

Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica

MONITORIZACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.



Profesores:

Mariano Sidrach de Cardona Ortín.

Michel Piliougine Rocha.

Índice

1. Introducción.

2. Parámetros de medida.

3. Equipos integrantes del sistema de monitorización.

4. Protocolos de comunicaciones.

5. Integración de sistemas heterogéneos.

6. Consideraciones adicionales.

7. Referencias externas.

Bibliografía recomendada.

1. Introducción

Los sistemas fotovoltaicos funcionan de manera autónoma y sin fallos durante muchos años si hemos realizado un diseño y dimensionado correcto. Entonces, ¿cuáles son las razones para añadir un sistema de monitorización a un sistema fotovoltaico? Estas razones responden a distintas necesidades y pueden resumirse en las siguientes:

- **Informar al usuario:** Los propietarios de los sistemas fotovoltaicos quieren tener la tranquilidad de saber que su sistema está funcionando y que lo hace bien. Con este fin se diseñan y utilizan sistemas de monitorización básicos, que dan información del funcionamiento del sistema, mediante leds y/o displays que ofrecen información sobre algunas variables significativas del funcionamiento del sistema. Estos sistemas son ampliamente usados en los sistemas fotovoltaicos autónomos.
- **Verificación del funcionamiento:** Un sistema fotovoltaico está diseñado para cubrir una demanda energética en ciertas condiciones de uso. Los sistemas de monitorización permiten comprobar que el sistema está funcionando de acuerdo con lo previsto y actuar para corregir posibles deficiencias.
- **Evaluación del sistema:** Medidas exhaustivas y en detalle del funcionamiento del sistema permiten comprobar su comportamiento y el de cada uno de sus componentes. Tiene como objetivo aumentar el conocimiento de la tecnología aplicada con el fin de mejorar el rendimiento de la planta y aplicarlo a futuros desarrollos.

Por supuesto, las razones para monitorizar un sistema pueden ser una mezcla de una o varias de las razones aquí expuestas.

Históricamente, el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos ha venido de la mano de realización de proyectos piloto, normalmente subvencionados por las distintas administraciones, que debido a su carácter novedoso, permitían a la industria fotovoltaica ir desarrollando sus aplicaciones. En estos proyectos se exigía una correcta monitorización del sistema y su evaluación completa y detallada. Todavía hoy la Comisión Europea requiere monitorización en los proyectos que apoya. Otras administraciones, también requieren algún tipo de monitorización para que los proyectos sean subvencionados.

Actualmente y debido al impresionante desarrollo de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, la monitorización de estos sistemas es necesaria para garantizar el correcto funcionamiento de las plantas para que las inversiones realizadas se amorticen en los plazos previstos. Es evidente que un buen sistema de monitorización para estos sistemas permite dar confianza a los inversores y es muy valioso para el operador de la planta, pues facilita las tareas de mantenimiento de la misma.

Antes de plantearnos la monitorización de un sistema fotovoltaico, tenemos que estudiar claramente el objetivo de dicha monitorización. Los sistemas de monitorización son por lo general caros y su precio aumenta con la mejora de sus prestaciones técnicas, tales como su precisión, fiabilidad, autonomía, etc... A este coste habrá que añadir el imputable al estudio y evaluación de los datos. Como

veremos, es relativamente sencillo disponer de datos de un sistema, pero todo este esfuerzo carece de sentido sin una correcta interpretación posterior de los datos almacenados.

El objetivo primordial de la monitorización de una planta fotovoltaica es la evaluación de la eficiencia energética de la misma. El comportamiento de los inversores, generadores fotovoltaicos y otros elementos de la instalación se analiza en relación a las condiciones ambientales (fundamentalmente irradiancia y temperatura de módulo) que se dan en cada momento.

Los inversores fotovoltaicos integran sistemas electrónicos capaces de medir las magnitudes eléctricas tanto a su entrada como a su salida. Estas medidas pueden ser almacenadas de forma temporal en una pequeña memoria interna del mismo inversor o en su defecto en un dispositivo externo opcional que el fabricante suministra para ese propósito. Por otra parte, podemos tener un conjunto de sensores meteorológicos conectados a un sistema de adquisición de datos que digitaliza las señales a intervalos regulares de tiempo y almacena las medidas en su memoria interna, también de forma temporal. Posteriormente la información resultante es descargada desde los inversores y el sistema de adquisición de datos por una computadora que las registra permanentemente y de forma estructurada en una base de datos para su procesamiento, publicación y análisis. Como resultado de dicho análisis es posible la detección automática de averías en el sistema, con la consiguiente generación de alarmas para avisar a los responsables del mantenimiento.

En cada proyecto de monitorización existe una fase previa de ingeniería, donde se estudia el protocolo de comunicaciones de los inversores, los sensores necesarios y su ubicación, como también los requisitos del sistema de adquisición de datos en cuanto a precisión, capacidad de almacenamiento y frecuencia de muestreo. A esto debemos añadir la especificación de la aplicación software que se ejecutará en la computadora de control para satisfacer los requisitos de información de los clientes.

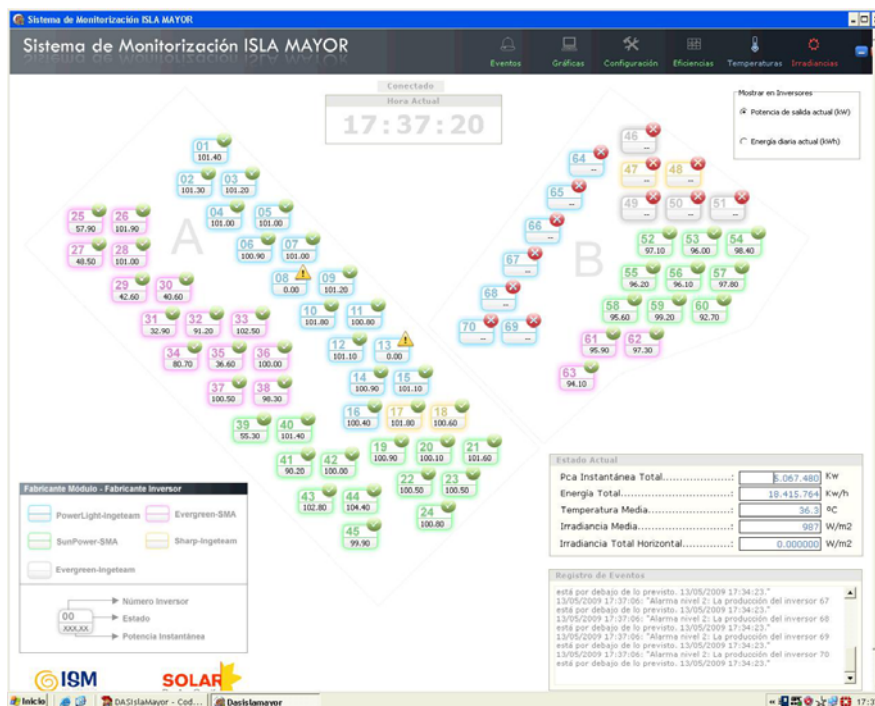


Figura 1. Monitorización en tiempo real de una planta fotovoltaica.

El término “monitorización” abarca dos paradigmas bien diferenciados que pueden coexistir en un mismo proyecto. Cuando estamos interesados en el estado de los dispositivos en cada instante para detectar las posibles anomalías lo antes posible, hablaremos de monitorización en tiempo real. Si en cambio, nos conformamos con recuperar cada cierto tiempo los registros históricos que el mismo dispositivo va almacenando podemos hablar de monitorización offline. Cada paradigma plantea problemáticas distintas y se implementan usando herramientas distintas.

2. Parámetros de medida

Lo primero es preguntarnos qué variables debo medir para tener información de un sistema fotovoltaico. En general las variables que se pueden medir se pueden clasificar en tres grupos:

- a. Variables meteorológicas
- b. Variables relacionadas con la parte de continua
- c. Variables relacionadas con la parte de alterna

a. Variables meteorológicas:

- Irradiancia incidente en el plano del generador fotovoltaico.

Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Es necesaria para establecer un correcto balance energético de la planta.

- Temperatura de módulos ($^{\circ}C$).

Necesaria para ver la influencia de la temperatura sobre los parámetros eléctricos de los módulos. Se puede medir directamente o determinar a partir de la temperatura ambiente y de la irradiancia incidente usando cualquiera de los modelos propuestos en la literatura. Para nuestro fin siempre es mejor medir directamente la temperatura del módulo.

- Temperatura ambiente ($^{\circ}C$).

De cualquier forma, aunque midamos directamente la temperatura de de módulo, conviene tener registros de temperatura ambiente.

- Velocidad y dirección del viento.

Permite realizar ciertos ajustes sobre el valor de la temperatura de los módulos (dependiendo de la velocidad del viento puede haber cierta diferencia entre la medida del sensor acoplado al módulo y la verdadera temperatura interna de las células). Para sistemas con seguimiento a dos ejes, es necesario conocer este parámetro para proteger los seguidores de vientos muy fuertes.

- Irradiancia incidente en plano horizontal.

En grandes sistemas, con el fin de comparar con otros sistemas y/o hacer estudios de extrapolación de resultados, se mide la irradiancia incidente en plano horizontal (W/m^2).

b. Variables relacionadas con la parte de continua:

Estas medidas nos dan información de la parte de continua. Las variables a medir son:

- Voltaje en CC.

Se mide la tensión en los distintos elementos de la instalación

- Intensidad en CC

Intensidad en cada una de las líneas importantes del sistema.

En el caso de sistemas con inversor se suele medir el voltaje y la intensidad a la entrada del mismo. El producto de estas dos variables nos da la potencia generada por el sistema en CC en cada instante de medida y la integral de este valor a lo largo de un periodo determinado es la energía generada en CC durante este periodo.

Últimamente se están utilizando en grandes sistemas fotovoltaicos sistemas que permiten monitorizar cada una de las ramas de los generadores fotovoltaicos antes de su conexión en paralelo a la entrada del inversor. El objetivo de monitorizar la intensidad de estas líneas es detectar defectos en el funcionamiento del generador, sombras parciales, puntos calientes, etc...

c. Variables relacionadas con la parte de alterna:

Estas medidas nos van a dar información de lo que ocurre a la salida del inversor. Son las siguientes:

- Voltaje de línea - tres valores si tenemos trifásica
- Intensidad de línea - tres valores si tenemos trifásica
- Potencia a la salida
- Factor de potencia: coseno de ϕ (0-1)
- Signo del seno de ϕ
- Frecuencia de red
- Energía total producida por el inversor

Además, normalmente se registran otros datos que tienen que ver con el funcionamiento del inversor, y son:

- Temperatura de la electrónica (°C)
- Alarmas.
Cada fabricante establece las suyas. Algunas de las más usadas son:
 - Frecuencia de red fuera de límites
 - Tensión de red fuera de límites
 - Fallo de aislamiento
 - Temperatura de trabajo excesiva
- Seguidores.
En algunos casos el inversor monitoriza también el estado y alarmas de los seguidores solares.

3. Equipos integrantes del sistema de monitorización

En un sistema de monitorización de una planta fotovoltaica podemos considerar los siguientes elementos:

- Por un lado los inversores, que mediante una electrónica adecuada, son capaces de medir todos los parámetros relacionados con su funcionamiento vistos en el apartado anterior.

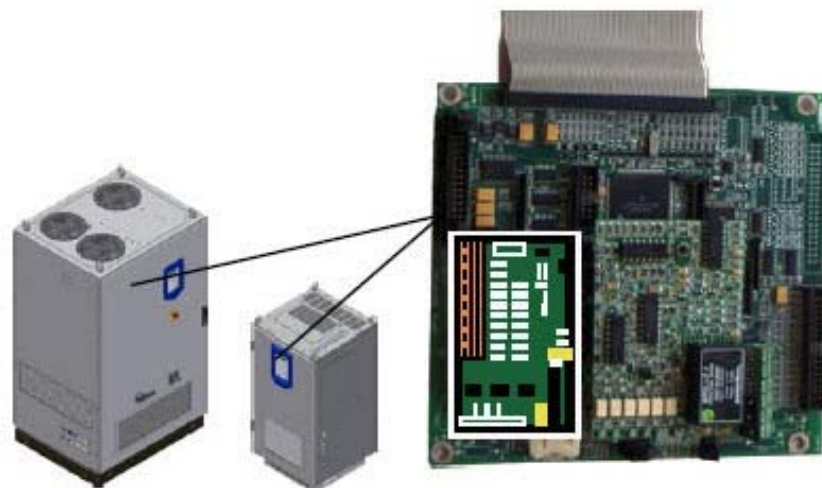


Figura 2. Inversores Ingecon de Ingeteam y detalle de su tarjeta de control y comunicaciones.

- Por otra parte se dispone de un sistema de almacenamiento temporal de las magnitudes medidas por el inversor que a su vez permite la descarga de dicha información a una computadora mediante cierto protocolo de comunicaciones. Algunos fabricantes integran dicho sistema en el mismo inversor, mientras que

otros fabricantes suministran un hardware independiente (data logger externo) que se conecta al inversor para ese propósito. Debido al reducido tamaño de memoria que suelen tener estos dispositivos, la información almacenada debe ser recogida de forma regular por una computadora externa que se sincronice cada cierto tiempo con el inversor (o con el data logger en su caso).



Figura 3. Data logger Sunny Boy Control de SMA. Se conecta al inversor y almacena los datos que este mide. Por otra parte se conecta a un PC, bien directamente o bien a través de un módem

- También se dispone de un conjunto de sensores para medir las condiciones meteorológicas en las que opera la planta en cada momento. Estos sensores miden cada una de las variables meteorológicas enumeradas en el epígrafe anterior. En la siguiente tabla se detalla qué instrumentos hacen falta para cada magnitud, su precisión y la señal de salida que generan:

Parámetro	Sensor	Precisión	Salida
Irradiancia	Célula de referencia	2 W/m ²	mV
	Piranómetro*	1 W/m ²	μV
Temperatura	PT100	0,5 °C	ohm
Velocidad viento	Anemómetro	± 0,5 m/s	0-1 Vdc
			4-20 mA
Dirección viento	Veleta	± 5 grados	0-1 Vdc
			4-20 mA
Intensidad DC	Shunt	0,5 %	mV
	Efecto hall	2 %	mV

* Su salida suele conectarse a un acondicionador que convierte la señal al rango 4-20 mA

- Medida de la irradiancia.

Es común el uso de una célula de referencia de la misma tecnología que el generador fotovoltaico, calibrada por un laboratorio. A la salida de esta célula se coloca un shunt de manera que la señal de salida es proporcional a la irradiancia incidente. La ventaja de medir con una célula calibrada es su bajo precio comparado con el de un piranómetro y su mayor velocidad

de respuesta a cambios (paso de nubes). En cambio, es menos precisa, sobre todo a bajas irradiancias.

- Medida de la temperatura.

La mejor manera de medir temperatura es mediante una RTD (la resistencia del sensor varía con la temperatura). Las más empleadas son las llamadas Pt100, fabricadas con platino, y con una resistencia a 0 °C de 100 ohmios. La configuración a 4 hilos es el método más efectivo y preciso para medir un correcto valor de resistencia (y por lo tanto de temperatura), ya se anula la resistencia adicional que introducen los conductores, incluso a distancias considerables.

- Medida de la velocidad y dirección del viento.

Para la medida de la velocidad del viento se utiliza el anemómetro. Este dispositivo tiene tres cazoletas que giran dando una señal en alterna cuya frecuencia es proporcional a la velocidad del viento que la hace girar. Para medir la dirección del viento tenemos una veleta. Su funcionamiento se basa en un potenciómetro que nos da una señal de tensión proporcional a la resistencia medida. Normalmente 0 voltios es el Norte.

- Otros sensores meteorológicos

Es posible tener otros sensores adicionales que pueden tener aplicaciones interesantes como un pluviómetro(para medir precipitación), un higrómetro (humedad relativa), barómetro (presión atmosférica)...

- Acondicionadores de señal

Amplifican y adaptan las señales de los sensores a los rangos de entrada de los equipos de medida. Su uso es necesario cuando las señales son muy débiles y cuando el sensor no está cerca del equipo de medida. Lo importante a la hora de elegir un convertidor es su linealidad en todo el rango de medida, su precisión y su tiempo de respuesta. Para proteger las señales del ruido electromagnético de los inversores se recomienda el uso de cables apantallados, conectando uno de los extremos de la pantalla a tierra.

- Además, necesitamos un sistema de adquisición de medidas meteorológicas. Por regla general es posible añadir al inversor una tarjeta adicional de entradas analógicas, donde podemos conectar los diferentes sensores meteorológicos antes mencionados. Esto permite acceder a las medidas a través del mismo protocolo de comunicaciones que se usa para la monitorización propia del inversor. Sin embargo, estas tarjetas tienen pocas entradas y sólo permiten la captura de un conjunto muy reducido de señales. Otras veces es el mismo data logger externo al inversor el que incorpora las entradas adecuadas. De cualquier forma, para una mayor precisión y variedad de sensores es necesario un sistema de adquisición de datos independiente.

Estos equipos permiten la conexión de una serie de módulos con varios canales cada uno, donde conectamos los distintos sensores que tenemos. Estos módulos pueden operar en distintos rangos de funcionamiento y capturar señales de distinta naturaleza (tensión, corriente, pulsos...). Dichos módulos se conectan a cierto dispositivo controlador (bien mediante un chasis común o bien mediante cierto sistema de comunicaciones), el cual suele disponer de una pequeña memoria interna y a su vez proporciona una interfaz de comunicaciones. Las señales procedentes de los sensores se digitalizan y las correspondientes medidas se almacenan a intervalos regulares.

En el mercado existen sistemas de adquisición de datos específicos para señales de sensores meteorológicos (como las estaciones meteorológicas de Campbell y Geónica) pero también es posible el uso de equipos genéricos (como el Compact FieldPoint de National Instruments o el Data Acquisition 34970A de Agilent) que permiten un mayor número de canales y capacidad de actuación.



Figura 4. Sistema Compact FieldPoint. Dispone de un controlador con interfaz Ethernet y de módulos para los distintos tipos de señales



Figura 5. Sistema Data Acquisition 34970A. Dispone de interfaz GPIB y RS232. Dispone de tres bahías para distintos tipos de tarjetas.

- Finalmente necesitamos una computadora de propósito general donde se instala una plataforma genérica que permite la monitorización de inversores y la recuperación de información desde distintos sistemas de adquisición de datos. Por un lado tendremos una base de datos, a ser posible no basada en ficheros, sino implementada sobre un sistema gestor de bases de datos relacional (como ORACLE o PostGreSQL), lo que ofrece una mayor velocidad de acceso y mecanismos confiables de replicación y recuperación. También es necesario un servicio programado de sincronización que inicie las comunicaciones cada cierto tiempo con los dispositivos (por ejemplo, una vez al día) y que descargue la información almacenada en la memoria interna de tales dispositivos. Por otra parte habrá una herramienta que a partir de los datos almacenados calcule canales derivados, analice la información y extraiga conclusiones sobre el rendimiento, para que dependiendo de los resultados se lancen las correspondientes alarmas.

Finalmente es necesaria alguna forma de visualizar (tanto en forma de tablas como de gráficas) y convertir a ficheros la información almacenada, para poder estudiarlos más adelante. Esta herramienta podría ser bien una aplicación convencional (un programa ejecutable que accede a la base de datos y muestra su contenido) o bien un portal web (un conjunto de páginas alojadas en un servidor cuyo contenido se carga dinámicamente dependiendo de la información almacenada en la base de datos).



Figura 6. Pantalla de un portal web para la monitorización de datos históricos de una planta fotovoltaica. El usuario accede a contenidos personalizados mediante acceso autenticado.

4. Protocolos de comunicaciones

Ahora vamos a repasar los distintos protocolos de comunicaciones, que suelen utilizarse de forma habitual en la monitorización de instalaciones fotovoltaicas. Los protocolos son reglas de comunicación que describen el flujo de información entre distintos sistemas; un acuerdo entre las partes que se comunican sobre como se va a proceder al envío y recepción de datos. Dichas reglas deben ser conocidas por ambos sistemas, o sea, cada sistema debe tener un proceso que implemente el protocolo (capas de software al mismo nivel en distintas máquinas). Como las comunicaciones son complejas los procesos necesarios se dividen en niveles, que dan solución a distintos problemas. Cada nivel tendrá asociado un protocolo, de forma que un protocolo de nivel superior utiliza los servicios que implementa el protocolo de nivel inferior (capas software a distintos niveles en la misma máquina formando una pila de protocolos). La siguiente figura trata de aclarar esta idea un tanto abstracta.

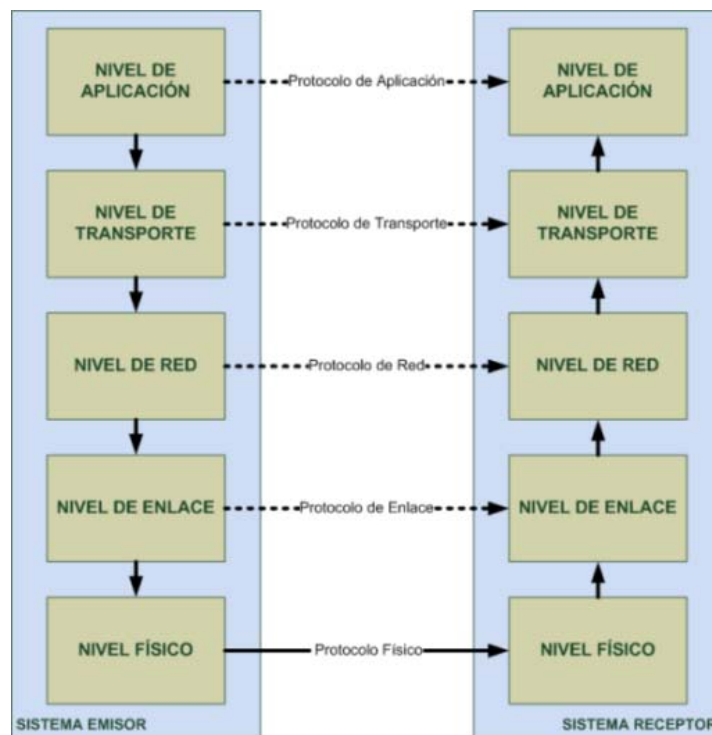


Figura 7. Pila de protocolos de comunicaciones estructurados en niveles.

Aunque desde un punto de vista conceptual la comunicación se establece entre capas al mismo nivel entre el sistema emisor y el receptor, el flujo real de información tiene lugar desde las capas de mayor nivel a las de menor nivel del sistema emisor (el mensaje se va encapsulando), hasta llegar a la capa física, donde sí que se produce la transmisión real de la información mediante señales reales que viajan por un medio físico. Cuando la información llega al sistema receptor, la información fluye desde la capa física hacia capas de mayor nivel (el mensaje se va desencapsulando), hasta llegar a su destino. El esquema antes mostrado es sólo a nivel orientativo, de forma que en la mayoría de los casos no se implementan todos esos niveles. De igual forma,

algunos protocolos muy conocidos abarcan especificaciones para varios de estos niveles.

Los protocolos más utilizados para comunicaciones a nivel industrial son:

- **Protocolo RS232**
Es un protocolo a nivel físico, y como tal resuelve cuestiones tales como niveles de tensión de las señales, velocidades de envío permitidas, características del medio físico por el que viaja la información, formato y disposición de pines de los conectores... Específicamente RS232 es un protocolo de transmisión serie, o sea, los datos se envían bit a bit por una línea, habiendo un total de dos líneas de datos, una por cada sentido. RS232 puede operar bien en "half-duplex" (en ambos sentidos pero no de forma simultánea) o bien en modo "duplex" (comunicación simultánea en ambos sentidos).
Los niveles de tensión que representan el "uno" y el "cero" lógicos están referenciados a una línea de masa común para ambas líneas de datos. Cuenta además con varias líneas de control. Establece una comunicación punto a punto, o sea, sólo podemos comunicar bien un equipo terminal a un módem o bien dos equipos terminales entre sí (por ejemplo un inversor con una computadora). Un inconveniente es que la distancia del cable entre ambos equipos está muy limitada (apenas 15 ó 20 metros), problema que se acentúa a medida que aumentamos la velocidad de transmisión, que también está bastante limitada. Aunque dejó de utilizarse a nivel doméstico hace muchos años, hay algunos dispositivos industriales que todavía lo usan debido al bajo coste de la circuitería que lo implementa.
- **Protocolo RS485**
Al igual que RS232, es un protocolo de transmisión serie, pero en lugar de usar niveles de tensión referenciados a masa usa señales diferenciales, donde se usan dos hilos (un par trenzado) en los que tenemos señales inversas, de forma que si la diferencia entre ambas es positiva tenemos un "uno" lógico y si la diferencia es negativa tenemos un "cero" lógico. De esta forma se cancelan las posibles interferencias electromagnéticas de fuentes externas, consiguiéndose una inmunidad al ruido suficiente para permitir distancias de más de un kilómetro, haciendo a RS485 ideal para transmitir a alta velocidad sobre largas distancias. Otra gran ventaja de RS485 es que es un protocolo en bus donde se establece una comunicación multipunto entre varios sistemas (varios equipos comparten las líneas y se conectan al mismo cable). Otra característica es que es "half-duplex", o sea, permite comunicación bidireccional, pero no de forma simultánea. Es uno de los protocolos más usados a nivel industrial. Hay en el mercado convertidores de RS232 a RS485 de forma que podemos integrar equipos con RS232 a un bus RS485. Sobre este protocolo de nivel físico se implementan otros protocolos de nivel superior.
- **Protocolo GSM**
Es un conjunto de protocolos que abarca todos los niveles y está orientado a comunicación de voz a través de telefonía móvil. Sin embargo, se puede usar para transmisión de datos usando un módem que tiene un zócalo para meter la correspondiente tarjeta SIM (como cualquier teléfono móvil) y un conector para una antena apropiada. Así es posible descargar información de dispositivos en localizaciones remotas carentes red de datos y sin telefonía fija. Una computadora se conecta a un módem GSM de la misma forma que a un módem convencional (usando protocolo RS232). En el caso del inversor, el fabricante suministra de forma opcional una tarjeta-módem GSM que se integra

en el mismo inversor y que no sólo se usa para comunicar con ese inversor, sino que da acceso a otros inversores conectados a través de RS485 con el primero. Para iniciar la comunicación es necesario establecer una llamada (iniciada por la computadora remota que conoce el número asociado al inversor).

El principal problema es que las compañías de telefonía móvil suelen aplicar una tarificación basada en tiempo de conexión, con lo que los costes para la descarga de datos de muchos inversores son inaceptables.



Figura 8. Detalle de tarjeta-modem GSM para inversor Ingecon.

- **Protocolo Ethernet**
El término “Ethernet” abarca un conjunto de protocolos distintos a nivel físico, pero compatibles a nivel de enlace; podemos considerarlo como un protocolo de enlace que permite distintos medios físicos, entre los que tenemos cable coaxial, par trenzado y fibra óptica. En cada versión del protocolo se establece el medio físico, el tipo de conector y cómo se representan los valores lógicos. A nivel de enlace, Ethernet se caracteriza por usar un formato de trama común y una misma filosofía de acceso al medio denominada CSMA/CD, donde los distintos emisores escuchan antes de transmitir para saber si el medio está o no ocupado, dándose unas reglas de actuación en caso de colisión.
- **Protocolos TCP/IP**
En realidad estamos hablando de dos protocolos distintos pero que van siempre de la mano. Es muy común su implementación sobre Ethernet y son la base de Internet (IP significa “Internet Protocol”). Mientras IP es un protocolo a nivel de red (que permite la identificación de los nodos de una red y el envío de paquetes de datos a través de la misma), TCP es un protocolo a nivel de transporte (trata de garantizarnos que la información se envía en el orden correcto y sin errores). Existe una alternativa más sencilla que TCP llamada UDP, pero que no garantiza que la información llegue en orden.
- **Protocolo GPRS**
Existe la posibilidad de usar sólo los niveles inferiores de GSM y sobre estos niveles inferiores utilizar un protocolo como GPRS que permite el uso de TCP/IP usando la infraestructura existente para telefonía móvil. Al no establecerse una llamada, los recursos necesarios son liberados cuando no se envía información, haciéndose así un uso eficiente de la red. Esto permite que las compañías de telefonía ofrezcan tarifas planas para este tipo de servicio, lo cual hace esta opción muy atractiva.

Sobre estos protocolos genéricos de comunicaciones, se montan una serie de protocolos industriales específicos para la transmisión de información de control y monitorización. En muchas ocasiones estos protocolos son propietarios, o sea, propios del fabricante del dispositivo, lo que implica que sólo podremos acceder a las medidas usando la aplicación suministrada por el fabricante (a menos que nos faciliten la especificación del protocolo). Sin embargo, muchos fabricantes optan por el uso de protocolos estándar de control. En concreto, muchos inversores usan ModBus, que es un protocolo con una filosofía maestro-esclavo. Las comunicaciones son iniciadas por el sistema maestro que tiene control sobre varios sistemas esclavos, siendo el maestro quien controla el acceso al medio. Los mensajes pueden ser bien punto a punto (una demanda del maestro y una respuesta de un esclavo específico), o bien mensajes difundidos (comunicación del maestro a todos los esclavos). Se suele implementar sobre RS485, aunque existe una variante que permite su implementación sobre TCP/IP.

Finalmente, cabe destacar que en el caso de algunos “data loggers” es muy común el acceso directo a la información almacenada, ya que estos dispositivos tabulan las medidas y las almacenan en ficheros en formato de texto, de forma que estos ficheros pueden ser descargados mediante ftp o http (ambos protocolos de nivel de aplicación que operan sobre TCP/IP).

5. Integración de sistemas heterogéneos

Distintas plantas fotovoltaicas suelen tener inversores de distintos fabricantes que ofrecen distintas aplicaciones informáticas que permiten la visualización de la información en tiempo real como la descarga en ficheros de la información almacenada. Dichas aplicaciones ofrecen interfaces poco amigables, especialmente cuando el número de dispositivos es elevado. Además, su funcionalidad es muy primitiva, pues no integran herramientas de análisis ni mecanismos de alarma. Al ser herramientas cerradas no existe la posibilidad de añadir nuevas opciones, tan sólo permitiendo la generación de ficheros para el posterior procesamiento. De todas formas, el formato de cada fichero es distinto según el fabricante, con lo que la integración de la información procedente de ficheros de dispositivos heterogéneos es un proceso difícilmente automatizable, poco elegante y de costoso mantenimiento.

Una solución a estos problemas pasa por prescindir del hardware de monitorización integrado en los inversores y recurrir a un equipo de monitorización externo de un único fabricante para medir las entradas y salidas del inversor. Independientemente del fabricante del inversor, la monitorización de cualquier planta se lleva a cabo mediante este dispositivo y el mismo software de monitorización sería válido en cualquier planta. Esta solución tiene un coste muy elevado (necesitamos un equipo de monitorización por cada inversor), y además desaprovechamos el hardware de monitorización que incorporan los propios inversores.

Algunas empresas de monitorización tratan de atacar el problema desde otro punto de vista: precinden sólo del software del fabricante, pero no del hardware de monitorización integrado en el inversor. Si conocemos el protocolo de comunicaciones de cada inversor es posible implementar un servidor de datos que publica las medidas de dicho inversor siguiendo un protocolo estándar llamado OPC (OLE for Process Control), basado en la tecnología DCOM de Microsoft. De esta forma, la plataforma de monitorización funciona a modo de cliente OPC y no necesita conocer los detalles de comunicaciones de cada uno de los inversores.

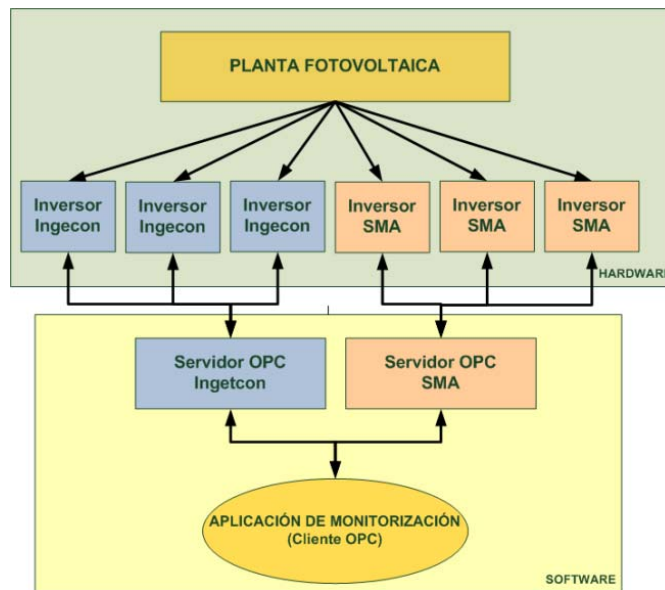


Figura 9. Esquema donde se ilustra el uso de OPC para integrar en una misma aplicación dos tipos distintos de inversores.

Una vez desarrollada y terminada la Aplicación de Monitorización, el integrar un nuevo tipo de inversor, tan sólo supone el diseño e implementación de un nuevo servidor OPC específico para el protocolo de comunicaciones de dicho inversor, que se encargará de traducir el “lenguaje específico” de dicho inversor a un “idioma común” que entiende la Aplicación de Monitorización. Cabe destacar que cada vez son más los fabricantes que tienen a la venta servidores OPC para sus equipos (y si no lo tienen es posible implementar dicho servidor sabiendo el protocolo). De esta forma se aprovecha el hardware que ya viene integrado en el mismo inversor ahorrando el gran desembolso que supone la solución hardware. Esta solución se hace más atractiva cuanto mayor número de inversores tenga la planta.

Como vimos al principio tenemos dos tipos de monitorización: en tiempo real y offline. Por ello, OPC ofrece dos protocolos distintos: OPC-DA y OPC-HDA. Por un lado OPC-DA (data access) es capaz de proporcionar en el momento de la consulta el valor que en ese mismo instante tiene cada magnitud monitorizada. Por otra parte, OPC-HDA (historical data access) nos proporciona un mecanismo de acceso a información histórica que ha sido previamente almacenada. Estos son los dos protocolos principales, pero hay otros complementarios como OPC-AE (para la gestión de alarmas y eventos), OPC-Batch, OPC-Security y OPC-DA-XML.

6. Consideraciones adicionales

Hemos contemplado el aprovechamiento de las medidas hechas por el propio inversor como una opción interesante y económica para la monitorización de la planta. Sin embargo, tales medidas no son nada precisas y se hace necesaria la calibración in situ de los canales de medida del inversor, aunque sólo sea para cuantificar la fiabilidad de las medidas. Además, algún fabricante (de cuyo nombre no quiero acordarme) no mide la intensidad en continua, sino que se la “inventa” para que el rendimiento salga justamente el valor que se detalla en la hoja de características.

También se ha propuesto el uso de las tarjetas de entradas analógicas que suministra el fabricante del inversor para no tener que comprar un sistema de adquisición de datos. Un inconveniente de esto último sería que al estar el inversor apagado durante la noche, no tendríamos registro de las variables meteorológicas durante esas horas. Por ello, una estación meteorológica externa, completa e independiente del funcionamiento de los inversores es lo aconsejable para grandes proyectos fotovoltaicos.

El inversor nos da información, en el mejor de los casos, de la tensión y del voltaje a la entrada del inversor. Podemos tener información de cada parte del generador instalando un medidor de las corrientes de string. Estos cuadros incluyen normalmente las protecciones necesarias de la parte de continua y nos dan información a través de un puerto de comunicaciones de la corriente en cada una de las ramas. Además es aconsejable hacer una medida de la curva $I-V$ del generador el día de su puesta en marcha, en las mejores condiciones posibles de irradiancia, temperatura y limpieza de los módulos. De esta forma podremos estimar la potencia real instalada en condiciones estándar, que es un dato muy importante para hacer predicciones de energía producida.

La energía inyectada a la red (la que mide el contador de la compañía) no va a coincidir con la que indique el contador de energía del mismo debido a la baja precisión de la electrónica del inversor y las pérdidas por la distancia al punto de conexión. Para tener más y mejor información de la parte de alterna podemos instalar un analizador de red en el punto de conexión y hacer lecturas periódicas de los contadores de la compañía eléctrica.

7. Referencias externas

Algunas empresas ofrecen portales en Internet desde donde los clientes pueden visualizar los datos de sus instalaciones. Los más conocidos son los de las empresas alemanas Solarmarkt y Coenergy Sunreader

<http://www.solarmarkt.es/html/seiten/text.phtml?nav=124&lang=es>

<http://sunreader.coenergy.com/es/Desktopdefault.aspx>

La unidad de energía de Robotiker-Tecnalia ofrece el servicio Solarview para la monitorización de plantas fotovoltaicas.

<http://solarweb-solarview.robotiker.com/solarview/jsp/login.htm>

La empresa SMA ofrece un servicio para sus clientes

<http://www.sunnyportal.com>

Recientemente, dentro de las actividades de nuestro grupo de investigación en Sistemas Fotovoltaicos, hemos creado una empresa de base tecnológica, Innovación en Sistemas de Monitorización, desde donde proponemos mediante programación en OPC el desarrollo de plataformas de monitorización tanto en tiempo real como en remoto, que sean independientes de los equipos a monitorizar. De esta forma nos podemos comunicar con el mismo software con inversores de distintos fabricantes, contadores de energía, etc...

<http://www.ismsolar.com>



Figura 10. Logotipo de Innovación en Sistemas de Monitorización

Bibliografía recomendada

Blaesser, G and Munroe, D. Guideline for the assessment of photovoltaic plants (A) Photovoltaic system monitoring. Report EUR16338EN, JCR Ispra, 1995.

Blaesser, G and Munroe, D. Guideline for the assessment of photovoltaic plants (B) Analysis and presentation of monitoring data, Report EUR16339EN, JCR Ispra, 1995.

IEC 61724. Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis, International Electrotechnical Commission, Geneva (Switzerland), 1998.

Cross B. PV System Monitoring, Practical Handbook of Photovoltaics. Fundamentals and Applications, Chap IV-2, pp. 817-824, Markvart T. and Castañer L. Editores, Elsevier, Oxford (UK), 2003; ISBN: 1-85617-390-9.

Transmisión de datos industriales. Aplicaciones teóricas y generales. Edición 5.0, Westermo Teleindustri AB, Suecia, 2005.

Iwanitz F, Lange J. OPC - Openness, Productivity, and Connectivity, *The Industrial Information Technology Handbook*, Chap. 62, pp. 1-30, Zurawsky R. Editor, CRC Press LLC, Danvers (MA, USA), 2004; ISBN: 0-8493-1985-4.