

Plataforma de Monitoreo para Telegestión de Planta Fotovoltaica con Indicador PR. Implementación en la Planta FV de la Cooperativa de Armstrong

Monitoring Platform for Photovoltaic Plant Remote Management with PR Indicator. Implementation in the Armstrong Cooperative's PV Plant

Presentación: 04/09/2025

Edgardo Marino

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
cemarino63@gmail.com

Marcelo Castello

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
castellomarcelo@gmail.com

Juan Salerno

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
juansalerno63@gmail.com

Ignacio Arraña

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
ignacioarrana@gmail.com

Mariano Mujica

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
mariano.mujica@outlook.com.ar

Resumen

El presente artículo describe una plataforma de telegestión desarrollada en código abierto, destinada a la visualización de curvas características de una central fotovoltaica y, especialmente, al cálculo del Performance Ratio. La plataforma es el desarrollo final que se propuso dentro del proyecto “PID Equipos Consolidados con Incentivos ENTCBRO0008447TC”, que tiene como objetivo dotar de herramientas de gestión remota a las cooperativas eléctricas que han tomado el rol de generadoras de energía a partir de centrales fotovoltaicas. Este desarrollo contribuye al fortalecimiento de las cooperativas eléctricas y propicia un marco académico para la formación de futuros ingenieros en el ámbito de la operación de centrales de energías renovables y gestión inteligente de redes eléctricas. En el trabajo se presentan los logros en cada capa, Percepción – Transporte – Procesamiento y se concluye con el cálculo y visualización del indicador Performance Ratio, obtenido a partir de datos reales.

Palabras claves: Planta fotovoltaica, monitoreo, plataforma, telegestión, generación distribuida, cooperativas eléctricas.

Abstract

The present article describes an open-source telemanagement platform designed for the visualization of the characteristic curves of a photovoltaic power plant and, specifically, for the calculation of the Performance Ratio (PR). The platform is the final development proposed as part of the R&D Project Consolidated Equipment with Incentives ENTCBRO0008447TC”, which aims to provide remote management tools to electric cooperatives that have assumed the role of energy producers from

photovoltaic power plants. This development contributes to strengthening electric cooperatives and provides an academic framework for training future engineers in the field of renewable energy plant operation and smart grid management. The paper presents the achievements in each layer—Perception, Transport, and Processing—and concludes with the calculation and visualization of the Performance Ratio indicator, obtained from real data.

Keywords: Photovoltaic plant, monitoring, platform, remote management, distributed generation, electric cooperatives.

Introducción

En la actualidad resulta prácticamente imposible abordar la problemática energética sin incluir la idea de transición energética. (Arraña et al, 2022)

La matriz energética en Argentina se caracteriza por una fuerte dependencia de las energías fósiles, las cuales representan la mayoría del suministro energético del país.

La modificación de la matriz energética en Argentina hacia un modelo más sostenible y descarbonizado es un proceso pluridimensional que involucra diversos actores y aspectos cruciales, impulsado por compromisos internacionales en la lucha contra el cambio climático y la necesidad de garantizar la seguridad y asequibilidad del suministro energético.

Entre estos aspectos cruciales podemos enumerar, la descarbonización de la matriz energética, el apoyo a la implementación y al uso de fuentes renovables de energía, la generación distribuida, la eficiencia energética, la movilidad eléctrica, entre otros.

Como se describe en el informe “Actualización de la Hoja de ruta de Transición Energética en Argentina. Un modelo energético sostenible para Argentina al 2050”, (Serricchio et al., 2023), para el año 2030, Argentina se ha comprometido a no superar la emisión neta de 359 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e). La meta propuesta es absoluta, incondicional y aplicable a todos los sectores de la economía, de conformidad con el artículo 4.4 del Acuerdo de París.

Estos escenarios proponen una reducción de las emisiones de GEI de hasta el 100% para 2050, apuntando a lograr alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050 y 2100.

Es en este sentido que las cooperativas desempeñan un rol multifacético y significativo en la transición y el cambio de la matriz energética en Argentina, abarcando desde la promoción primaria de energías renovables hasta la operación de infraestructuras de distribución y la contribución a programas de desarrollo local, de economía circular, donde el contexto energético es más equitativo y federalizado.

Es entonces, en este contexto, que diversas cooperativas eléctricas argentinas, que en las últimas décadas se dedicaron a la distribución de electricidad actuando como intermediarios entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los consumidores finales, se hayan convertido también en generadores de energía eléctrica renovable, particularmente fotovoltaica. (Castello et al. 2024)

El proyecto “Generación Distribuida con Energías Renovables. Aportes tecnológicos, sociales, ambientales y económicos de su aplicación en la Red Inteligente de Armstrong”, conocido como proyecto PRIER, planteó desarrollar experiencias de redes eléctricas inteligentes con incorporación de generación distribuida mediante fuentes de energía renovables, a partir -entre otros aspectos- de la implementación, puesta en marcha, monitoreo y sistematización de una central fotovoltaica real. La planta se comenzó a ejecutar en 2014 y fue inaugurada en 2017. Actualmente se encuentra en funcionamiento y, además de su aprovechamiento en generación de energía, se ha tomado con un espacio de constante crecimiento tecnológico y de formación de recursos profesionales, a partir de las actividades de investigación allí abordadas.

El Proyecto PRIER fue un proyecto financiado parcialmente por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, a través del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC), quien oportunamente convocó a consorcios público-privados para la presentación de proyectos innovadores destinados a: a) Desarrollo de equipos y sistemas integrados para incrementar la eficiencia energética en los procesos industriales; b) Desarrollo de sistemas de redes inteligentes de transmisión y distribución de electricidad, con interconexión de generación con fuentes renovables de energía, y/o mejoramiento de la eficiencia de las redes eléctricas existentes; c) Desarrollo de envolventes y de sistemas de controles inteligentes para edificaciones energéticamente sustentables.

El Consorcio Asociativo Público-Privado (CAPP) estuvo conformado por la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos y Crédito Ltda de la Ciudad de Armstrong (CELAR), la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI).

Es en este marco, en la provincia de Santa Fe, que la CELAR fue una de las primeras que ha tomado este nuevo rol de generadora de energía. En septiembre de 2023, seis años después de la puesta en operación de la central fotovoltaica, los ahorros económicos que se produjeron por la compra de energía evitada en el MEM, se reinvirtieron y se amplió la potencia instalada a 309,1 kWp y 275 kW.

En la búsqueda de trabajos similares se encontraron algunas plataformas desarrolladas en software libre, que miden rendimiento de plantas fotovoltaicas, monitorean y grafican, pero ninguna se encuentra aplicada a una planta real. La mayoría son aplicaciones de laboratorio que simulan o se conectan a unos pocos paneles, es de decir que se las puede asociar a funcionalidades de dispositivos que pueden monitorear y realizar cálculos de sistemas aislados. En caso presentado en este trabajo, el sistema diseñado se adapta a las necesidades y exigencias de los operadores de red de la CELAR, es decir que se habla de generación distribuida.

A través de la experiencia adquirida por el OES en el trabajo, se pudo comprobar con el transcurso de los años que los sistemas asociados a las nuevas plantas de energías que se estaban instalando en la Argentina eran exclusivamente de origen extranjero y que los softwares disponibles eran todos basados en software propietario. Con la intención de proveer de tecnología propia a la planta de Armstrong se comenzó con el desarrollo de hardware y software específicos para utilizar sobre esta central con la posibilidad de replicarlos en otras instalaciones pertenecientes a otras cooperativas. Existen prototipos iniciales de buen desempeño, que fueron superados por nuevos diseños que se adaptaron a los requerimientos de operación y manejo reales.

Los desarrollos finales implementados en dataloggers, se integran a plataformas de telegestión y teleoperación y -como se mencionó en párrafos anteriores- brindan importantes herramientas a los operadores de una planta fotovoltaica. Están basados en software libre, su hardware es íntegramente diseñado por integrantes del grupo y tienen la ventaja de ser visualizados y operados de forma remota.

Lo más destacable del último desarrollo, presentado en este artículo, asociado a su aporte a transición energética y a la implementación de centrales de energía renovable, es la posibilidad de visualizar de forma permanente el índice de rendimiento, desempeño o performance ratio (PR).

En este contexto tecnológico y cultural, el PR, definido por la norma IEC 61724 (2021), se presenta como una herramienta clave para evaluar y optimizar el desempeño de las plantas fotovoltaicas, especialmente como en este caso, de la de Armstrong.

Determinar el PR de una instalación fotovoltaica es importante para la evaluación de proyectos porque ayuda a comprender qué ubicaciones proporcionarán las plantas más productivas, o bien, permite determinar si las condiciones en las que opera una planta existente son satisfactorias o requieren de acciones correctivas para aumentar su rendimiento (González et al, 2019).

Desarrollo. Metodología

El proyecto mencionado en el resumen, titulado “Desarrollo de un Sistema de Gestión de Planta Fotovoltaica de Baja Escala. Telemedición y Telegestión. Implementación en la Cooperativa de Armstrong”, presenta varios objetivos, pero interesa destacar la premisa principal que apunta a desarrollar un sistema de gestión destinado a una planta fotovoltaica de baja potencia, que permita operar y monitorear en tiempo real para optimizar el rendimiento a partir de calcular de modo permanente el índice de performance ratio o índice de desempeño de este tipo de instalaciones.

Vale destacar que también se pensó en que el sistema de telemedición pueda integrarse a otras plantas fotovoltaicas que puedan estar en funcionamiento y dispongan de dispositivos de captura de datos de variada tecnología y multimarcas.

El desarrollo propone una plataforma o sistema de medición, recolección y tratamiento de datos de diseño propio, de funcionamiento y prestaciones ajustados a las necesidades de gestión de una central fotovoltaica de baja escala.

Dicho sistema está dotado de funciones para obtener, transmitir, analizar, calcular, graficar y tomar decisiones de forma eficiente y confiable. Presenta muy buena exactitud en las mediciones y en el mismo se le han aplicado soluciones de ciberseguridad para la transmisión de datos condición solicitada por los operadores de cualquier central.

El hecho de que la plataforma se haya implementado en código abierto permite que la herramienta de gestión pueda ser apropiada por cualquier otra cooperativa eléctrica del país. El modelo conceptual de la plataforma está basado en el modelo convencional de IoT (Internet of Things) con sus tres capas: Percepción – Transporte – Persistencia y Visualización.

El desarrollo incluye:

- El Hardware específico para la captura de datos de potencia eléctrica generada, irradiancia solar recibida, temperatura ambiente y temperatura de módulos fotovoltaicos; y
- El Software que procesa los datos anteriores y realiza cálculos para generar y graficar curvas en tiempo real y mostrar el indicador de desempeño Performance Ratio (PR) según la norma IEC 61724-1 (2021) de forma permanente y para cualquier periodo seleccionado.

Descripción conceptual de la plataforma

El sistema desarrollado permite leer los datos de:

- Los inversores de cada uno de los strings o conjunto de paneles solares conectados en serie a través de una conexión especial a la red local de la planta de generación. (Red de campo).
- El analizador de red, medidor de energía o dispositivo de medición multifuncional.

- Los distintos sensores de temperatura e irradiancia. Además, mide tensiones y corrientes en la salida del inversor.

El procedimiento de lectura se realiza a través de protocolo MODBUS, mientras que el envío de los datos al servidor central se hace a través del protocolo MQTT con capa de seguridad TLS.

Hablando del modelo conceptual, la capa de percepción es la responsable de la captura de los datos en la central fotovoltaica de Armstrong, es decir en el sitio donde se producen. Estos datos provienen de los sensores de temperatura, del sensor de radiación, de los inversores y del medidor de energía. Para lograrlo se emplean distintas tecnologías que van desde la implementación de microcontroladores con desarrollo de hardware y firmware dedicados, hasta scripts en lenguajes Python o Javascript que leen las señales, los datos provenientes de los sensores y los parámetros producidos por los dispositivos mencionados. Mediante un algoritmo de muestreo, se construye un registro resultante del procesamiento del dato muestreado. De esta manera es posible leer y procesar los datos sin importar la fuente que los produce, ya sea provenientes de equipos comerciales o equipamiento de desarrollo propio. Este procesamiento incluye el cálculo de los valores máximo, mínimo, desvío estándar y promedio. El algoritmo usado se basa en el cumplimiento de los tiempos indicados en la tabla 1 “Sampling and recording interval requirements”, expresada en la norma IEC 61724-1:2021, donde se optó por los tiempos consignados en la clase A de medición “Class A High accuracy”.

La capa de transporte es la encargada de llevar el dato proveniente de la capa de percepción hacia el destino de almacenamiento, entiéndase, base de datos. Para lograrlo, esta capa puede utilizar distintas tecnologías a saber: LoRaWAN, WiFi o Ethernet, su elección depende del lugar de emplazamiento y de la implementación en campo según el entorno y contexto (Castello, 2021). En este caso se emplea Ethernet, dado que la planta posee esta red para la gestión de los inversores y medidores de energía. Para el transporte de los datos provenientes de los sensores de campo se utilizó el protocolo MQTT (<https://mqtt.org/>). La justificación de esta elección radica en que este protocolo fue concebido para telemetría, es ampliamente utilizado en aplicaciones para IoT y es capaz de implementar capa de seguridad. La implementación de la seguridad en el transporte del dato es un requerimiento muy importante y fue planteado desde la etapa de planificación. Para que el protocolo MQTT pueda incorporar la capa de seguridad, fue necesario crear los certificados TLS, tanto del lado servidor como del lado cliente. Para generar estos certificados se utilizaron las herramientas nativas del sistema operativo GNU/Linux, que es donde reside el servidor.

En la capa de persistencia de datos y visualización, la arquitectura utilizada consta de un servidor centralizado donde se aloja la herramienta de visualización con sus paneles y base de datos para el almacenamiento de las telemetrías y otros datos requeridos para la configuración del sistema. La herramienta utilizada es Thingsboard CE (<https://thingsboard.io>). Esta herramienta está basada en software libre y la versión utilizada Community Edition (CE) es libre de licenciamientos y/o abonos mensuales para su utilización. Posee una dashboard altamente configurable mediante widgets y se integra con una base de datos PostgreSQL (<https://www.postgresql.org/>) también basada en software no propietario. Los widgets, entendidos como pequeñas aplicaciones de visualización, pueden mostrar valores numéricos en relojes (gauges) o gráficos en series temporales. Las variables se pueden montar en el mismo gráfico para hacer correlación y comparación entre las mismas y el usuario puede configurar el entorno de tiempo o periodo a visualizar.

Los widgets proporcionan:

- Visualización de los datos en tiempo real.
- Visualización mediante gráficas de la evolución de los datos en el dominio del tiempo con entorno configurable.
- Visualización y configuración de los parámetros de alertas.
- Visualización de mensajes de alertas.
- Visualización del estado del dispositivo (fuera de rango/offline/online).
- Visualización del lugar de emplazamiento del dispositivo.
- Visualización de fecha y hora de la última telemetría.
- Visualización de la terminal de comunicación.

Esta herramienta también gestiona el envío de notificaciones de alertas y alarmas a la red Telegram. Para esto se configuró una cadena de reglas que filtra los dispositivos, confecciona los mensajes y finalmente a través de HTTPS (Hiper Text Transfer Protocol Secure), envía la notificación. Estas notificaciones se conforman a través de la configuración de canales de Telegram y las informan a cualquier usuario o contacto de la interfaz de programación de la aplicación que se haya definido y cargado previamente.

La Figura 1 muestra el diagrama en bloques de la arquitectura descrita, donde se observan las capas antes detalladas.

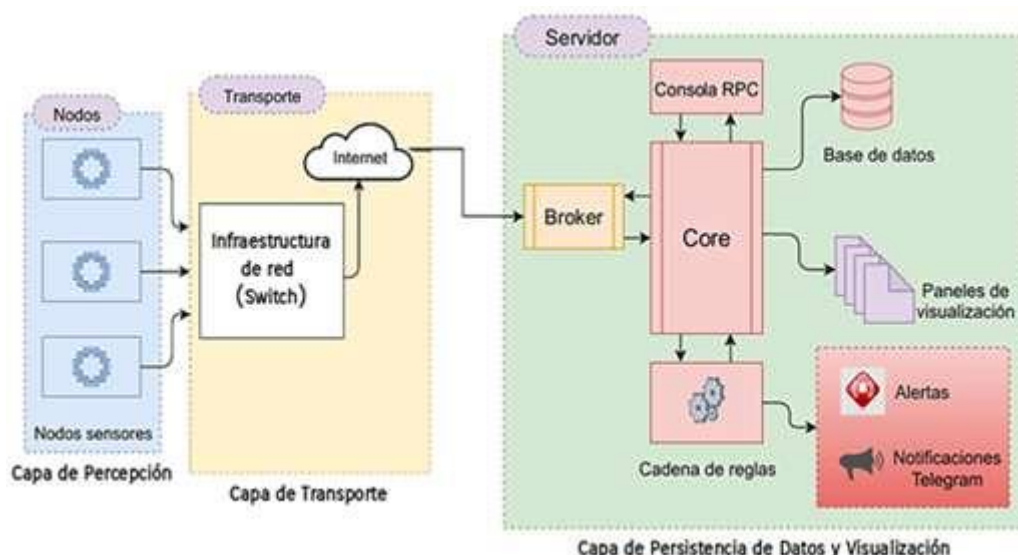


Figura 1: Diagrama de capas de la plataforma de medición

Coeficiente de desempeño o performance ratio

En los párrafos siguientes se describen aspectos relacionados con el PR debido a que este indicador es un aspecto novedoso y distintivo de la plataforma.

El PR expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible o nominal de una instalación fotovoltaica. Se indica como un porcentaje.

Es una magnitud independiente del lugar de emplazamiento de una central fotovoltaica y de la irradiación solar que incide sobre ella, razón por la cual se puede usar como un dato específico que permite comparar instalaciones solares conectadas a red en diferentes lugares del mundo.

Es además un factor de calidad. Cuanto más cercano al 100% sea el valor calculado del PR, más efectivamente trabajará la instalación fotovoltaica. No obstante, no es posible alcanzar un valor real del 100% debido a pérdidas inevitables durante la operación.

Un PR por debajo de lo esperado puede ser causado por diversos factores, los cuales representan las pérdidas del sistema. Estas incluyen:

- Pérdidas de radiación: Suciedad o polvo en los paneles, sombras (por vegetación, edificios, etc.) o desajuste de los módulos.
- Pérdidas de temperatura: Las altas temperaturas reducen la eficiencia de los paneles solares.
- Pérdidas de cableado: Resistencia en los cables que genera pérdidas de energía.
- Eficiencia del inversor: La conversión de corriente continua a corriente alterna genera pérdidas.

Los dos primeros ítems son los que determinan y justifican el diseño del datalogger que, asociado a la plataforma, permite calcular instante a instante esta relación de rendimiento. El PR calculado y visualizado, permite detectar variaciones que se alejan del comportamiento normal o esperado y está pensado para mejorar la gestión de la planta, decidir por actuaciones rápidas y/o realizar programación de mantenimientos. Estas acciones tendrán sus lógicos beneficios y mayor disponibilidad de energía para las cooperativas generadoras.

Para el cálculo del PR el sistema utiliza un script en Python basado en la expresión que se muestra en la Ec. (1) y que se ha obtenido de la norma IEC 61724-1 (2021).

$$PR_{25^{\circ}C} = (P_{out,k} \times \tau_k) / \left(\sum_k \frac{(C_{k,25^{\circ}C} \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,Rf}} \right) \quad (1)$$

$$C_{k,25^{\circ}C} = 1 + \gamma(T_{mod,k} - 25^{\circ}C) \quad (2)$$

Donde:

$PR_{25^{\circ}C}$: performance ratio ajustado a 25 °C.

$P_{out,k}$: potencia de salida en corriente alterna, expresada en kW.

τ_k : duración del intervalo de registro, expresado en horas.

$C_{k,25^\circ\text{C}}$: coeficiente de variación de potencia con la temperatura, expresado en $^\circ\text{C}^{-1}$. P_0 : potencia fotovoltaica nominal, expresada en kW.

$G_{i,k}$: irradiancia en el plano de los paneles fotovoltaicos, expresado en W/m^2 . $G_{i,Rf}$: irradiancia de referencia, equivalente a 1000 W/m^2 .

γ : es el coeficiente de temperatura de máxima potencia relativa, que se obtiene del catálogo del panel instalado, expresado en $^\circ\text{C}^{-1}$.

$T_{mod,k}$: Temperatura real del módulo.

Lo destacable de esta expresión y que también fue premisa de las instalaciones es la corrección por temperatura de los paneles y la medición de la radiación en el plano de los paneles.

Presentación de Resultados

En una primera etapa del desarrollo, etapa previa de ensayos, se examinó la potencialidad de telegestionar una central fotovoltaica basándonos en la métrica de PR, a partir de la Ec. (1), ingresando las lecturas de un piranómetro instalado en el plano de captación, de un sensor de temperatura que simulaba ser el instalado en los módulos fotovoltaicos, de un sensor de temperatura ambiente instalado en el predio de la planta y de los datos de potencia eléctrica del medidor de energía de la central.

En esta etapa de desarrollo se pudo comprobar la potencialidad y el correcto funcionamiento de la plataforma y sus dispositivos asociados, que enviaban las señales en tiempo real desde los sensores y dispositivos mencionados anteriormente, pero como se nota en los párrafos anteriores, no todos instalados en la central fotovoltaica de Armstrong. Por ejemplo, el sensor de radiación estuvo montado al aire libre en el laboratorio del OES (laboratorio ubicado en la ciudad de Rosario a 100 km de la central en estudio) a los fines de ser calibrarlo. Y lo mismo ocurría con uno de los sensores de temperatura. Mientras que el medidor de energía eléctrica sí estaba instalado en la central fotovoltaica.

Además del necesario proceso de calibración de sensores, esta mecánica de trabajo se orientó a verificar la funcionalidad del software que calcula el PR en la plataforma.

Considerando suficiente el tiempo de análisis, terminadas las calibraciones con instrumentos patrones y verificadas las prestaciones, todos los sensores se instalaron en la central fotovoltaica y en las posiciones recomendadas por la norma IEC 61724-1 (2021).

Descripción de los sensores

Los dispositivos y sensores mencionados anteriormente presentan las características que se detallan a continuación.

- Medidor de energía eléctrica: Marca Janitza. Modelo UMG 604-PRO. (Figura 2).
- Radiómetro Par fabricado por CNEA, provisto por el grupo GERSolar instalado en el plano de los paneles fotovoltaicos. (Figura 3).
- Sensor de temperatura para módulo fotovoltaico y ambiente, modelo TC1047A, convertidor temperatura/tensión. (Figura 3).



Figura 2: Medidor de energía eléctrica Marca Janitza propio de la central fotovoltaica

En la Figura 3, se puede observar el montaje del sensor de irradiancia en el plano de los paneles de las cadenas fotovoltaicas respetando el ángulo de inclinación y azimut de los módulos fotovoltaicos. En la misma figura se

observa la cazoleta donde se ubica y protege el sensor de temperatura ambiente. Se observa, además, montaje del sensor de temperatura de los paneles, ubicado en la parte posterior, en una de las celdas centrales del panel, evitando colocarlo sobre las líneas o espacios entre celdas adyacentes. El mismo debe pegarse cerca de los inversores, según requerimientos sugeridos por la IEC 61724-1 (2021). De esta forma se obtiene una medición que represente la temperatura promedio del módulo, evitando áreas con temperaturas atípicas como los bordes.



Figura 3: Montaje de piranómetro, cazoleta con sensor de temperatura ambiente y sensor de temperatura de paneles.

Descripción de la plataforma de visualización

La visualización se implementa con la dashboard Thingsboard versión Community Edition que es la versión libre de licenciamientos y contiene todas las funcionalidades necesarias para esta plataforma de monitoreo.

Paneles de visualización de la dashboard

A continuación, se muestran los paneles gráficos o widgets que integran la dashboard que permite, a un usuario autenticado, monitorear la central fotovoltaica. Dichos widgets muestran las curvas que se obtienen del procesamiento de los datos de los distintos sensores que van a integrar la capa física de la plataforma y también otros parámetros o cálculos que se realizan, tensiones, corrientes, potencia, energía acumulada, PR, máximos, mínimos, desvío estándar y promedios, entre otros.

La figura 4 corresponde al widget que grafica la irradiancia en el plano de los paneles.

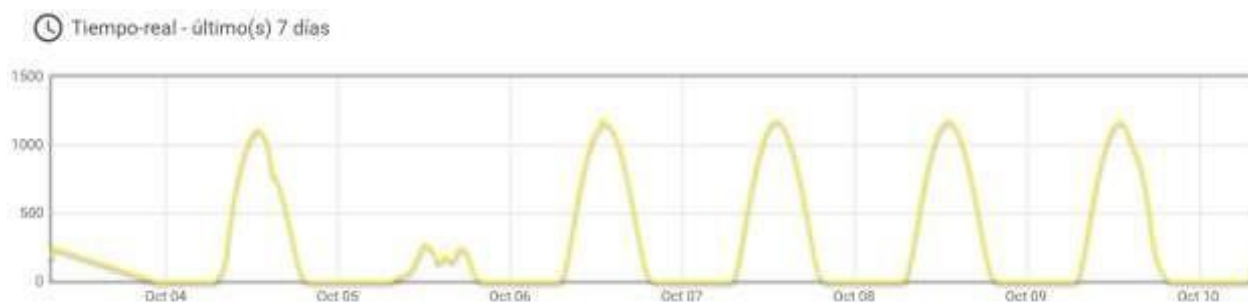


Figura 4 – Curva de irradiancia para un periodo elegido

La figura 5 muestra los datos recogidos del sensor de temperatura instalado en el dorso de uno de los paneles fotovoltaicos de la central, del sensor de temperatura ambiente y su relación con la irradiancia. Es de destacar que las prestaciones de la plataforma permiten un montaje sencillo de distintas curvas para inferir correlaciones entre las mismas.

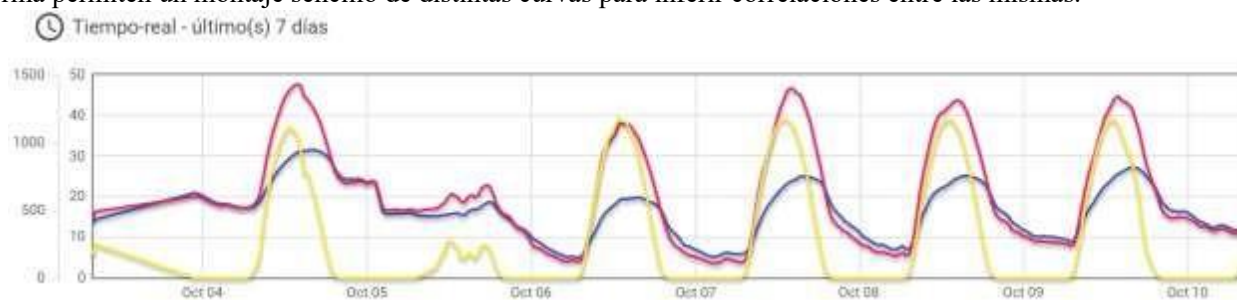


Figura 5 – Curvas de temperatura de panel, de temperatura ambiente y de irradiancia

La figura 6 muestra solamente la irradiancia de un día determinado y el indicador PR. La plataforma tiene una funcionalidad

muy importante que permite, a partir de presentar un cursor dinámico, movernos sobre las curvas y mostrando el valor de esos puntos de intersección



Figura 6 – Irradiancia, PR y función de cursor dinámico.

En la figura 7 se observan los datos de potencia total y energía inyectada a red para una serie de 8 días que se obtienen al interrogar el medidor de energía con la plataforma de telegestión



Figura 7: Potencia y energía inyectada a la red.

La figura 8 se observa un panel o terminal de comunicación y se refiere al widget de una terminal que se comunica con el dispositivo final. Este dispositivo es básicamente el microcontrolador con toda la electrónica desarrollada que permite leer los sensores de temperatura y el sensor de radiación. Como se ve en la figura, su nombre es radade775801. El número 7758 se corresponde con el convertor analógico digital utilizado (AD7758) y el 01, es la numeración empleada para diferenciarlo de futuros convertidores que puedan ser necesarios.

La terminal lleva el nombre RPC (Remote Procedure Call) y permite la conexión remota desde cualquier punto del planeta.

En el widget podemos escribir distintos comandos, en el caso de la figura se ejecutó un “read” y por ser el dispositivo de comunicación bidireccional, lee y devuelve datos de los sensores conectados, irradiancia (RadPan: 89.9347), temperatura de los paneles (TempPan: 8.929688) y temperatura ambiente (TempAmb: 8.660156).

```
Welcome to ThingsBoard RPC debug terminal.
Current target device for RPC commands: radade775801
Please type 'help' to see usage.

radade775801> read
{"RadPan":89.93147,"TempPan":8.929688,"TempAmb":8.660156}

radade775801> 
```

Figura 8: Terminal de llamado a Procedimiento Remoto (RPC).

En general los comandos se encuadran dentro de órdenes relacionadas con configuraciones, calibraciones o visualizaciones. Por ejemplo, se pueden cambiar nombres de los dispositivos o equipos (configuración), se pueden corregir offset de los sensores (calibración) o ver cantidad de eventos como ser reinicios (visualización). Este widget es particularmente utilizado por los usuarios administradores.

Conclusiones

A la fecha de presentación de este artículo se puede concluir que

1. Se desarrollaron las tres capas físicas.
2. Se implementaron los protocolos necesarios para este caso, que permiten la vinculación de las interfaces y de la plataforma con las distintas tecnologías multimarca comerciales, que componen la mayoría de las plantas solares del país.
3. Se creó el algoritmo para cálculo del índice de desempeño.
4. Se diseñó el sistema de comunicación que transmite datos en tiempo real y permite que se gestione, se analice y presente la información y curvas en tiempo real. Este diseño que tiene las herramientas que posibilitan analizar cualquier periodo de medición.
5. Se implementó un sistema de generación de alertas/alarmas que permite accionar en consecuencia para mejorar el rendimiento.

Tareas pendientes, propuestas de trabajos futuros

Queda pendiente evaluar el sistema después de un año de prestaciones.

Se pretende, en un futuro, generar intencionalmente pérdidas en la planta y registrar los eventos. Por ejemplo, generar sombras en los paneles o desconectar algún string, con el objetivo de educar a los operadores y en un futuro al sistema.

Por otro lado, se entiende que el PR, junto a otras variables, permitirá seguir de manera instantánea el desempeño del parque fotovoltaico.

La implementación de sistemas de telegestión en centrales de energía solar para cooperativas eléctricas en Argentina promete mejorar significativamente su eficiencia operativa y económica. Este proyecto contribuirá a la sostenibilidad de las distribuidoras y proporcionará un marco académico robusto para la formación de futuros ingenieros en el ámbito de las energías renovables y la gestión inteligente de redes eléctricas.

Además, el rol de las cooperativas como generadoras de energía eléctrica permite traer a la escala local la discusión de políticas energéticas en el actual contexto de cambio climático y transición energética.

Referencias

- Arraña, I., Bertinat, P., Chemes, J., Di Ruscio, N., Garrido, S. (2022). Políticas públicas implícitas y explícitas para la transición energética en la Argentina. El caso del Programa de Desarrollo de la Industria Solar Térmica (PRODIST). Revista Prácticas de Oficio. Investigación y Reflexión en las Ciencias Sociales. v. 1, n. 29, jul. 2022 - dic. 2022
- Castello, M. (2021). Sistema de monitoreo de temperaturas en tiempo real para refrigeradores críticos de salud [Tesis de especialización en Internet de las Cosas, Fiuba, Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires].
- Castello, M., Arraña, I., Marino, E., Salerno, J., Oliva, M., (2024). Avances en plataforma de monitoreo para telegestión con indicador de PR en la planta de la Cooperativa Eléctrica de Armstrong. Revista Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 28, pp 246-257, 2024. ASADES 2024
- Gallo, M. (2010). Energías renovables, el compromiso cooperativo. Revista Idelcoop - Año 2010 - Volumen 37 - N° 200. 308–322.
- International Electrotechnical Commission (IEC), Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. Performances des systemes photovoltaïques - Partie 1: Surveillance. IEC 61724-1:2021.
- Serricchio, C., Grignaffini, D., Cardozo, T., Yopez, S., Mackey, C., (2023). Informe “Actualización de la Hoja de ruta de Transición Energética en Argentina. Un modelo energético sostenible para Argentina al 2050” – Grupo Enel, Argentina, Deloitte, Reino Unido, febrero 2023.