

cetenma

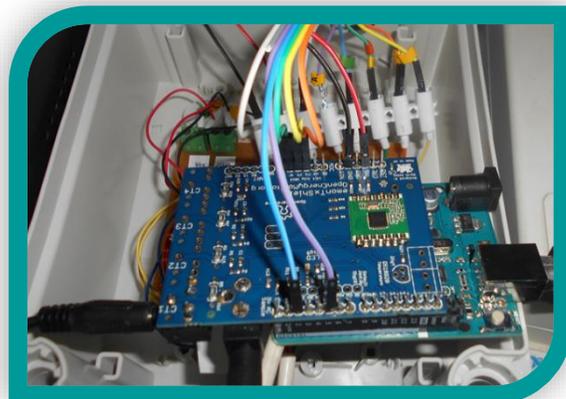
Centro Tecnológico
de la Energía y del
Medio Ambiente

info
REGIÓN
DEMURCIA

INFORME DE JUSTIFICACIÓN

Desarrollo de sistemas de IoT para la predicción a corto plazo de la producción eléctrica de instalaciones fotovoltaica

PREDIFOTO



CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

1	INTRODUCCIÓN	3
2	RESUMEN DEL PROYECTO	3
3	OBJETIVOS DEL PROYECTO	4
3.1	Objetivo General	4
3.2	Objetivos Específicos	4
4	CRONOGRAMA	5
5	EJECUCIÓN DEL PROYECTO. RESULTADOS OBTENIDOS	6
5.1	Paquete de trabajo 1: Gestión y coordinación del proyecto	6
5.2	Paquete de trabajo 2: Selección de Variables de Interés	8
5.3	Paquete de trabajo 3: Selección e Implantación de Solución de IoT	12
5.4	Paquete de trabajo 4: Aplicación de la Solución Desarrollada	23
6	CONCLUSIONES	35
7	REFERENCIAS	36

1 INTRODUCCIÓN

El presente informe resume las actividades que CETENMA ha desarrollado al amparo del presente Convenio en relación con el proyecto: Desarrollo de sistemas de IoT para la predicción a corto plazo de la producción eléctrica de instalaciones fotovoltaica (PREDIFOTO), durante el segundo semestre del año 2.017

2 RESUMEN DEL PROYECTO

La predicción del recurso solar y la producción fotovoltaica permite reducir la incertidumbre derivada del empleo de estas fuentes de generación renovable como unidades generadoras de electricidad. El uso de las previsiones sirve de gran ayuda a los operadores de red para gestionar la entrada de otros generadores, dar respuesta a los cambios en la generación y responder de forma eficiente ante posibles eventos en los que la generación renovable es inusualmente alta o baja.

En el caso del recurso solar, gran parte de la variación en la producción durante el transcurso del día y el año es altamente predecible en la actualidad. El mayor problema lo presentan los sombreados parciales debido a la presencia de nubes, las cuales modifican en un breve intervalo de tiempo la potencia suministrada por la instalación, produciendo oscilaciones difícilmente predecibles y de repercusión directa sobre el nivel de producción eléctrica.

Por ello se hace necesario el desarrollo de modelos de predicción que conviertan con precisión los valores de irradiancia a partir de una combinación de parámetros meteorológicos, radiación solar, modelado matemático y datos de monitorización de la instalación de energía solar fotovoltaica en previsiones de potencia para todas las escalas de tiempo.

3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

3.1 Objetivo General

El objetivo de este proyecto es el desarrollo de una solución de comunicación entre equipos e instalaciones, basada en Internet de las cosas (IoT) que servirá como base para el desarrollo de modelos de predicción a corto plazo que contribuyan a la integración segura de recursos renovables en los sistemas eléctricos en el entorno de las nuevas redes inteligentes (Smart Grid).

Si bien ya pueden encontrarse en la bibliografía específica, contribuciones relativas a lo que se ha venido a acuñar como internet de las cosas (IoT), en el ámbito de la energía renovable, el planteamiento que se pretende dentro de este proyecto es el de desarrollar sistemas distribuidos de bajo coste para implementar modelos de predicción a corto plazo que contribuyan a la integración segura de recursos renovables en los sistemas eléctricos.

3.2 Objetivos Específicos

- Estudio de los desafíos de la Integración de Recursos Renovables en los Sistemas Eléctricos
- Realizar un estado del arte de la aplicación de IoT a la integración de sistemas de generación renovable en los sistemas eléctricos y en particular de modelos de predicción de producción.
- Desarrollo de una solución basada en IoT como soporte al desarrollo modelos de predicción - generación.

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

4 CRONOGRAMA

	MESES											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PAQUETE DE TRABAJO 1 - GESTIÓN Y COORDINACIÓN DEL PROYECTO	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Tarea 1.1 Definición y seguimiento del plan de trabajo	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Tarea 1.2 Revisión de la bibliografía de la aplicación de IoT en sistemas eléctricos en sistemas de energías renovables	X	X	X	X								
Entregable 1.1. Estado del Arte de IoT en sistemas renovables				X								
Hito 1.1 Definición del plan de trabajo				X								
Hito 1.2 Revisión de soluciones				X								
PAQUETE DE TRABAJO 2 - SELECCIÓN DE VARIABLES DE INTERÉS				X	X	X						
Tarea 2.1. Definición del modelo de predicción y selección de variables				X	X	X						
Entregable 2.1 Listado de variables de interés						X						
Hito 2.1 Selección de variables de interés						X						
PAQUETE DE TRABAJO 3 -Selección e implantación de solución de IoT-			X	X	X	X	X	X				
Tarea 3.1 Revisión de protocolos de comunicaciones empleados en IoT y sistemas eléctricos de potencia			X	X								
Tarea 3.2 Revisión de plataformas de hardware de código abierto					X	X						
Tarea 3.3 Selección de los componentes necesarios						X	X					
Tarea 3.4 Programación e integración de componentes							X	X	X			
Entregable 3.1 Solución desarrollada									X			
Hito 3.1 Puesta en marcha de la plataforma									X			
PAQUETE DE TRABAJO 4			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Tarea 4.1 Integración del Hardware en instalación de demostración			X	X	X	X	X	X	X			
Tarea 4.2 Recopilación de datos.				X	X	X	X	X	X	X		
Tarea 4.3 Evaluación de datos obtenidos									X	X	X	
Entregable 4.1 Informe de resultados												X
Hito 4.1 Fin de recopilación de datos											X	
Hito 4.2 Fin período de evaluación												X

5 EJECUCIÓN DEL PROYECTO. RESULTADOS OBTENIDOS

En la presente sección se detallan los resultados técnicos más significativos obtenidos en el desarrollo del proyecto PREDIFOTO.

5.1 Paquete de trabajo 1: Gestión y coordinación del proyecto

El objetivo de este paquete de trabajo es asegurar el cumplimiento del plan de trabajo propuesto a lo largo de la duración del proyecto y la ejecución de tareas administrativas relacionadas con el proyecto y la recopilación y análisis de la información necesaria para su ejecución.

5.1.1 Tareas

Las tareas asignadas a este paquete de trabajo han sido:

Tarea 1.1 Seguimiento del plan de trabajo y gestión del proyecto

Esta tarea de carácter horizontal ha velado por que se cumplieran los objetivos del proyecto, así como plazos de los hitos y entregables, marcados en el cronograma del proyecto, mostrado en el apartado 4.

Tal y como se ha visto en el cronograma del proyecto, durante la primera fase del presente proyecto se desarrolló y definió el mencionado plan de trabajo, dentro del cual se definieron 4 fases o paquetes de trabajo, con la meta de asegurar una correcta planificación que asegurara la consecución de los objetivos marcados para el proyecto.

Por tanto, una vez se definió y validó el plan de trabajo se alcanzó el [HITO 1.1: Definición del plan de Trabajo](#).

Tarea 1.2 Revisión de soluciones propuestas hasta la fecha en literatura

En una primera fase de la revisión, se realizó una búsqueda que abordaba de forma más general el desarrollo realizado sobre el concepto de internet de las cosas y su integración en los sistemas eléctricos y en especial como herramienta en la gestión y control en sistemas con una fuerte implantación de renovables.

Tras comprobarse que los campos eran excesivamente amplios se acotó la búsqueda en los aspectos considerados más relevantes para el desarrollo del proyecto. En concreto se han realizado búsquedas bibliográficas en bases de datos de publicaciones científicas focalizadas en:

- Sistemas de monitorización de instalaciones fotovoltaicas
- Experiencias de IoT en energías renovables
- Predicción de producción de plantas fotovoltaicas

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Con resultados de la revisión de las soluciones disponibles, se elaboró un estudio denominado: *Entregable 1.1. Estado del Arte del IoT*, adjunto a la presente memoria. En él se resumen las aplicaciones desarrolladas empleando soluciones de IoT en el campo de las energías renovables.

Dentro de éste, se presenta una revisión de las posibles aplicaciones del concepto Internet de las Cosas (IoT) a los sistemas eléctricos, centrado en la posible integración y promoción de los recursos renovables y la implicación del usuario final como elemento activo del sistema.

En relación con las distintas soluciones, algunas de ellas ya están presentes en la literatura específica desde hace algunas décadas, como por ejemplo la Gestión de la Demanda, surgiendo de nuevo su interés debido a las nuevas posibilidades de comunicación y de gestión bidireccional que los recursos de internet están poniendo disponible tanto a nivel de usuario como a nivel de operador de los sistemas de potencia.

Por último, con el desarrollo de estas nuevas herramientas de comunicación, la investigación y el desarrollo de modelos de predicción de producción de energía renovable está creciendo en los últimos años a consecuencia del crecimiento de la implantación de este tipo de energías. Por ello se considera como fundamental el avance en este tipo de soluciones, en especial para la energía solar fotovoltaica.

5.2 Paquete de trabajo 2: Selección de Variables de Interés

Durante esta fase de trabajo se trabajó en realizar la selección de variables de interés más completa y mejor adaptada a las necesidades, habiéndose dividido esta fase en varias tareas con la meta de cumplir el objetivo final de esta fase, que como se ha dicho no es otro que la realización de una selección de variables de interés, necesarias para el desarrollo del modelo de predicción.

Tarea 2.1 Definición del modelo de predicción y selección de variables

Revisión de modelos de predicción

Partiendo de la información que, adquirida tras los estudios, se fue acotando el campo hacia modelos que emplean variables internas de la instalación fotovoltaica.

Realizándose un análisis de las publicaciones más relevantes realizadas en los últimos años relacionadas con los modelos de predicción a corto plazo de la generación eléctrica en una planta fotovoltaica para identificar las variables empleadas:

En [Soubdhan 16] se predice la radiación solar para los horizontes entre 1 min. y 1 hora, y la potencia eléctrica media para el horizonte de 1 hora. Como datos de entrada del modelo se utilizan los datos de potencia registrados cada 5 min de un sistema fotovoltaico de 32.3 kWp, instalado en Guadeloupe, los datos de radiación solar medidos en una estación meteorológica cercana con un intervalo de 1 s y las medias horarias de temperatura ambiente y cobertura de nubes, medidos en otra estación también cercana.

En [Vaz 16] se predice la potencia eléctrica media para los horizontes de 15 min hasta un mes utilizando los datos de potencia cada minuto de cinco sistemas fotovoltaicos con un total de 4320 Wp, instalados en Holanda y los datos horarios de la radiación solar y de la temperatura ambiente

En [Li 16] se predice la potencia eléctrica media para los horizontes de 15 min., 1 y 24 horas, empleando los datos de 2014 de la potencia generada cada 15 minutos por una planta fotovoltaica de 6 MWp, localizada en Florida y los datos de temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento proporcionados por los servicios meteorológicos complementados con datos calculados como son el ángulo de elevación del Sol, su ángulo zenital, y el coseno del ángulo de incidencia en el panel.

En [Do 16] se predice la potencia eléctrica horaria para un horizonte de predicción de 1 hora, empleado datos de potencia de dos instalaciones fotovoltaicas situadas en el Caribe y Francia, con un intervalo de registro de 5 y 10 minutos respectivamente. También se utilizan medidas cada hora de la temperatura ambiente y de la cobertura de nubes.

En [De Giorgi 16] se predice la potencia eléctrica media horaria para diversos horizontes hasta a partir de los datos horarios de potencia de un sistema fotovoltaico instalado en

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Italia y medidas horarias de la temperatura del módulo, la temperatura ambiente, radiación incidente en el plano y su ángulo de inclinación.

En [Yang 15] los horizontes de predicción de la potencia eléctrica media varían desde de 1 minuto hasta 2 horas y se utilizan como datos de entrada los datos históricos de radiación en diferentes ubicaciones de California y en cinco lugares cercanos de Colorado y datos de potencia de plantas en estas ubicaciones.

En [Rashkovska 15] se predice la potencia a para un horizonte de 6 horas y se utilizan datos cada 2 minutos de potencia de la planta fotovoltaica situada en Eslovenia, de la temperatura y la humedad relativa ambiental, la velocidad y dirección del viento, la precipitación y la radiación solar (UV y visible) facilitadas por una estación meteorológica ubicada en la instalación. También emplea datos externos como son las predicciones meteorológicas de radiación, temperatura y cobertura de nubes, proporcionadas por la agencia de medio ambiente de Eslovenia y la elevación del sol y el azimut en cada hora.

En [Yang 14] se desarrollan modelos para el horizonte de 5 minutos a partir de los datos registrados cada minuto de la potencia de una instalación fotovoltaica, la radiación directa, la velocidad del viento y datos meteorológicos de temperatura, humedad relativa y presión barométrica.

En [Yan 14] se predice la potencia generada para el horizonte de 1 hora a partir de los datos históricos de potencia, y los datos proporcionados por una estación meteorológica de temperatura máxima y mínima diaria, de velocidad del viento media diaria, presión y realiza una clasificación del tipo de día entre soleado, nublado, cubierto y otro.

En [Murakami 14] se predice la potencia para horizontes de 10 a 30 min., varias horas y para el próximo día. Se utilizan los datos históricos de potencia de un sistema fotovoltaico de 3 kWp situado en Tokio, el índice de claridad y la irradiancia.

Identificación de las variables de interés

Una vez identificadas las variables empleadas en el desarrollo de los modelos anteriores de predicción de potencia generada a corto plazo, se identificaron aquellas variables que permitan valorar el comportamiento global de los sistemas fotovoltaicos.

De cara a lograr una solución lo más estandarizada posible se siguieron las indicaciones de la norma IEC61724 titulada "Monitorización del rendimiento del sistema fotovoltaico - directrices para el intercambio y análisis de datos de medición".

Esta norma describe las pautas generales para la monitorización y análisis del rendimiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos y establece recomendaciones para la medida de las principales características de los sistemas fotovoltaicos como son la irradiancia en el plano del campo fotovoltaico, potencia de salida del mismo, la entrada y salida del sistema de almacenamiento de energía y entrada y salida del sistema de

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

acondicionamiento de potencia y otros valores que puedan influir el desempeño de la instalación como son la temperatura y la velocidad del viento.

Dados los objetivos de este proyecto, la información y bibliografía estudiada, se estableció como tipología base una instalación de autoconsumo sin almacenamiento de energía siendo el listado final de las variables que se han monitorizado, las siguientes:

Parámetro	Símbolo	Unidad	Tipo de variable
Meteorología			
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico	GI	W/m ²	medida
Temperatura ambiente a la sombra	T _{amb}	°C	medida
Humedad relativa	HR	%	medida
Velocidad del viento	SW	m/s	medida en el plano
Campo fotovoltaico			
Tensión de salida c.c	VA	V	medida
Intensidad de salida c.c	IA	A	medida
Potencia de salida c.c	PA	kW	calculada
Temperatura del módulo	T _m	°C	medida
Salida del inversor			
Tensión de la carga c.a	VL	V	medida
Intensidad de la carga c.a	IL	A	medida
Potencia de la carga c.a	PL	kW	calculada

Con estos datos se desarrolló el [Entregable 2.1 “Selección de Variables de Interés”](#), el cual se encuentra adjunto a la presente memoria. En este se realiza y justifica la elección de las variables a adquirir por la solución IoT. Alcanzándose de este modo el [HITO 2.1: Selección de Variables de Interés](#)

Esta norma (IEC61724) también recoge unos criterios básicos a cumplir al realizar la medida de las variables anteriores. A continuación, se recogen los principales:

- Medida de la irradiancia

Los datos de irradiancia se deben medir en el plano del campo FV usando dispositivos de referencia calibrados o piranómetros localizados en puntos donde los valores sean representativos de las condiciones de irradiancia del campo. La norma exige una precisión del 5%.

La irradiancia en el plano horizontal también puede registrarse para realizar comparaciones con datos meteorológicos estándar de otros lugares.

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

- Medida de la temperatura ambiente

La temperatura ambiente se debe medir a la sombra en puntos representativos y la precisión de será superior a 1 K.

- Medida de la velocidad del viento

El punto de medida se medirá la velocidad del viento a una altura y en un lugar que sean representativos de las condiciones del campo FV. La precisión de los sensores será como mínimo de 0,5 m/s.

- Medida de la temperatura del módulo

La temperatura del módulo FV se medirá por medio de sensores de temperatura colocados en la parte posterior de uno o más módulos representativos de las condiciones de la instalación con una precisión mejor que 1 K.

- Medida de la tensión y la intensidad

Los parámetros tensión e intensidad se pueden medir en c.a. o de c.c. La precisión de los sensores de intensidad y tensión, incluyendo el acondicionamiento de señal, será superior al 1% de la lectura.

- Medida de la potencia eléctrica

Potencia de c.c.- Puede calcularse en tiempo real como producto de tensión por intensidad usando una medida de tensión por una de intensidad; no podrá utilizarse el producto de valores medios de tensión por valores medios de intensidad. La precisión de los sensores de potencia, incluyendo el acondicionamiento de señal, será superior al 2% de la lectura.

5.3 Paquete de trabajo 3: Selección e Implantación de Solución de IoT

El objetivo de este paquete de trabajo fue la selección y desarrollo del hardware necesario para implementar los modelos de predicción.

5.3.1 Tareas

Dentro de este paquete de trabajo se han ejecutado las siguientes tareas:

Tarea 3.1 Revisión de protocolos de comunicaciones empleados en IoT y sistemas eléctricos de potencia

Dentro de esta tarea se realizó una revisión de los protocolos de comunicaciones empleados en sistemas IoT que pudieran ser de aplicación en el desarrollo de la solución.

Para minimizar el tiempo de desarrollo, se partió de los desarrollos realizado por la iniciativa **OpenEnergyMonitor**. Los cuales tienen bastante en común con el sistema a desarrollar, siendo sus diseños y códigos completamente abiertos.

El sistema **OpenEnergyMonitor** también se basa en Arduino para los nodos sensores y Raspberry Pi como servidor realizando la comunicación entre los equipos de forma inalámbrica, a 868 MHz, mediante un módulo RFM69Pi V3.

El módulo RFM69Pi V3, consiste en un módulo inalámbrico RFM69CW y un microprocesador ATmega328 que ejecuta el gestor de arranque en serie OptiBoot (modificado para el oscilador interno de 8MHz) que es compatible con Arduino.



Tarea 3.2 Revisión de plataformas de hardware de código abierto

Se realizó una revisión de las plataformas de hardware de código abierto presentes en el mercado. Seleccionándose **Arduino** y **Raspberry Pi** ya que son, con diferencia, los dispositivos que mayor soporte tienen, a través de una amplia comunidad de desarrolladores, librerías, ejemplos, e información en general.

- [Arduino](#)

Destaca por su simplicidad tanto de hardware como de software ya que cuenta con una amplia gama de módulos compatibles tanto de medida como de comunicaciones que permiten adaptar la plataforma. Del mismo modo existen numerosas páginas web y foros en Internet que ofrecen información, bibliotecas y ejemplos disponibles bajo una licencia de código abierto, que los usuarios son libres de adaptar a sus diseños.

El hardware está basado en el microcontrolador ATmega328 y tiene 14 pines digitales de entrada / salida, 6 entradas analógicas, un conector de alimentación y una conexión USB entre sus principales características. Debido a las anteriores ventajas y un bajo coste (23 €) se ha seleccionado la plataforma de Arduino UNO para el desarrollo de los nodos de medida en la capa de percepción.



- [Raspberry Pi](#)

Es un ordenador de placa reducida o placa única de bajo coste, desarrollado en Reino Unido por la Fundación Raspberry Pi, con el objetivo de estimular la enseñanza de ciencias de la computación en las escuelas.

El diseño incluye un System-on-a-chip Broadcom BCM2835, que contiene un procesador central (CPU) ARM1176JZF-S a 700 MHz (el firmware incluye unos modos “Turbo” para que el usuario pueda hacerle overclock de hasta 1 GHz sin perder la garantía), un procesador gráfico (GPU) Video Core IV, y 512 MB de memoria RAM (aunque originalmente al ser lanzado eran 256 MB). El diseño no incluye un disco duro ni unidad de estado sólido, ya que usa una tarjeta SD para el almacenamiento permanente, tampoco incluye fuente de alimentación ni carcasa.



CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Tarea 3.3 Selección de los componentes necesarios

Una vez seleccionadas las plataformas de hardware para desarrollar el sistema IoT, se realizó la selección de los componentes necesarios para la adquisición de los parámetros definidos en el [Entregable 2.1](#).

Debido a la configuración habitual de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, donde estas se encuentran en la cubierta, estando el inversor y el cuadro general de baja tensión en puntos diferentes se optó por el desarrollo de la capa de percepción de forma modular con 3 nodos sensores, según se muestra en el siguiente diagrama:

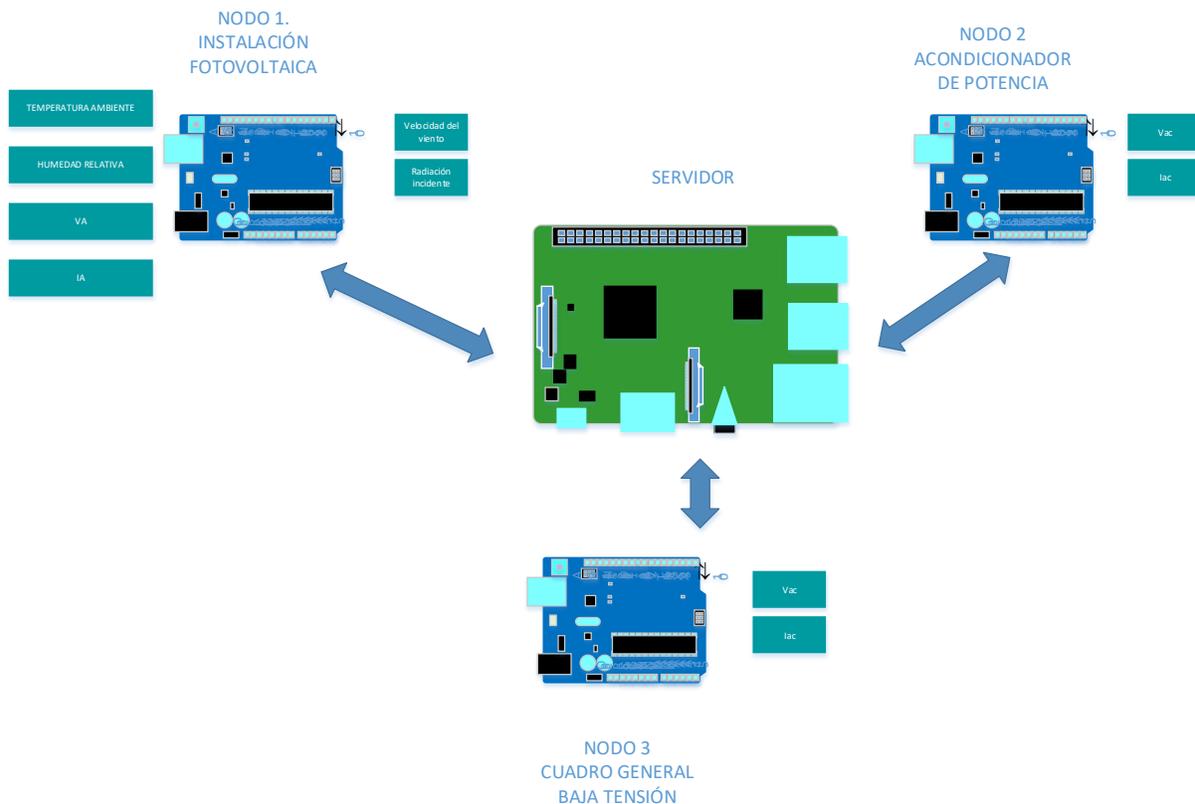


Figura 1 Esquema general de los nodos

El Nodo 1, es el nodo principal ya que es el que se encarga del registro de todas las variables ambientales y de la instalación fotovoltaica necesarias para el desarrollo de los modelos de predicción, por ello este proyecto se ha centrado principalmente en el desarrollo de este nodo.

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

En este nodo se realizan las siguientes mediciones:

- Radiación

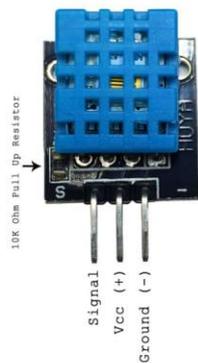
La irradiancia en el plano se ha medido mediante un módulo fotovoltaico que actúa como placa de referencia que se ha calibrado según las normas IEC IEC60904-2 IEC60904-6.



Ilustración 1. Placa de Referencia

- Temperatura y Humedad Relativa

La temperatura y humedad relativa del aire ambiente se han medido empleando un sensor DTH11 que es un módulo que nos permite medir la humedad relativa y temperatura ambiental.



Alimentación	3-5 Vdc
Señal de salida	Digital
Rango de medida de temperatura	0 - 50 °C
Precisión temperatura	2 °C
Resolución temperatura	0,1 °C
Rango de medida humedad	de 20 % a 90 %
Precisión humedad	4%
Resolución humedad	1%
Tiempo de respuesta	1s
Tamaño	12x15,5x5,5 mm

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

- Velocidad del Viento

Para la medida de la velocidad del viento se optó por la instalación de un equipo ya disponible en CETENMA. Este es un anemómetro de cazoletas con un generador síncrono de consumo cero, cuya frecuencia de salida es proporcional de forma lineal a la velocidad del viento. (Ornyton 107 U)



Alimentación	11,5 - 13,5 Vdc
Factor de escala lineal	$0,124 * F(\text{Hz}) + 0,2$
Temperatura	-25 a 60°C
Consumo	<16mA
Error de linealidad	<0,025 m/s
Umbral de arranque	0,3 m/s

- Temperatura del módulo Fotovoltaico

Para la medida de la temperatura del panel se ha empleado un sensor de temperatura LM35 que es un dispositivo de 3 pines que proporciona una tensión analógica proporcional a la temperatura.



Alimentación	4 a 30V
Precisión a 25°C	0,5°C
Rango de temperatura	-55 a 150°C
Factor de escala lineal	10mV/°C
Consumo	<60µA
Calentamiento	0,08°C
Error de linealidad	1/4 °C
Impedancia de salida	0,1 Ω carga de 1 mA

Las entradas del Arduino tienen un máximo de tensión de 5V, que equivaldría a una temperatura teórica de 500°C con la escala lineal y una precisión de 0.48°C, lo que se ha hecho ha sido cambiar la referencia interna de Arduino para la lectura de este sensor para que sea de 1.1V con esto la resolución conseguida es de 0.1°C.

- Medición del voltaje, corriente y potencia

Si bien en este nodo estaba previsto únicamente la medida del lado de (CA) dadas las características de la instalación se decidió incluir en el diseño también la medida del lado de CC preparando el sistema para la medida de los parámetros de voltaje y corriente tanto en el lado de corriente continua (CC) como en en el lado de alterna. (CA).

Los parámetros de alterna se han medido a la salida del micro inversor, mediante un adaptador de tensión y una pinza amperimétrica conectados a dos de las entradas analógicas del ARDUINO una vez adaptados sus niveles de tensión.

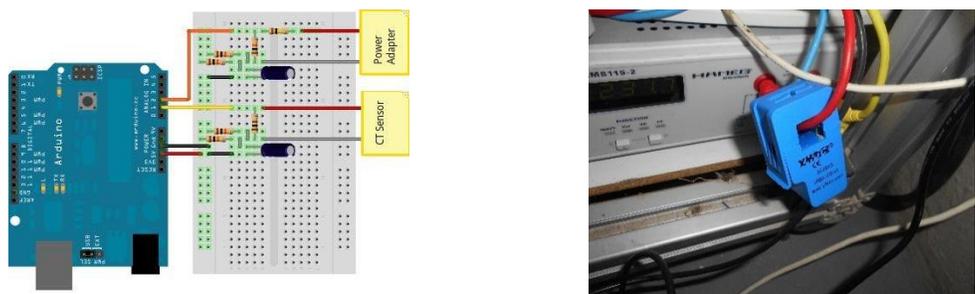


Figura 2 Medida de tensión e intensidad

Para la medida en el lado de continua se ha previsto el uso de un sensor de corriente de efecto Hall (LTSR – 15NP) y un divisor de tensión de 1.5 MΩ y 10 KΩ para asegurar que la tensión no supere la tensión máxima admisible de Arduino de 5V



Alimentación	5V
Factor de escala lineal	41,6 mV/A
Rangos de medida	5, 7,5 y 15A
Error de linealidad	<0,1%
Precisión	0,70%

La descripción completa de los componentes de la solución desarrollada se encuentra en el Entregable 3.1 **“Solución Desarrollada”**.

Una vez se seleccionaron todos los componentes IoT, se realizó la compra de estos siendo el siguiente el desglose de los gastos más representativos: en AMIDATA SAU, se realizó la compra, entre otros, de los componentes electrónicos y tarjetas ARDUINO y RASPBERRY PI (facturas: 1700669, 1700044, 1700486), por otra parte, la compra de los componentes para la plataforma OpenEnergyMonitor se realizó a MEGNI.CO.UK (factura 1700583).

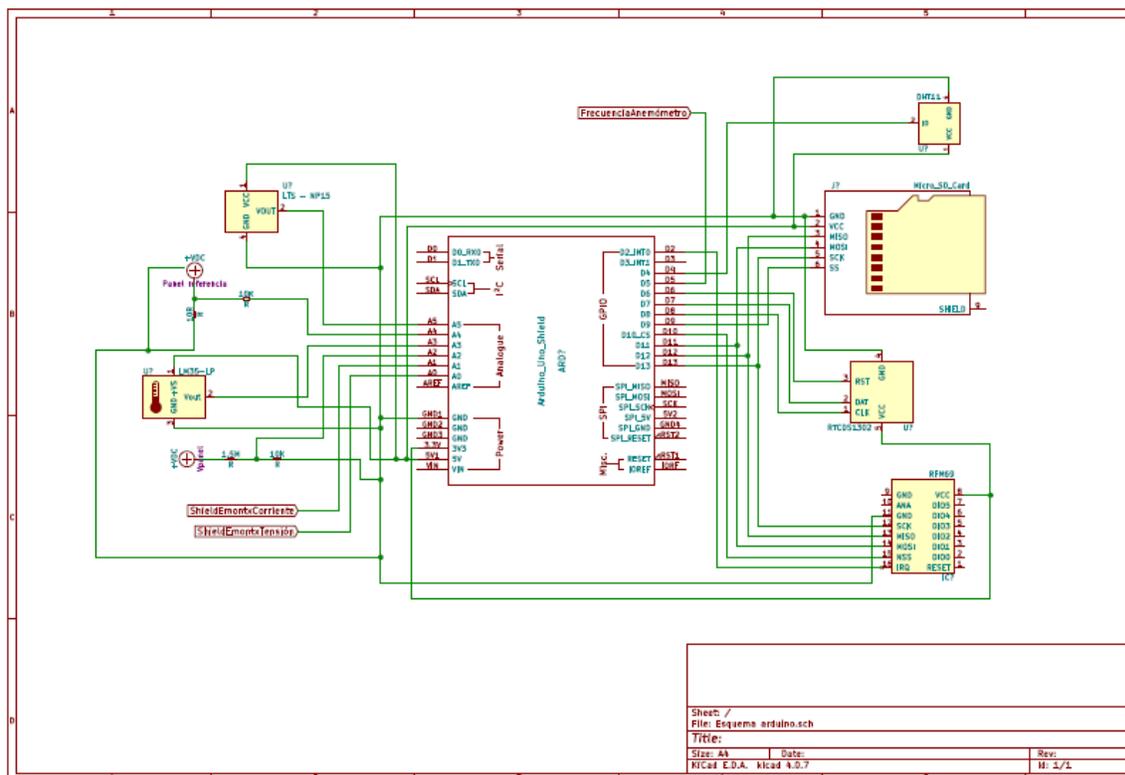
CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Tarea 3.4 Programación e integración de componentes

Una vez seleccionados los componentes de la solución IoT, se procedió al montaje y ensamblaje de los componentes que integran los diferentes módulos del sistema, así como la programación necesaria para la adquisición y tratamiento de datos en Arduino y Raspberry Pi.

- Hardware

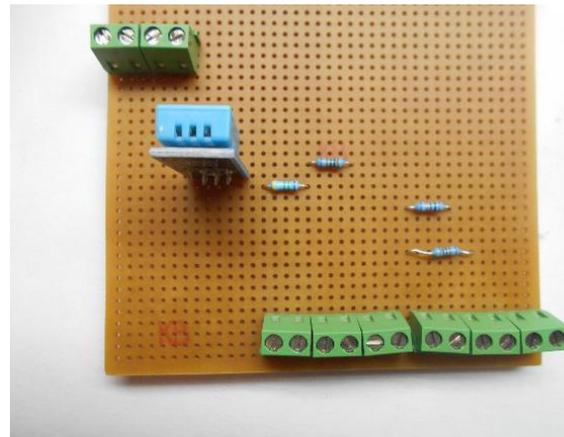
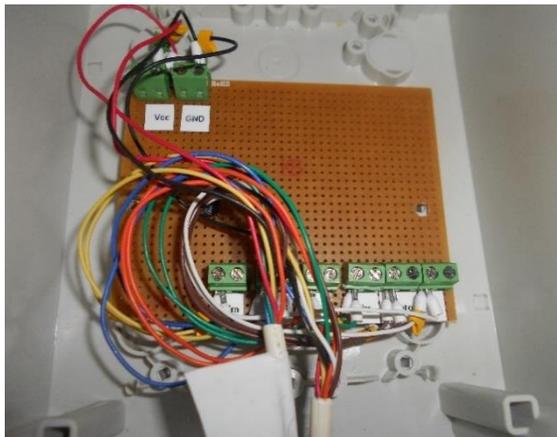
Como primer paso se realizaron los esquemas de conexión de los diferentes nodos:



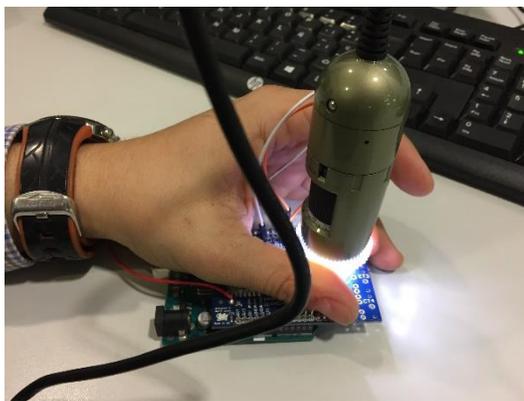
Partiendo de estos esquemas se comenzó con el soldado de los diferentes componentes:

En primer lugar se procedió al montaje de los shields (placas de prototipado) adquiridos para realizar las comunicaciones entre los nodos mediante transceptor RFM69 para posteriormente ir montando el resto de componentes.

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

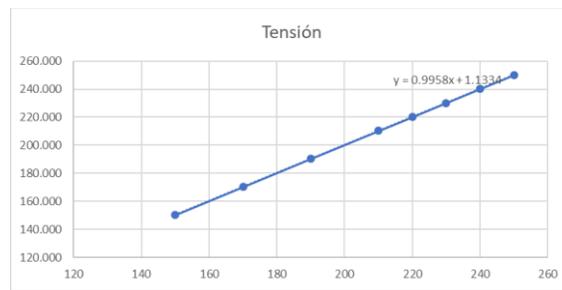
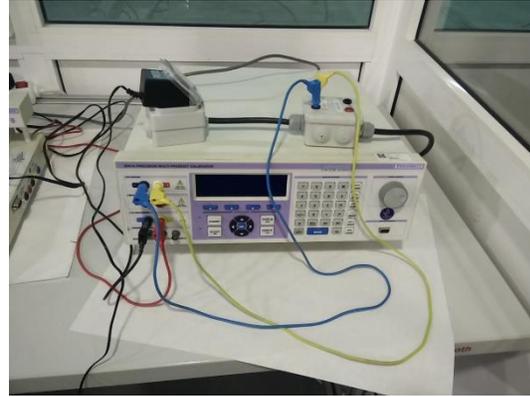
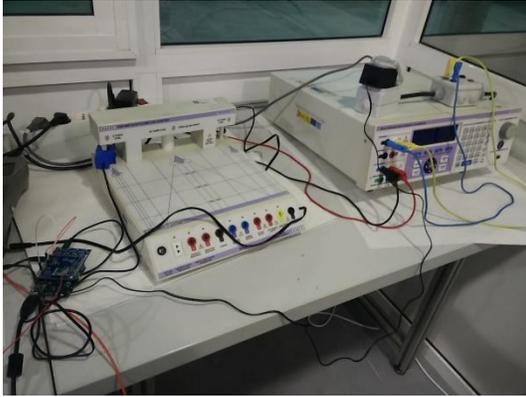


Durante la integración de los componentes, entre otras subtareas, se comprobaron los componentes del hardware y conexiones realizadas. Para llevar a cabo esta revisión, se realizó la compra de un Microscopio USB en AMIDATA SAU (facturas:1700668).



CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Una vez realizado el montaje de todos los componentes en los nodos, se procedió a realizar una calibración de los sensores instalados, empleado el laboratorio de calibración de CETENMA.



Los resultados obtenidos reflejan errores inferiores al 1% para ambas variables

También se realizó la calibración de la placa de referencia instalada, para poder implementar correctamente las lecturas de esta en la plataforma de medida, siendo la siguiente su recta de calibración: $Y=228,55 \cdot X-19,986$, con un R^2 de 0,98. Siendo Y (W/m^2) y X el voltaje medido.

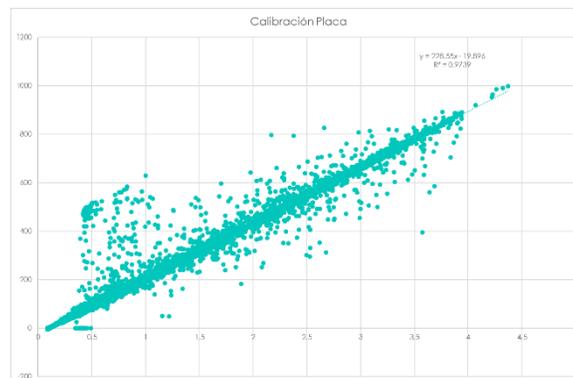


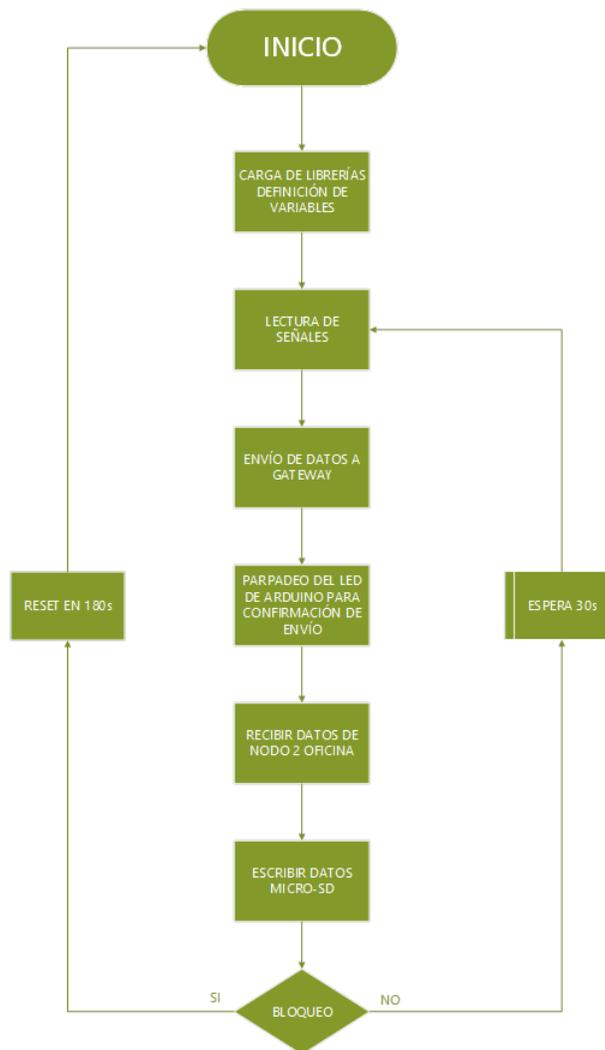
Ilustración 2. Recta Calibración Placa de Referencia

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Software

El software desarrollado para el registrador de datos se desarrolló en el lenguaje de programación de código abierto de Arduino, que está basado en C.

Para su desarrollo se tuvieron en cuenta las recomendaciones establecidas en la norma IEC61724. El funcionamiento básico del programa es la lectura de todas las variables conectadas con una frecuencia de 30 segundos (la norma recomienda intervalos de muestreo inferiores a 1 minuto para la medida de irradiancia) siguiendo el formato recomendado.



CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

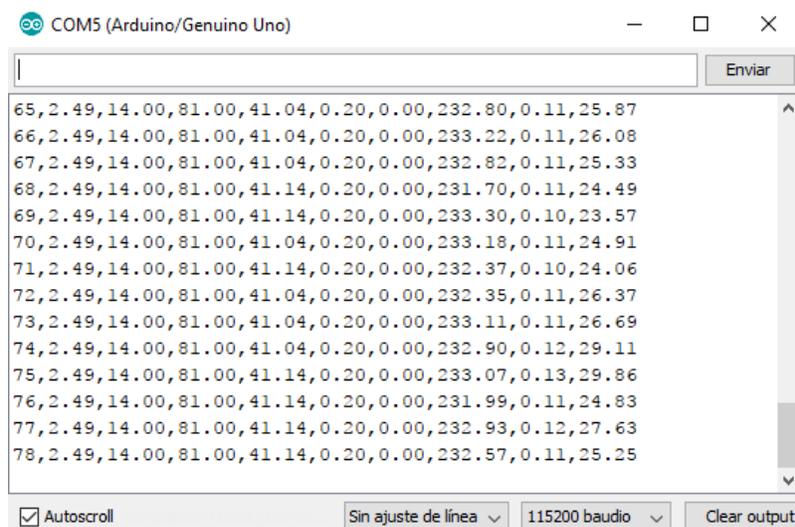


Ilustración 3.- Pantalla de Datos de Arduino UNO.

Durante este paquete de trabajo se desarrolló el [Entregable 3.1 “Solución Desarrollada”](#). Terminando esta tarea con la puesta en marcha de la plataforma, alcanzando de este modo el [HITO 3.1 Puesta en marcha de la plataforma](#).

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

5.4 Paquete de trabajo 4: Aplicación de la Solución Desarrollada

El objetivo de este paquete de trabajo es evaluar el resultado del modelo de predicción desarrollado en una instalación real.

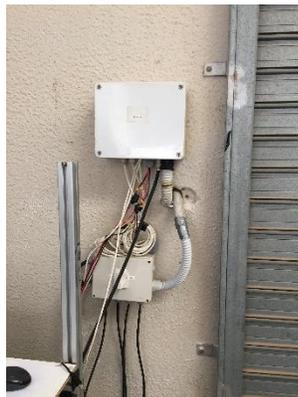
5.4.1 Tareas

Dentro de este paquete de trabajo se han ejecutado las siguientes tareas:

Tarea 4.1 Integración del Hardware en instalación de demostración

Dentro del primer trimestre del proyecto de cara a empezar a registrar los datos necesarios para el desarrollo del proyecto se realizó la instalación de la unidad de demostración en el banco de ensayos de CETENMA.

Para ello ha sido necesario realizar una adaptación del banco de ensayos, centrada fundamentalmente en la reforma y adecuación de las canalizaciones de cableado. A continuación, se muestran algunas imágenes del estado del banco de ensayos posteriores a la adaptación.



Para realizar esta adecuación del banco de ensayos, anteriormente descrita, requirió la compra de diverso material eléctrico, adquirido en SUMINISTROS ELECTRICOS BAÑOS SL (facturas 1700680y 1700582).

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Descripción de la Instalación:

La instalación de demostración está compuesta por 2 módulos fotovoltaicos de 250Wp con inversor independiente. Antes de la conexión se evaluó el rendimiento de los módulos a partir de la medida de su característica IV con luz natural.

Para la monitorización en tiempo real de la potencia generada, se utilizó un medidor instalado a la salida del inversor. Este dispositivo consta de un medidor de voltaje y de una pinza Amperimétrica para la medición de la corriente generada, además del sistema IoT implementado.



El sistema permite medir la tensión y corriente, así como potencia activa y reactiva, factor de potencia y el sentido de la corriente.



La comunicación de estos sensores se realiza mediante un dispositivo de comunicación vía Wifi o vía Ethernet (red local) instalado en el inversor.

Se procedió a realizar la conexión a la red los módulos solares, de forma que toda la energía producida sea consumida por la instalación interna de la empresa.

A continuación, un esquema de principio del estado actual de la instalación de demostración.

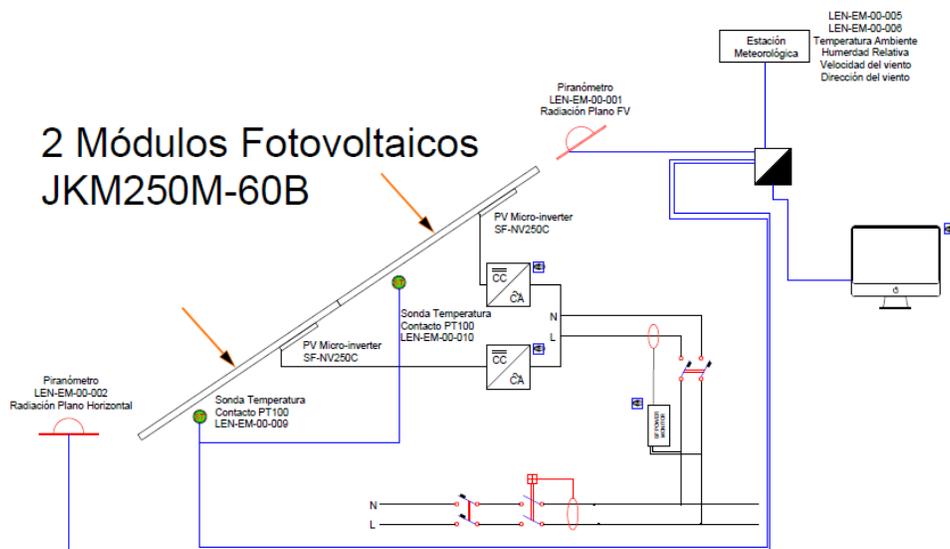


Figura 3.- Esquema de la instalación fotovoltaica

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Los inversores y el analizador son controlados mediante la una plataforma de medida y control “Solarfighter”. A continuación, se muestran unas imágenes de esta.

solarfighter
ELIMINATE YOUR ELECTRICITY BILL

Gateway Administration Panel

Installation Choose a device

Installation set up

Devices

Device	CS	TS	Instant Power
Communicator 1			200.31
Measurement 2			-392
Communicator 3			184.81

Add new device

Device status

Device settings

Delete device

Settings

System

RTC

Server

Network

Commands for all the trackers

LEFT RIGHT Target Roll: GO TRACK STOW STOP

Inverter: ON OFF

Soltec I+D+i 2013.

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Para registro de datos de variables de la estación de CETENMA se empleó: una tarjeta de adquisición de datos NI 6221 conectada a un medidor NI-SCC68 y varios multímetros de precisión Agilent 34410A, entre otros.

Estos sensores envían información a través de 3 protocolos de comunicación diferentes:

- Mediante Tarjeta la NI-6221, Esta tarjeta instalada en el PC se comunica al medidor NI-SCC68 el cual realiza las mediciones de los valores de temperaturas de placas y temperatura ambiente y humedad relativa.
- Mediante RS-232 y software WINDCOM, el anemómetro (Medida velocidad y dirección del viento)
- Mediante cable ethernet, los multímetros Agilent 34410A, encargados de la medida de la medida de la radiación solar, una vez conectados a ellos los piranómetros.

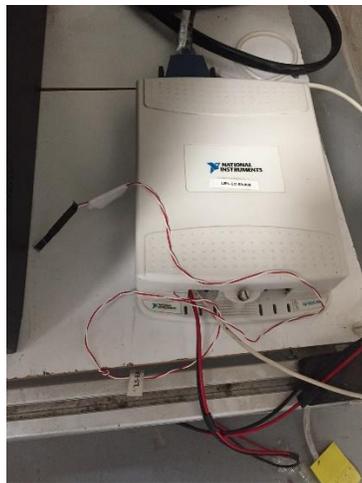


Figura 4.- Equipos de control y Registro de variables

Para poder adquirir toda la información generada por los sensores conectados a las tarjetas de National Instruments NI6221 y los multímetros Agilent 34410A, se desarrolló un software específico, el cual permite el registro de datos con el tiempo de muestreo deseado.

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

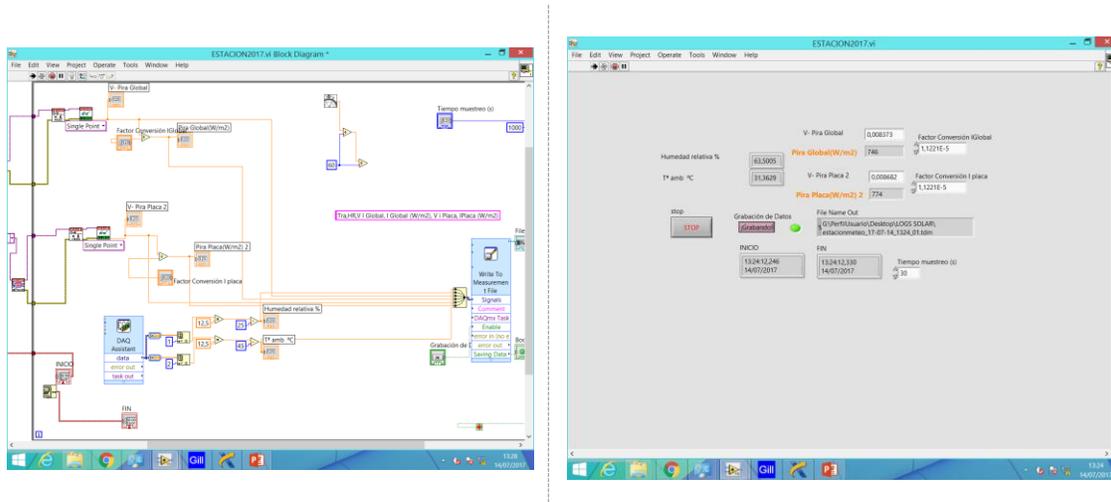


Figura 5.- Software Desarrollado para medida de variables

Integración de la solución desarrollada

Una vez verificadas las conexiones se procedió a la integración de los nodos 1 y 2 en la instalación fotovoltaica registrando datos en paralelo con los equipos anteriormente descritos para la comprobación, seguimiento y evaluación del funcionamiento del sistema.

Para ello se realizó la adaptación del cableado para comunicar los sensores instalados en el seguidor solar, con los instalados en la parte interna de la instalación.

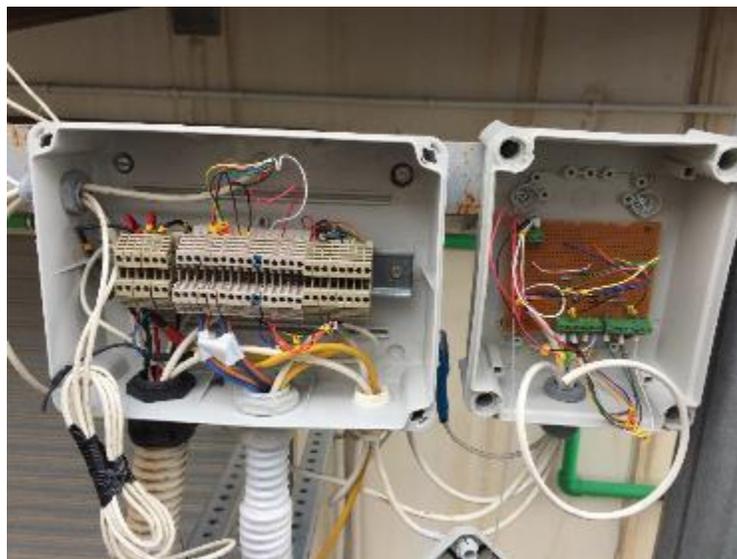


Ilustración 4 Caja conexiones Exterior, donde se enlazan los sensores con las Conexiones de ARDUINO, instalada en el interior

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO



Ilustración 5.- Detalle Equipos Instalados en Seguidor

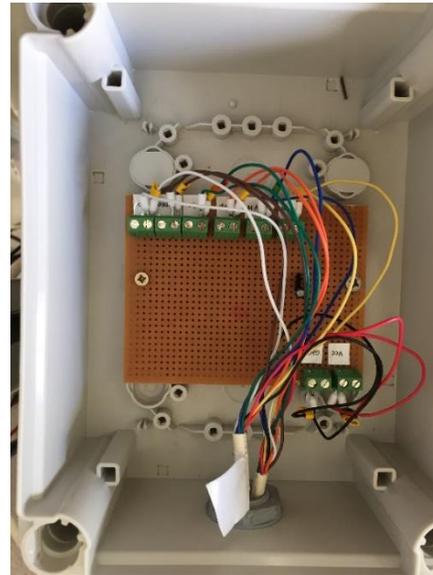


Ilustración 6- Placa de Conexión Interior entre el ARDUINO y la instalación EXTERIOR

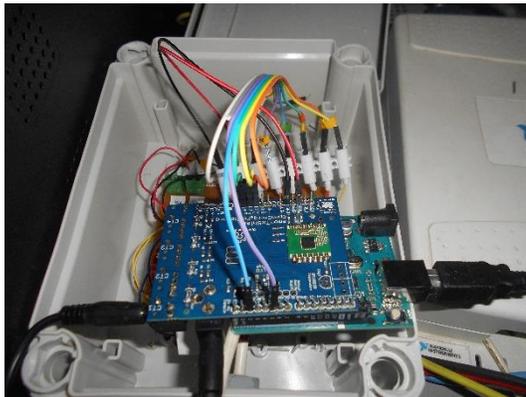


Ilustración 7.- Caja Conexión Interior con ARDUINO



Ilustración 8.- Instalación Interior

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Para la validación del nodo 2, este se instaló en el cuadro de oficinas de CETENMA.



Ilustración 9.- Nodo 2- Instalado en Oficinas de CETENMA

Para verificar los registros obtenidos se empleó la medida en paralelo con un analizador de redes portátil (marca Fluke 434) empleando pinzas amperimétricas adaptadas a los rangos de funcionamiento del sistema Para ello se realizó la compra de estos componentes a APLIQUEM MICROONES 21 SL (factura 1700719).

Tarea 4.2 Recopilación de datos.

Una vez integrados los equipos se comenzó con el registro de datos tanto en la tarjeta de memoria integrada como en la plataforma web.

Inputs

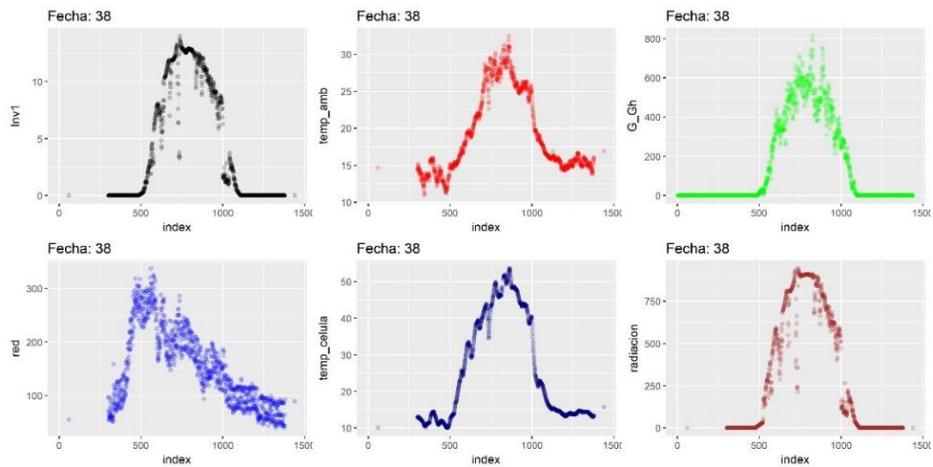
Node:	Key	Description	Process list	last updated	value			
6	1	Irradiancia		17s ago	1.92			
6	2	Temperatura ambiente		17s ago	15			
6	3	Humedad relativa		17s ago	74			
6	4	Velocidad del viento		17s ago	0.2			
6	5	Tensión panel		17s ago	0			
6	6	Intensidad panel		17s ago	-25.74			
6	7	Potencia panel		17s ago	0			
6	8	Temperatura modulo		17s ago	39.53			
6	9	Tensión de red		17s ago	231.4			
6	10	Intensidad de red panel		17s ago	0.23			
6	11	Potencia de red panel	log	17s ago	54.43			
6	12	Señal		17s ago	-57			

Ilustración 10.- Pantalla de Datos de NODO 1

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO



A continuación, se muestran algunas gráficas de las variables registradas

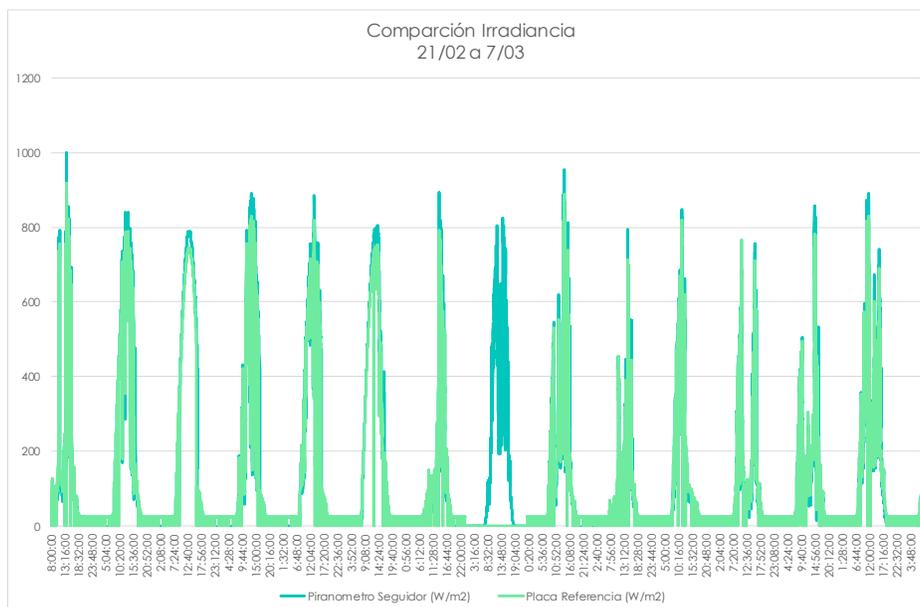


Tarea 4.3 Evaluación de datos obtenidos

Para la validación de los datos obtenidos, se han comparado los resultados obtenidos en las series recopiladas con la solución desarrollada con los registros obtenidos con la instrumentación del banco de ensayos de cara a asegurar su fiabilidad para el desarrollo de modelos de predicción.

Seguidamente se muestran los resultados obtenidos de los parámetros más representativos:

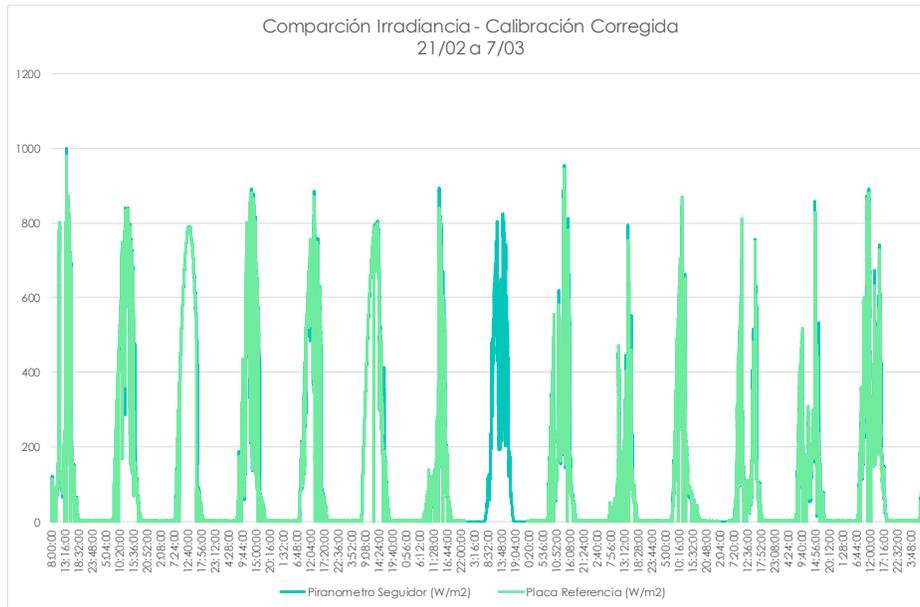
- Irradiancia:



En esta Gráfica se aprecia que existen diferencias entre las medidas aportadas por el piranómetro y la placa de referencia. Para ajustar los resultados se procedió a volver a calibrar la placa de referencia.

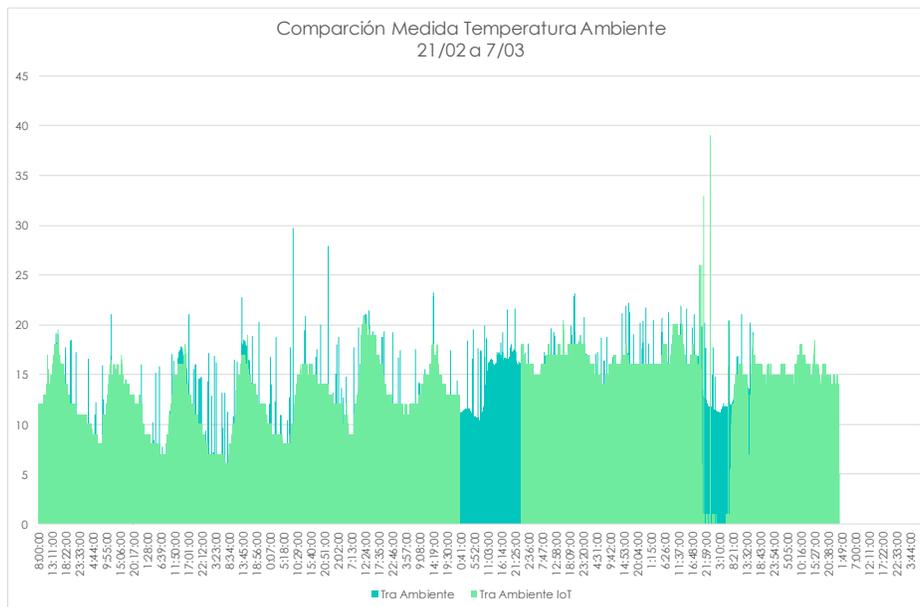
Los resultados obtenidos tras la aplicar la nueva recta de calibración son los siguientes:

CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO



Se ha calculado el error que presenta el sistema desarrollado a partir de la comparación anterior. A partir de una potencia generada de 50 W, el error del sistema IoT respecto al banco de ensayos del 0,92%.

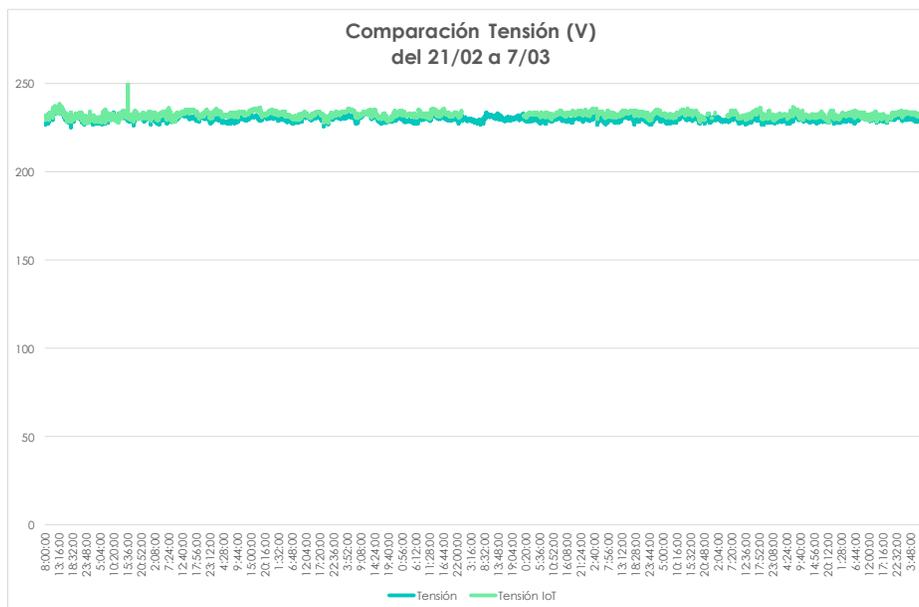
- Temperatura Ambiente:



En la gráfica anterior se muestra la comparación de las mediciones entre los termohigrómetros de los dos sistemas. Aunque en la gráfica aparecen ciertos valores fuera de tendencia, estos fueron debidos a errores de medida puntuales en el equipo de medición fijo del banco de ensayos de CETENMA por lo que se constató que las medidas realizadas por el sensor de temperatura y humedad relativa son válidas

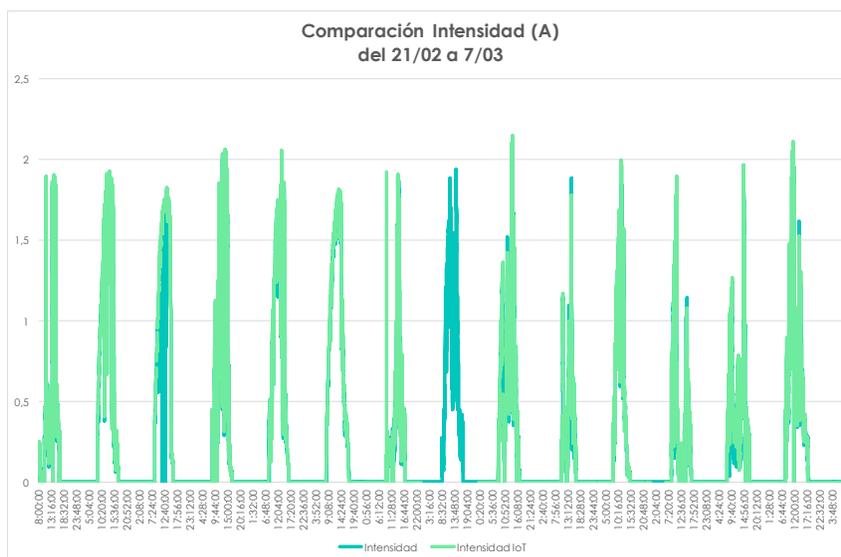
CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

- Tensión (V):



Como puede apreciarse en la imagen anterior las medidas de tensión recogidas por ambos sistemas son equiparables. El error del sistema IoT respecto al banco de ensayos es del 0,74%.

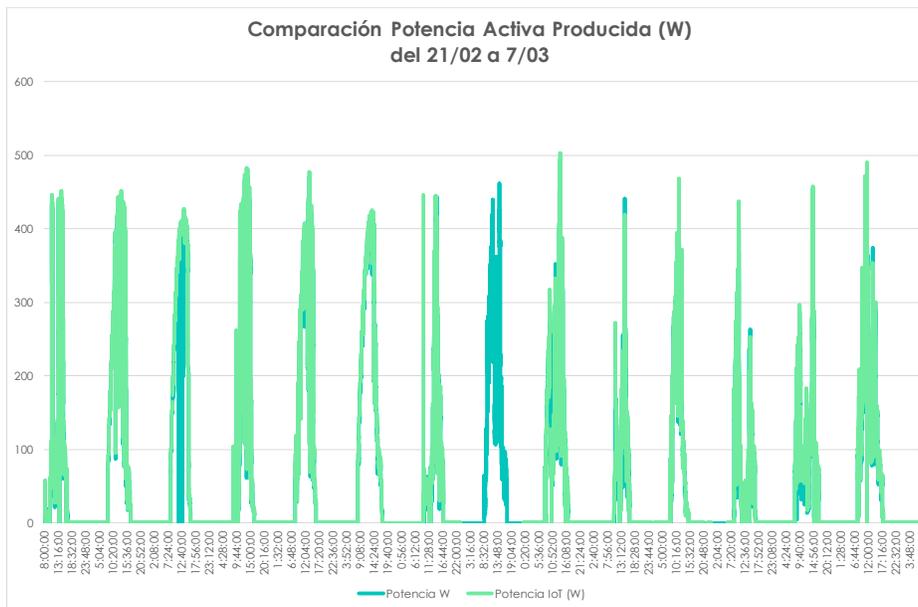
- Intensidad (A):



Después de realizar la comparación de las mediciones entre las medidas de intensidad de ambos sistemas, se observaron desviaciones entre ambas lecturas en los transitorios probablemente debido a las diferentes frecuencias de registro entre los dos sistemas. Para registros estabilizados con potencias superiores a 50W en el inversor, el error del sistema IoT respecto al banco de ensayos es del 4,31%.

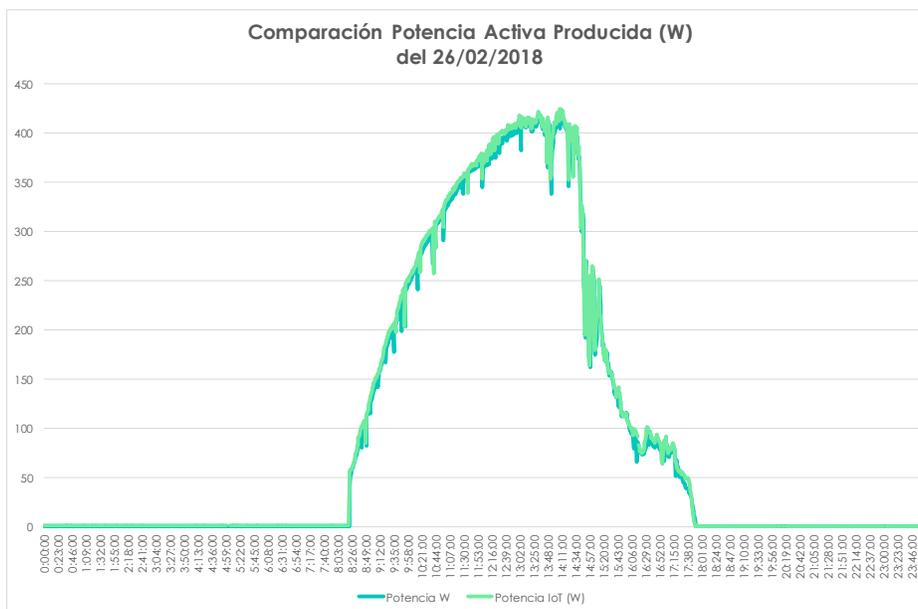
CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Potencia Activa – Producida (W):



Después de realizar la comparación de las mediciones entre ambas medidas, se constató que las medidas realizadas son válidas, ya que como puede apreciarse en la imagen anterior ambas presentan valores equiparables, en casi la totalidad de los puntos registrados.

Si se observa un solo día de esta serie la representación gráfica sería la siguiente:



Se ha calculado el existente en el sistema de medida, a partir de la lectura 50W en el inversor, el error del sistema IoT respecto al banco de ensayos es del 5,55%.

6 CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un nuevo sistema de monitorización para instalaciones fotovoltaicas que, a pesar de su bajo coste (inferior a 100 €), se ajusta en un alto grado de cumplimiento a las condiciones de establecidas en la norma IEC 61724 “Monitorización del rendimiento del sistema fotovoltaico - directrices para el intercambio y análisis de datos de medición”

Por su configuración distribuida, con diferentes nodos que se comunican de forma inalámbrica, permite una fácil instalación en diferentes tipos de instalaciones, y en especial pequeñas instalaciones sobre cubierta del sector residencial.

El sistema desarrollado, registra las variables necesarias con la frecuencia suficiente para poder desarrollar nuevos modelos de predicción con horizontes de predicción inferiores a una hora (very short-term models) que permitirán la integración y operación de sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución de forma segura y fiable.

Como futuros trabajos se encuentran, la mejora de la precisión de algunos parámetros, la validación del sistema en cuanto a durabilidad en ensayos a largo plazo y el desarrollo y evaluación de estos modelos de predicción y el análisis de sus ventajas en cuanto a la operación de la red.

7 REFERENCIAS

IEC 61724 “Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for measurement data exchange and analysis”

T. Soubdhan, J. Ndong, H. Ould-Baba, M. T. Do, “A robust forecasting framework based on the Kalman filtering approach with a twofold parameter tuning procedure: Application to solar and photovoltaic prediction”, *Solar Energy*, 131, 246–259, 2016.

A. G. R. Vaz, B. Elsinga, W. G. J. H. M. van Sark, M. C. Brito, “An artificial neural network to assess the impact of neighbouring photovoltaic systems in power forecasting in Utrecht, the Netherlands”, *Renewable Energy*, Vol. 85, 631–641, 2016.

H. T. C. Pedro, C. F. M. Coimbra, “Assessment of forecasting techniques for solar power production with no exogenous inputs”, *Solar Energy*, Vol. 86, no. 7, 2017–2028, 2012.

Z. Li, S. M. Mahbobur Rahman, R. Vega, B. Dong, “A hierarchical approach using machine learning methods in solar photovoltaic energy production forecasting”, *Energies*, Vol. 9, no. 1, 55, 2016.

M. T. Do, T. Soubdhan, B. Robyns, “A study on the minimum duration of training data to provide a high accuracy forecast for PV generation between two different climatic zones”, *Renewable Energy*, Vol. 85, 959–964, 2016.

M. G. De Giorgi, M. Malvoni, P. M. Congedo, “Comparison of strategies for multi-step ahead photovoltaic power forecasting models based on hybrid group method of data handling networks and least square support vector machine”, *Energy*, Vol. 107, 360–373, 2016

C. Yang, A. A. Thatte, L. Xie, “Multitime-scale data-driven spatio-temporal forecast of photovoltaic generation”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 6, no. 1, 6945846, 104–112, 2015.

Y. Li, X. Ren, J. Niu, “Application of rough sets theory in forecast of power generation for grid-connected photovoltaic system”, 27th Chinese Control and Decision Conference (CCDC), 2015.

A. Rashkovska, J. Novljan, M. Smolnikar, M. Mohorcic, C. Fortuna, “Online short-term forecasting of photovoltaic energy production”, 2015 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2015, 7131880, 2015.

Y. Murakami, Y. Takabayashi, Y. Noro, “Photovoltaic power prediction and its application to smart grid”, 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT ASIA 2014, 6873762, 47–50, 2014



CONVENIO 2017 - INFORME JUSTIFICACIÓN PROYECTO PREDIFOTO

Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente
Polígono Industrial Cabezo Beaza
C/ Sofía 6-13
30353 Cartagena (Murcia)

cetenma@cetenma.es
www.cetenma.es

T +34 968 52 03 61
F +34 968 52 01 34



ENTREGABLE 1.1.

INFORME DEL ESTADO DEL ARTE DE IOT EN SISTEMAS RENOVABLES

ÍNDICE

ÍNDICE	2
1 INTRODUCCIÓN	3
2 Internet of Things (IoT)	5
3 DESAFÍOS DE LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	7
4 APLICACIÓN DE IOT EN PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES. REVISIÓN.....	8
4.1 <i>Condition Monitoring</i>	8
4.2 <i>Smart Home</i>	8
4.3 <i>Gestión de la Demanda</i>	9
4.4 <i>Predicción de fuentes renovables: estimación de viento y recurso solar</i>	9
5 CONCLUSIONES	11
6 REFERENCIAS	12

1 INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos han respondido a un modelo de flujo de potencias unidireccional donde la potencia fluye desde grandes unidades de generación hacia los puntos de consumo, ajustando en todo momento la generación a la demanda y consiguiendo un balance de potencias que permitiese regular y controlar de manera efectiva los valores de tensión y frecuencia dentro de rangos admisibles. Sin embargo, y sobre todo a lo largo de esta última década, con la integración de recursos renovables en la red, este modelo se encuentra en una fase de transición hacia un nuevo escenario de gestión distribuida con multitud de plantas de generación de pequeña potencia ubicadas cerca de los puntos de demanda eléctrica. Así, los consumidores (demand-side) están adoptando un papel activo cada vez mayor, pasando de meros elementos pasivos y demandantes de recursos a agentes implicados en servicios a la red eléctrica, como el control de frecuencia o tensión, o la modificación de sus perfiles de demanda a través de las unidades de generación conectadas a red.

Este escenario engloba cambios tanto en los flujos de potencia como en los servicios que cada agente está ofreciendo y solicitando, siendo necesaria una revisión de la dinámica de los sistemas eléctricos y de las nuevas vías de control y regulación. Así, movido por la necesidad de reforzar la seguridad y calidad del suministro eléctrico, reducir las pérdidas e integrar los recursos renovables con el fin de disminuir la dependencia energética con terceros países y atenuar las emisiones de efecto invernadero, tanto los operadores de red como los gobiernos han ido paulatinamente integrando nuevos elementos “inteligentes” a través de soluciones basadas en las tecnologías de la información, que recogen diversas variables relacionadas con los estados de las unidades de generación y de los usuarios con objeto de optimizar la distribución y el consumo.

Los primeros avances asociados con el intercambio de datos entre los distintos agentes del sistema eléctrico se producen con la integración a nivel de distribución y transporte de una red de comunicaciones para monitorizar y controlar el sistema, principalmente las etapas de generación y transporte. La estructura habitual de esta red de comunicaciones estaba basado en un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) con una arquitectura centralizada y una configuración jerárquica del tipo maestro-esclavo. Este sistema permite automatizar algunos procesos requeridos por la red, pero no admite la interacción con los usuarios finales, ya que la operatividad de las soluciones SCADA no se extiende más allá de las subestaciones que se enlazan con las empresas de distribución. Estos últimos años se han caracterizado por unos mayores requerimientos por parte de los usuarios finales, debido principalmente a su presencia tanto como elementos generadores como demandantes de potencia eléctrica. La realidad es que, hoy por hoy, la infraestructura de red eléctrica existente tiene que mejorar notablemente desde el punto de vista del usuario final y las funcionalidades que se espera de ella, por lo que se está promoviendo un nuevo modelo de red eléctrica inteligente denominada con la terminología de Smart-Grid.

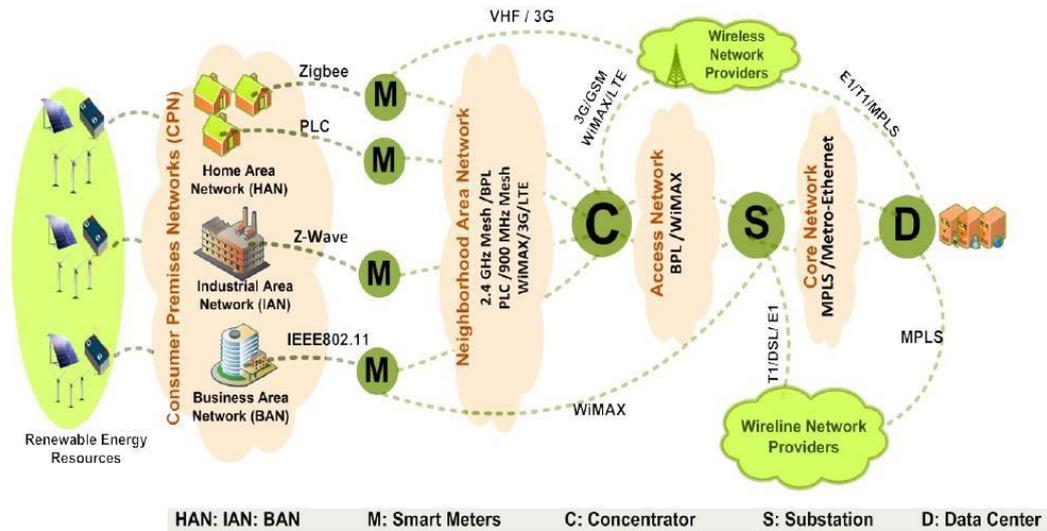
La definición básica de una **Smart Grid** corresponde a “las redes eléctricas que pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos los actores conectados a ellas (quienes generan electricidad, quienes la consumen y quienes realizan ambas acciones) para proporcionar un suministro de electricidad seguro, económico y sostenible” (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España).

Las **características principales que debe cumplir una Smart Grid** son:

- Permitir la autogestión de incidencias, tratando los errores producidos en la red y asegurando el flujo eléctrico en todos los puntos.
- Estar dotada de resistencia frente a ataques y desestabilizaciones.
- Facilitar el florecimiento de mercados, debido a la inclusión de nuevos elementos en la red como el vehículo eléctrico, un mayor número de energías renovables, etc.
- Realizar una optimización más eficiente de sus activos y operación, gracias a la automatización de todos los elementos implicados.
- Potenciar la participación activa de los consumidores, incentivando la generación local de energía y la entrega del exceso energético a la red en horas punta.
- Acomodarse a una amplia variedad de modalidades de generación distribuida (principalmente de energías renovables) y equipos de almacenamiento para complementar a las grandes de centrales de producción.

Para alcanzar estos objetivos se hace necesaria una interconexión eficaz y flexible entre los diferentes actores del sistema de manera bidireccional. Este trasiego de información bidireccional incluye tanto un flujo de potencias que puede ir en sentido cliente-generación como generación-cliente, como un intercambio de información y consignas que faciliten la regulación y control de la red, creándose así una capa de comunicaciones que actúa como sistema integral de intercambio de datos entre los distintos sistemas y dispositivos de la red. Se establece así una estructura de comunicaciones entre la capa de energía y la capa de aplicaciones entre las que podemos encontrar servicios de facturación, de gestión de la demanda, control de averías, monitorización de cargas, mercados energéticos en tiempo real y una nueva gama de servicios al cliente que están apareciendo paulatinamente conforme el soporte de comunicaciones es más robusto.

Figura 1: Estructura de comunicaciones entre agentes del sistema eléctrico



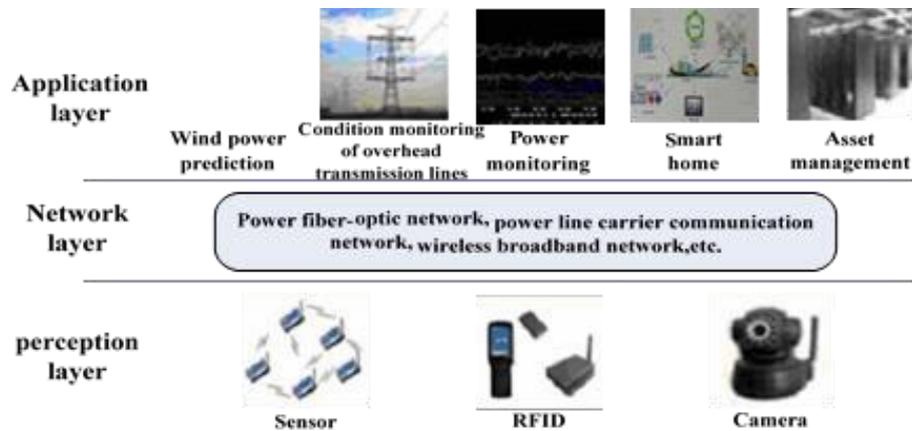
Respecto a la **capa de comunicaciones** de la Smart Grid, las soluciones actuales pasan por diferentes tipos de redes inalámbricas y redes cableadas, así como por protocolos de comunicación propuestos anteriormente en contribuciones científicas como soluciones fiables para el intercambio de datos, tales como Zigbee, WiFi, Homeplug, power line carrier, GPRS, WiMax, y fibra óptica.

La elección entre estas tecnologías depende de muchos factores, y en muchos casos deben buscarse soluciones de compromiso al ser características contrapuestas, como el coste económico y energético, la fiabilidad, la seguridad, la interoperabilidad, la ubicación geográfica o la disponibilidad. Debido a que la consecución de todos estos requisitos en una sola tecnología de comunicación es muy poco probable, la Smart Grid cuenta con tecnologías de la comunicación y de acceso mixto que vienen a compensar las deficiencias de unas con las propiedades y fortalezas de otras, ver Figura 1. Dentro de este entorno de evolución de la red de comunicaciones, han surgido en los últimos años nuevas herramientas para reducir el número de protocolos de comunicación y gestionar la gran cantidad de datos generada, destacando como uno de los más importantes la denominada Internet de las Cosas (en inglés, **Internet of Things**, abreviado **IoT**).

2 Internet of Things (IoT)

El concepto de internet de las cosas se refiere a la interconexión digital de objetos cotidianos, como electrodomésticos, sistemas de salud, sistemas de seguridad y vigilancia, sistemas industriales, sistemas de transporte... empleando como soporte de comunicaciones internet. Su objetivo es automatizar el funcionamiento de éstos sin necesidad de intervención humana, favoreciendo un intercambio de información y una toma de decisiones en base a los datos intercambiados a los algoritmos implementados. Este tipo de soluciones implican una serie de requerimientos hardware sobre los que basar las comunicaciones, por lo que los dispositivos deben estar equipados con microcontroladores, transceptores y protocolos que faciliten y estandaricen la comunicación entre ellos y con entidades externas. De acuerdo con la arquitectura de red habitualmente considerada, un sistema de IoT se compone de tres capas; capa de percepción, capa de red, y capa de aplicación. En la Figura 2 se muestran esta arquitectura aplicada al sistema eléctrico.

Figura 2. Arquitectura IoT aplicada al sistema eléctrico. Definición de capas



La **capa de percepción** incluye un conjunto de dispositivos habilitados para su conexión a Internet que tienen capacidad para la percepción y detección de objetos. Además, incluye sistemas de recogida de información, así como el intercambio de información con otros dispositivos a través de la comunicación por Internet. Sensores, sistemas de posicionamiento global (GPS), cámaras y dispositivos de identificación de radiofrecuencia (RFID) son ejemplos de dispositivos que existen en la capa de percepción.

La **capa de red** es responsable del envío de los datos de la capa de la percepción a la capa de aplicaciones, por tanto, actúa como intermediaria entre ambas capas y facilita el envío y recepción de información. Habitualmente, y dependiendo de las aplicaciones y los equipos involucrados, los sistemas de IoT suelen utilizar una combinación de Internet y redes de corto alcance para el envío de la información desde dispositivos de percepción. Para ello hacen uso de pasarelas y otras tecnologías como WiFi, 2G, 3G, 4G, y PLC que permiten este tipo de interconexiones para largas distancias y donde los equipos pueden no tener una conexión directa o física a internet.

La **capa superior es la capa de aplicación**, donde la información entrante se procesa para crear las estrategias de gestión. Las aplicaciones tienen un amplio rango de objetivos, entre los que podemos destacar la promoción y gestión de hogares inteligentes, ciudades inteligentes, la monitorización del sistema de energía, gestión de la demanda de energía, o la integración de recursos renovables. En este sentido, y atendiendo a la promoción de las fuentes renovables para su incorporación a la generación eléctrica, este trabajo realiza un estado del arte de la aplicación de IoT a la integración de estos recursos en los sistemas eléctricos, máxime cuando estos recursos pueden proceder de los usuarios finales y por tanto debe establecerse una gestión eficiente de demanda y generación.

3 DESAFÍOS DE LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Como se ha comentado anteriormente, uno de los objetivos clave de la integración y aplicación de Smart-Grid es aumentar sustancialmente la penetración de las fuentes de energía renovables, principalmente solar y eólica, dentro de los sistemas eléctricos actuales. Los últimos compromisos adoptados por Europa han elevado el nivel de integración hasta un 27% para el año 2030, disminuyendo así la dependencia energética con terceros países y promoviendo la integración de recursos naturales, con las consecuentes ventajas que desde el punto de vista medioambiental estas soluciones proporcionarían.

Entre los distintos retos que se han detectado para promover la integración de las fuentes renovables, sobre todo la solar y la eólica cuyas tecnologías y nivel de soluciones comerciales está muy por encima del resto de fuentes, la incertidumbre y la variabilidad de la generación renovable (debido a oscilaciones en el viento y en la radiación solar por sombreados parciales) es el principal reto que debe abordar el operador del sistema para adaptar la oferta a la demanda y equilibrar el sistema. Para ello se hace necesaria una mayor flexibilidad en la generación convencional, adecuando sus niveles de carga a las oscilaciones propias de los sistemas renovables, con el consiguiente impacto en los costes de operación y en la eficiencia y emisiones de los generadores convencionales. Existe una gran variedad de opciones que están disponibles para hacer frente a los retos de integración, siendo las consideraciones clave la relación coste-beneficio y las características de la infraestructura de red existente, entendida ésta desde el punto de vista de conexión eléctrica y también de vías de comunicaciones entre los diversos agentes del sistema. Por tal motivo, y teniendo en cuenta que se deben atender diferentes requisitos, tales como la dispersión de las fuentes de generación, las características de cierta aleatoriedad que presentan los recursos solar y eólico, así como la integración de criterios de índole económico tanto desde el punto de vista de la generación (supply-side) como del cliente (demand-side).

El campo de soluciones basadas en IoT se presenta como una alternativa muy a tener en cuenta ya a día de hoy. De hecho, ya pueden encontrarse en la bibliografía específica, contribuciones relativas a lo que se ha venido a acuñar como Internet de la Energía (IoE), nuevo acrónimo que recoge el espíritu de ofrecer una arquitectura y el desarrollo de sistemas embebidos distribuidos para implementar una interfaz en tiempo real entre la red inteligente (que depende de fuentes de energía renovables de generación eléctrica, distribuida localmente) y una nube de dispositivos (incluyendo vehículos eléctricos, edificios comerciales y residenciales, oficinas, aparatos eléctricos, electrodomésticos...) que permitan conexión y gestión de la demanda empleando para ello diversas fuentes de energía eléctrica, o incluso un mix de varias de ellas (módulos solares, turbinas eólicas, hidroeléctricas, nucleares o carbón) .

La siguiente sección aborda una discusión general en cuanto a varias opciones que pueden encontrarse en la bibliografía específica de aplicación de soluciones basadas en IoT para responder a los retos de integración de renovables. Algunas de estas propuestas ya hayan sido adoptadas y están en fase de pruebas, estimando las reducciones de costes y la eficiencia energética derivada de las mismas.

4 APLICACIÓN DE IOT EN PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES. REVISIÓN

4.1 Condition Monitoring

La implementación del IoT ofrece a los operadores de sistema un conocimiento en tiempo real del estado y condiciones de toda la red, permitiendo una rápida reacción ante posibles fallos y minimizando su impacto. Si además se dispone de una conexión directa y bidireccional con los usuarios finales (end-users) se podría comprobar el estado de sus líneas, consumos y suministros, pudiendo actuar antes de que se produzca el aviso del fallo.

En el caso de instalaciones renovables este aspecto puede ser crítico, ya que, a diferencia de otro tipo de instalaciones de generación, éstas pueden ubicarse en zonas aisladas o de difícil acceso (montañas, cubiertas de edificios...) lo que dificulta el desarrollo de tareas de vigilancia y mantenimiento. Igualmente, cuando las instalaciones renovables son de elevada potencia y ocupan una superficie del orden de cientos de hectáreas, la vigilancia y supervisión de éstas resulta costosa y en ocasiones inabordable por el explotador del huerto y del parque eólico. Es también en estos casos donde la aplicación de soluciones basadas en IoT resultan idóneas y deben ser analizadas con un alto nivel de detalle. Como ejemplo están los trabajos de Parikh et al, que proponen sistemas de monitorización continua en paneles solares empleando redes de sensores inalámbricas (Wireless Sensors Networks).

4.2 Smart Home

En la aplicación de redes inteligentes existe una gran expectativa para lograr la propuesta de hogares y electrodomésticos inteligentes. Estas soluciones suponen dotar de sensores y actuadores a los equipos residenciales habitualmente presentes en los hogares de hoy en día, lo que generaría una nueva gama de dispositivos tales como refrigeradores inteligentes, televisores inteligentes, sistema de seguridad, control de iluminación, detección de incendios, monitorización de temperatura...

La interconexión de estos sistemas y aparatos entre sí mediante el empleo de tecnologías de IoT permite el intercambio de información entre ellos y a su vez con el resto de los agentes del sistema eléctrico, donde quedan incluidas las unidades de generación basadas en recursos renovables permite una gestión de su uso adecuada al perfil de generación de estos sistemas.

En la literatura encontramos diferentes trabajos que plantean la implantación de redes de sensores basadas en diferentes tecnologías –como Xbee, Bluetooth; ZigBee– para adecuar su perfil de demanda eléctrica a la generación y/o gestionar sus excedentes de producción intercambiándolos con el resto del sistema de distribución, permitiendo así un equilibrio por áreas o zonas del sistema eléctrico y haciendo así, como se comentaba antes, partícipes a los usuarios finales (demand-side) de la regulación y control del sistema eléctrico.

4.3 Gestión de la Demanda

La Gestión de la Demanda de Energía (DSM) se puede definir como el cambio de los perfiles de consumo eléctrico del consumidor final en función a diferentes acciones llevadas a cabo por parte del sistema eléctrica. Una de las aplicaciones del DSM está directamente relacionado con la variación del precio de la electricidad a través del tiempo, la disponibilidad de recursos renovables y otros posibles incentivos normalmente de índole económico y/o de niveles de confort mínimos establecidos por los clientes. Los objetivos que se pretenden con esta variación son minimizar la factura de electricidad de los consumidores, desplazar la demanda de carga de pico, minimizar los costes de funcionamiento del sistema eléctrico y/o minimizar las pérdidas y las emisiones de gases de efecto invernadero.

La aplicación de soluciones basadas en IoT permite recoger las necesidades de demanda eléctrica de las cargas conectadas a la red y gestionar su conexión de acuerdo a las preferencias del usuario y de la disponibilidad de recursos renovables para minimizar los costes por parte del cliente.

Esta estrategia de Gestión de la Demanda puede ser abordada en diferentes niveles desde el punto de vista del sistema eléctrico, lo cual proporciona distintas soluciones a nivel de comunicaciones. Así, puede proponerse una solución local a nivel de cada vivienda (HAN Home Area Network) cumpliendo las premisas de privacidad necesarias; o bien se puede abordar en niveles superiores (Neighborhood-Area Network NAN) para generar programas de gestión que permitan alcanzar beneficios no solo a los consumidores, sino también al operador del sistema. Al mismo tiempo, los niveles de agregación de usuarios permiten una mayor flexibilidad global y supone la gestión eficaz de puntos de demanda y de generación eléctrica distribuida de manera global.

4.4 Predicción de fuentes renovables: estimación de viento y recurso solar

La predicción del viento y del recurso solar permite reducir la incertidumbre derivada del empleo de estas fuentes de generación renovable como unidades generadoras de electricidad. El uso de las previsiones sirve de gran ayuda a los operadores de red para gestionar la entrada de otros generadores, dar respuesta a los cambios en la generación eólica y solar y responder de forma eficiente ante posibles eventos en los que la generación renovable es inusualmente alta o baja.

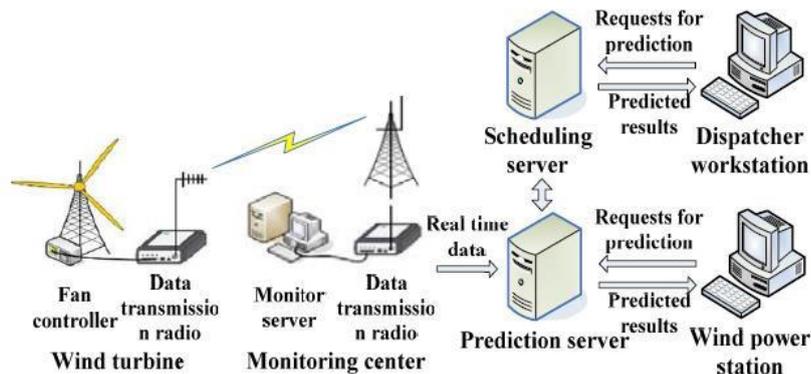
Un ejemplo del uso de la tecnología de la IoT para realizar una predicción avanzada del recurso eólico es la utilización de sensores inalámbricos para recopilar información meteorológica en tiempo real (temperatura del aire, presión, dirección del viento, humedad, estacionalidad, ubicación...), permitiendo una estimación más óptima y eficiente de la predicción de disponibilidad energética.

A través de la red de sensores inalámbricos, el centro de verificación comprueba de manera efectiva la información correspondiente al aerogenerador y, a continuación, transmite los datos en tiempo real al servidor de predicción el cual realiza previsiones a corto y a medio plazo de la potencia que pueden transmitirse de forma remota al servidor de programación de la red, ver figura 3.

En el caso del recurso solar, gran parte de la variación en la producción durante el transcurso del día y el año es altamente predecible en la actualidad. Mayor problema presentan los sombreados parciales debido a la presencia de nubes, las cuales modifican en un breve intervalo de tiempo la potencia suministrada por la instalación, produciendo oscilaciones difícilmente predecibles y de repercusión directa sobre el nivel de producción eléctrica. Este tipo de

fenómenos sí ofrecen un campo de estudio importante y que es necesario abordar dentro de la aplicación de IoT así como de IoE para gestionar este tipo de oscilaciones en producción y que no conlleven a su vez problemas de estabilidad en los sistemas eléctricos.

Figura 3. Aplicación de soluciones IoT para gestión de aerogeneradores



No obstante, es cierto que el sombreado parcial por nubes puede dar lugar a cambios muy rápidos en la salida de los sistemas fotovoltaicos individuales, pero los impactos en la red eléctrica se minimizan cuando los proyectos solares se extienden geográficamente de manera que no se vean afectados por las nubes simultáneamente. De esta forma, la variabilidad de un gran número de sistemas se suaviza.

Para grandes plantas fotovoltaicas (PV), la nubosidad afecta por lo general sólo una parte del proyecto en un momento dado, mientras que las nubes se desplazan a través del sistema y pueden provocar el efecto de una onda de disminución de producción que viaje desde un plano geográfico a través del sistema eléctrico motivo de estudio.

Si bien la predicción de producción de las plantas fotovoltaicas está menos madura que la predicción de la energía eólica, en la bibliografía podemos encontrar gran número de modelos y técnicas para realizar esta previsión de producción a diferentes horizontes temporales.

- Predicciones a Uno o Dos días (One to two day a head predictions) que se realizan partiendo de modelos numéricos de predicción meteorológicas y necesarias para realizar la planificación del mercado eléctrico.
- Predicciones a corto plazo (short term forecast) donde el horizonte de predicción varía entre 0 y 6 horas y son fundamentales para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

Dentro del ámbito de estudio de este proyecto se profundizará en este último concepto.

5 CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una revisión de las posibles aplicaciones del concepto Internet de las Cosas (IoT) a los sistemas eléctricos, centrado en la posible integración y promoción de los recursos renovables y la implicación del usuario final como elemento activo del sistema. De hecho, resulta de manifiesto que el desarrollo cada vez mayor de soluciones basadas en comunicación entre equipos e instalaciones está promoviendo cambios significativos e importantes en la propia gestión y arquitectura de las redes eléctricas, propiciando la aparición de redes inteligentes con las que gestionar de manera eficaz los recursos y al mismo tiempo dotar al usuario final de un papel realmente activo en el control y regulación de los sistemas eléctricos.

En relación con las distintas soluciones comentadas, algunas de ellas ya están presentes en la literatura específica hace algunas décadas, como por ejemplo la Gestión de la Demanda, surgiendo de nuevo su interés debido a las nuevas posibilidades de comunicación y de gestión bidireccional que los recursos de internet están poniendo disponible tanto a nivel de usuario como a nivel de operador de los sistemas de potencia.

Por último, con el desarrollo de estas nuevas herramientas de comunicación, la investigación y el desarrollo de **modelos de predicción** de producción de energía renovable está creciendo en los últimos años a consecuencia del crecimiento de la implantación de este tipo de energías. Por ello se considera como fundamental el avance en este tipo de soluciones, en especial para la **energía solar fotovoltaica**.

6 REFERENCIAS

1. (2011) Smart grid y la evolución de la red eléctrica. Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. Disponible on-line: http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividade/2010/Federaci%C3%B3n%20de%20Entidades%20de%20Innovaci%C3%B3n%20y%20Tecnolog%C3%ADa/SMART_GRIDS_Y_EVOLUCION_DE_LA_RED_ELECTRICA.pdf
2. Y. Kabalci (2016), A survey on smart metering and smart grid communication, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 302-318
3. N. Kayastha, D. Niyato, E. Hossain, Z. Han (2014). Smart grid sensor data collection, communication, and networking: a tutorial *Wireless Communications and Mobile Computing*
4. Hang See, W. Elmenreich (2016), A review of residential demand response of smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*
5. J. M. Carrasco et al. (2006), Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4) 1002-1016 (doi: 10.1109/TIE.2006.878356)
6. L. Bird, M. Milligan, D. Lew (2013), Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. *National Renewable Energy Laboratory (NREL/TP- 6A20-60451)*. Disponible On-line <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/60451.pdf>
7. International Electrotechnical Commission IEC, Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage White Paper. On-line: <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-gridintegrationlargecapacity-LR-en.pdf>
8. González-Robles (2015), M2M and Mobile Communications an implementation in the solar energy industry (Master Thesis) <https://aalto.doc.aalto.fi/handle/123456789/19043>
9. Parikh, F. Pathan, B. Rathod, S. Shah (2015), Solar Panel Condition Monitoring System based on Wireless Sensor Network, *International Journal of Science, Engineering and Technology Research*, 4(12), 4320-4324. Disponible on-line <http://ijsetr.org/wp-content/uploads/2015/12/IJSETR-VOL-4-ISSUE-12-4320-4324.pdf>
10. X. Chen, L. Sun, H. Zhu, Y. Zhen (2012), Application of Internet of Things in Power-Line Monitoring. *International Conference on Cyber-Enabled Distributed Computing and Knowledge Discovery (CyberC)*
11. F. Olita, (2012) Advanced control and condition monitoring photovoltaic systems. Mater Thesis. Institute of Energy Technology Aalborg University
12. P. Papageorgas, D. Piromalis, K. Antonakoglou, G. Vokas, D. Tseles, K.G. Arvanitis (2013), Smart Solar Panels: In-situ monitoring of photovoltaic panels based on wired and wireless sensor networks. *13 International Conference Advancements in Renewable Energy and Clean Environment TerraGreen*
13. S. Karnouskos (2010), The cooperative Internet of Things enabled Smart Grid, SAP Research. https://www.smartgrid.gov/document/cooperative_internet_things_enabled_smart_grid
14. L. Shen. Wuhan; H. Wang; X. Duan; X. Li (2008), Application of Wireless Sensor Networks in the Prediction of Wind Power Generation. *4th International Conference on Wireless Communications, Networking and Mobile Computing*
15. L. Hua, Z. Junguo, L. Fantao, (2014) Internet of Things Technology and its Applications in Smart Grid, *Indonesian Journal of Electrical Engineering* 12(2), 940-946 On-line: <http://iaesjournal.com/online/index.php/TELKOMNIKA/article/view/4178>
16. N.C. Batista, R. Melício, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão (2013), Photovoltaic and wind energy systems monitoring and building/home energy management using ZigBee devices within a smart grid, *Energy* 49(1) 306-315

17. M. Erol-Kantarci; H. T. Mouftah (2010), Wireless Sensor Networks for Cost-Efficient Residential Energy Management in the Smart Grid. *Symposium on Computers and Communications (ISCC)*
18. G. Ciuciu, R. Meersman, T. Dillon (2012), Social network of smart-metered homes and SMEs for grid-based renewable energy exchange. *6th IEEE International Conference on Digital Ecosystems and Technologies (DEST)*.



Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente
Polígono Industrial Cabezo Beaza
C/ Sofía 6-13 30353
Cartagena (Murcia)

cetenma@cetenma.es

www.cetenma.es



ENTREGABLE 2.1.

LISTADO DE VARIABLES DE INTERÉS

ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
INTRODUCCIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
1. METODOLOGÍA.....	3
2. ANALISIS BIBLIOGRÁFICO	4
3. REQUISITOS EN LA MONITORIZACIÓN EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	5
4. REQUISITOS DE MEDIDA	7
5. VARIABLES A MONITORIZAR.....	9
6. REFERENCIAS	10

1 INTRODUCCIÓN

La predicción del recurso solar y la producción fotovoltaica permite reducir la incertidumbre derivada del empleo de estas fuentes de generación renovable como unidades generadoras de electricidad. El uso de las previsiones sirve de gran ayuda a los operadores de red para gestionar la entrada de otros generadores, dar respuesta a los cambios en la generación y responder de forma eficiente ante posibles eventos en los que la generación renovable es inusualmente alta o baja.

En el caso del recurso solar, gran parte de la variación en la producción durante el transcurso del día y el año es altamente predecible en la actualidad. El mayor problema lo presentan los sombreados parciales debido a la presencia de nubes, las cuales modifican en un breve intervalo de tiempo la potencia suministrada por la instalación, produciendo oscilaciones difícilmente predecibles y de repercusión directa sobre el nivel de producción eléctrica.

Por ello se hace necesario el desarrollo de modelos de predicción de la potencia generada por la instalación de energía solar fotovoltaica a partir de una combinación de parámetros meteorológicos, radiación solar, modelado matemático y datos de monitorización de la instalación.

El objetivo de este proyecto en este estudio es el desarrollo de soluciones basadas en comunicación entre equipos e instalaciones, denominado de manera genérica como Internet de las cosas (IoT) para el desarrollo de modelos de predicción a corto plazo que contribuyan a la integración segura de recursos renovables en los sistemas eléctricos en el entorno de las nuevas redes inteligentes.

En esta fase se han seleccionado las variables establecerán los objetivos que persigue los modelos de predicción, partiendo de las soluciones encontradas en la tarea anterior y las necesidades detectadas y se seleccionarán las variables necesarias para su desarrollo

2 METODOLOGÍA

Para llevar a cabo selección de las variables a registrar que permitan desarrollar los modelos de predicción se ha seguido el siguiente procedimiento:

- 1) Se han analizado las publicaciones de los últimos años centradas en el desarrollo de modelos de predicción con un horizonte temporal de un día identificando las variables de entrada que emplean.
- 2) Se han identificado aquellas variables habitualmente empleadas en el análisis y monitorización de sistemas fotovoltaicos.

3 ANALISIS BIBLIOGRÁFICO

Se ha realizado un análisis de las publicaciones más relevantes realizadas en los últimos años relacionadas con los modelos de predicción a corto plazo de la generación eléctrica en una planta fotovoltaica para identificar las variables empleadas

En [Soubdhan 16] se predice la radiación solar para los horizontes entre 1 min. y 1 hora, y la potencia eléctrica media para el horizonte de 1 hora. Como datos de entrada del modelo se utilizan los datos de potencia registrados cada 5 min de un sistema fotovoltaico de 32.3 kWp, instalado en Guadeloupe, los datos de radiación solar medidos en una estación meteorológica cercana con un intervalo de 1 s y las medias horarias de temperatura ambiente y cobertura de nubes, medidos en otra estación también cercana.

En [Vaz 16] se predice la potencia eléctrica media para los horizontes de 15 min hasta un mes utilizando los datos de potencia cada minuto de de cinco sistemas fotovoltaicos con un total de 4320 Wp, instalados en Holanda y los datos horarios de la radiación solar y de la temperatura ambiente

En [Li 16] se predice la potencia eléctrica media para los horizontes de 15 min., 1 y 24 horas, empleando los datos de 2014 de la potencia generada cada 15 minutos por una planta fotovoltaica de 6 MWp, localizada en Florida y los datos de temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento proporcionados por los servicios meteorológicos complementados con datos calculados como son el ángulo de elevación del Sol, su ángulo zenital, y el coseno del ángulo de incidencia en el panel.

En [Do 16] se predice la potencia eléctrica horaria para un horizonte de predicción de 1 hora, empleado datos de potencia de dos instalaciones fotovoltaicas situadas en el Caribe y Francia, con un intervalo de registro de 5 y 10 minutos respectivamente. También se utilizan medidas cada hora de la temperatura ambiente y de la cobertura de nubes.

En [De Giorgi 16] se predice la potencia eléctrica media horaria para diversos horizontes hasta a partir de los datos horarios de potencia de un sistema fotovoltaico instalado en Italia y medidas horarias de la temperatura del módulo, la temperatura ambiente, radiación incidente en el plano y su ángulo de inclinación.

En [Yang 15] los horizontes de predicción de la potencia eléctrica media varían desde de 1 minuto hasta 2 horas y se utilizan como datos de entrada lo datos históricos de radiación en diferentes ubicaciones de California y en cinco lugares cercanos de Colorado y datos de potencia de plantas en estas ubicaciones.

En [Rashkovska 15] se predice la potencia a para un horizonte de 6 horas y se utilizan datos cada 2 minutos de potencia de la planta fotovoltaica situada en Eslovenia, de la temperatura y la humedad relativa ambiental, la velocidad y dirección del viento, la

precipitación y la radiación solar (UV y visible) facilitadas por una estación meteorológica ubicada en la instalación. También emplea datos externos como son las predicciones meteorológicas de radiación, temperatura y cobertura de nubes, proporcionadas por la agencia de medio ambiente de Eslovenia y la elevación del sol y el azimut en cada hora.

En [Yang 14] se desarrollan modelos para el horizonte de 5 minutos a partir de los datos registrados cada minuto de la potencia de una instalación fotovoltaica, la radiación directa, la velocidad del viento y datos meteorológicos de temperatura, humedad relativa y presión barométrica.

En [Yan 14] se predice la potencia generada para el horizonte de 1 hora a partir de los datos históricos de potencia, y los datos proporcionados por una estación meteorológica de temperatura máxima y mínima diaria, de velocidad del viento media diaria, presión y realiza una clasificación del tipo de día entre soleado, nublado, cubierto y otro.

En [Murakami 14] se predice la potencia para horizontes de 10 a 30 min., varias horas y para el próximo día. Se utilizan los datos históricos de potencia de un sistema fotovoltaico de 3 kWp situado en Tokio, el índice de claridad y la irradiancia.

4 REQUISITOS EN LA MONITORIZACIÓN EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Las normas internacionales establecen los parámetros que deben medirse y monitorearse.

Como se ha descrito en la metodología, además de identificar las variables empleadas en el desarrollo de los modelos de predicción de potencia generada a corto plazo que habrá que registrar con la solución a desarrollar, se han identificado aquellas variables que permitan valorar el comportamiento global de los sistemas fotovoltaicos.

Si bien existen gran número de soluciones para la monitorización de las instalaciones, de cara a facilitar el análisis y el intercambio de datos, de cara al diseño de la solución de monitorización se tratará de seguir las recomendaciones de la norma IEC61724 titulado "Monitorización del rendimiento del sistema fotovoltaico - directrices para el intercambio y análisis de datos de medición".

Esta norma describe las pautas generales para la monitorización y análisis del rendimiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos y establece recomendaciones para la medida de las principales características de los sistemas fotovoltaicos como son la irradiancia en el plano del campo fotovoltaico, potencia de salida del mismo, la entrada y salida del sistema de almacenamiento de energía y entrada y salida del sistema de acondicionamiento de potencia y otros valores que puedan influir el desempeño de la instalación como son la temperatura y la velocidad del viento.

En la Fig. 1 se muestra un ejemplo de aplicación general de la norma IEC61724 para un sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento de energía y en la La Tabla 1 se presenta un resumen de dichos parámetros

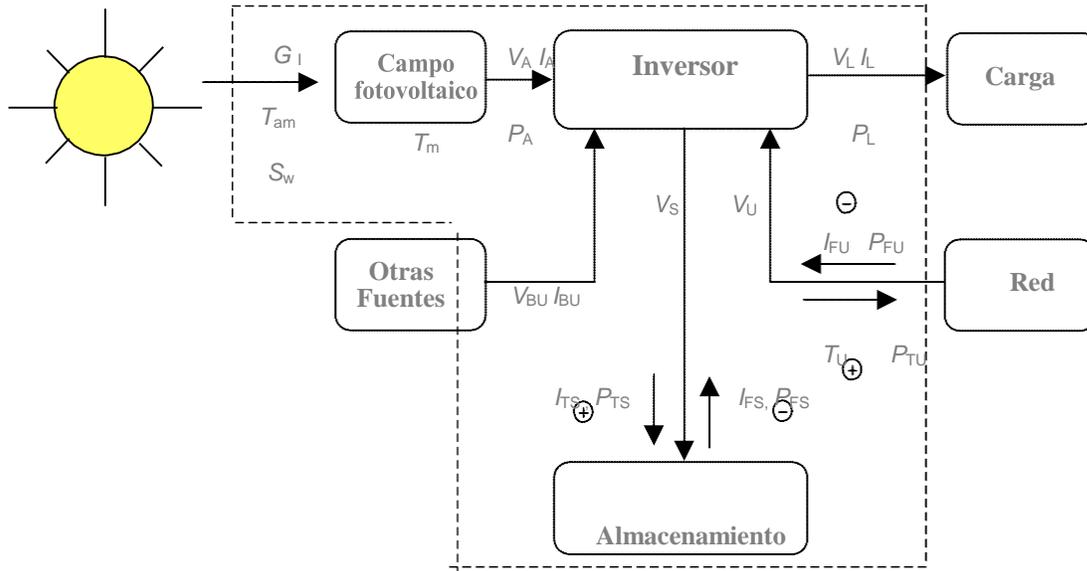


Figura 1 Esquema de medida en instalación fotovoltaica. Adaptado de IEC61724

Parámetro	Símbolo	Unidad	Observaciones
Meteorología			
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico	G_I	W/m ²	
Temperatura ambiente a la sombra	T_{amb}	°C	
Velocidad del viento	S_w	m/s	Opcional
Campo fotovoltaico			
Tensión de salida	V_A	V	
Intensidad de salida	I_A	A	
Potencia de salida	P_A	kW	
Temperatura del módulo	T_m	°C	
Ángulo de inclinación del seguidor ⁵⁾	Φ_T	grados	
Ángulo acimutal del seguidor ⁵⁾	Φ_A	grados	
Carga			
Tensión de la carga	V_L	V	
Intensidad de la carga	I_L	A	
Potencia de la carga ⁶⁾	P_L	kW	
Red eléctrica			
Tensión de la red	V_U	V	

Intensidad hacia la red	I_{TU}	A	Se puede usar un único sensor de intensidad bidireccional
Intensidad desde la red	I_{FU}	A	
Potencia hacia la red	PT_U	kW	
Potencia desde la red	PF_U	kW	
Almacenamiento de energía (Si existe)			
Tensión de operación	V_S	V	Se puede usar un único sensor de intensidad bidireccional
Intensidad hacia el almacenamiento	I_{TS}	A	
Intensidad desde el almacenamiento	I_{FS}	A	
Potencia hacia el almacenamiento	PTS	kW	
Potencia desde el almacenamiento	PFS	kW	
Fuentes de reserva (Si existe)			
Tensión de salida	V_{BU}	V	
Intensidad de salida	I_{BU}	A	
Potencia de salida	P_{BU}	kW	

Tabla 1.-Listado de parámetros a medir en instalaciones FV

5 REQUISITOS DE MEDIDA

La norma EN 61724 también recoge unos criterios básicos a cumplir al realizar la medida de las variables anteriores. A continuación, se recogen los principales:

- **Medida de la irradiancia**

Los datos de irradiancia se deben medir en el plano del campo FV usando dispositivos de referencia calibrados o piranómetros localizados en puntos donde los valores sean será representativos de las condiciones de irradiancia del campo.

La norma exige una precisión del 5%.

La irradiancia en el plano horizontal también puede registrarse para realizar comparaciones con datos meteorológicos estándar de otros lugares.

- **Medida de la temperatura ambiente**

La temperatura ambiente se debe medir a la sombra en puntos representativos y la precisión de será superior a 1 K.

- **Medida de la velocidad del viento**

El punto de medida se medirá la velocidad del viento a una altura y en un lugar que sean representativos de las condiciones del campo FV. La precisión de los sensores será como mínimo de 0,5 m/s.

- **Medida de la temperatura del módulo**

La temperatura del módulo FV se medirá por medio de sensores de temperatura colocados en la parte posterior de uno o más módulos representativos de las condiciones de la instalación con una precisión mejor que 1 K.

- **Medida de la tensión y la intensidad**

Los parámetros tensión e intensidad se pueden medir en c.a. o de c.c. La precisión de los sensores de intensidad y tensión, incluyendo el acondicionamiento de señal, será superior al 1% de la lectura. Puede no ser necesario medir la tensión e intensidad de corriente alterna en todas las situaciones.

- **Medida de la potencia eléctrica**

Potencia de c.c.- Puede calcularse en tiempo real como producto de tensión por intensidad usando una medida de tensión por una de intensidad; no podrá utilizarse el producto de valores medios de tensión por valores medios de intensidad.

La potencia de c.a. se medirá usando un sensor de potencia que tenga en cuenta el factor de potencia y la distorsión armónica. La precisión de los sensores de potencia, incluyendo el acondicionamiento de señal, será superior al 2% de la lectura.

6 VARIABLES A MONITORIZAR

Partiendo de los puntos anteriores, se han definido las variables y las condiciones de medida que deberá cumplir el nuevo sistema de monitorización. Si bien es posible que no se puedan aplicar todos los requisitos, en la medida de lo posible se seguirán las pautas establecidas en la norma-

Dados los objetivos de este proyecto, se ha establecido como tipología base una instalación de autoconsumo sin almacenamiento de energía siendo el listado final de las variables que se monitorizaran.

Parámetro	Símbolo	Unidad	Tipo de variable
Meteorología			
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico	GI	W/m ²	medida
Temperatura ambiente a la sombra	T _{amb}	°C	medida
Humedad relativa	HR	%	medida
Velocidad del viento	SW	m/s	medida en el plano
Campo fotovoltaico			
Tensión de salida c.c	VA	V	medida
Intensidad de salida c.c	IA	A	medida
Potencia de salida c.c	PA	kW	calculada
Temperatura del módulo	T _m	°C	medida
Salida del inversor			
Tensión de la carga c.a	V _L	V	medida
Intensidad de la carga c.a	I _L	A	medida
Potencia de la carga c.a	P _L	kW	calculada

Tabla 2.-Listado Variables para monitorizar

7 REFERENCIAS

IEC 61724 “Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for measurement data exchange and analysis”

T. Soubdhan, J. Ndong, H. Ould-Baba, M. T. Do, “A robust forecasting framework based on the Kalman filtering approach with a twofold parameter tuning procedure: Application to solar and photovoltaic prediction”, *Solar Energy*, 131, 246–259, 2016.

A. G. R. Vaz, B. Elsinga, W. G. J. H. M. van Sark, M. C. Brito, “An artificial neural network to assess the impact of neighbouring photovoltaic systems in power forecasting in Utrecht, the Netherlands”, *Renewable Energy*, Vol. 85, 631–641, 2016.

H. T. C. Pedro, C. F. M. Coimbra, “Assessment of forecasting techniques for solar power production with no exogenous inputs”, *Solar Energy*, Vol. 86, no. 7, 2017–2028, 2012.

Z. Li, S. M. Mahbobur Rahman, R. Vega, B. Dong, “A hierarchical approach using machine learning methods in solar photovoltaic energy production forecasting”, *Energies*, Vol. 9, no. 1, 55, 2016.

M. T. Do, T. Soubdhan, B. Robyns, “A study on the minimum duration of training data to provide a high accuracy forecast for PV generation between two different climatic zones”, *Renewable Energy*, Vol. 85, 959–964, 2016.

M. G. De Giorgi, M. Malvoni, P. M. Congedo, “Comparison of strategies for multi-step ahead photovoltaic power forecasting models based on hybrid group method of data handling networks and least square support vector machine”, *Energy*, Vol. 107, 360–373, 2016

C. Yang, A. A. Thatte, L. Xie, “Multitime-scale data-driven spatio-temporal forecast of photovoltaic generation”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 6, no. 1, 6945846, 104–112, 2015.

Y. Li, X. Ren, J. Niu, “Application of rough sets theory in forecast of power generation for grid-connected photovoltaic system”, 27th Chinese Control and Decision Conference (CCDC), 2015.

A. Rashkovska, J. Novljan, M. Smolnikar, M. Mohorcic, C. Fortuna, “Online short-term forecasting of photovoltaic energy production”, 2015 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2015, 7131880, 2015.

Y. Murakami, Y. Takabayashi, Y. Noro, “Photovoltaic power prediction and its application to smart grid”, 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT ASIA 2014, 6873762, 47–50, 2014



Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente
Polígono Industrial Cabezo Beaza
C/ Sofía 6-13
30353 Cartagena (Murcia)

cetenma@cetenma.es
www.cetenma.es

T +34 968 52 03 61
F +34 968 52 01 34



ENTREGABLE 3.1. SOLUCIÓN DESARROLLADA

ÍNDICE

ÍNDICE	2
1 Introducción	3
2 Criterios de diseño	3
3 Diseño conceptual	5
4 Hardware	6
4.1 Selección de la plataforma	6
4.2 Desarrollo de los nodos	8
4.2.1 Medida de la radiación	10
4.2.2 Medida de temperatura y humedad relativa	11
4.2.3 Medida de temperatura del panel	13
4.2.4 Medición de la velocidad del viento	14
4.2.5 Medición del voltaje, corriente y potencia	14
5 Software	15
6 Ensamblado e instalación	15
7 Puesta en marcha y pruebas	19

1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica (PV) es una de las principales fuentes de energía renovables. A medida que se integran cada vez más sistemas solares fotovoltaicos en la red existente, existe una necesidad creciente de monitorizar en tiempo real y predecir la generación de estas plantas solares fotovoltaicas para optimizar el rendimiento general de la planta de energía solar y mantener la estabilidad de la red.

El desarrollo producido en los últimos años de la electrónica de consumo y de las tecnologías de información y comunicación en el entorno del llamado Internet de las Cosas o Internet of Things (IoT) ha permitido el plantear nuevas soluciones de monitorización para plantas de generación distribuida, que permitan superar los inconvenientes de los registradores de datos tradicionales (demasiado caros, requieren software específico y habitualmente debe estar conectados a un PC).

El objetivo de este proyecto es el desarrollo de soluciones basadas este Internet de las cosas (IoT) para el desarrollo de modelos de predicción a corto plazo que contribuyan a la integración segura de recursos renovables en los sistemas eléctrico.

Este documento presenta el diseño de la solución adoptada. El documento está organizado de la siguiente manera: el apartado 2 presenta los criterios y requisitos de diseño adoptados. El apartado 3 presenta el diseño conceptual del sistema. El apartado 4 describe el hardware y el software desarrollado. En el apartado 5 se muestra la integración y el funcionamiento del sistema. Por último, en el apartado 6 describe el trabajo futuro a realizar.

2 CRITERIOS DE DISEÑO

Tal y como se ha descrito en tareas anteriores del proyecto, el requisito fundamental que debe cumplir la solución a desarrollar es la medida y registro de las variables definidas para poder desarrollar los modelos de predicción, que están recogidas en la Tabla 1 Variables a registrar.

Además del requisito anterior, se definieron otra serie de restricciones a tener en cuenta para el desarrollo del sistema. En concreto estas son:

- Bajo costo y fácil construcción que permita su implantación masiva
- Uso de hardware y software gratuito de forma que permita un desarrollo rápido y continuo.
- Cumplimiento, en la medida de lo posible de la norma IEC61724.
- Robustez para su uso en exteriores y flexibilidad en cuanto a la posibilidad de integración y ampliación con nuevos sensores.
- Operación autónoma independiente de un PC.

PARÁMETRO	SÍMBOLO	UNIDAD	TIPO DE VARIABLE
Meteorología			
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico	GI	W/m ²	medida
Temperatura ambiente a la sombra	Tam	°C	medida
Humedad relativa	HR	%	medida
Velocidad del viento	SW	m/s	medida en el plano
Campo Fotovoltaico			
Tensión de salida c.c	VA	V	medida
Intensidad de salida c.c	IA	A	medida
Potencia de salida c.c	PA	kW	calculada
Temperatura del módulo	Tm	°C	medida
Salida del inversor			
Tensión de la carga c.a	VL	V	medida
Intensidad de la carga c.a	IL	A	medida
Potencia de la carga c.a	PL	kW	calculada

Tabla 1 Variables a registrar

3 DISEÑO CONCEPTUAL

El esquema de la aplicación de IoT se plantea en 3 capas tal y como se muestra en la figura 1.

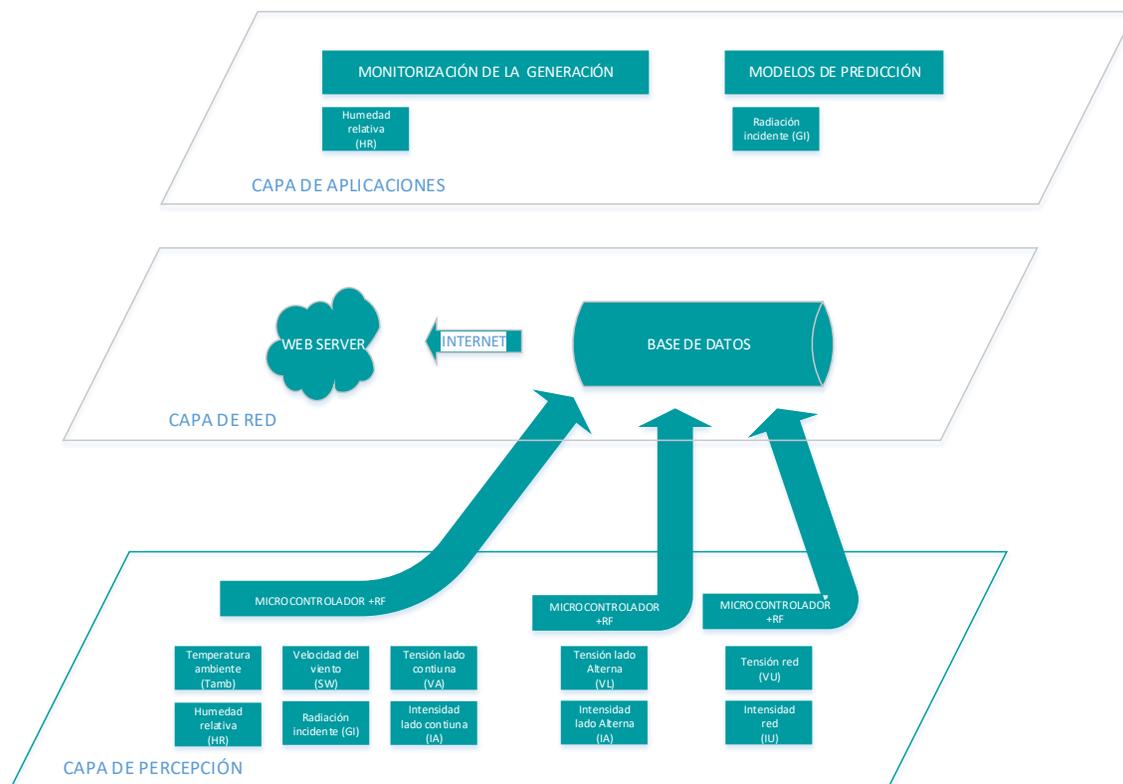


Figura 1 Esquema de la solución a desarrollar

La **CAPA DE PERCEPCIÓN** incluye los dispositivos y sensores para la medida de las variables definidas. Por la configuración esperada de un sistema fotovoltaico de autoconsumo, la medida de estas variables deberá realizarse sobre dos ubicaciones diferentes:

Medidas sobre la instalación fotovoltaica donde se recogerán los datos meteorológicos y los datos de operación de la instalación solar el lado de continua

Medidas en el punto de conexión o en el cuadro de inversores, donde se registrarán las variables eléctricas de la energía generada y, en la medida de lo posible, la energía importada de la red.

En esta capa se encuentran los sensores necesarios para registrar todas las variables definidas en apartados anteriores, es decir, los sensores de corriente, sensores de voltaje, los sensores de medida de irradiancia y los sensores de temperatura para la medida de la temperatura ambiente y de operación de los módulos y los sensores de medida de velocidad del viento.

En esta capa también se incluyen los equipos necesarios para el procesamiento de datos de datos adquiridos de los sensores y su envío a la capa de red

La **CAPA DE RED** es responsable de la transmisión de los datos registrados en la capa de percepción a la capa de aplicaciones. Dadas las características de la instalación prevista estas se prevé el uso de tecnologías inalámbricas

En la **CAPA DE APLICACIÓN** es donde se almacenará y procesará la información recogida para su posterior análisis y para crear las posibles estrategias de gestión. Dado el objetivo de este proyecto, la primera aplicación irá destinada al desarrollo de predicciones a corto plazo.

4 HARDWARE

En este apartado se presenta el hardware y el software desarrollado:

4.1 SELECCIÓN DE LA PLATAFORMA

Dentro de las numerosas plataformas de hardware libre que están disponibles en el mercado podemos destacar las de *Arduino* y *Raspberry Pi* ya que son, con diferencia, los dispositivos que mayor soporte tienen, a través de una amplia comunidad de desarrolladores, librerías, ejemplos, e información en general.

Arduino destaca por su simplicidad tanto de hardware como de software ya que cuenta con una amplia gama de módulos compatibles tanto de medida como de comunicaciones que permiten adaptar la plataforma. Del mismo modo existen numerosas páginas web y foros en Internet que ofrecen información, bibliotecas y ejemplos disponibles bajo una licencia de código abierto, que los usuarios son libres de adaptar a sus diseños.



Figura 2 Arduino UNO

El hardware está basado en el microcontrolador ATmega328 y tiene 14 pines digitales de entrada / salida, 6 entradas analógicas, un conector de alimentación y una conexión USB entre sus principales características.

Microcontrolador	ATmega328
Tensión de operación	5 V
Tensión de alimentación	7 - 12 V (recomendada) 6 - 20 V (límite)
Pines digitales de entrada/salida	14 (de los cuales 6 con capacidad PWM)
Pines de entrada analógica	6
Corriente máxima de salida de un pin digital	40 mA
Memoria Flash	32 kB
SRAM	2 kB
EEPROM	1 kB
Velocidad del reloj	16 MHz
Dimensiones	68.6 x 53.4 mm
Peso	25 g

Tabla 2 Características del Arduino UNO

Debido a las anteriores ventajas y un bajo coste (23 €) se ha seleccionado la plataforma de Arduino UNO para el desarrollo de los nodos de medida en la capa de percepción.

Raspberry Pi

Es un ordenador de placa reducida o placa única de bajo coste, desarrollado en Reino Unido por la Fundación Raspberry Pi, con el objetivo de estimular la enseñanza de ciencias de la computación en las escuelas. El diseño incluye un System-on-a-chip Broadcom BCM2835, que contiene un procesador central (CPU) ARM1176JZF-S a 700 MHz (el firmware incluye unos modos "Turbo" para que el usuario pueda hacerle overclock de hasta 1 GHz sin perder la garantía), un procesador gráfico (GPU) Video Core IV, y 512 MB de memoria RAM (aunque originalmente al ser lanzado eran 256 MB). El diseño no incluye un disco duro ni unidad de estado sólido, ya que usa una tarjeta SD para el almacenamiento permanente; tampoco incluye fuente de alimentación ni carcasa.



Figura 3 Raspberry Pi 2 Model B

En cuanto al SO, Raspberry Pi usa mayoritariamente sistemas operativos basados en el núcleo Linux. *Raspbian*, una distribución derivada de Debian que está optimizada para el hardware de Raspberry Pi, se lanzó durante julio de 2012 y es la distribución recomendada por la fundación para iniciarse. A continuación se recogen las características básicas:

Procesador	900 MHz quad-core ARM Cortex-A7
RAM	1 GB
GPIO (General Purpose Input/Output)	40
Puertos	4 USB, HDMI, video composite, audio jack, Ethernet, MicroSD
GPU (Graphics Processing Unit)	VideoCore IV 3D graphics core

Tabla 3 Características Raspberry Pi 2, Model B.

4.2 DESARROLLO DE LOS NODOS

Una vez seleccionada la plataforma, se procede al desarrollo de los nodos de la capa de percepción. Debido a la configuración habitual de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, donde estas se encuentran en la cubierta, estando el inversor y el cuadro general de baja tensión en puntos diferentes se ha optado por el desarrollo de esta de forma modular con 3 nodos sensores que se comunican con la Raspberry Pi, actuando esta como servidor con interfaz web.

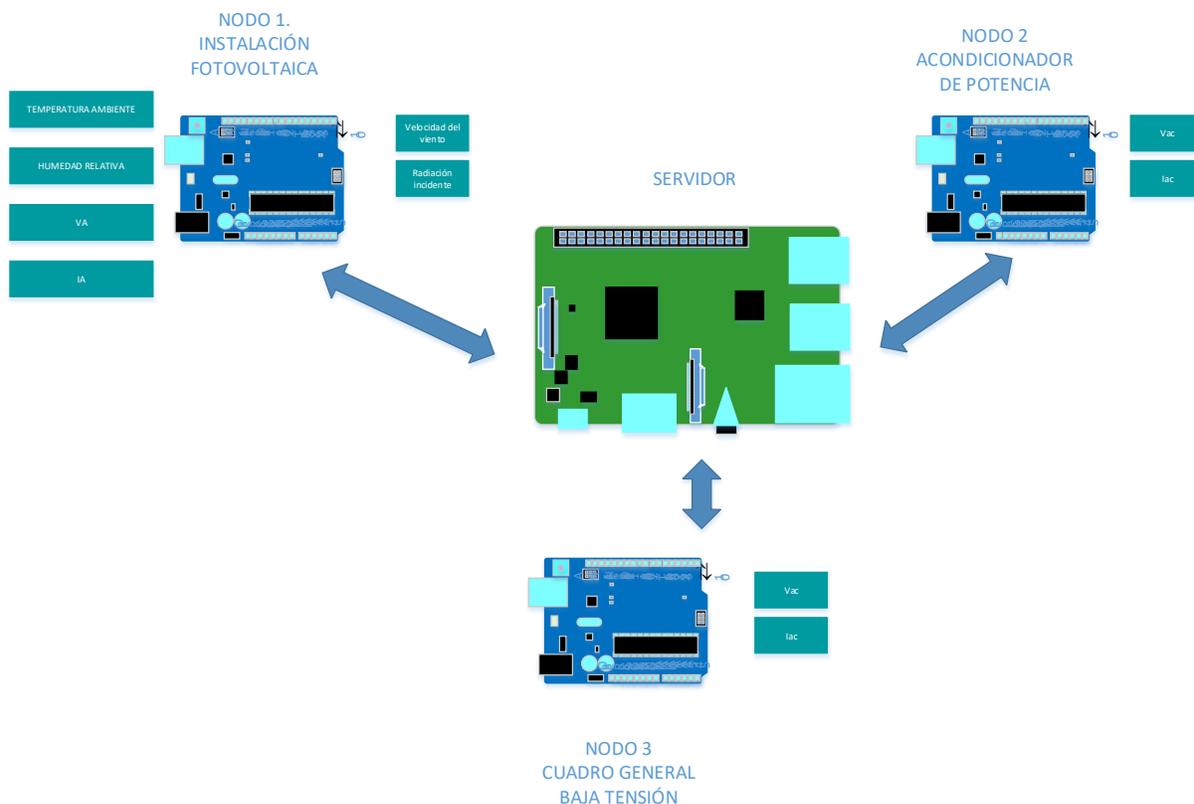


Figura 4 Esquema general de los nodos

Para minimizar el tiempo de desarrollo, se ha partido de los desarrollos realizados por la iniciativa *OpenEnergyMonitor*. Los cuales tienen bastante en común con el sistema a desarrollar, siendo sus diseños y códigos completamente abiertos.

El sistema *OpenEnergyMonitor* también se basa en *Arduino* para los nodos sensores y *Raspberry Pi* como servidor realizando la comunicación entre los equipos de forma inalámbrica, a 868 MHz, mediante un módulo *RFM69Pi V3*

El *RFM69Pi V3*, consiste en un módulo inalámbrico *RFM69CW* y un microprocesador *ATmega328* que ejecuta el gestor de arranque en serie *OptiBoot* (modificado para el oscilador interno de 8MHz) que es compatible con *Arduino*.

Nodo 1

Es el nodo principal ya que es el que se encarga del registro de todas las variables ambientales y de la instalación fotovoltaica necesarias para el desarrollo de los modelos de predicción, por ello este proyecto se ha centrado principalmente en el desarrollo de este nodo.

Este nodo está formado por una placa de *ARDUINO UNO* a la que se le ha acoplado el shield de *OpenEnergyMonitor* para realizar las comunicaciones con la *Raspberry*.

En este nodo se realizan las siguientes mediciones:

- Radiación
- Temperatura y Humedad Relativa
- Temperatura del módulo Fotovoltaico
- Velocidad del Viento
- Tensión e Intensidad y Potencia

Seguidamente se describen cada uno de las medidas realizadas:

4.2.1 Medida de la radiación

La irradiancia en el plano se medirá mediante una modulo fotovoltaico que actuará como placa de referencia que se ha calibrado según las normas IEC IEC60904-2 [20] e IEC60904-6 [21].



Ilustración 1. Placa de Referencia

De acuerdo con la norma, la ubicación de estos sensores será representativa de las condiciones de irradiación del conjunto; por lo que esta placa de referencia se ha instalado en el seguidor, en el mismo plano que los de la instalación de ensayo, tal y como se muestra en la imagen anterior.

Por último, para poder implementar correctamente las lecturas de esta en la plataforma de medida, se ha realizado una calibración de esta placa de referencia, siendo la siguiente su recta de calibración:

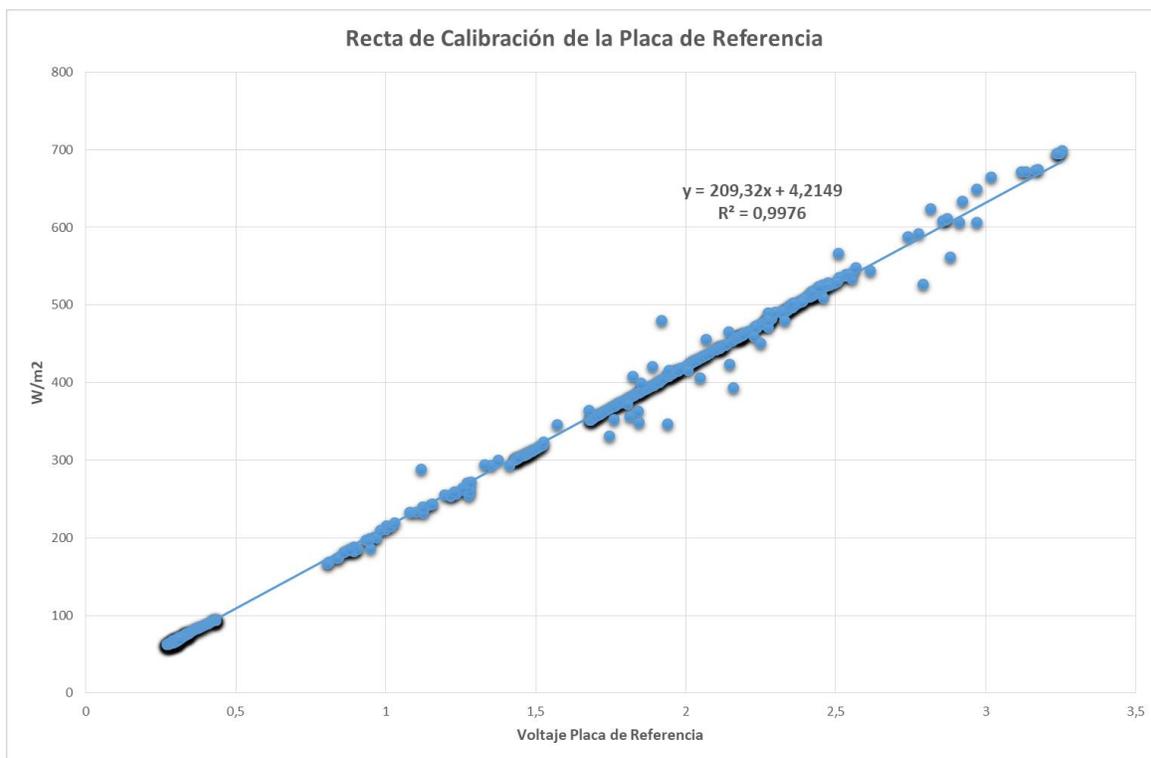


Ilustración 2. Recta Calibración Placa de Referencia

4.2.2 [Medida de temperatura y humedad relativa](#)

La temperatura y humedad relativa del aire ambiente se miden empleando un sensor DTH11 que es un módulo que nos permite medir la humedad relativa y temperatura ambiental.

Este sensor tiene una resolución de 1°C y un rango de trabajo de 0°C a 50°C para la temperatura, y resolución de 1% y un rango de trabajo desde el 20% hasta el 95% de humedad relativa. El sensor trabaja con una tensión de 3.3 V a 5 V. En la tabla se muestran las características del equipo.

Model	DHT11	
Power supply	3-5.5V DC	
Output signal	digital signal via single-bus	
Sensing element	Polymer resistor	
Measuring range	humidity 20-90%RH; temperature 0-50 Celsius	
Accuracy	humidity +-4%RH (Max +-5%RH); temperature +-2.0Celsius	
Resolution or sensitivity	humidity 1%RH;	temperature 0.1Celsius
Repeatability	humidity +-1%RH;	temperature +-1Celsius
Humidity hysteresis	+-1%RH	
Long-term Stability	+-0.5%RH/year	
Sensing period	Average: 2s	
Interchangeability	fully interchangeable	
Dimensions	size 12*15.5*5.5mm	

Tabla 4 Características DTH11



Ilustración 3- Instalación Sensor Temperatura y Humedad Relativa

La comunicación con este sensor se realiza mediante un protocolo de un único hilo (protocolo 1-wire), lo que hace que la integración de este sensor sea rápida y sencilla. Además, presenta un tamaño reducido, un bajo consumo de energía y la capacidad de transmitir la señal hasta 20 metros de distancia.

La precisión de estos sensores de temperatura, incluido el acondicionamiento de señal, debe ser mejor que 1°C.

4.2.3 Medida de temperatura del panel

Para la medida de la temperatura del panel se emplea un sensor de temperatura LM35 que es un dispositivo de 3 pines que proporciona una tensión analógica proporcional a la temperatura.

Sus características principales se listan en la tabla X.X.

Tensión de alimentación (DC)	4 - 20 V	
Tensión de salida :	0 + 10 mV/°C	
Rango temperatura (básico):	2 – 150°C	

Tabla 5. Características Sensor LM35

Este sensor se ubicará en la superficie posterior de uno o más módulos. En la imagen siguiente puede se muestra su ubicación en la instalación de ensayo.



Ilustración 4- Instalación Sensor Temperatura placa

4.2.4 Medición de la velocidad del viento

Si bien la velocidad del viento es una variable opcional, esta se comenzó a registrar desde el principio por la estación meteorológica de CETENMA. Una vez desarrollados los nuevos equipos IoT la velocidad del viento comenzó a registrarse en el plano del módulo mediante un anemómetro de cazoletas con un generador síncrono de consumo cero, cuya frecuencia de salida es proporcional de forma lineal a la velocidad del viento. (Ornyton 107 U)



Figura 5.- Instalación anemómetro.

4.2.5 Medición del voltaje, corriente y potencia

Los parámetros de voltaje y corriente se medirán en lado de corriente continua (CC) o en el lado de alterna. (CA). Si bien en este nodo estaba previsto únicamente la medida del lado de (CC) dadas las características de la instalación se decidió incluir en el diseño también la medida del lado de CA registrando la tensión y la intensidad a la salida del micro inversor, mediante un adaptador de tensión y una pinza amperimétrica conectados a dos de las entradas analógicas del ARDUINO una vez adaptados sus niveles de tensión.

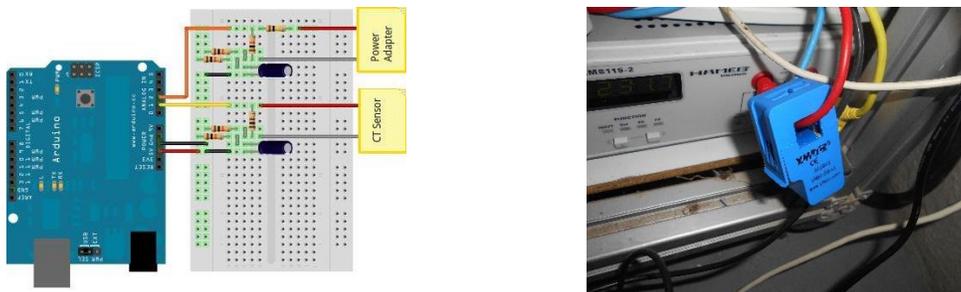


Figura 6 Medida de tensión e intensidad

5 SOFTWARE

El software desarrollado para el registrador de datos se desarrolló en el lenguaje de programación de código abierto de Arduino que está basado en C.

Para su desarrollo se tuvieron en cuenta las recomendaciones establecidas en la norma IEC61724.

El funcionamiento básico del programa es la lectura de todas las variables conectadas con una frecuencia de 30 segundos (la norma recomienda intervalos de muestreo inferiores a 1 minuto para la medida de irradiancia) siguiendo el formato recomendado

El registro comenzará con "Central" *FS*¹ *Fecha* *FS* *Hora* *FS* *Comentarios*

Donde "Central" indica el nombre del sitio entre comillas (ASCII 34), mínimo de 8 letras.

- La fecha es el día de las medidas, en formato año-mes-día (aa-mm-dd).
- La hora es el momento de registro de los datos, expresado en hora-minuto (hh:mm).

A continuación, se registran los datos con el formato:

Numero de Dato *FS* Hora *FS* GI *FS* TA *FS* Tm *FS* VA *FS* IA *FS* PA *FS* VS *FS* ITS *FS* IFS

Los archivos para un día completo se registran actualmente en el PC como archivos de texto sin formato para evitar las incompatibilidades y facilitar el intercambio de datos.

6 ENSAMBLADO E INSTALACIÓN

Una vez finalizadas las pruebas de todos los elementos de forma individual en el laboratorio se procedió a su ensamblaje e instalación.

En las siguientes figuras se muestran el esquema general de conexiones del nodo y el desarrollo e instalación de los elementos.

¹ FS indica un separador de campo, preferiblemente una coma "," (ASCII 44) o el tabulador (ASCII 9)

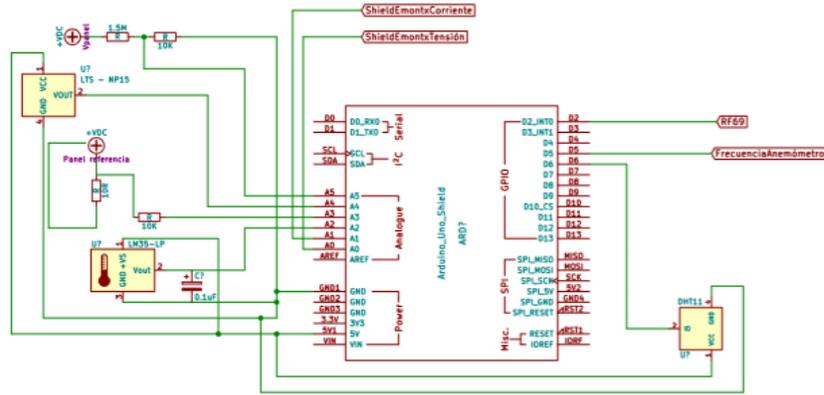


Figura 7 Esquema general de conexiones



Ilustración 5 Arduino con shield de comunicaciones

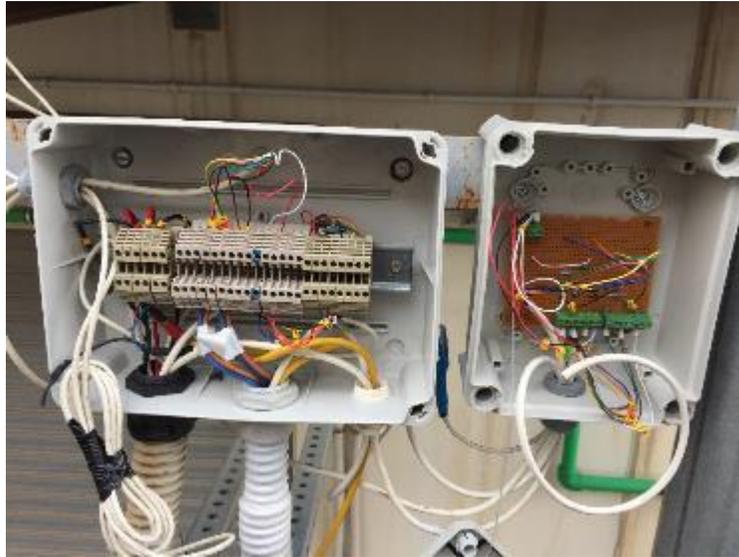


Figura 8 Caja conexiones Exterior, donde se enlazan los sensores con las Conexiones de ARDUINO, instalada en el interior

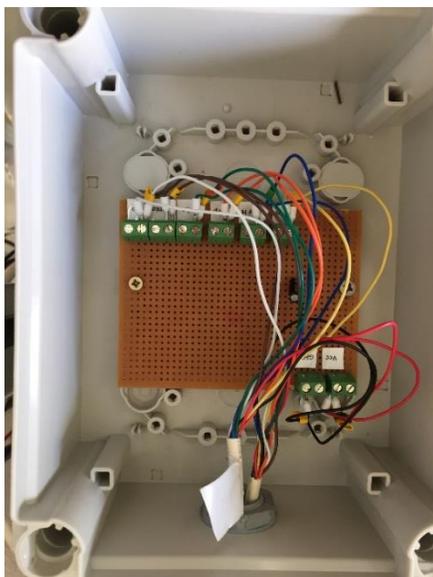


Ilustración 6- Caja de Conexión Interior con Caja exterior



Ilustración 7.- Detalle Conexiones Arduino UNO, modulo 1



Ilustración 8- Raspberry Pi 2, Model B, conectada a Arduino UNO

7 PUESTA EN MARCHA Y PRUEBAS

Una vez verificadas las conexiones se procedió a la puesta en marcha del sistema encontrándose actualmente operativo registrando datos de la instalación fotovoltaica en paralelo con los equipos instalados en el laboratorio solar para la comprobación, seguimiento y evaluación del funcionamiento del sistema.

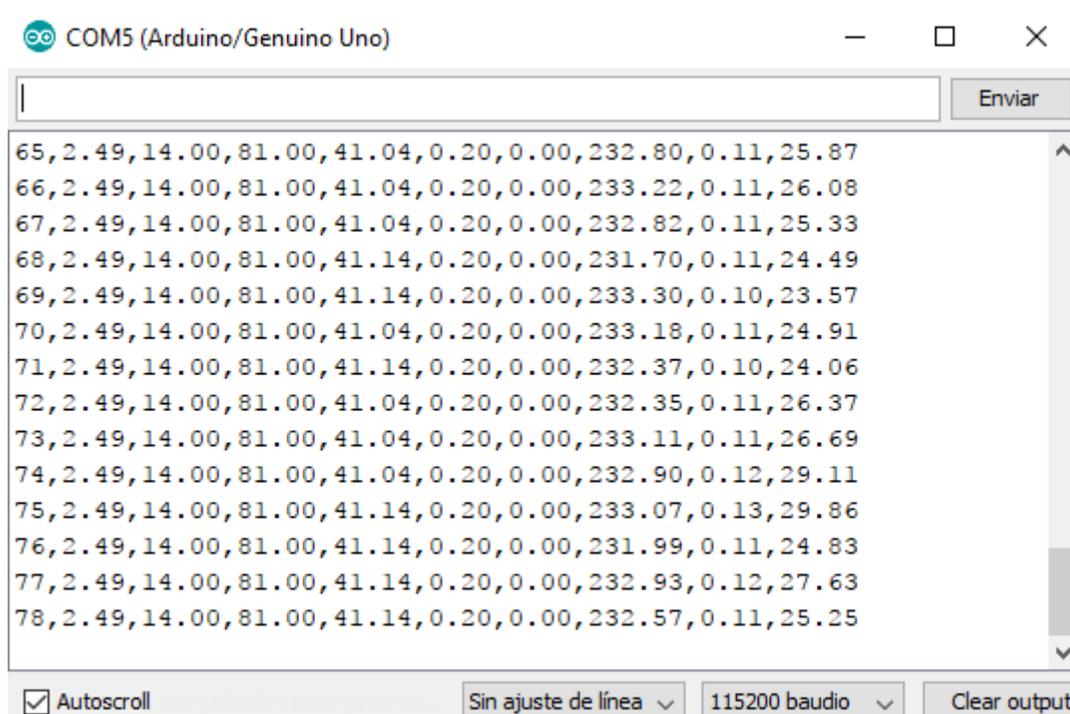


Ilustración 9.- Pantalla de Datos de Arduino UNO



Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente
Polígono Industrial Cabezo Beaza
C/ Sofía 6-13 30353
Cartagena (Murcia)

cetenma@cetenma.es

www.cetenma.es T +34 968 52 03 61
F +34 968 52 01 34



UNIÓN EUROPEA

cetenma

Centro Tecnológico
de la Energía y del
Medio Ambiente

ENTREGABLE 4.1.

INFORME DE RESULTADOS

ÍNDICE

ÍNDICE	2
1 Introducción	3
2 Criterios de diseño	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3 Diseño conceptual	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4 Hardware	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.1 Selección de la plataforma	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2 Desarrollo de los nodos	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.1 Medida de la radiación	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.2 Medida de temperatura y humedad relativa	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.3 Medida de temperatura del panel	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.4 Medición de la velocidad del viento	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.5 Medición del voltaje, corriente y potencia	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
5 Software	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
6 Ensamblado e instalación	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
7 Puesta en marcha y pruebas	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>

1 INTRODUCCIÓN

En el siguiente documento se recogen los resultados obtenidos de la monitorización de las principales registradas necesarias para el desarrollo de los modelos de predicción.

El análisis de resultados de estas variables se realiza con un formato de fichas donde se recogen los resultados de las campañas de medida, el equipamiento utilizado y se analiza el error cometidos en cada caso.

Para la verificación del error, se han tomado únicamente los registros con una potencia de generación superior al 10% de la potencia pico de la instalación (50 W)

Las fichas recogidas son:

- Medida de Irradiancia
- Medida de Tensión
- Medida de intensidad
- Medida de potencia



Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente
Polígono Industrial Cabezo Beaza
C/ Sofía 6-13 30353
Cartagena (Murcia)

cetenma@cetenma.es

www.cetenma.es T +34 968 52 03 61
F +34 968 52 01 34