, etc.). Permanecen activos en la topología hasta que se vuelven a eliminar. Las modificaciones de red temporales configuradas se pueden parametrizar.

La gestión de procedimientos de conmutación proporciona al personal de la sala de control de un centro de despacho potentes herramientas para crear, verificar y ejecutar operaciones de conmutación en la red (en el modo de proceso y estudio). Se pueden gestionar hasta 1.000 procedimientos de conmutación; cada procedimiento de conmutación puede contener hasta 100 acciones.

Las alarmas acústicas y los elementos de visualización parpadeantes en la pantalla informan al usuario sobre alarmas y desviaciones del estado normal del sistema de suministro de energía. Los registros se utilizan para registrar alarmas e indicaciones. Se pueden mantener varios registros. Cada registro puede ser



Figura 7.2-2: Pared de pantalla grande para operación en red en un gran centro de control

asignado a una determinada unidad de salida. Mediante el uso de la adquisición de datos de fallas, el personal del centro de despacho y los ingenieros de sistemas pueden analizar los estados que prevalecen en el sistema de suministro de energía antes y después de una falla. Las instantáneas, los datos de tendencias y los cambios de estado se almacenan en este análisis.

El rastreo topológico interactivo de rutas permite al operador determinar rutas entre equipos conectados eléctricamente en la red de distribución. La función de coloreado de la red controla la visualización en color del equipo en función de varias propiedades de los elementos individuales del equipo. Las redes parciales, los grupos de redes (p. ej., niveles de tensión) y los estados operativos de los equipos (p. ej., muerto, conectado a tierra, indefinido) se pueden resaltar en diferentes colores.

El generador de informes es una herramienta fácil de usar para la creación, gestión y salida de informes de forma sencilla y rápida. Una interfaz SQL permite el acceso directo a la base de datos del sistema. El operador puede configurar el diseño individualmente usando el editor gráfico (en la vista del mundo formal). El usuario puede definir variables para valores dinámicos que se actualizan automáticamente cuando se crea un informe. Además, las vistas de datos (tablas y diagramas de estaciones) se pueden vincular y sus elementos dinámicos se actualizan automáticamente.

Servicios básicos del sistema

Spectrum Power contiene varias funciones básicas (servicios y sistemas) que rigen las funciones fundamentales requeridas para operar un sistema de gestión de red. Sobre la base de los sistemas operativos y bases de datos relacionales, estas funciones se utilizan para organizar la gestión de datos, el intercambio de datos y la comunicación entre los módulos instalados en las computadoras distribuidas.

El sistema de múltiples computadoras es un subsistema que administra la comunicación entre computadoras distribuidas y varios servicios para la redundancia de hardware y software, la coordinación de múltiples computadoras y el monitoreo del estado del sistema. Es posible la comunicación bidireccional entre programas individuales del sistema. Se implementan las siguientes funciones:

Gestión de la energía

7.2 Productos y soluciones de gestión energética

Gestión de los contextos operativos Proceso Operación (estado normal del sistema) Contexto de estudio (para realizar estudios “¿Qué pasa si?”)

Contexto de prueba (prueba del sistema después de modificaciones de datos o programas)

Entrenamiento (contexto para el simulador de entrenamiento)

Gestión de estados informáticos

Redundancia

Supervisión

Detección de errores y recuperación automática

Coherencia de datos

Coordinación de puesta en marcha y conmutación

Actualización y sincronización de fecha y hora

El bus de datos de alta velocidad es un sistema de comunicación que organiza el enlace entre los programas de usuario y el sistema básico a través de interfaces estandarizadas. Esta comunicación se proporciona entre módulos de programa individuales dentro de una computadora. La comunicación entre varios ordenadores se realiza a través de la red de área local (a través de TCP/IP). El bus de datos de alta velocidad también se utiliza como enlace entre los módulos y la base de datos. Otras características son:

Procesamiento de tiempo integrado

Soporte de LAN redundantes

Soporte del modo de prueba y simulación Realización de la activación inmediata del programa después de un retraso o cíclicamente

El sistema de base de datos de Spectrum Power consta de una base de datos operativa para operaciones en tiempo real (datos de procesos y aplicaciones) y una base de datos relacional que utiliza Information Model Management. Las características del sistema de base de datos son:

Modelo estándar para todos los datos de procesos y aplicaciones

Cambios de datos incrementales

Importación y exportación de datos.

Gestión del modelo de información

Spectrum Power Information Model Management (IMM) es la herramienta de modelado de datos, mantenimiento de datos e intercambio de datos diseñada específicamente para administrar de manera rentable y eficiente los datos del modelo del sistema de energía para las aplicaciones EMS/DMS, SCADA, comunicación con RTU, ICCP y otras empresas. información (fig. 7.2-3).

Proporciona una única ubicación central para

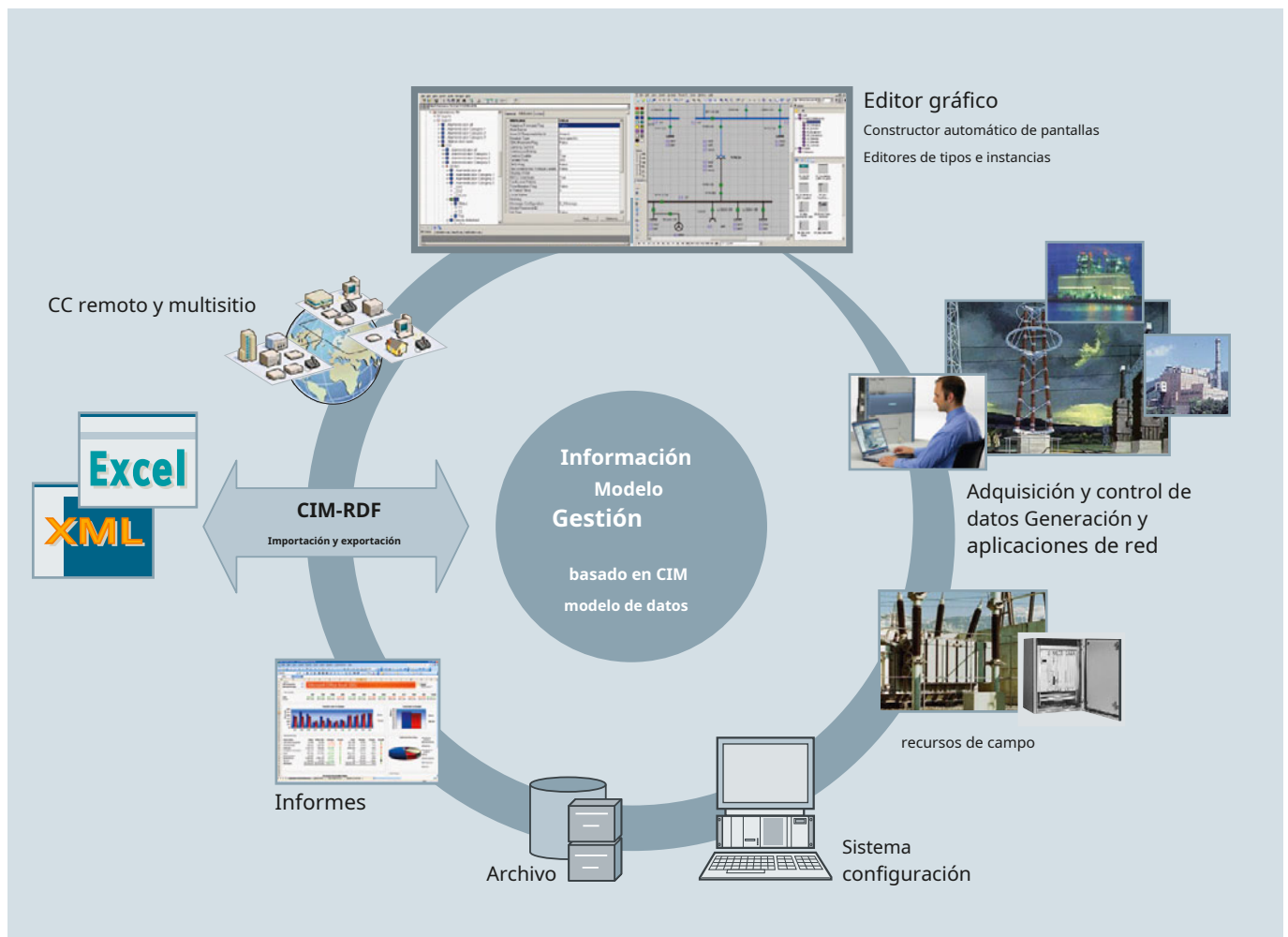


Figura 7.2-3: La administración del modelo de información de Spectrum PowerCC proporciona la funcionalidad para ingresar y mantener todos los datos relacionados con el sistema de energía

ingresa y mantiene todos los datos relacionados con el sistema de energía y cumple totalmente con el estándar internacional para un modelo de información común (CIM), IEC 61970. El IMM adopta tecnología estándar de la industria ampliamente aceptada, como un sistema comercial de gestión de base de datos relacional (RDBMS) y Extensible Lenguaje de marcado (XML).

La tarea de IMM dentro del sistema de control de potencia es gestionar la entrada de los datos del sistema eléctrico de potencia a la base de datos, tanto durante la puesta en marcha del sistema como posteriormente para posteriores modificaciones y ampliaciones de la red (nuevas subestaciones, cambios en la red , etc).

Input and validation of the data is performed in the source database, so that current online data and online system operations remain unaffected. Once entered, prepared and checked, the modified set of data can then be activated in the operational database at a time convenient to the operator. Activation means the takeover of modified data from the source database to the operational database, without interruption of system operation and without losing any manually entered data. Data activation is coordinated automatically with all other subsystems, servers or activities of a Spectrum Power control center system.

After activation, newly entered data (e.g., status information, analog values, station feeders, entire stations) can immediately be called up and displayed by the operator.

Modifications that are recognized later as erroneous can be corrected by an UNDO function, because all modifications carried out in the database are automatically recorded in a built-in database change log. Several levels of security-checking functions provide an audit trail for all data changes in the database and guarantee data consistency throughout the entire system.

An integral part of the user interface is the graphics editor. This editor is used to build and maintain the graphic displays used in the system.

Todas las pantallas de una sola línea de los sistemas de control de Spectrum Power son mapas del mundo. Un mapamundi es una representación gráfica bidimensional (2D) de una parte del mundo real. Cada punto en un mapa del mundo está definido por un par de coordenadas X, Y únicas (coordenadas del mundo). Un mapa del mundo se divide en un conjunto de planos. Cada plano cubre el área 2D completa, incluida toda la gama de coordenadas únicas del mundo. El primer plano es visible en todo el rango de ampliación del mapamundi. Cualquier otro plano es visible solo dentro de un cierto rango de aumento y contiene diferentes representaciones gráficas de los objetos tecnológicos (reales) (por ejemplo, el plano 2 muestra el estado de la subestación, el plano 3 muestra el estado resumido de los alimentadores principales, el plano 4 muestra el estado único). -estados de conmutación, etc.). Los planos pueden superponerse a los rangos de aumento de otros planos.

IMM provides standardized interfaces for import and export of source data (fig. 7.2-4). Network data and facility data, as well as graphic data, can be imported or exported via these interfaces. The ability to import large or small amounts of data is

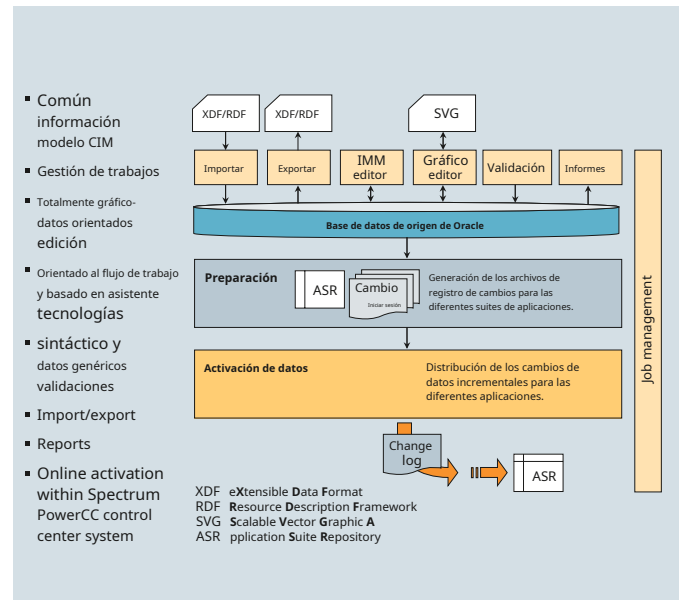


Fig. 7.2-4: Functional overview of IMM

supported for the purpose of major or minor system updates and the initial loading of the database (bulk loading). The following functions are provided:

- Single point for all data changes. Avoids the necessity of redundant data maintenance within multiple systems and locations

- Manual data entry or by incremental or bulk data import Workflow oriented views on existing, modified or new data Multiple and simultaneous data entry sessions of different users on different Spectrum Power user interface consoles CIM-compliant data model allows easy incorporation of future information types

- Gestión del ciclo de vida para modificaciones de datos planificadas La gestión de versiones de la estructura de datos y las funciones de archivo automático de modelos de datos proporcionan un historial de cambios, así como una perspectiva del modelo planificado en un momento determinado en el futuro para reflejar la naturaleza evolutiva de los modelos.

- Detección automática de cambios

- La validación de datos automática y previa solicitud proporciona consistencia de la información y asegura la integridad del modelo

- Activación de modificaciones de datos sin impacto en el sistema de tiempo de ejecución de Spectrum Power

- Amplia difusión del sistema automático Spectrum Power de las modificaciones de datos

- Funciones de seguridad basadas en roles y registros de auditoría Los derechos de acceso a nivel de instancia brindan responsabilidades claras dentro de todo el modelo de datos

- Edición de pantallas (mapamundi) y generación automática de pantallas basadas en la topología de los modelos de red Generación de informes

- Hierarchical Model Management supports data maintenance and exchange of modified data in a system of hierarchically arranged control centers in an automated way to prevent model inconsistencies between or within organizations

Energy Management

7.2 Energy Management Products and Solutions

User interface

The user interface of the Spectrum Power control system provides powerful functions to ensure an overview at all times and to permit fast and easy switching between views across all worldmaps. The user interface allows the user to operate the networks and power plant efficiently and permits the administrator to maintain the database and system parameters. The system uses static and dynamic display elements to display the network structure and network state. The user interface provides means for guiding the operator to the workflows, e.g., by checking the plausibility of switching actions after each operating step. Multi-screen operation using drag and drop supports the operator in having a good overview of the power system and in accessing the required equipment in a fast and comfortable manner (fig. 7.2-5).



Fig. 7.2-5: Typical control room environment



- p All outages at a glance
- p Easy access to outage details
- p See what others do (roadwork, construction ...)
- p Crew position
- p Information about lightings
- p Address search

Spectrum Power map portal is the flexible platform for presenting geospatial control center data to corporate users. It is the link between Spectrum Power control systems and Google Maps and provides

- p A Web-Server for embedding Google Maps into corporate web sites
- p An optional database system for joining information from different resources, like
 - Spectrum Power
 - Outage Management Systems
 - Archiving Systems
 - Workforce Management Systems
 - ...

- p Interfaces for
 - Invoking Google Maps displays from Spectrum Power on-line diagrams and cartographic displays

Fig. 7.2-6: Sample visualization of outages

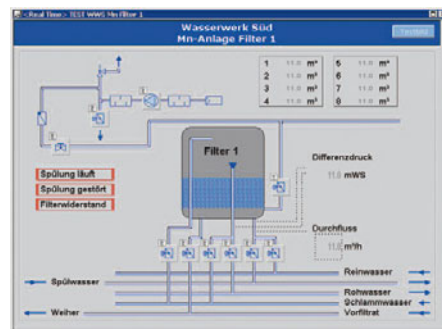
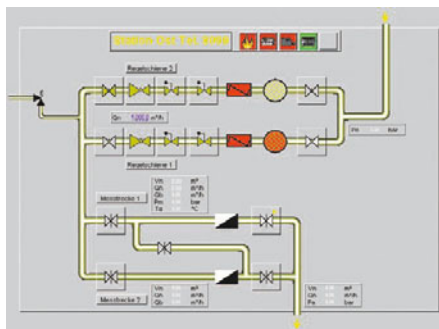
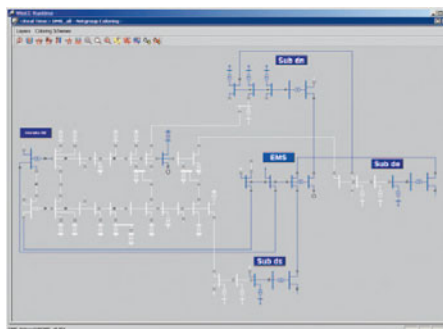


Fig. 7.2-7: Samples for network displays of electrical, gas and water networks

Communication front end

The remote terminal interface of Spectrum Power is the Communication Front End (CFE). It is part of the control center system and communicates with the other Subsystems of a Spectrum Power control system via the local area network (LAN). CFE has direct access to the Remote Terminal Units (RTU) of various manufacturers. The control center system is connected to the substations or power stations through these RTUs, which transmit process data of the power supply system. The data is preprocessed by the CFE, which exchanges data with the RTU, preprocesses data in real time and monitors and controls the system, including redundant components.

CFE supports different connections of remote terminal units as point-to-point, multiple point-to-point and multi-point. The transmission can be spontaneous, cyclic, periodic or scanned. The process interface is able to process several protocols such as IEC 870-5-101 or the metered value protocol IEC 870-5-102. Substation equipment (RTUs, submasters) having a TCP/IP Interface according to the standard IEC 60870-5-104 may be connected via a WAN link directly to the CFE-LAN. Both dual channel connections and multi-channel connections are possible (fig. 7.2-8).

The following data are implemented in the process data preprocessing:

- Detection of state changes with image maintenance (old/new comparison of Status messages; forwarding only on change)
- Intermediate position suppression (parameterizable monitoring time)
- Plausibility check of all numeric values (error message on invalid data or limit violations)
- Threshold value monitoring of analog values (passed on only if a parameterized threshold value is exceeded)
- Measured value smoothing (parameterizable filtering function)

Resultant value formation from raw values using specific characteristics

Renewal check of cyclically transmitted values Information type conversion for raised/cleared indication and transient indications

Time processing and time synchronization. The CFE server regularly receives the absolute time. The substations are synchronized via time signal transmitters or by protocol specific synchronization telegrams. All information is kept internally with a resolution of 1 ms.

Monitoring of remote terminal units, communication connections and system components

Communication between Control Centers with IEC 870-5-104 and IEC 60870-5-104

The necessity of process data exchange between control centers, often from different vendors, is increasing worldwide. Examples are hierarchical control centers, the interconnection of networks, energy exchange between suppliers or the use of external billing systems.

Defacto standard protocols for communication between control centers have been established, e.g., ELCOM-90 or ICCP. The ICCP protocol was defined as an international standard (IEC 870-6 TASE.2) and is now widely accepted and used all over the world.

The Inter-Control Center Communication Protocol (ICCP) is designed to allow data exchange over wide area networks (WANs) between a utility control center and other control centers. Examples of other control centers include neighboring utilities, power pools, regional control centers and non-utility generators. Exchanged data may include cyclic data, real-time data and supervisory control commands such as measured values and operator messages.

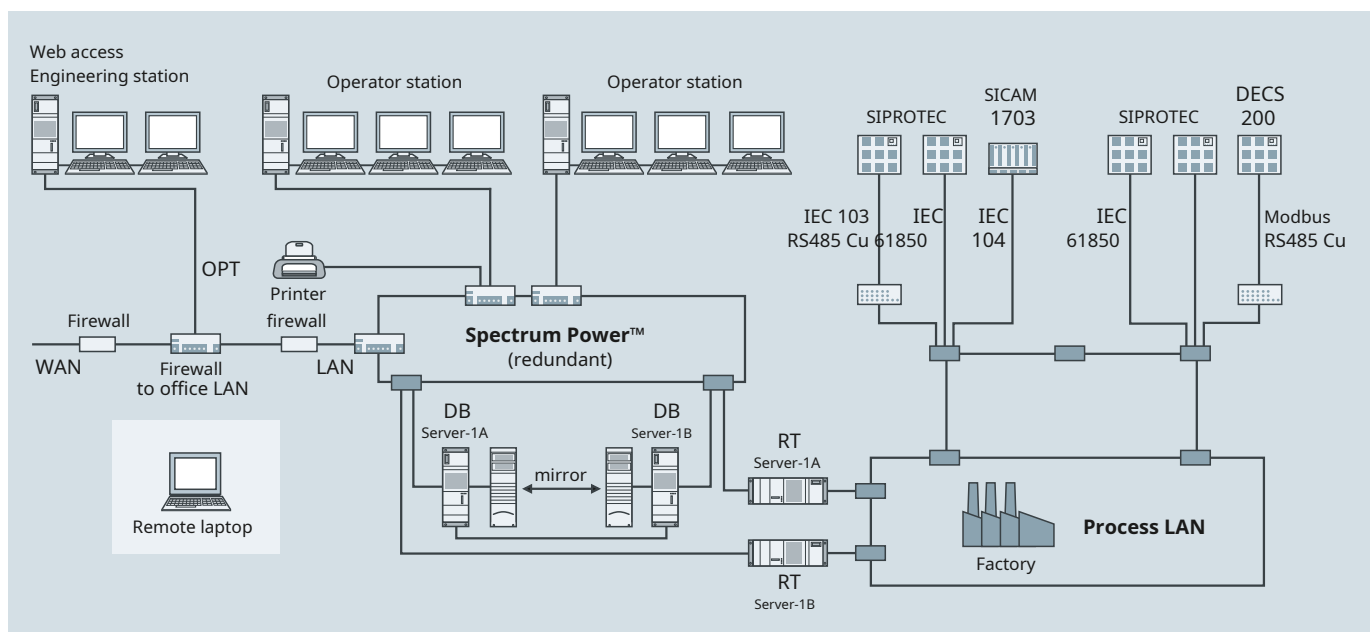


Fig. 7.2-8: Sample hardware-configuration of a power control system

Data exchange occurs between a SCADA/EMS server of one control center and the server of another control center. The ICCP server is responsible for access control when a client requests data. One ICCP Server may interact with several clients.

Access control of data elements between control centers is implemented through bilateral agreements. A bilateral agreement is a document negotiated by two control centers that includes the elements (that is, data and control elements) that each is willing to transmit to the other.

The ICCP data link supports a redundant configuration utilizing dual communication servers in active and standby mode. A redundant configuration supports two physically separate paths between the Spectrum Power control systems and the remote system to provide backup in the event that the primary data path becomes unavailable.

Historical Information System

Storage of process data and processing of historical data is an important basis for various power control system functions (fig. 7.2-9 and fig. 7.2-10):

- Historical data allows trending and general data analysis

- Forecast applications (for example load forecast) need a consistent set of historical data as input

- Historical data allows post mortem analysis for example in case of disturbances

- Reports and audit trails are generated from historical data

- Historical data is used to restore past scenarios as input for studies (for example power flow studies)

- Historical data is also an important input to asset management (for example monitoring of equipment maintenance cycles).

Analog values, accumulator values and calculated values (for example state estimator results) can be stored in the Historical Information System as well as status information and messages (for example alarms).

The data to be archived is collected from SCADA and applications (for example state estimator). The data can be collected either spontaneously or at a configurable cycle. Based on the stored data, the Historical Information System provides aggregations (minimum, maximum, average, integral, sum) and calculations. Missing or incorrect data can be entered or updated manually.

The online part of the Historical Information System provides the historical data for immediate access. The retention period for this online part is configurable (typically 1 to 3 years). Historical data that exceeds this retention period can be stored to and reloaded from the so called long term archive.

Multi-site operation of control centers

With the multi-site operation subsystem in Spectrum Power, the operator is provided with a powerful tool for optimizing operation management. It is possible to transfer network management partially or wholly from one control center to another. Emergency concepts can thus be designed and implemented effectively.

Such a capability provides for greater reliability of the system (emergency strategies) and makes a considerable contribution to cost reduction. The multi-site control centers can be configured from two or more control centers and permit a very flexible and dynamic system. In the event of failures, each system continues to work autonomously. After recovery of the communication link, the data is automatically updated.

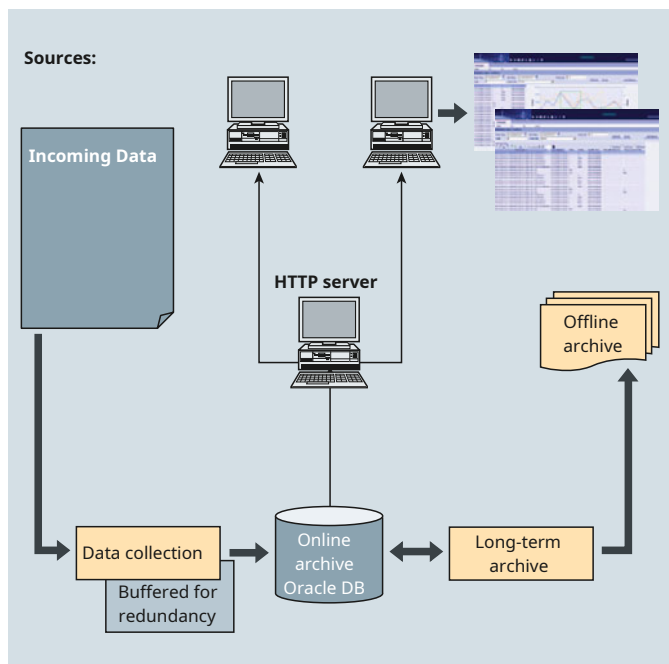


Fig. 7.2-9: Archiving with the Historical Information System

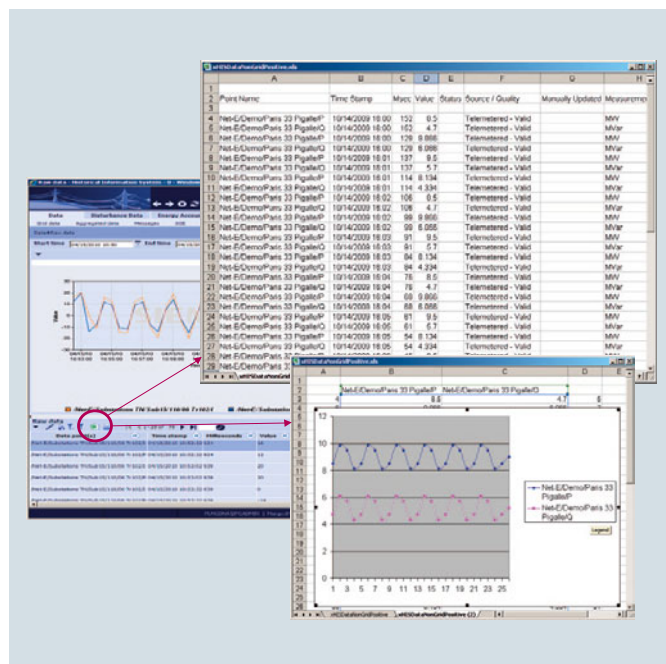


Fig. 7.2-10: Different views on archived data with the Historical Information System

Energy Accounting

Energy Accounting (EA) provides the capability to collect, edit and store generation, interchange and other energy values on a periodic basis. These energy values are processed from accumulator data collected from the field and monitored by SCADA. EA also performs various aggregate calculations such as the inadvertent energy, calculations of energy values over multiple time periods (e.g. hourly, weekly, monthly, yearly), etc. for reporting and billing purposes. EA provides extensive editing support such as keeping track of original value, changed value, time of change, author of change, etc. for auditing purpose.

Load Shedding

The load shedding application automatically performs load rejection or disconnection of parts of the network in the event of certain faults and emergencies in order to maintain system stability. It analyzes the state of the network, detects significant events, defines the load to be shed and prepares the required switching actions. The emergency strategies can be configured individually. Depending on the customer requirements, a configuration can be selected from a simple manual solution to a fully automatic system for dealing with faults and emergencies. The following strategies are possible:

- Manual load shedding
- Rotating load shedding (generation shortage for extended time)
- Equipment overload load shedding (delay/avoid tripping of equipment)
- Balancing load shedding (import target deviation, islanding)
- Under-frequency load shedding (system stability).

Power control applications

The aim of the Power Applications (PA) is to support frequency control, i.e. the power system stability (equilibrium between generation and demand), whilst maintaining an optimum generation dispatch and scheduled interchanges across the power system interconnections. The power applications support single area control, multiple autonomous area controls and hierarchical area control configurations. To enable this real-time process the power applications provide several functions:

Load Frequency Control (LFC)

LFC provides control mechanisms that maintain equilibrium between generation and demand in real-time. At the heart of LFC is a PI-controller that, combining actual generation, interchange and frequency, calculates the deviation from equilibrium, referred to as the area control error (ACE), and sends accordingly correction signals to the (single, groups of, virtual, etc.) generating units participating to this regulation process to maintain or restore equilibrium. The corrections will be calculated to meet numerous generation unit operating constraints (base/target point, operating and response limits, etc.). LFC will also implement the necessary corrections to satisfy performance criteria defined, typically, by a regulatory body such as NERC in the US or UCTE in Europe (fig. 7.2-11).

In parallel a performance monitoring function will collect all data related to the performance of such an automatic control

according to the pre-specified criteria and store this information for reporting as required by the regulatory body.

Production Cost Monitoring (PCM)

The PCM function calculates, typically, the cost of production for monitoring, e.g. deviations from optimum cost, from planned cost, etc. and for recording purpose. In the case of an ISO/TSO the function may be configured to include the regulating cost.

Reserve Monitoring (RM)

RM calculates reserve contributions to reserve from generation and interchanges and compares them to the requirements. The requirements are typically defined by a regulatory body to guarantee continued security of operation following the loss of a generating unit or an interconnection. These requirements are divided in 2 or 3 categories, e.g. spinning, secondary and tertiary reserves, characterized by the response time window in which such reserves can be activated. Reserve can include many types of generation and interchange capabilities. For example, peakers would be included in secondary reserve and load shedding would be included in tertiary reserve.

Economic Dispatch (ED)

ED optimally dispatches generation to meet the net interchange, system load and network losses whilst respecting generation operating limits. Depending on the operating business, i.e. GMS, EMS or ISO/TSO, ED objective will vary from optimizing production and/or regulating costs to optimizing profits. ED will also operates different dispatch modes, each including a different generation set, e.g. online units under AGC control and in economic mode, online units under automatic control and online units under plant control, etc.

Forecasting applications

Forecasting applications are used for predicting the system (i.e. area and customer group) load, water inflow (hydro) and wind as the basis for generation and interchange planning/scheduling. These applications are also used in support of operation as

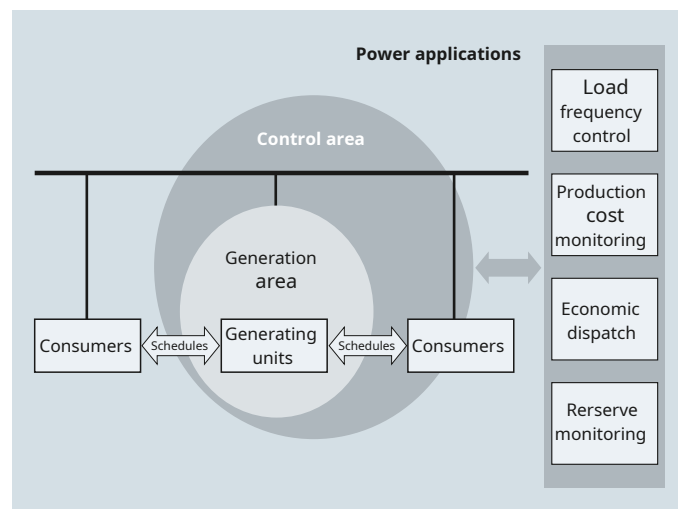


Fig. 7.2-11: Automatic generation control with power applications

Energy Management

7.2 Energy Management Products and Solutions

real-time conditions changes. The load forecast applications further described below supports, besides electricity, also commodities such as water and gas; supports multiple concurrent users and a working forecast environment to allow for review and tuning/adjustments before load forecast is made current for real-time use; and provides for adjustments (e.g. scaling) and tracking mode (i.e. the next few hours of the active forecast are (automatically or on manual request) adjusted based on the observed deviations between the actual measurement and forecast during the last few hours).

Medium-/Long-Term Load Forecast (MTLF/LTLF)

MTLF is used to forecast the load over a period of 1 week up to 2 years whilst LTLF is used to forecast the load over a period of 1 year up to 5 years. The methods used in both applications are processing historical data with multiple regression analysis (one method is based on the ARIMA model).

Short-Term Load Forecast (STLF)

STLF is used to forecast the load over a period of few days up to 14 days in 30-60 minutes increments. The load forecast supports several prediction algorithms (e.g. Similar Day, Pattern Matching, and Regression Analysis) that can be used separately or in user configurable combination and provides the operator with tools to edit the forecast.

Very Short-Term Load Forecast (VSTLF)

VSTLF is used to forecast the load over a 1-2 hour period in short, e.g. 5 minutes, time increments. The method used by

VSTLF is based on a neural network algorithm and its use divided in two phases: the training phase and the forecast phase. Training is executed automatically periodically or on request.

Short-Term Inflow Forecast (STIF)

STIF calculates future inflows into a hydrological system. On the basis of this data, the planning function (e.g., hydro scheduling) can calculate the schedule for hydro plant units.

Power Scheduling Applications

The aim of Scheduling Applications (SA) is to optimize the use of individual power plants (thermal, hydro) and external power transactions in such a way that either the total operating cost is minimized or the total profit on energy sales is maximized after taking all maintenance and operational constraints into account.

The scheduling applications use a sophisticated combination of Mixed Integer Linear Programming and successive Linear Programming. Special techniques are applied to consider non-linear effects and speed up the solution process (fig. 7.2-12).

The scheduling applications include:

Resource Scheduler (RO)

Resource Scheduler optimizes either the medium-term generation plan including energy transactions for minimum cost or the medium-term electricity delivery contracts including energy trades for maximum profit subject to optimal use of energy resources (fuels, water, emission, etc.), to maintenance constraints, to emission rights, etc.

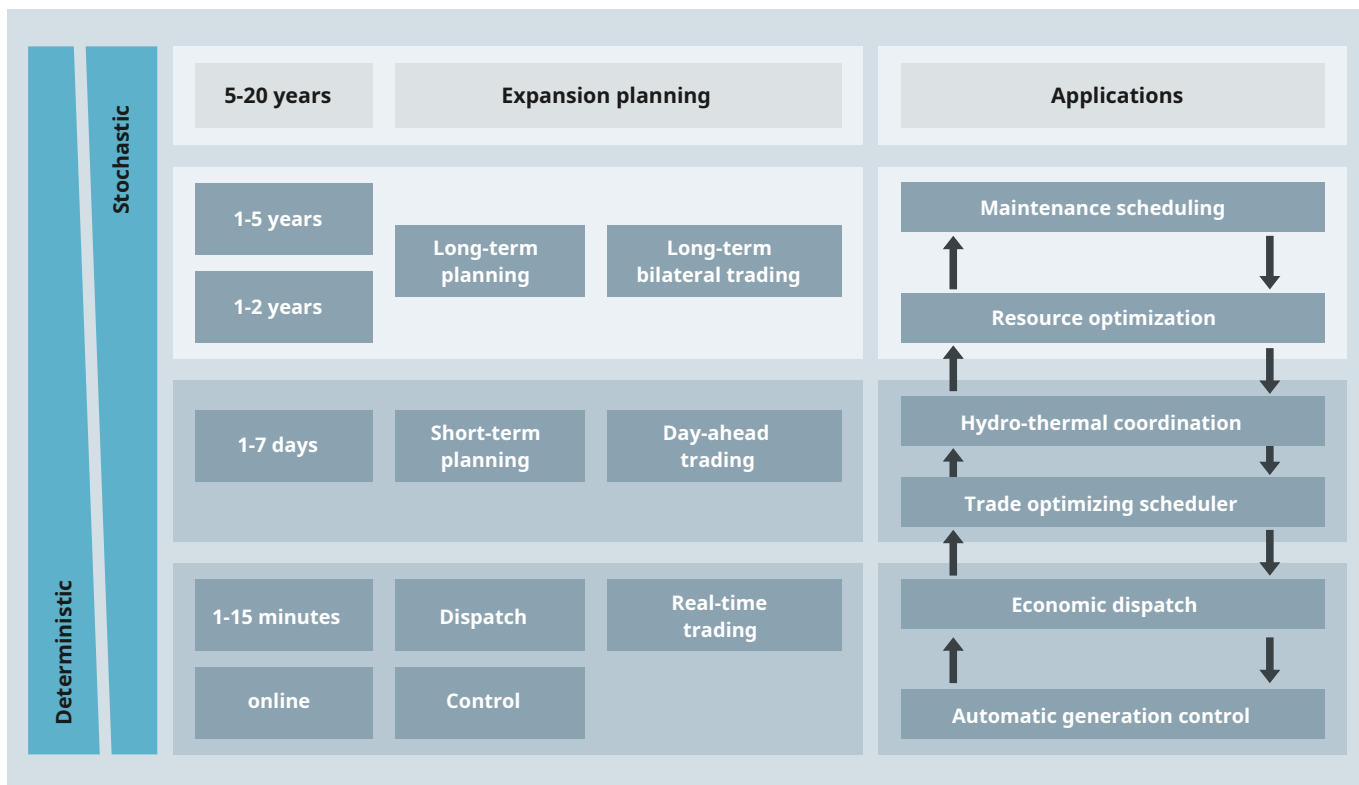


Fig. 7.2-12: Generation management and planning

RO determines therefore the optimal generation schedules, the amount of traded energy in bilateral, forward and spot markets, and the corresponding consumption of resources (fuels, emission, etc.).

Generation Scheduler (GS)

Generation Scheduler optimizes the short-term (thermal and hydro) unit commitment & generation plan including energy transactions for minimum cost subject to maintenance, forecasted load, reserve requirement, energy resources (fuels, water, emission, etc.) and emission constraints.

Results (e.g. reservoir levels, accumulated fuel consumption, etc.) from the Resource Scheduler at the end of the short-term planning horizon are used as targets by the Generation Scheduler application.

Unit commitment, hydro scheduling and hydro-thermal coordination are integral part of this application.

Trade Scheduler (TS)

Trade Scheduler is similar to the Generation Scheduler application except for optimizing the short-term traded energy on the spot market for maximum profit.

Results are also similar but for the energy volumes to be bid on the spot market.

Transmission Network Applications

The Transmission Network Applications (TNA) suite provides tools for the advanced monitoring, security assessment and operational improvement of the operation of an electrical transmission network. They are used

- to provide a fast and comprehensible assessment of the current state of the network and improve monitoring beyond SCADA
- to assess the security against faults & outages
- to provide preventive/corrective measures against planned/existing events
- to optimize operation against costs & losses

These applications considerably increase operational reliability and efficiency in network management. TNA responds automatically to the many different operational (secure, unsecure, emergency) conditions to provide the appropriate support the operator. The application suite will execute, in real-time, periodically, on events and on operator request as a configurable sequence (fig. 7.2-13). Among many other features, TNA also supports study mode allowing concurrent users to execute different studies including preparing corrective strategies, preparing next day operating plan, analyzing post-mortem operational events, etc.

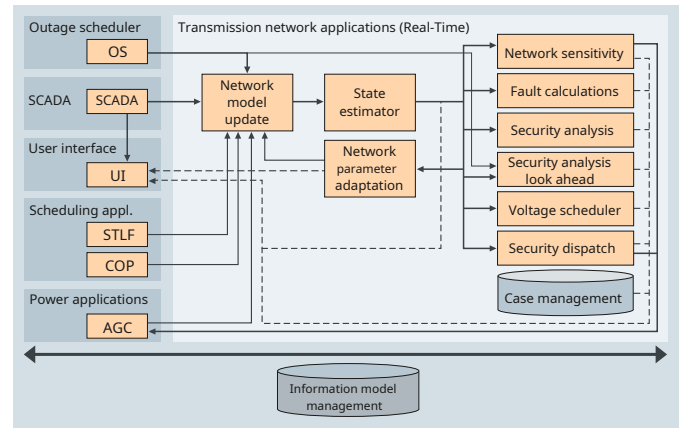


Fig. 7.2-13: TNA real-time sequence

Network Model Update (NMU)

The Network Model Update integrates all external and internal information, constructs the network topology, and updates accordingly the network data required to create the operating conditions to be evaluated by the State Estimator or the Power Flow, i.e.:

- Gathering data from SCADA and other external sources such as AGC, Load Forecast and Outage Scheduler (user options in study)

- Performing topological analysis including identification of electrical island(s), energized/de-energized equipment(s), etc. Scheduling accordingly all network loads, generations, regulation settings and limits.

In study mode the retrieval of data is user configurable and offers additional retrieval options typically not applicable in real-time.

State Estimator (SE)

El propósito de esta función es proporcionar una solución de red completa y confiable a partir de mediciones en tiempo real, pseudomediciones (por ejemplo, cargas no telemétricas) desde la actualización del modelo (MU) y las entradas del operador. El estimador de estado identificará las partes observables de la red donde las mediciones en tiempo real son redundantes. Usando esta redundancia, el estimador de estado identificará las mediciones "malas", las eliminará del conjunto válido de mediciones y luego resolverá la combinación de la red completa, la porción de la red que no es observable, las mediciones aisladas y la carga, la generación y el bus. tensión programada por la función MU. El estimador de estado también alertará al operador de cualquier violación del límite operativo. También permitirá que otras aplicaciones desarrollen soluciones fiables para aspectos específicos del funcionamiento de la red (por ejemplo, acciones correctivas contra las violaciones de los límites operativos). El estimador de estado presenta:

- Algoritmo de transformación ortogonal
- Verificación de consistencia de medición
- Prueba de chi-cuadrado con enfoque residual normalizado o compensación de medición
- Solución de un solo paso
- Cumplimiento de límites de equipo en las partes no observables de la red.

Although the state estimator's essential task is to process realtime data, the State Estimator can optionally also be executed in study mode for, for example, post-mortem analysis.

Network Parameter Adaptation (NPA)

The Network Parameter Adaptation (NPA) maintains a time-dependent database of adapted network data used by the network model update to schedule net interchanges, bus loads, regulated voltages, and statuses of time-dependent breakers. NPA adapts these network data in real-time via exponential smoothing using the state estimator results. Then,

In real time execution, the parameters are used by the model update function to schedule loads and regulated bus voltages to be used by State Estimator as pseudo measurements at unobservable buses.

In study, the parameters are used by the model update function to schedule loads and regulated bus voltages for the user-specified study day-type and hour. The results are then used by the Power Flow.

Dispatcher Power Flow (DPF)

DPF is used to evaluate the network state under various operating conditions in the present or the future such as, for example, tomorrow's work plan. It is used exclusively in study and typically in conjunction with other applications such as Security Analysis and Optimal Power Flow.

DPF solves either – user selectable – using the Fast Decoupled or Newton-Raphson algorithm. DPF supports, among many standard features,

- Continuous (e.g. Generator) and discrete controllers (LTCs, Capacitors, etc.);
- DC injections and branches (iterative process between DC and AC power flows)
- Area Interchange control, single/distributed slack, MVar/MW generator curves, etc.

DPF offers plenty of user selectable options for full flexibility of analysis.

Optimal Power Flow (OPF)

The OPF is used to improve the system operation under normal (secure) as well as abnormal (unsecure) conditions by recommending control adjustments to achieve either of the following optimization objectives:

- SECURITY: active & reactive security optimization
- COST: active cost & reactive security optimization
- LOSS: loss minimization
- FULL: COST optimization & LOSS optimization

OPF solves the LOSS minimization using Newton optimization and the other optimizations using Linear Programming. OPF supports, among many standard features,

- Constraint & Control priorities
- Constraint relaxation
- (e.g. long-to-medium & medium-to-short limits) Load shedding

OPF offers also plenty of user selectable options for full flexibility in identifying remedial measures to operational violations and/or in optimizing secure operational conditions. Depending on the optimization objectives, the OPF applications can be defined as a reactive power optimization or as an active power optimization.

OPF as described here is used only in study whilst two customized versions described below are provided for real-time use.

Voltage Scheduler (VS)

VS is a real-time application version of the OPF. It determines the optimal use of VAr resources and the optimal voltage profile that should be maintained in order either to minimize operational voltage violations or/and to minimize the network losses. For that purpose, optimal settings of reactive power controls are determined and displayed for implementation.

When the objective is to alleviate voltage violations, minimum shifting of controls from specified setpoints (least-squares shift) is implemented. For that purpose, VS minimizes an objective function consisting of the sum of the quadratic "cost" curves for all control variables. Each such "cost" curve penalizes its related control variable for a shift away from the target value. Weighting of the "cost" curves is performed by a factor specified for each control variable.

Remedial Dispatch (RD)

RD is a real-time application version of the OPF. It determines the optimal use of MW resources and the optimal loading profile that should be maintained in order either to minimize operational overloads or/and to minimize the operating costs. For that purpose, optimal settings of active power controls are determined and displayed for open- or closed-loop implementation. Note that the set of overload constraints can be automatically extended to include branch loading constraints corresponding to critically loaded branches (user specifiable critical loading factor).

Similarly to VS, when the objective is to alleviate overloads, minimum shifting of controls from specified setpoints (least-squares shift) is implemented. For that purpose, RD minimizes an objective function consisting of the sum of the quadratic "cost" curves for all control variables. These "costs" are constructed and handled as described for VS.

Basically, RD provides optimal dispatch similarly to conventional economic dispatch (ED). Compared to ED, however, it is extended to also take into account network loading constraints. This is particularly useful in usually highly loaded systems as well as during exceptional load situations, e.g., due to outages of generating units or transmission lines.

Security Analysis (SA)

The purpose of this function is to determine the security of the power system under a very large number of contingencies (e.g. n-1 criteria). Contingency evaluation in large meshed transmission networks is an exhaustive task because a lot of contingencies (single outages and multiple outages) have to be studied in

order to get a reliable result. On the other hand, usually only very few of the possible contingencies are actually critical, and therefore a lot of computation effort could be wasted. To overcome this difficulty, a two-step approach is used. The two sub-functions of SA are as follows:

Contingency Screening (CS) provides a ranking of contingencies from the contingency list according to the expected resulting limit violations. For that purpose, a fast power flow calculation (user definable number of iterations) is performed.

Contingency Analysis (CA) checks contingencies from the ranked list produced by the CS sub-function. For each of those contingencies, a complete AC power flow is performed.

El análisis de seguridad admite, entre muchas características, contingencia especificada por el usuario y listas de equipos monitoreados Contingencias únicas y múltiples simulación automática de contingencias correspondientes a las infracciones en tiempo real contingencias condicionales transferencia de carga y reasignación del generador modelado de controladores de regulación (LTC, ...) derivación de selección de contingencia

Security Analysis Look-Ahead (SL)

Provides the very same function as SA but merges, to the base case, outages from Outage Scheduler that are scheduled within a configurable time window from real-time. SL provides the operator with the security impact from these scheduled outages on real-time operation (which may differ from the conditions used to validate the scheduling of the outage). In case the scheduled outage put real-time operation at risk, the operator can decide whether to cancel the outage, reschedule the outage and/or take preventive measures to allow the scheduled outage to take place as scheduled.

Network Sensitivity (NS)

El propósito de esta función es respaldar el cálculo y la gestión de los factores de penalización por pérdida para que los utilicen las aplicaciones de energía (PA) y las aplicaciones de programación (SA). Los factores de penalización se utilizan para tener en cuenta las pérdidas de transmisión de la red cuando se despacha la generación y se minimiza el costo total. Esta función NS se ejecuta automáticamente como parte de la secuencia de aplicación de la red en tiempo real. Calcula, para el estado actual de la red, la sensibilidad de las pérdidas del sistema a cambios en la unidad de generación e intercambios con empresas vecinas. Luego, mantiene, utilizando suavización exponencial, una base de datos de tales sensibilidades de pérdida para una serie de rangos de carga del sistema y rangos de intercambio neto. En modo de tiempo real, NS opera desde la solución de red producida por la función de estimador de estado,

Fault Calculation (FC)

The purpose of this function is to calculate the fault current and fault current contributions for single fault and multiple faults (user selection). Fault rating violations at and near the fault are provided to the operator. The short-circuit values are compared against all circuit-breaker ratings for each circuit-breaker con-

nected to the faulty bus. Fault current contributions from branches and generating units near the faulted bus are also calculated and may be compared against their respective fault ratings. FC includes, among many features, the effects of mutually coupled lines, the modeling of fault and fault-to-ground impedance and the combination of a fault with a single branch outage.

Operator Training Simulator (OTS)

OTS se basa en 4 componentes clave (fig. 7.1-9, sección 7.1.1):

- Función de gestión de la formación
- Simulación de sistemas de potencia
- Modelo de telecontrol
- Sistema de control de potencia (copia).

El componente de gestión de la formación proporciona herramientas para crear sesiones de formación, ejecutar sesiones de formación y revisar el rendimiento de los alumnos. Proporciona herramientas para

- inicializar la sesión de entrenamiento, por ejemplo, desde un caso guardado o en tiempo real;
- definir el perfil de carga del sistema;
- create event sequences, e.g. a breaker opening, a telemetry failure, etc., that can be either time triggered, event triggered or command triggered;
- create training scenarios, i.e. a number of event sequences, to be activated during the training.

It also provides start/stop and pause/resume functions for the execution of the training session. During the training session it is possible for the trainer to create new events and/or modify the running scenario.

The power system simulation component provides a realistic simulation of the power system behavior to support training from normal operation to emergency operation including islanding conditions and blackout restoration. The simulation is based on a long-term dynamic modeling of the power system including:

- load modeling with voltage & frequency dependency;
- generation modeling with governor, turbine/boiler and generator models;
- frequency modeling;
- voltage regulator modeling;
- protection relay modeling; external company LFC modeling.

The telemetry simulation component provides the simulation of the data communication between the power system and the control system. It transfers as simulated field telemetry the results of the power system simulation to the control system copy. And it processes all commands issued by SCADA (operator), LFC, etc. and transfers them to the power system simulation. This simulated telemetry can be modified via the scenario builder by the trainer to reflect measurement errors, telemetry or RTU failures, etc.

This operator training simulator provides a dedicated environment for the trainee (operator) and one for the instructor that

Energy Management

7.2 Energy Management Products and Solutions

allows the instructor to influence the process in order to force responses from the trainees. The trainee interface is identical with that of the control system so that, for the trainee, there is no difference in functionality and usability between training and real operation.

Distribution management applications

In distribution networks, the telemetry is relatively limited; the fault rate is high as well as the frequency of changes in the network. To meet these requirements, Spectrum Power provides powerful functions with which the operator can operate the distribution network effectively and efficiently.

Fault Management

Fault Management is a set of applications used for locating system incidents and providing fault (or planned outage) isolation and service restoration in distribution networks.

The main Fault Management functionality consists of:

- Fault location
 - Locating the faulty section or area of the network as closely as possible
- Fault isolation
 - Isolating the planned outage or the faulty section or area of the network
- Service restoration
 - Restoring power to de-energized non-faulty areas of the network
 - Fault isolation and immediate restoration
 - Isolating faulty areas and immediately restoring power to de-energized areas of the non-faulty or isolated network
 - Restore to normal or pre-fault state
 - Restoring selected number of switches to their normal state or pre-fault state

Fault location, as a part of the Fault Management application, helps to locate permanent faults. Outage faults (for example, short circuits) as well as non-outage faults (for example earth faults) are considered. Fault location is performed by using remotely controlled and manually updated information (communicated by the field crews) from, for example, protection devices and fault indicators. Fault Management localizes the faulty section as closely as possible, based on available real-time data from SCADA and/or field crews.

The isolation function is performed to determine a set of switching operations to isolate an area of the network.

It can be initiated by the location of the faulty segment or area, or by selecting sections directly on the user interface. The purpose is to isolate sections or areas of the network specified by the isolation request to minimize the outage effect on the network.

Service restoration provides a possible choice of switching procedures to restore service. For each switching procedure suggested by the restoration tool, performance indices are calculated based on the network conditions.



Fig. 7.2-14: View into a large power control center

The user can select the way of ranking of suggested switching procedures according to one or more performance indices and select the best one for service restoration.

Fault Management switching procedures are typically transferred to a Switching Procedure Management (SPM) application for further processing, that is, edit, review and implementation.

Fault isolation and service restoration can also be used for sections isolation due to maintenance work.

Outage Management (OM)

es un conjunto de funciones, herramientas y procedimientos que utiliza un operador/despachador para administrar la detección, ubicación, aislamiento, corrección y restauración de fallas que ocurren en el sistema de suministro de energía. OMS también se utiliza para facilitar la preparación y resolución de interrupciones planificadas para la red. Estos procesos se utilizan para agilizar la ejecución de las tareas asociadas con el manejo de cortes que afectan la red y brindar apoyo a los operadores en todas las etapas del ciclo de vida del corte, a partir de eventos como la recepción de una llamada de problema o una indicación SCADA, de un apagón y extendiéndose hasta que se restablezca la energía para todos los clientes. Este proceso se utiliza para resolver la interrupción independientemente de si la interrupción se produce a nivel de un solo transformador de distribución que proporciona energía a uno o varios consumidores de energía, o al nivel de una subestación primaria que proporciona energía a muchos consumidores de energía. Todas las operaciones, autorizaciones y comentarios que se producen en estos procesos se documentan y recogen en registros de cortes. Esta información se pone a disposición de sitios externos para su posterior análisis y procesamiento estadístico. QMS proporciona el procesamiento automático de un registro de interrupción utilizado para monitorear cambios en la red y tiene una interfaz interna para la gestión de personal o la gestión de procedimientos de conmutación. OMS también proporciona una interfaz para los sistemas de llamada de problemas externos y una interfaz SQL (fig. 7.2-14). Esta información se pone a disposición de sitios externos para su posterior análisis y procesamiento estadístico. QMS proporciona el procesamiento automático de un registro de interrupción utilizado para monitorear cambios en la red y tiene una interfaz interna para la gestión de personal o la gestión de procedimientos de conmutación. OMS también proporciona una interfaz para los sistemas de llamada de problemas externos y una interfaz SQL (fig. 7.2-14). Esta información se pone a disposición de sitios externos para su posterior análisis y procesamiento estadístico. QMS proporciona el procesamiento automático de un registro de interrupción utilizado para monitorear cambios en la red y tiene una interfaz interna para la gestión de personal o la gestión de procedimientos de conmutación. OMS también proporciona una interfaz para los sistemas de llamada de problemas externos y una interfaz SQL (fig. 7.2-14).

Switching Procedure Management (SPM)

allows the operator to create, edit, select, sort, print, execute and store switching procedures. Entries in a switching procedure can be created manually by recording the operator's actions in a

Modo de simulación, modificando un procedimiento existente o registrando las acciones del operador en modo de tiempo real o automáticamente por aplicaciones como FISIR y el sistema OMS. Las capacidades de gestión del procedimiento de conmutación se pueden utilizar para preparar, estudiar y ejecutar operaciones de autorización. También se puede utilizar para ejecutar operaciones de conmutación para aliviar las condiciones de falla y restaurar la energía después de una falla, así como para optimizar la operación de la red. SPM proporciona capacidades de gestión a través de pantallas de resumen y menús fáciles de usar.

Crew Management (CM)

This system provides convenient access to the information necessary to track, contact and assign work schedules (outage records) to the field crews of a Utility. The information consists of data such as crew name, work assignments and locations.

Trouble Call Management (TCM)

This system provides convenient access to the information necessary to track, contact and assign work schedules (outage records) to the field crews of a utility. The information consists of data such as crew name, work assignments and locations.

Distribution network applications

The distribution system network applications (DNA) provide fast and comprehensive analysis and optimization of the current distribution network state (fig. 7.2-15). The Distribution System Power Flow (DSPF) calculates voltages (magnitudes and angles) for all nodes (busbars), active/reactive powers for slack buses, and reactive power/voltage angles for nodes with PV generators. All other electrical result values are calculated from the node voltages and branch impedances/admittances after DSPF is solved. The most important result values are flows (powers kW / kVAr and

corrientes A) a través de líneas y transformadores, y pérdidas de potencia activa y reactiva que permitan detectar posibles violaciones de los límites.

DSPF se utiliza para calcular los estados de la red bajo diferentes configuraciones y condiciones de carga:

Calculate the actual state of the distribution networks using real-time measurements and the current topology Calculate the state of the distribution network in the near future (look-ahead) with actual topology but load values of the given time

Study the state of the distribution network in the near future with different topology (i.e. according to planned maintenance) and the load values of the given time

Distribution System State Estimator (DSSE) provides a solution for monitoring the actual operating state of the network and to provide a complete network solution for further analysis, for example, optimization of voltage profile.

DSSE provides the statistical estimates of the most probable active and reactive power values of the loads using existing measured values, switching positions, and initial active and reactive power consumption of the power system loads.

The initial active and reactive power values of the loads are provided by static load curves or load schedules (generated based on load curves and measured values/meter readings). Further DSSE estimates the real-time network operating state using measured values.

DSPF and DSSE can handle both symmetrical balanced as well as unsymmetrical unbalanced distribution systems.

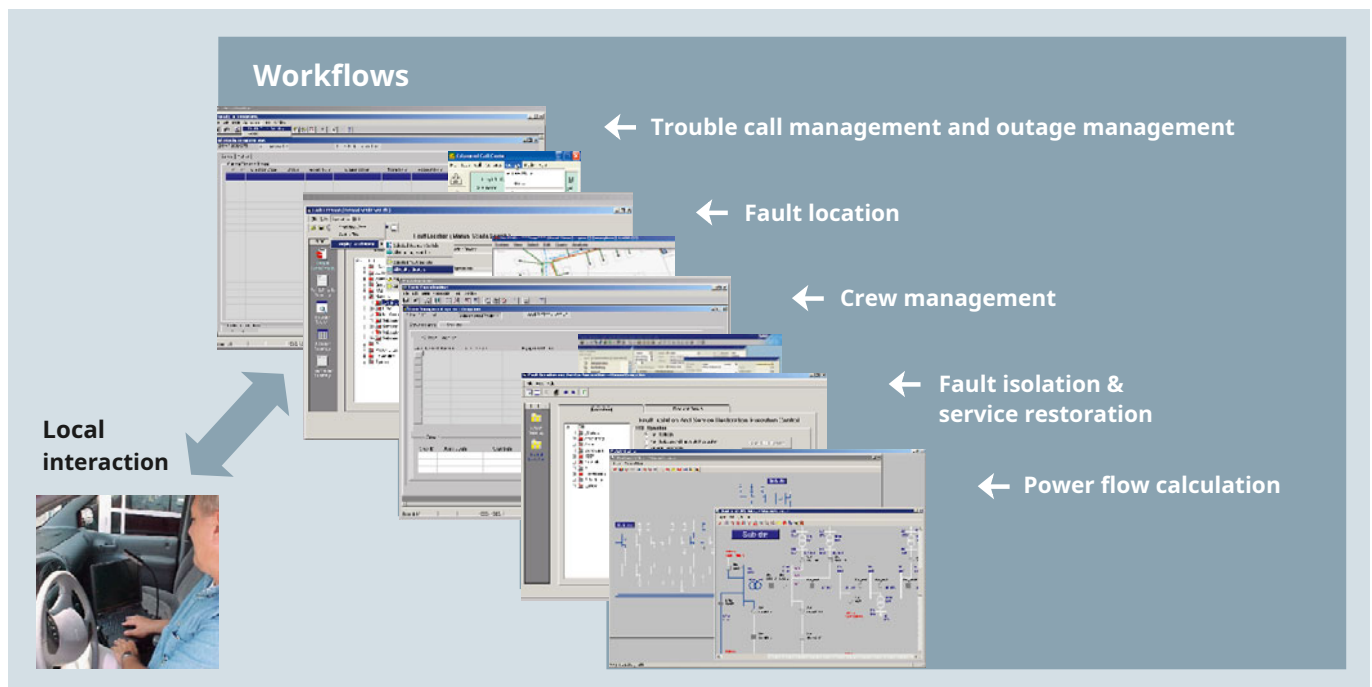


Fig. 7.2-15: A typical workflow in managing the distribution grid

The results of DSPF/DSSE are presented on network diagrams and in tabular displays.

Short Circuit Calculation (SCC)

This application helps operator to detect possible problems regarding short circuits, to check capability of circuit breakers and to check if earth fault currents are within the limits. Based on the results and warnings of SCC, the user can initiate or reject changes of the network topology.

SCC solves symmetric or asymmetric faults in symmetrical balanced as well as in unsymmetrical unbalanced distribution networks. The SCC function is used to determine:

- The maximum shortcircuit current that determines the rating of electrical equipment (normally a circuit-breaker for real-time SCC)

- The minimum shortcircuit current that can be a basis for the protection sensitivity checking or fuses selection
- Fault current calculation at selected locations

The following fault types are supported, and each of them may contain fault impedance and/or earthing impedance, depending on user requirements:

- 3-phase faults without earth (ground) connection
- 3-phases faults with earth (ground) connection
- 2-phase faults without earth (ground) connection
- 2-phases faults with earth (ground) connection
- 1-phase to earth (ground), with or without earthed neutral point

SCC can be started on demand to calculate a single fault and can run in screening mode. In screening mode, SCC checks breaking capability, protection sensitivity and earth fault current for a selectable area or the entire distribution network.

The results of SCC are presented on network diagrams and in tabular displays.

Voltage/Var Control (VVC)

calculates the optimal settings of the voltage controller of LTCs, voltage regulators and capacitor states, optimizing the operations according to the different objectives. The following objectives are supported by the application:

- Minimize distribution system power loss
- Minimize power demand (reduce load while respecting given voltage tolerance)
- Maximize generated reactive power in distribution network (provide reactive power support for transmission/distribution bus)
- Maximize revenue (the difference between energy sales and energy prime cost)
- Keep the system within constraints

System operational constraints such as line loading and consumer voltage limits are automatically accounted for in terms of penalties. VVC supports three modes of operation:

Online mode

The purpose of this mode is to provide an optimal solution that conforms to the desired objective function.

“What if?” VVC studies online

The purpose of this mode is to provide an optimal solution that reflects the current Status of the distribution network with the actual topology but with different loading values.

Study VVC

The purpose of this mode is to allow the user to execute short-term operational studies, with different topology and different loading values.

The output of VVC application includes the switching procedure for implementing the solution and the values of the objective functions before and after optimization. In online mode, VVC supports both open-loop (VVC proposes switching actions) as well as closed-loop (VVC actually initiates switching commands to implement the solution). Results such as flows, currents, voltages and losses are displayed on network diagrams and tabular displays.

Optimal Feeder Reconfiguration (OFR)

The objective of this application is to enhance the reliability of distribution system service, power quality and distribution system efficiency by reconfiguring the primary distribution feeders. OFR performs a multi-level reconfiguration to meet one of the following objectives:

- Optimally unload an overload segment (removal of constraint violations)
- Load balancing among supply substation transformers
- Minimization of feeder losses
- Combination of the latter two objectives (load balancing and loss minimization), where each objective is included in the total sum with a user-specified or default weighting factor

System operational constraints such as line loading and consumer voltage limits are automatically accounted for in terms of penalties. OFR supports two modes of operation: In online mode, the application uses the existing real-time measurements and the current topology. In the study mode, the operator can simulate short-term operational studies with different topology and measurements. The output of OFR application includes the switching procedure for reconfiguration and the values of the objective functions before and after reconfiguration.

Optimal Capacitor Placement (OCP)

The objective of this application is to optimize the placement of capacitors – optimal positions (busbars), optimal regulator positions and optimal sizes of capacitor banks are considered.

OCP can optimize the placement of mobile capacitors for planned and unplanned outages as well as fixed capacitors. When determining the busbars on which capacitor banks should be placed, the sizing of capacitor banks and the positions of capacitor bank regulators, OCP considers minimization of active power losses as well as power factor limits and voltage limits. OCP runs on user request.

The results of OCP are displayed in network diagrams and tabular displays.

Distribution Security Analysis (DSA)

The objective of this application is to see the influence of faults (unplanned outages) as well as planned outages on the security of the distribution network.

DSA assesses

- N-1 security in all meshed parts of the distribution network
- Security of simplified restoration procedures based on the current reserve
- Security of reconfiguration scenarios (back-feed, coupling of substations, etc.)
- Security of pre-defined restoration procedures
- Security of scheduled switching procedures

DSA simulates single, multiple and cascading/conditional faults as well as outages of distributed generation.

Expert system applications

The Spectrum Power expert system supports the operator in solving critical and complex tasks in the field of network operation and disturbance analysis (fig. 7.2-16). Spectrum Power expert system applications provide two functions, an intelligent alarm processor (IAP) and an expert system for Advanced Network Operation (ANOP).

El IAP proporciona información sobre la ubicación de la falla en caso de una perturbación en la red. Se basa en una arquitectura jerárquica de resolución de problemas de varios niveles que combina técnicas heurísticas y basadas en modelos, y funciona con una estructura de datos orientada a objetos. Dentro del diagnóstico, el IAP determina la ubicación y el tipo de perturbaciones en las redes eléctricas, por ejemplo, falla dentro de un transformador. El modelo utilizado por el IAP corresponde al modelo del sistema de protección. Esto proporciona la ventaja adicional de monitorear el correcto funcionamiento del sistema de protección. Los resultados del diagnóstico se muestran en la lista de informes XPS.

Advanced Network Operation (ANOP)

This system supports the following network operations of the operator:

- Automatically triggered operations for:
 - Automatic fault isolation and restoration
 - Automatic removal of overload

Manually triggered operations for:

- Manual fault isolation and restoration (trigger fault)
- Planned outage (take out of Service)
- Load relax
- Resupply (energizing)

The algorithm of ANOP manages all types of distribution networks – for cities or provinces, small networks or large networks – with radial configurations and also with looped configurations. It can be used in telemetered networks as well as in non-telemetered networks. The algorithm is fully generic, considers the actual network status (topology, values, tagging), and provides an authentic and extensive solution for the given task, taking

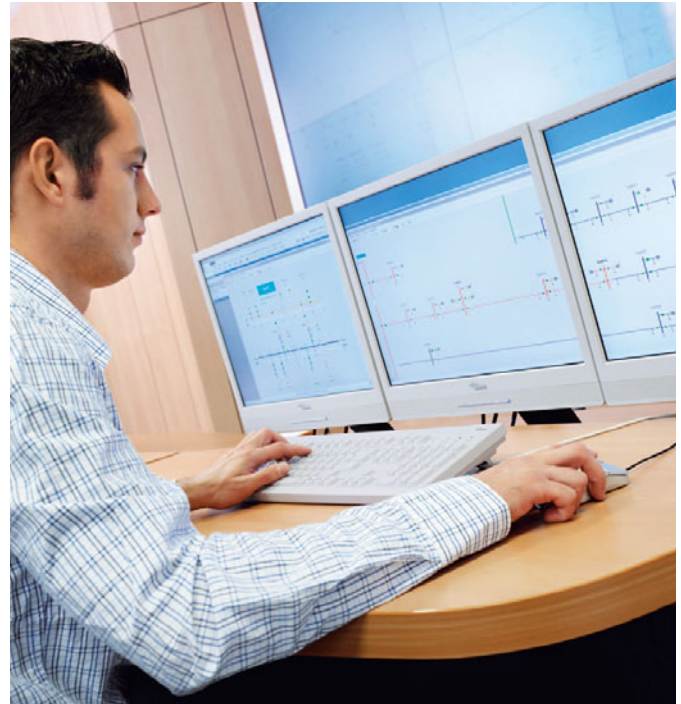


Fig. 7.2-16: The Spectrum Power expert system supports the operator to solve critical and complex tasks

into account all electrical and operational requirements. The algorithm develops the best strategy for the given situation and considers all necessary steps to reach a solution that fulfils the task in a secure, complete and efficient way.

With the help of the built-in power flow, each step is checked; tagged equipment is respected. The proposed solution changes the actual topology of the network in a minimal way. In the exceptional case in which a complete solution is not available under the actual circumstances, a partial solution is evaluated, again taking into account all electrical and operational requirements. The results are displayed in the XPS report list and in the XPS balance list, and a switching procedure is created and inserted in the switching procedure management.

7.2.2 Common Model Management System (CMMS)

In parallel with the liberalization of the energy markets, there is an ever-increasing need for data sharing, not just to serve the own enterprise, but also to respond to needs from outside entities. Sometimes this need is driven by industry entities. Sometimes, and lately more than others, this need is driven by industry requirements passed by governing bodies such as NERC and FERC.

Siemens has been alert to the need for common modeling language and integration platforms for optimizing the benefit also to smart grid implementation across the power delivery network. In developing the first product of its kind, the Common Model Management System (Spectrum Power CMMS), Siemens has compiled within a single data model both planning and operations network models for both transmission and distribution and presents model editing and tracking on a time-synchronized basis – allowing a model of the system to be derived for any point in time in the future or history, in either a planning or an operations protocol.

Siemens is now changing the mindset of modelers from thinking in terms of traditional network models where individual assets properties are aggregated into a larger component in the model (i.e. wave traps, underground cable segments, overhead line segments are all aggregated into one “transmission line” in the network model – resulting in the individual assets losing their identity) to terms of the network really being a series of interconnected assets. This transitional thinking results in significant reliability, efficiency and resource optimization.

El CMMS de Siemens Spectrum Power proporciona herramientas y automatización para administrar de manera eficiente el intercambio, la validación, la aprobación y la puesta en servicio de los cambios en el modelo de la red de transmisión dentro y entre los departamentos de operaciones y planificación del RTO/ISO y el proveedor de servicios de distribución de transmisión (TDSP). CMMS permite generar, administrar y sincronizar información del modelo de red desde una única fuente compartida para admitir sistemas y aplicaciones de servicios públicos, como planificación de redes, administración de energía, operaciones de mercado, derechos de ingresos por congestión, programación de cortes y más. CMMS también proporciona una base para la gestión inteligente de la información de molinenda. La arquitectura basada en CIM proporciona un modelo unificado, registros de cambios de modelos auditables, niveles de aprobación para cambios de modelos, así como capacidades ricas de documentación de modelos. Permite el seguimiento cronológico del modelo en un entorno totalmente abierto, lo que permite que todas las aplicaciones compartan servicios y datos. Esto reduce en gran medida los errores de modelado, mejora la coordinación y agiliza los procesos para los cambios en la red de transmisión. Esto permite el intercambio de información en un nivel muy por encima del intercambio de papel o archivos que se utilizan hoy en día.

The CMMS integrates Spectrum Power Information Model Manager (IMM) and Siemens Model on Demand (MOD) products into a single package. The IMM generates and maintains the operations network model changes, while MOD tracks the planning

model and all planning changes. The integrated package provides consistent, coordinated models for any point in time based on the planned energization dates provided to the system (fig. 7.2-17). Point of time models can be exported to most popular applications using CIM (IEC 61970 and IEC 61968) and CIM for planning and dynamics international standards.

The key features and capabilities are:

Industry standard CIM-based model representation Synchronized chronological model tracking from future to past horizons

Single model integration of planning, engineering, operations, market, etc.

Electronically submit network model changes to facilitate exchange between the RTO/ISO and the regional TDSP. Develop a planning model for the RTO/ISO combining the current regional operating model with the region's proposed plans. This model can be used as the basis for evaluating network reliability as network changes are implemented over time.

Electronic Approval/Rejection Notification provides electronic notification to the TDSP when a plan is approved or rejected. If the plan is rejected, it identifies the reasons so the TDSP can modify and resubmit the plan in a timely manner.

Approved plans are placed in a secure accessible repository. The TDSP can access its approved plans from the repository and use these to develop the commissioning plan necessary to put them into operations.

Managed changes between planning and operations within the TDSP provides streamlined electronic coordination of planning model changes to be commissioned with the real-time operating model.

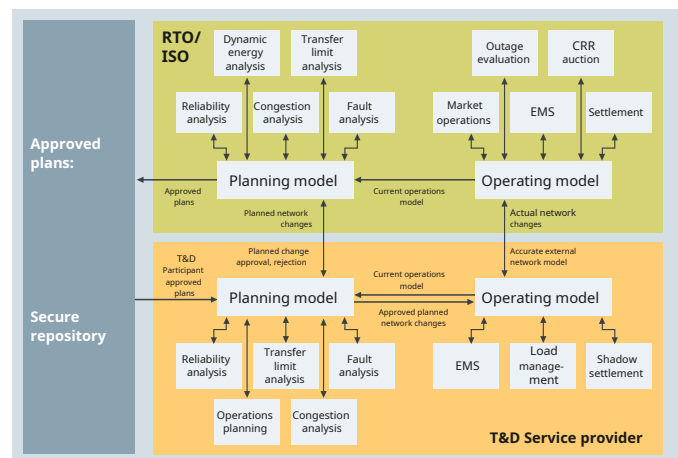


Fig. 7.2-17: Common Model Methodology

7.2.3 Decentralized Energy Management Systems (DEMS)

In parallel with the liberalization of the energy markets, the decentralized generation of electrical power, heat and cold energy becomes more and more important. The generation of these types of energy near to the consumers offers economical and ecological benefits. In this context, interest is directed to so-called virtual power plants. A virtual power plant is a collection of small and very small decentralized generation units that is monitored and controlled by a superordinated energy management system. In general, these generation units produce heating and cooling energy as well as electricity (fig. 7.2-18).

Una operación exitosa de una planta de energía virtual requiere el siguiente equipo técnico:

1. Un sistema de gestión de energía que monitorea, planifica y optimiza la operación de las unidades de potencia descentralizadas
2. Un sistema de previsión de las cargas que es capaz de calcular previsiones a muy corto plazo (1 hora) y a corto plazo (hasta 7 días)
3. Un sistema de previsión para la generación de unidades de energía renovable. Esta previsión debe poder utilizar las previsiones meteorológicas para predecir la generación de las plantas eólicas y fotovoltaicas
4. An energy data management system which collects and keeps the data that is required for the optimization and the forecasts, e.g., profiles of generation and loads as well as contractual data for customer supply
5. A powerful front end for the communication of the energy management system with the decentralized power units

Primero, una planta de energía virtual necesita una comunicación bidireccional entre las unidades de energía descentralizadas y el centro de control del sistema de gestión de energía. Para unidades más grandes, se pueden utilizar sistemas de telemetría convencionales basados en protocolos como IEC 60870-5-101 o 60870-5-104. En el futuro, con un número cada vez mayor de pequeñas unidades de energía descentralizadas, los canales y protocolos de comunicación jugarán un papel más importante. Es probable que la costosa técnica de telemetría convencional sea sustituida por otras técnicas basadas en adaptadores TCP/IP simples o en técnicas portadoras de línea eléctrica. Siemens está contribuyendo al próximo estándar "IEC 61850-7-420 Ed.1: Redes y sistemas de comunicación en subestaciones - Parte 7-420: Sistemas de comunicaciones para recursos de energía distribuida (DER) - Nodos lógicos".

All operation planning and scheduling applications require forecasts with sufficient accuracy. For the characterization of the forecasts, several operating figures are used, such as the average forecast error per day or the absolute error per day or per forecasting time period. Depending on the main purpose of the virtual power plant, the requirements for the forecast methods may change. If the primary purpose is to reduce the peak load or

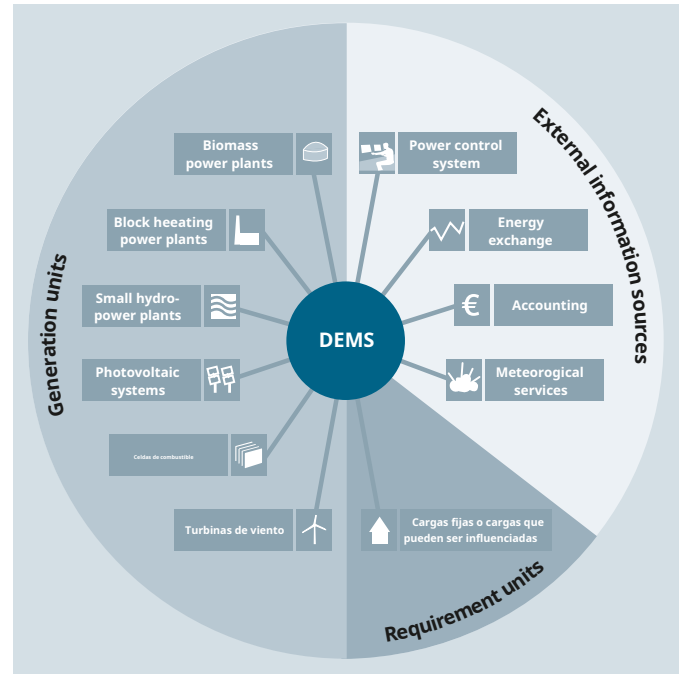


Figura 7.2-18: Elementos dentro de la gestión energética descentralizada

the balance energy, the forecast has to be very exact in the peak time or times with the high prices for balance energy. Furthermore, the forecast algorithms must be able to adapt rapidly to new situations. For example, a virtual power plant operated by an energy service company must be able to consider changes in the customer structure.

Con base en los resultados de los algoritmos de pronóstico y la situación real de la planta de energía virtual, la carga a cubrir se puede despachar utilizando las unidades de energía descentralizadas y los contratos de energía existentes. Esta es una tarea compleja y recurrente. Por lo tanto, se utilizan métodos de investigación de operaciones basados en computadora. Este es el componente más importante en una planta de energía virtual, porque realiza y utiliza el margen de optimización.

La estructura especial de una central eléctrica virtual plantea grandes exigencias a los modelos matemáticos para la optimización. Los modelos deben ser muy precisos porque los modelos aproximados podrían generar resultados de optimización que el sistema de energía no puede realizar. Debido a que la planta de energía virtual debe proporcionar un modo automático para el control en línea de las unidades de energía descentralizadas, por ejemplo, para compensar el desequilibrio, ningún operador puede verificar y corregir los resultados. Además, el margen de maniobra de optimización solo se puede utilizar si el paquete de optimización puede determinar la solución cíclicamente dentro del período de liquidación.

Based on the requirements defined in the preceding section, a Software package for decentralized energy management called DEMS was developed. The DEMS system is not meant to be a substitute for all possible automation equipment necessary for operating the components of a virtual power plant. There must be at least that much local automation equipment available to

El pronóstico de generación DEMS calcula la producción esperada de fuentes de energía renovable dependiendo de las condiciones climáticas pronosticadas. El algoritmo de pronóstico es una transformación lineal por partes de dos variables climáticas a la salida de energía esperada de acuerdo con una matriz de transformación dada (por ejemplo, velocidad y dirección del viento para unidades de energía eólica, intensidad de la luz y temperatura del aire ambiente para sistemas fotovoltaicos). La matriz de transformación se puede parametrizar de acuerdo con las especificaciones técnicas de la unidad y/o se estima sobre la base de mediciones históricas de energía y clima mediante la aplicación de algoritmos de redes neuronales (en un paso de análisis fuera de línea).

The DEMS unit commitment function calculates the optimized dispatch schedules (including the commitment) for all flexible units such as contracts, generation units, storage and flexible demands. The objective function is the difference of revenue minus costs, the profit. The scheduling considers the parameters of the model elements and their topological connection, which defines the financial information, as well as the technical, environmental and contractual parameters and constraints of the virtual power plant. The unit commitment uses mixed integer linear programming to calculate the results of the optimization problem.

La función de gestión de generación DEMS permite el control y la supervisión de todas las unidades de generación y almacenamiento de la central eléctrica virtual. Dependiendo del modo de control de la unidad respectiva (independiente, manual, horario o modo de control) y los parámetros de la unidad (potencia mínima/máxima, gradientes de potencia, contenido de energía), el estado real (arranque, en línea, controlable a distancia, perturbado) y la salida de potencia real de la unidad, los comandos de arranque/parada y los puntos de ajuste de potencia para las unidades se calculan y transmiten a través de la interfaz de comandos. Además, se supervisan y señalizan la respuesta al comando y el estado de seguimiento del punto de ajuste de las unidades. En el caso de una perturbación de la unidad,

La función de gestión de carga DEMS permite el control y la supervisión de todas las cargas flexibles en la planta de energía virtual. Una clase de carga flexible puede contener uno o varios grupos de carga de la misma prioridad, donde se supone que un grupo de carga debe encenderse o apagarse completamente con un comando de conmutación. Según el modo de control de la clase de carga (independiente, horario o modo de control) y el estado de conmutación real, el estado de control real, el consumo de energía real y el tiempo de retardo de control permitido de los grupos de carga, los controles de conmutación requeridos para cumplir con el punto de ajuste general de la clase de carga se calcula y transmite a través de la interfaz de comando (aplicando un deslastre de carga rotacional de los grupos de carga de una clase de carga).

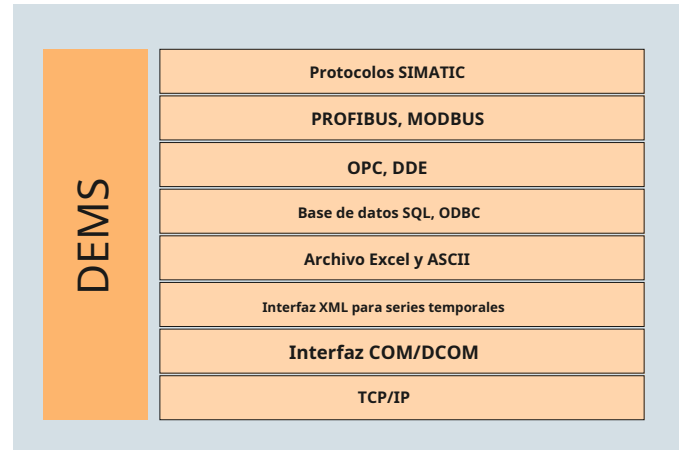


Fig. 7.2-21: DEMS interfaces

La función de monitor de intercambio DEMS calcula la desviación esperada del cronograma de intercambio eléctrico acordado del período contable actual (15 o 30 o 60 minutos) y el valor de corrección de energía necesario para mantener el intercambio según lo programado. Sobre la base del consumo de energía real del período contable en curso y la tendencia de potencia de intercambio real, se calcula el intercambio de energía esperado al final del período contable. La diferencia entre este valor y el valor de intercambio acordado, dividida por el tiempo restante del período contable, da el valor de corrección de potencia total necesario para cumplir con el programa de intercambio acordado al final del período contable. Este valor se pasa a la función de optimización y coordinación en línea para su posterior procesamiento.

La función de optimización y coordinación en línea DEMS envía el valor de corrección de energía general a todas las unidades de generación, unidades de almacenamiento y clases de carga flexibles individuales que se ejecutan en modo de control. El algoritmo de distribución funciona de acuerdo con las siguientes reglas: Primero, se deben considerar las restricciones de la unidad real (p. ej., potencia mínima y máxima, contenido de almacenamiento, limitaciones de la rampa de potencia). En segundo lugar, el valor de corrección de potencia general debe alcanzarse lo más rápido posible. Y tercero, se deben utilizar las unidades más baratas para las acciones de control. "Más barato" en este contexto significa que se toman como referencia los costos incrementales de control de energía de las unidades alrededor de sus puntos de operación programados. Los costos incrementales de control de energía de las unidades individuales son calculados por la función de compromiso de la unidad junto con los programas de despacho respectivos. Los valores de corrección de potencia de la unidad individual se pasan a la función de gestión de generación y a la función de gestión de carga para su ejecución. DEMS se basa en componentes de software generalizados que se ejecutan en computadoras basadas en Microsoft Windows con interfaces y protocolos estandarizados (fig. 7.2-21). Esto asegura la inversión del propietario en la central eléctrica virtual, ya que es fácil ampliar el sistema con nuevos módulos.

Energy Management

7.2 Energy Management Products and Solutions

Fig. 7.2-22 depicts the main components of DEMS. As basic SCADA engine, SIMATIC WinCC (Windows Control Center) is used.

The application algorithms are realized with Siemens ECANSE (Environment for Computer-Aided Neural Software Engineering). A Microsoft Excel interface exists for time series data input and output. The time series data is stored in the process database of WinCC (using a commercial relational database system). DEMS uses CPLEX for solving the mixed integer linear programming problem. By configuring WinCC, ECANSE and Excel files, a concrete DEMS application system can be configured according to the specific structure of the virtual power plant.

The user interface plays an import role in operator acceptance. It must be user-friendly in order to reduce the training effort and to avoid faulty operations. Therefore, the user Interface of DEMS is created using the basis of the WinCC user interface builder (fig. 7.2-23).

In addition to this, for more complex and flexible graphical analysis of time series information, Excel report files for result presentation can be used. By using either a remote desktop software tool or by using the WinCC web navigator option, ISDN or Web-based remote access to the DEMS system is possible. Fig. 7.2-23 shows some examples of the user interface.

As just stated, the interface and protocols of the communication front end are essential for the success of an energy management system in a virtual power plant. Therefore, DEMS provides several interface process data interfaces and protocols:

- OPC
- MODBUS Protocol Suite, MODBUS Serial
- PROFIBUS DP, PROFIBUS FMS
- SIMATIC5, S7, TI
- Windows DDE
- PLC protocols

In addition, DEMS has a SOAP-based XML Web interface that allows data exchange of process values and time series data from DEMS to DEMS or DEMS to Web applications. Furthermore, DEMS allows the import/export of process values and time series data from/to ODBC data sources, Excel and ASCII files.

Synchronizing T&D and RTO/ISO operating models electronically provides TDSP operating model changes to the RTO/ISO when ready to be commissioned.

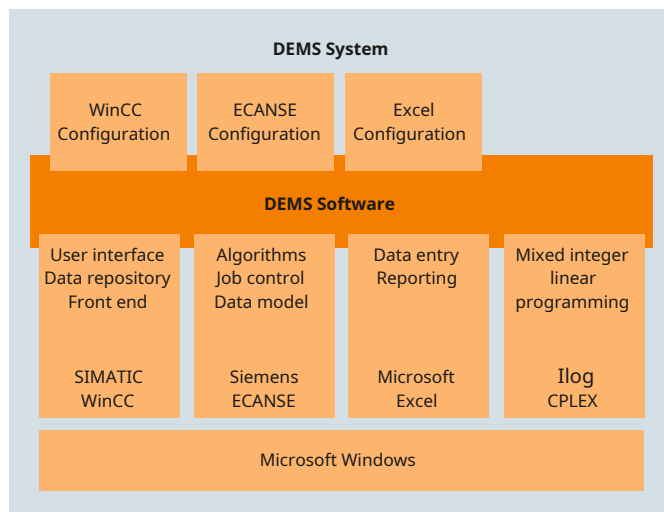


Fig. 7.2-22: DEMS components

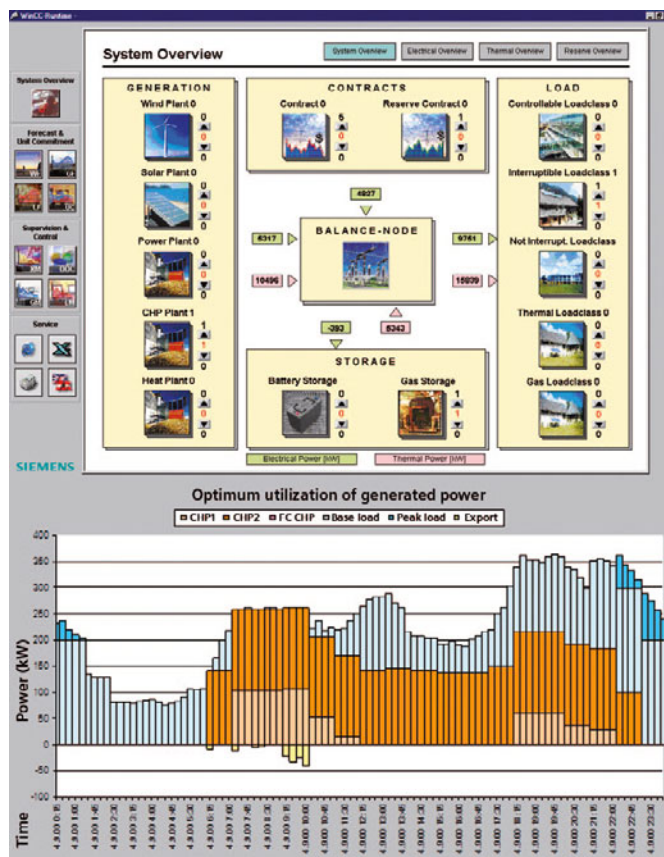


Fig. 7.2-23: DEMS user interface

