

## Capítulo 6: Integración de Sistemas AMR

### 6.1. Introducción

En los capítulos previos de este documento hemos analizado el concepto y la funcionalidad de un sistema AMR incluyendo los diversos niveles jerárquicos de los que se componen estos sistemas tanto a nivel hardware como software. Adicionalmente, hemos visto las claves para asegurar el éxito en la implantación de este tipo de proyectos.

A continuación, vamos a estudiar la integración de un sistema AMR con otros sistemas y componentes de las redes inteligentes (Smart Grid).

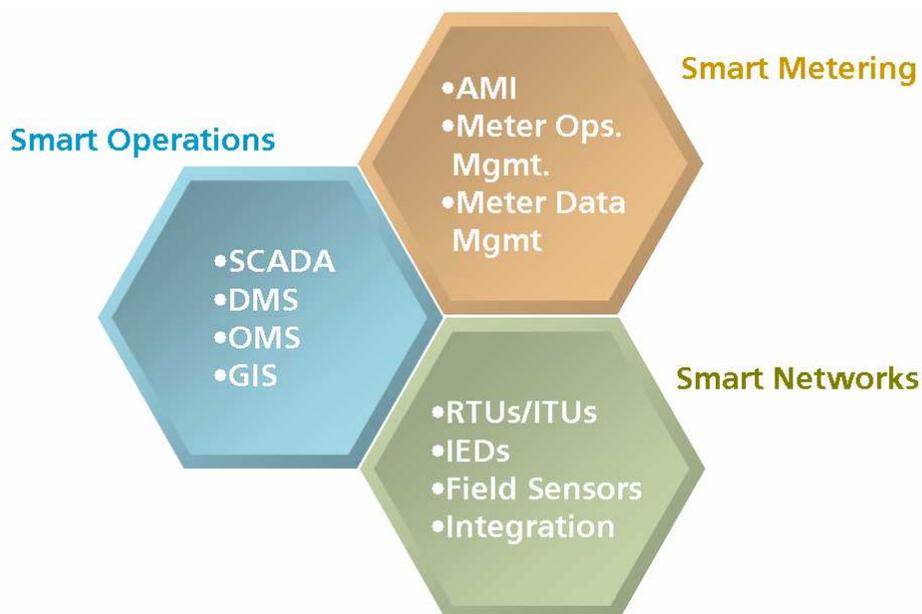


Figura 6.1 Integración de Sistemas de Red Inteligente

En primer lugar, veremos la integración con otros sistemas de tiempo real empleados por las compañías eléctricas incluyendo:

- sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition),
- sistemas de gestión de la distribución (DMS – Distribution Management System),
- sistemas de información geográfica (GIS – Geographic Information System), y

- sistemas de gestión de incidencias (OMS – Outage Management System).

Seguidamente vamos a analizar la integración de un sistema AMR con los sistemas corporativos, comprendiendo:

- sistemas de servicio de información al cliente (CIS – Customer Information Service),
- sistemas de gestión de la relación con el cliente (CRM – Customer Relationship Management), y
- sistemas de facturación (Billing).

La siguiente figura muestra un esquema genérico de interacción e integración de los sistemas corporativos y de tiempo real en el caso de una compañía eléctrica.

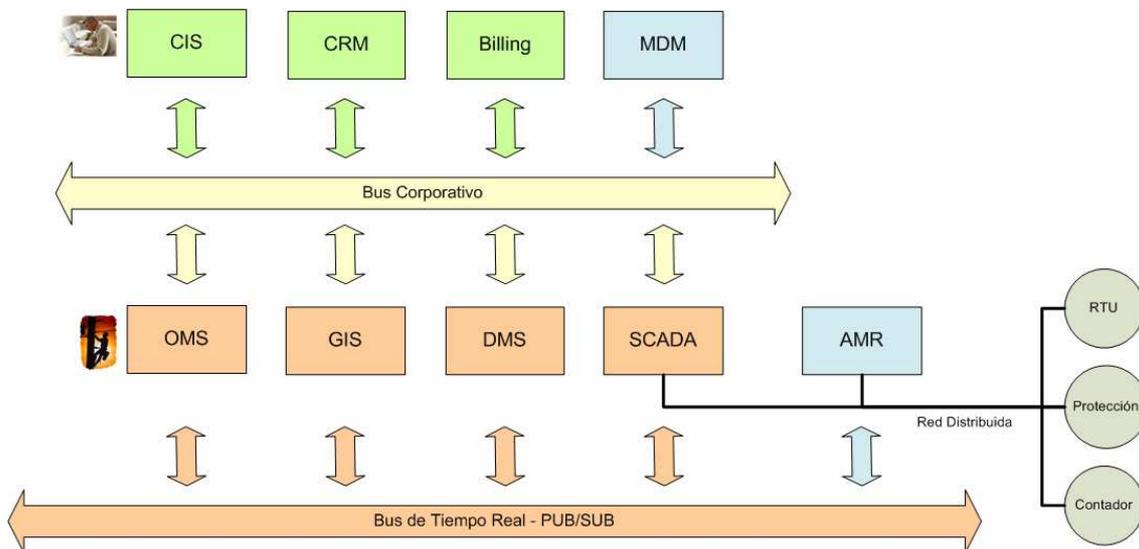


Figura 6.2 Integración de Sistemas de Tiempo Real y Corporativos

## **6.2. Integración con los Sistemas de Tiempo Real**

Como ya hemos visto en el apartado de introducción del capítulo, los sistemas de tiempo real habitualmente empleados por las compañías de distribución de energía eléctrica son las aplicaciones de SCADA, DMS, GIS y OMS.

Veamos qué funcionalidad aporta cada una de estas aplicaciones:

- Un sistema SCADA es una aplicación software diseñada para proporcionar una interfaz global de monitorización y control sobre un sistema de producción y/o distribución. En el caso de su aplicación en el sector eléctrico el sistema debe proporcionar capacidad de adquisición y mando sobre los elementos de control, protección y medida de la red eléctrica. De este modo es posible controlar el proceso de distribución de energía eléctrica de forma automática a través de la interfaz gráfica de un ordenador teniendo una visión general del estado de la red.
- Un sistema gestión de la distribución (DMS) es una herramienta software empleada por los operadores de los sistemas de distribución eléctrica para administrar la red eléctrica y realizar la distribución de la energía eléctrica de un modo más eficiente y óptimo.
- Un sistema de Información Geográfica (GIS) es sistema software diseñado para integrar, almacenar, editar, analizar, compartir y mostrar información geográficamente referenciada con el propósito de resolver problemas complejos de planificación y gestión.
- Un sistema de Gestión de Incidencias (OMS) es un sistema informático utilizado por los operadores de los sistemas de distribución eléctrica para la gestión de cuadrillas en la restauración del suministro eléctrico cuando se producen apagones.

Tomando en consideración que cada uno de los sistemas previamente descritos suelen estar integrados entre sí, resulta trivial inferir que la integración de los sistemas de AMR/MDM con dichos sistemas de tiempo real debe ser analizada de forma global.

El sistema SCADA se encarga de adquirir los valores de los equipos de campo (digitales de posiciones de interruptores o analógicos de intensidades) y mostrar estos datos al operador del sistema para que realice las acciones pertinentes sobre los equipos de control. El sistema DMS debe realizar cálculos de alto nivel para determinar, en función de los valores de consumo y generación en cada punto del sistema, la topología de red más adecuada en cada momento por ejemplo. No obstante, el sistema DMS no es el encargado de adquirir las medidas necesarias para realizar los cálculos necesarios y dar las órdenes adecuadas a los elementos de

control remoto para optimizar la red, por lo que la integración entre estos sistemas debe ser total.

El sistema GIS, por su parte, permite localizar de forma precisa los equipos de monitorización y control del sistema de modo que las cuadrillas de mantenimiento pueden localizar más eficientemente el equipamiento sobre el que realizar tanto las tareas de reparación en caso de falta como las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo. Así, cuando el sistema SCADA/DMS reporta un error mostrando por ejemplo una sección de la red desenergizada debido a una falta, el operador puede fácilmente localizar las coordenadas del transformador aguas arriba y haciendo uso de la aplicación OMS asignar la orden de trabajo a la cuadrilla libre más próxima al mismo (haciendo también uso de su localización en coordenadas GPS).

### **6.2.1. Control de Carga en Redes de Distribución**

En este apartado se analiza el control de generación y carga en la red de distribución basado en una solución OPF (Optimal Power Flow). Así, una solución OPF permite despachar la generación distribuida, gestionar la energía disponible en barras y evaluar la carga que debe ser suprimida en condiciones de emergencia. El enfoque propuesto investiga acerca de la posibilidad de que las empresas de distribución eléctrica reduzcan la carga de clientes hasta un 50% utilizando señales procedentes de contadores inteligentes [15].

A menudo, la Generación Distribuida (GD) se asocia con la producción de energía procedente de fuentes renovables incluyendo energía fotovoltaica, generadores eólicos, biomasa, mini y micro centrales hidroeléctricas. Si bien esto no es estrictamente cierto, los problemas de las energías renovables y la GD están estrictamente relacionados ya que la producción de energía basada en fuentes renovables es habitualmente realizada a pequeña escala [16]. Esto es debido a la disponibilidad de fuentes de energía renovables locales y al hecho de que la mayor parte de las políticas medioambientales incentivan la producción a pequeña escala orientada al autoabastecimiento.

Si bien la energía fluye generalmente de forma unidireccional desde las plantas de generación a los usuarios finales, la GD introduce un nuevo paradigma en el que la energía puede ser inyectada en cualquier nodo de la red de distribución. La novedad en el concepto de Generación Distribuida es que con un alto nivel de penetración de generación de pequeña escala la red de distribución no puede ser considerada como una extensión pasiva de la red de transporte, por lo que todo el sistema debe ser rediseñado y operado de forma integral.

La función principal de los sistemas AMR es proporcionar los datos de consumo de energía, pero el costo de la renovación de los sistemas de medición de energía existentes no puede justificarse sin funciones de valor añadido. Además del uso

tradicional para tareas de facturación y ajuste de carga, los sistemas AMR pueden dar soporte a la operación (indicación, localización y aislamiento automático de faltas, provisión de datos de tensión y carga precisos), a la gestión de activos de red (perfiles de carga), al control de la calidad de la energía, servicio al cliente y al control de carga.

Los contadores AMR actuales ofrecen la plataforma, la infraestructura y las comunicaciones necesarias para desarrollar nuevas funciones de nivel superior. La posibilidad de controlar la generación local y las cargas proporciona la tecnología básica para diseñar un nuevo concepto de red de distribución, es decir, una red inteligente. La posibilidad de despachar la generación y la carga dota a la red de la flexibilidad necesaria para gestionar la tarificación en condiciones normales de operación, en condiciones de sobrecarga y en condiciones de emergencia [2].

OPF es una de las herramientas más útiles para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia, ya que permite determinar el valor óptimo de las variables de control minimizando los costes de producción y operación, tomando en consideración la seguridad de la red con el fin de garantizar la viabilidad práctica de la solución encontrada. El desarrollo de la GD introduce incertidumbre en los problemas anteriormente mencionados, así como nuevos valores óptimos para el control de tensión y la optimización de la red.

A continuación se describen dos aproximaciones basadas en la formulación clásica del OPF considerando el coste de adquisición de energía, el coste de la generación local (DG), el coste de la reserva, el coste asociado a las sanciones o al deslastre de carga y el coste de la energía no distribuida [12].

La estrategia primera consiste en desconectar la carga necesaria para balancear la generación y la carga, sobre la base de una evaluación OPF del sistema en las barras seleccionadas. Suponiendo que el número de interrupciones anuales sin sanciones ha sido ya superado para los clientes del área de estudio, se considera que la compañía eléctrica pagará una multa por la carga desconectada. En este caso, la energía es adquirida cada hora a través de la interfaz con la red de transmisión.

La segunda estrategia consiste en la utilización del OPF para evaluar la cantidad de energía que es necesaria comprar a la generación local para soportar la cantidad de carga que los clientes que no aceptaron reducir. En este supuesto, se considera que los clientes no aceptarán una reducción superior al 50% de la carga.

Han sido realizadas pruebas sobre la red "IEEE 34 Node Test Feeder" convenientemente modificada para incluir cuatro turbinas eólicas de 1 MW cada una, dos plantas fotovoltaicas de 800 kW cada una y un generador de turbina de gas de 24 MW asociado a una de cogeneración [7].

El estudio considera 110 €/MWh de costo para las turbinas de viento, 550 €/MWh para la energía fotovoltaica y 95 €/MWh para la turbina de gas y supone que los

distribuidores compran energía de acuerdo con el sistema de tarifas a 140 €/MWh durante las horas de punta. El escenario de simulación considera 49 MW de carga total en las horas de máxima demanda y un valor de 200 €/MWh para la demanda de energía no atendida. La energía comprada en transmisión es siempre más cara que la energía local producida durante los períodos de pico.

El análisis fija el valor de penalización de la interrupción de suministro de acuerdo con la regulación italiana actual. Se definen niveles de continuidad en el suministro para cargas de media tensión considerando un número máximo de interrupciones anuales de larga duración por cliente entre 3 y 5 en función del área geográfica en particular. En el estudio se incluye una compensación a las cargas entre 2 y 2,5 €/kW si el número de interrupciones anuales excede del máximo determinado para cada cliente.

La primera prueba analiza el comportamiento de la red de distribución eléctrica considerando la GD y contratos de suministro interrumpibles cuando la red y la generación local no son capaces de suministrar toda la carga (la turbina de gas se supone indisponible y las barras sobrecargadas).

Haciendo uso de contadores inteligentes la compañía eléctrica puede reducir de forma remota la carga de cada cliente con cierto tipo de contratos hasta el 50% de la tasa a cambio de una compensación económica en la factura.

- El primer planteamiento consiste en deslastrar la carga necesaria para equilibrar la generación y la demanda haciendo uso de un procedimiento de OPF en las barras seleccionadas. En este caso, el coste por hora de la energía comprada, el coste de las sanciones y el coste de la energía no distribuida asciende a 24.200 €/h y las pérdidas son igual a 2,45 MW.
- El segundo planteamiento consiste en la utilización del OPF para evaluar la cantidad de energía a comprar para alimentar la carga de los clientes que aceptaron reducir su carga a cambio de una compensación. Considerando una cuota de compensación a los abonados de 100 €/MWh, el coste total asciende a 8.750 €/h y las pérdidas son igual a 2,33 MW. Como vemos esta segunda opción, basada en el uso de OPF, reduce el coste total y las pérdidas con respecto al primer planteamiento.

La segunda prueba evalúa la aplicación del OPF para la selección de las barras y la evaluación de la cantidad de carga a deslastrar para garantizar un suministro de energía máximo cuando el sistema funciona en isla (es decir, cuando falta de flujo de potencia a través de las barras).

Haciendo uso del OPF es posible seleccionar las barras más apropiadas para realizar el deslastre de carga tomando en consideración el costo de generación local, las sanciones administrativas, el costo de la energía comprada en barras y las pérdidas de

energía en la distribución. Así, tomando en consideración los diferentes parámetros económicos podemos minimizar el coste global.

Los sistemas AMR proporcionan la tecnología necesaria para enviar los comandos apropiados a los clientes seleccionados para deslastrar o reducir la carga. Mientras que el OPF es la herramienta adecuada para evaluar en tiempo real la cantidad de carga que debe ser reducida.

### **6.2.2. Restauración del Suministro**

Lograr una restauración rápida y eficaz es actualmente uno de los desafíos fundamentales a los que se enfrentan las compañías eléctricas. En este sentido, las señales procedentes de los contadores inteligentes a través de los sistemas AMR pueden proporcionar información adicional para la detección de las interrupciones, así como la gestión de la restauración de estos cortes de suministro.

Tanto en el caso de sistemas AMR basados en sistemas de comunicación PLC como en comunicaciones inalámbricas es posible implementar algoritmos para localizar el origen de la interrupción del suministro, determinar el alcance y los clientes afectados por el apagón. De este modo es posible reducir el coste para la compañía eléctrica, minimizar la duración de la interrupción y mejorar la satisfacción del consumidor.

Puesto que los sistemas de distribución son explotados mediante topología radial, estos algoritmos simulan el sistema de distribución en forma de árbol, de modo que es posible confirmar el alcance y localizar el apagón mediante sondeo de contadores. Así, la raíz del árbol representa a la subestación, mientras que las hojas del árbol representan los consumidores. Cada nodo de red puede representar una subestación, un interruptor, un fusible o un contador inteligente, y puede tener un cierto número de nodos hijos.

Además de los datos de consumo, los sistemas AMR pueden proporcionar información relativa a eventos de corte y restauración del suministro eléctrico, y registrar el número de interrupciones instantáneas en un período de tiempo determinado. Es posible sondear a los contadores para verificar la información proporcionada por los clientes reportando problemas con el suministro y analizar el alcance del apagón. De este modo el personal de mantenimiento puede ir directamente al punto donde se ha producido el error para hacer frente a las causas de fallo de alimentación [43].

Un sistema AMR puede reportar los cortes de suministro y proporcionar datos para analizar los mismos. En el caso de sistemas AMR basados en comunicaciones PLC la detección de una interrupción en el suministro no es un proceso directo ya que el medio de comunicación es la propia línea eléctrica, y si se produce un fallo no habrá onda portadora [7]. Si un contador responde está activo, mientras que si no lo hace se supone que el contador no está alimentado. De esta forma es posible hacer uso de la

respuesta del contador para analizar el alcance de la interrupción en el sistema de distribución, así como para detectar si una línea ha quedado restablecida o no.

Los algoritmos de localización de interrupciones hacen uso del concepto de recursividad. En aplicaciones prácticas, estos algoritmos hacen uso de estructuras de datos enlazadas. Cada nodo de la red está enlazado al nodo situado aguas arriba, de modo que vamos recorriendo la lista hacia arriba hasta que encontremos un nodo padre que no esté afectado por el corte. Este nodo será la posible causa de la interrupción.

El algoritmo incluye tres partes principales:

1. El punto de partida del algoritmo es la información de la red de distribución.
2. Encontrar los nodos afectados por la información proporcionada por los sistemas AMR y SCADA, e incluir estos nodos en la lista de "nodos afectados".
3. Clasificar a los nodos afectados por el corte de suministro de modo que la ubicación práctica del apagón pueda ser determinada.

Tras la localización de la falta y la exitosa reparación del suministro por parte del personal de mantenimiento, el sistema AMR permite también confirmar la restauración de la alimentación en todos los consumidores.

Los contadores deberán ser detectados cada 30 o 60 minutos o una vez al día, según los requerimientos de la compañía eléctrica y se supone un 100% de éxito en las comunicaciones con cada contador, sin pérdidas de información en la transmisión, por lo que si el meter no responde se considera afectado por la interrupción del suministro.

Los casos de prueba han comprobado la rapidez y la precisión de los algoritmos de localización de interrupciones del suministro. No debemos perder de vista que el tiempo necesario para confirmar la ubicación del apagón depende del número de contadores involucrados en el sondeo. No obstante, no siempre es necesario sondear todos los contadores. Así, el algoritmo puede ser aplicado a una determinada región sólo cuando el centro de control haya recibido una llamada reportando problemas en o el sistema SCADA haya reportado algún evento en dicha área.

En cualquier caso, estos algoritmos han demostrado ser más efectivos mediante su aplicación a un grupo limitado de contadores.

### **6.2.3. Carga Coordinada de Vehículos Eléctricos**

Los vehículos alternativos como el vehículo eléctrico híbrido (HEV), el vehículo eléctrico híbrido enchufable (Plug-in HEV) y el vehículo eléctrico basado en pila de combustible (Fuel-Cell EV) son cada vez más populares. Las baterías de los PHEV están diseñadas para ser recargadas en una toma estándar en el garaje de casa o en un aparcamiento corporativo. En países como Bélgica se estima que el consumo

eléctrico para cargar un PHEV asciende a un 5% del consumo total para el año 2030. Estas cargas eléctricas adicionales tienen un impacto en la red de distribución que debe ser analizado en términos de pérdidas de energía y desviaciones de tensión [23].

Cuando los vehículos son cargados inmediatamente después de ser conectados, o tras un retardo prefijado, se produce un consumo energético no coordinado que puede producir problemas en la red eléctrica a nivel local. Así, la carga coordinada reduce al mínimo las pérdidas de energía y maximiza el factor de carga de la red

Para comercializar con éxito los PHEV es necesario contar con capacidad técnica e infraestructuras para superar el almacenamiento de energía eléctrica en baterías. Si bien ya existe la infraestructura básica de carga, será necesario realizar refuerzos en la red. Desde el punto de vista del propietario del PHEV, las baterías deben cargarse durante la noche para poder usar el vehículo por la mañana con la batería completamente recargada. Mientras que desde el punto de vista de la compañía eléctrica deben reducirse al mínimo las pérdidas de energía durante la carga y las sobrecargas de transformadores y barras deben ser evitadas.

Recargar las baterías de los PHEV durante la noche puede aumentar la carga de las centrales eléctricas de base y suavizar su ciclo diario o evitar el arranque de generadores adicionales durante el día aumentando la eficiencia global del sistema.

Para analizar de los efectos de la carga coordinada o descoordinada de los PHEV es posible hacer uso de un modelo estocástico de las predicciones de demanda.

En el caso de la carga descoordinada, las baterías de los PHEV comienzan a cargarse de inmediato, o tras un retardo fijo, cuando son conectados a la red y los propietarios de los vehículos no cuentan con información ni incentivos para programar un perfil de carga de la batería optimizando el uso de la red. El impacto de la falta de coordinación de carga en la red de distribución incluye pérdidas de potencia y desviaciones de tensión máximas para los diferentes períodos de carga.

En oposición al modelo anterior, la carga coordinada permite alcanzar un esquema óptimo de carga minimizando las pérdidas de potencia para optimizar la utilización de la red. La coordinación directa de la de carga debe ser realizada mediante un sistema AMR. En este caso, los propietarios de los PHEV no serán capaces de controlar el perfil de carga. El único grado de libertad para los mismos será la posibilidad de indicar en qué momento deben estar completamente cargadas las baterías.

Haciendo uso de este esquema de cargas, las desviaciones de tensión se ajustan a la norma EN50160, quedando por muy debajo del 10% para un grado de penetración del 30%.

En general, la carga coordinada de los PHEV puede mejorar las pérdidas de energía y las desviaciones de tensión suavizando los picos de máxima demanda. No obstante, e en algunos casos es necesario mejorar la infraestructura de red.

### **6.3. Integración con los Sistemas Corporativos**

La funcionalidad fundamental de las redes inteligentes en general y de los sistemas AMR en particular es la de integrar a los consumidores en los mercados energéticos permitiendo una mejor utilización de los activos y un uso más eficiente de la energía a través de programas de respuesta a la demanda.

En este sentido los sistemas CIS (Customer Information Service) juegan un papel clave proporcionando a las compañías eléctricas las herramientas para hacer frente a los nuevos requisitos de facturación como son la disociación de los cargos de productos básicos y distribución, o la aplicación de los conceptos de tiempo de uso (ToU) en la tarificación. El CIS debe además ser capaz de abordar nuevos retos relacionados con la facturación como los relacionados con la inclusión de los vehículos eléctricos híbridos en los sistemas de distribución.

La implementación obligatoria de programas de eficiencia energética como son los relacionados con los sistemas AMR plantea también nuevas exigencias como la capacidad de rastrear la participación de los clientes en los programas de respuesta a la demanda y oferta de eficiencia energética. En consecuencia, un requisito adicional en la integración con los sistemas AMR es dar soporte a los procesos de gestión de contadores incluyendo la lectura remota de contadores, la recolección de crédito, la activación/desactivación de contadores de forma remota y la implementación de modelos de facturación de prepago.

En los mercados regulados, la integración con los sistemas AMR permite a las compañías eléctricas reducir al mínimo el coste del servicio de atención al cliente así como el de facturación del consumo (M2C, Meter to Cash). Además, aporta capacidad de integración extremo a extremo de los procesos empresariales siendo el objetivo lograr la excelencia operativa mediante la optimización de la prestación del servicio [44].

La preocupación mundial sobre el cambio climático y la sostenibilidad energética está afectando también a los sistemas CIS. Así, estos deben permitir a las compañías eléctricas manejar volúmenes de datos de medidas suficientes para dar soporte a los programas de eficiencia energética, respuesta a la demanda y facturación por tiempo de uso. Los sistemas CIS deben, además, estar preparados para abordar el impacto del consumo de tecnología energética y el doble papel consumidor/proveedor que pasan a desempeñar los abonados.

Con respecto a los sistemas CIS que dominan el mercado de las compañías de distribución eléctrica SAP y Oracle Utilities tienen un papel predominante.

Los principales beneficios de la integración de los sistemas CIS y AMR son los siguientes [41]:

- Mejora de la gestión de activos.
- Optimización de la operación.
- Optimización del mantenimiento.
- Incremento de la eficiencia.
- Gestión de los perfiles de carga.
- Gestión de la demanda.
- Mejora del servicio al cliente.