

# UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



# UCSC

## Evaluación de la Degradación de Producción de Energía en Microred en Base a Datos Históricos.

Nicolás Andrés Illanes Urrea.

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:  
**Ingeniero Civil Eléctrico**

**Profesor Patrocinante:**  
Dr. Samuel A. Vergara R.

**Profesores Guía:**  
Dr. Guillermo E. Ramírez A.  
Dra. Silvia E. Restrepo. M.

Concepción, Noviembre del año 2025.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION  
Facultad de Ingeniería

Profesor Patrocinante:  
Dr. Samuel A. Vergara R

Departamento de Ingeniería Eléctrica

# Evaluación de la Degradación de Producción de Energía en Microred en Base a Datos Históricos.

Nicolás Andrés Illanes Urrea.

Informe de Habilitación Profesional  
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Noviembre 2025

## Resumen

El presente trabajo presenta una evaluación de la degradación de la producción de energía en la MicroRed fotovoltaica de la Universidad Católica de la Santísima Concepción, a partir del análisis de datos históricos de generación, irradiancia y temperatura registrados entre 2019 y 2025. La degradación en sistemas fotovoltaicos ha sido ampliamente documentada en la literatura, destacando los mecanismos de envejecimiento y pérdida de desempeño en módulos expuestos a operación prolongada [8], [10]. El estudio incluyó un proceso exhaustivo de depuración y normalización de datos, abarcando la identificación de valores faltantes, la corrección de formatos heterogéneos y la estandarización temporal requerida para la comparación entre tecnologías.

A partir de esta base depurada se calcularon indicadores energéticos relevantes, tales como el rendimiento específico real y teórico, el Performance Ratio modificado (mPR) y el Yield Degradation Factor (YDF). Estas métricas son comúnmente utilizadas para caracterizar el desempeño y la degradación de sistemas fotovoltaicos en estudios de largo plazo [8], [9]. Asimismo, se desarrollaron visualizaciones comparativas y modelos simplificados de degradación anual que permitieron contrastar la pérdida de rendimiento observada con los valores de degradación nominal reportados en los datasheets de cada tecnología instalada [10].

Los resultados evidencian comportamientos diferenciados entre tecnologías, con tasas de degradación que reflejan tanto los mecanismos propios de cada tipo de módulo como las condiciones ambientales locales y particularidades operativas de la MicroRed. Este análisis permite establecer una visión integral del desempeño energético del sistema a lo largo del tiempo, fundamentada en evidencia empírica y métodos reproducibles.

A los alumnos del pasado, presente y futuro de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica de la U.C.S.C.

## Agradecimientos

En primer lugar, deseo expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, Jeannette y Luis, quienes han sido el pilar fundamental de mi vida. Gracias por hacer todo lo posible para que yo pudiera estudiar, por su apoyo incondicional y por la motivación constante que me entregaron incluso en los momentos más difíciles. Gracias por acompañarme en este camino y darme siempre la fuerza necesaria para no desistir. A mi hermana Pía, mi fuente permanente de inspiración, gracias por ser esa motivación diaria y por impulsarme siempre a seguir creciendo como persona y como profesional.

Extiendo también mi gratitud a mi familia —mis abuelos, tíos y primos— quienes han confiado plenamente en mí durante todo este proceso, brindándome un apoyo incondicional y una red de cariño que ha significado muchísimo en este trayecto.

A mis amigos Claudio, Matías, Felipe, Sebastián, Diego, Raúl, Pía, Francisca, Cristil, Carolina y Nicole, gracias por estar siempre presentes, por su compañía, por su ánimo y por demostrarme un apoyo sincero e incondicional. Cada uno de ustedes ha aportado luz y equilibrio en este recorrido académico.

Asimismo, quiero reconocer a mis compañeros de carrera: Víctor, Carlos, Bryan, Cristian, José, Jeremías, Cristóbal y Rodrigo, quienes me acompañaron a atravesar este desafío académico. Con ustedes compartí aprendizajes, esfuerzo, risas y experiencias que llevaré conmigo para siempre.

Finalmente, agradezco profundamente a mi profesor patrocinante, Dr. Samuel Vergara, por la orientación, los conocimientos entregados y el permanente apoyo tanto en el aula como en el desarrollo de este proyecto. Extiendo también mi agradecimiento a todos los profesores que formaron parte de mi formación académica y que contribuyeron, cada uno desde su área, a mi crecimiento profesional y personal.

A todos ustedes, gracias por ser parte esencial de este logro.

# Tabla de Contenidos

|                                                                                                |             |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>LISTA DE TABLAS .....</b>                                                                   | <b>VIII</b> |
| <b>LISTA DE FIGURAS .....</b>                                                                  | <b>X</b>    |
| <b>NOMENCLATURA.....</b>                                                                       | <b>XI</b>   |
| <b>ABREVIACIONES.....</b>                                                                      | <b>XII</b>  |
| <b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>                                                          | <b>13</b>   |
| 1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL .....                                                                | 13          |
| 1.2. TRABAJOS PREVIOS .....                                                                    | 13          |
| 1.3. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....                                                               | 14          |
| 1.4. DISCUSIÓN.....                                                                            | 18          |
| 1.5. HIPÓTESIS DE TRABAJO .....                                                                | 19          |
| 1.6. OBJETIVOS.....                                                                            | 19          |
| 1.6.1 <i>Objetivo General</i> .....                                                            | 19          |
| 1.6.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....                                                       | 19          |
| 1.7. ALCANCES.....                                                                             | 19          |
| 1.8. LIMITACIONES.....                                                                         | 20          |
| 1.9. TEMARIO Y METODOLOGÍA.....                                                                | 20          |
| <b>CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE LA MICRORED UCSC. ....</b>                                       | <b>22</b>   |
| 2.1. INTRODUCCIÓN .....                                                                        | 22          |
| 2.2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS.....                                                          | 22          |
| 2.3. EQUIPOS UTILIZADOS.....                                                                   | 22          |
| 2.3.1 <i>Sensores</i> .....                                                                    | 31          |
| <b>CAPÍTULO 3. OBTENCIÓN Y PRE-PROCESAMIENTO DE DATOS HISTÓRICOS DE LA MICRORED UCSC. ....</b> | <b>33</b>   |
| 3.1. INTRODUCCIÓN .....                                                                        | 33          |
| 3.2. HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....                                                              | 33          |
| 3.3. DESCRIPCIÓN DEL CONJUNTO DE DATOS.....                                                    | 33          |
| 3.4. PREPROCESAMIENTO DE DATOS.....                                                            | 35          |
| 3.5. FILTRACIÓN DE DATOS.....                                                                  | 35          |
| 3.6. ANÁLISIS DE DATA DISPONIBLE .....                                                         | 37          |
| 3.7. OBSERVACIONES GENERALES.....                                                              | 41          |
| 3.8. GRÁFICO DE DATO CLIMÁTICOS .....                                                          | 42          |
| 3.9. GRÁFICO DÍAS VÁLIDOS VS. DÍAS TEÓRICOS POR AÑO. ....                                      | 43          |
| 3.10. DISCUSIÓN .....                                                                          | 47          |
| <b>CAPÍTULO 4. INDICADORES DE ENERGÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO. ....</b>                       | <b>48</b>   |
| 4.1. INTRODUCCIÓN.....                                                                         | 48          |
| 4.2. METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE VARIABLES UTILIZADAS.....                                       | 48          |
| 4.3. PROCEDIMIENTO COMPUTACIONAL.....                                                          | 48          |
| 4.4. INDICADORES Y EXPRESIONES DE CÁLCULO.....                                                 | 49          |
| 4.5. RESULTADOS DE LOS INDICADORES ENERGÉTICOS.....                                            | 52          |
| 4.5.1 <i>Energía Producida</i> .....                                                           | 52          |
| 4.5.2 <i>Rendimiento Especifico Real (<math>Y_{Real}</math>)</i> .....                         | 63          |
| 4.5.3 <i>Rendimiento Especifico Teórico (<math>Y_{Teorico}</math>)</i> .....                   | 74          |
| 4.5.4 <i>Performance Ratio Modificado (mPR)</i> .....                                          | 84          |
| 4.5.5 <i>Comparación Rendimiento Especifico Mensual Real vs. Teórico</i> .....                 | 93          |
| <b>CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE DEGRADACIÓN.....</b>                                                | <b>98</b>   |
| 5.1. INTRODUCCIÓN .....                                                                        | 98          |
| 5.2. SÍNTESIS DE CALIDAD DE DATOS E INDICADORES ENERGÉTICOS DE DESEMPEÑO.....                  | 98          |

|                                       |                                             |            |
|---------------------------------------|---------------------------------------------|------------|
| 5.3.                                  | METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DEL YDF. ....      | 99         |
| 5.4.                                  | SELECCIÓN DE PERIODOS REPRESENTATIVOS. .... | 100        |
| 5.5.                                  | IMPLEMENTACIÓN COMPUTACIONAL. ....          | 101        |
| 5.6.                                  | JUSTIFICACIÓN DEL FILTRADO DE DATOS. ....   | 101        |
| 5.7.                                  | DISCUSIÓN .....                             | 111        |
| <b>CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES .....</b> |                                             | <b>112</b> |
| 6.1.                                  | SUMARIO. ....                               | 112        |
| 6.2.                                  | CONCLUSIONES. ....                          | 112        |
| 6.3.                                  | TRABAJO FUTURO. ....                        | 113        |
| <b>REFERENCIAS .....</b>              |                                             | <b>114</b> |

# Lista de Tablas

|                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 2.1. Resumen de las Secciones Utilizadas. ....                                        | 25 |
| Tabla 2.2. Parámetros Eléctricos en Condiciones de Test Estándar Panel Monocristalino. .... | 27 |
| Tabla 2.3. Parámetros Eléctricos en Condiciones de Test Estándar Panel Policristalino. .... | 28 |
| Tabla 2.4. Parámetros Eléctricos en Condiciones de Test Estándar Panel Capa Fina. ....      | 28 |
| Tabla 2.5. Especificaciones Técnicas Inversor Fronius Symo 10 [kW]. ....                    | 29 |
| Tabla 2.6. Especificaciones Técnicas Inversor Fronius Primo 3 [kW]. ....                    | 30 |
| Tabla 2.7. Especificaciones Técnicas Inversor Fronius Galvo 2 [kW]. ....                    | 31 |

# Lista de Figuras

|                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Fig. 2.1. Distribución de Paneles Fotovoltaicos por Strings. ....                                  | 23 |
| Fig. 2.2. Distribución de Paneles FV a utilizar. ....                                              | 24 |
| Fig. 2.3. Módulos Fotovoltaicos Utilizados. ....                                                   | 27 |
| Fig. 2.4. Inversor Fronius Symo 10 [kW]. ....                                                      | 29 |
| Fig. 2.5. Inversor Fronius Primo 3 [kW]. ....                                                      | 30 |
| Fig. 2.6. Inversor Fronius Galvo 2 [kW]. ....                                                      | 31 |
| Fig. 3.1. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Galvo. ....                                           | 38 |
| Fig. 3.2. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Primo. ....                                           | 39 |
| Fig. 3.3. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Symo Poli. ....                                       | 40 |
| Fig. 3.4. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Symo Poli. ....                                       | 41 |
| Fig. 3.5. Gráfico análisis mensual del GTI y temperaturas del sensor adhesivo en los módulos. .... | 42 |
| Fig. 3.6. Gráfico de días válidos para Fronius Galvo. ....                                         | 43 |
| Fig. 3.7. Gráfico de días válidos para Fronius Primo. ....                                         | 44 |
| Fig. 3.8. Gráfico de días válidos para Fronius Symo Poli. ....                                     | 45 |
| Fig. 3.9. Gráfico de días válidos para Fronius Symo Poli-Mono. ....                                | 46 |
| Fig. 4.1. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Galvo (2020-2025). ....                       | 54 |
| Fig. 4.2. Energía Producida por Año Inversor Fronius Galvo (2020-2025). ....                       | 55 |
| Fig. 4.3. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Primo (2020-2025). ....                       | 57 |
| Fig. 4.4. Energía Producida por Año Inversor Fronius Primo (2020-2025). ....                       | 58 |
| Fig. 4.5. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Symo Poli (2020-2025). ....                   | 60 |
| Fig. 4.6. Energía Producida por Año Inversor Fronius Symo Poli (2020-2025). ....                   | 61 |
| Fig. 4.7. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025). ....              | 62 |
| Fig. 4.8. Energía Producida por Año Inversor Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025). ....              | 63 |
| Fig. 4.9. Rendimiento Especifico Real Mensual Fronius Galvo (2020-2025). ....                      | 65 |
| Fig. 4.10. Rendimiento Especifico Real Anual Fronius Galvo (2020-2025). ....                       | 66 |
| Fig. 4.11. Rendimiento Especifico Real Mensual Fronius Primo (2020-2025). ....                     | 68 |
| Fig. 4.12. Rendimiento Especifico Real Anual Fronius Primo (2020-2025). ....                       | 69 |
| Fig. 4.13. Rendimiento Especifico Real Mensual Fronius Symo Poli (2020-2025). ....                 | 71 |
| Fig. 4.14. Rendimiento Especifico Real Anual Fronius Symo Poli (2020-2025). ....                   | 72 |
| Fig. 4.15. Rendimiento Especifico Mensual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025). ....                 | 73 |
| Fig. 4.16. Rendimiento Especifico Real Anual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025). ....              | 74 |
| Fig. 4.17. Rendimiento Especifico Teórico Mensual Fronius Galvo (2020-2025). ....                  | 76 |
| Fig. 4.18. Rendimiento Especifico Teórico Anual Fronius Galvo (2020-2025). ....                    | 77 |
| Fig. 4.19. Rendimiento Especifico Teórico Mensual Fronius Primo (2020-2025). ....                  | 78 |
| Fig. 4.20. Rendimiento Especifico Teórico Anual Fronius Primo (2020-2025). ....                    | 79 |
| Fig. 4.21. Rendimiento Especifico Teórico Mensual Fronius Symo Poli (2020-2025). ....              | 80 |
| Fig. 4.22. Rendimiento Especifico Teórico Anual Fronius Symo Poli (2020-2025). ....                | 81 |
| Fig. 4.23. Rendimiento Especifico Teórico Mensual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025). ....         | 83 |
| Fig. 4.24. Rendimiento Especifico Teórico Real Anual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025). ....      | 84 |
| Fig. 4.25. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Galvo (2020-2025). ....                    | 86 |
| Fig. 4.26. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Galvo (2020-2025). ....                      | 87 |
| Fig. 4.27. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Primo (2020-2025). ....                    | 88 |
| Fig. 4.28. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Primo (2020-2025). ....                      | 89 |
| Fig. 4.29. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Symo Poli (2020-2025). ....                | 90 |
| Fig. 4.30. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Symo Poli (2020-2025). ....                  | 91 |

|                                                                                                           |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Fig. 4.31. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Symo Poli Mono (2020-2025). ....                  | 92  |
| Fig. 4.32. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025). ....                    | 93  |
| Fig. 4.33. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Galvo (2020-2025). ....                 | 94  |
| Fig. 4.34. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Primo (2020-2025). ....                 | 95  |
| Fig. 4.35. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Symo Poli (2020-2025). ....             | 96  |
| Fig. 4.36. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).<br>.....    | 97  |
| Fig. 5.1. Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Galvo. ....               | 102 |
| Fig. 5.2. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Galvo. ...               | 103 |
| Fig. 5.3. Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Primo. ....               | 104 |
| Fig. 5.4. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Primo. ...               | 105 |
| Fig. 5.5. Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli. ....           | 106 |
| Fig. 5.6. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli.<br>.....      | 107 |
| Fig. 5.7. Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli-<br>Mono. ....  | 108 |
| Fig. 5.8. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli-<br>Mono. .... | 109 |

# Nomenclatura

## Matrices

|                                   |                                           |
|-----------------------------------|-------------------------------------------|
| <b>kWp</b>                        | : Kilowatt pico.                          |
| <b>kWh</b>                        | : Kilowatt hora.                          |
| <b>kW</b>                         | : Kilowatt.                               |
| <b>A</b>                          | : Ampere.                                 |
| <b>V</b>                          | : Voltaje.                                |
| <b><math>E_{AC}</math></b>        | : Energía producida en corriente alterna. |
| <b><math>P_{INSTALADA}</math></b> | : Potencia instalada.                     |
| <b><math>\eta_{INV}</math></b>    | : Eficiencia del inversor.                |
| <b>GTI</b>                        | : Irradiancia global instalada.           |

## Abreviaciones

|        |                                            |
|--------|--------------------------------------------|
| C.S.O. | : Descomposición Clásica Estacional.       |
| F.V.   | : Fotovoltaico.                            |
| L.I.D. | : Degradación Inicial Inducida por la Luz. |
| MPPT   | : Seguidor del Punto de Máxima Potencia.   |
| m.P.R. | : Performance Ratio Modificado.            |
| P.I.D. | : función descriptora.                     |
| P.R.   | : Performance Ratio.                       |
| R.D.   | : Tasa de Degradación.                     |
| R.L.   | : Regresión Lineal.                        |
| R.S.   | : Resistencia en Serie.                    |
| R.S.H. | : Resistencia en Derivación.               |
| V.O.C. | : Voltaje en Circuito Abierto.             |
| Y.D.F. | : Yield Degradation Factor.                |

# Capítulo 1. Introducción

---

## 1.1. Introducción General

El análisis de la degradación de sistemas fotovoltaicos en operación constituye un elemento fundamental para evaluar su confiabilidad, proyectar su generación futura y comparar el comportamiento de distintas tecnologías bajo condiciones reales. En sistemas fotovoltaicos distribuidos que integran múltiples configuraciones y tipos de módulos, este tipo de evaluación adquiere especial relevancia debido a la necesidad de comprender cómo evoluciona el rendimiento energético a lo largo del tiempo bajo un mismo entorno operativo.

La MicroRed fotovoltaica de la Universidad Católica de la Santísima Concepción ofrece un escenario particularmente adecuado para este propósito, dado que integra módulos policristalinos, monocristalinos y de capa fina, todos expuestos a las mismas condiciones ambientales y de operación. Asimismo, cuenta con un historial extenso de datos de irradiancia, temperatura y energía generada, lo que permite estudiar con detalle la evolución de su desempeño energético durante varios años de funcionamiento continuo.

El presente trabajo se orienta a evaluar la degradación de la producción de energía en la MicroRed, mediante el procesamiento y depuración de los registros disponibles y la aplicación de indicadores energéticos robustos, como el Performance Ratio modificado (mPR) y el Yield Degradation Factor (YDF). La combinación de datos reales con estimaciones teóricas basadas en irradiancia y temperatura permite contrastar el comportamiento observado con el esperado, identificando tendencias de pérdida de rendimiento y diferencias propias de cada tecnología fotovoltaica instalada.

Mediante este enfoque, la investigación busca caracterizar el desempeño energético histórico del sistema, determinar la variabilidad temporal asociada a los factores ambientales y cuantificar la tasa anual de degradación de los módulos fotovoltaicos. De esta manera, se obtiene una descripción precisa y fundamentada de la evolución operativa de la MicroRed a lo largo de los años, basada exclusivamente en el análisis sistemático de los datos históricos disponibles.

## 1.2. Trabajos Previos

El siguiente apartado se enfoca en dar a conocer la literatura estudiada para abordar aspectos como la metodología de evaluación, análisis de datos históricos y estimación de pérdidas de eficiencia

a lo largo del tiempo

Estos trabajos previos ofrecen fundamentos teóricos y empíricos relevantes para el presente estudio.

### 1.3. Análisis Bibliográfico.

- ♣ P. Olczak, “Evaluation of degradation energy productivity of photovoltaic installations in long-term case study.” Appl. Energy, vol. 343, p. 121109, 2023. [1].

El estudio analiza la degradación energética a largo plazo (16 años) en dos instalaciones fotovoltaicas (FV) en Alemania, con capacidades de 37.8 [kWp] (I-1) y 18.48 [kWp] (I-2). Utilizando una metodología modificada en el performance ratio (PR) y datos meteorológicos, se determinó que la tasa anual de degradación fue del 0,11% al año para I-1 y 0,20% al año para I-2.

El trabajo propone un enfoque novedoso para evaluar la degradación considerando la irradiación y la temperatura. Además, la metodología resalta la manera de afrontar la falta de datos para interrupciones técnicas

- ♣ A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, y G. E. Georghiou, "Review of photovoltaic degradation rate methodologies," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 40, pp. 143–152, 2014. [2].

El artículo revisa metodologías para medir la tasa de degradación ( $R_D$ ) en tecnologías fotovoltaicas (FV), destacando que los resultados varían según el equipo de medición, criterios de filtrado de datos, métricas de rendimiento y métodos estadísticos empleados. Se identifican cuatro métodos principales para calcular  $R_D$ : Regresión Lineal (LR), Descomposición Clásica Estacional (CSD), AutoReggressive Integrated Moving Average (ARIMA) y Locally Estimated/Weighted Scatterplot Smoothing (LOESS), siendo LR el más común, pero con alta incertidumbre. Las métricas incluyen parámetros eléctricos (curvas I-V), modelos de regresión como el Photovoltaics for Utility Scale Applications (PVUSA) y Sandia y ratios normalizadas (Performance Ratio), mostrando que la tasa de degradación ( $R_D$ ) varía significativamente según la tecnología.

El estudio destaca la necesidad de estandarizar metodologías que consideren tanto factores climáticos como fichas estadísticas robustas, resaltando la importancia de periodos prolongados de monitoreo para reducir incertidumbres.

- ♣ S. Lindig, J. Ascencio-Vásquez, J. Leloux, D. Moser, and A. Reinders, "Performance Analysis and Degradation of a Large Fleet of PV Systems," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 11, no. 5, pp. 1312-1318, Sept. 2021. [3].

El artículo presenta un análisis del desempeño y degradación de una flota de más de 8400 sistemas fotovoltaicos (FV) residenciales en Europa, utilizando datos recopilados por COST PEARL PV. Los resultados muestran un rendimiento anual de 954.9 [kWh/kWp] y una ratio de desempeño (PR) medio del 76.7%, con una degradación anual estimada entre 0.74% y 0.86% al año, dependiendo del método estadístico empleado. Además, se identifican correlaciones entre el rendimiento y factores climáticos, como la irradiación y la temperatura, destacando la importancia de estudios climáticos, como la irradiación y la temperatura.

El estudio compara tres metodologías para calcular la tasa de pérdida de rendimiento (PLR), destacando las limitaciones de los datos meteorológicos y la necesidad de series temporales más largas para mejorar precisión.

- ♣ E. L. Meyer and E. E. van Dyk, "Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 53, no. 1, pp. 83-92, Mar. 2004. [4].

El documento analiza los modos de degradación y fallos en módulos FV expuestos a condiciones exteriores prolongadas. Se presenta un procedimiento de evaluación integral que incluye inspección visual, mediciones de corriente-voltaje (I-V) en luz y oscuridad, resistencia en derivación (RSH), resistencia en serie (RS), determinación de puntos calientes (hot spots) y coeficientes de temperatura. En el texto se estudiaron módulos de diferentes tecnologías, tales como Copper Indium Diselenide (CIS), silicio amorfo, Edge-defined Film-fed Growth Silicon (EFG-Si) y silicio monocristalino, observándose que los módulos de película delgada (CIS y a-Si) se degradaron hasta

un 60% tras 130 [kWh/m<sup>2</sup>] de exposición, mientras que los módulos cristalinos mostraron menor degradación.

Finalmente, el estudio destaca la importancia de caracterizar todos los parámetros de rendimiento para identificar fallos y mejorar la fiabilidad de los módulos.

- ♣ O. A. Alimi, E. L. Meyer, and O. I. Olayiwola, "Solar Photovoltaic Modules' Performance Reliability and Degradation Analysis—A Review," *Energies*, vol. 15, no. 16, p. 5964, Aug. 2022. [5].

El artículo revisa los mecanismos de degradación en módulos fotovoltaicos (FV) y las metodologías para su evaluación, con énfasis en técnicas basadas en datos (machine learning y Deep learning). En este documento los autores destacan que, aunque los PV son una fuente de energía confiable y en crecimiento, su exposición a condiciones ambientales extremas provoca degradación, como lo es la decoloración de encapsulantes, corrosión, grietas y degradación inducida por potencial (PID).

El estudio analiza mediante métodos tradicionales (inspección visual, mediciones eléctricas, imágenes de electroluminiscencia/EL y fotoluminiscencia/PL) y contrasta su limitación en escalabilidad con modelos de aprendizaje automático, los que permiten procesar grandes volúmenes de datos para predecir y calificar fallos con mayor precisión.

- ♣ M. Dhimish, N. Schofield, and A. Attya, "Insights on the Degradation and Performance of 3000 Photovoltaic Installations of Various Technologies Across the United Kingdom," *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 17, no. 8, pp. 5919-5926, 2021. [6].

El estudio presenta un análisis de las tasas de degradación y el rendimiento de 3000 instalaciones fotovoltaicas (FV) en el Reino Unido, abarcando tres tecnologías principales: Silicio monocristalino (Mono-Si), silicio policristalino (Poly-Si) y película delgada de telururo de cadmio (CdTe). Los datos utilizados se recopilan en un periodo de ocho años (2010-2017), estos fueron procesados mediante un algoritmo que incluyó etapas de normalización, filtrado, agregación y estimación de degradación.

Los resultados muestran que la tecnología CdTe presentó mayor tasa de degradación anual (-

1.43%/año), seguida de Poly-Si (-0.94%/año) y Mono-Si (-0.81%/año). Las diferencias se les atribuyeron a factores tales como la sensibilidad a la temperatura y condiciones climáticas locales. Además, se observó que la ubicación geográfica influyó significativamente en la degradación, particularmente en CdTe, con tasas más altas en el sur del Reino Unido (-1.84%/año) esto debido a temperaturas más elevadas y mayor humedad, en comparación con el norte (-1.08%/año) y la región central (1.37%/año).

El estudio también evaluó performance ratio (PR), indicador clave para comparar la eficiencia de los sistemas FV. La tecnología Mono-Si registró el PR más alto (87.97%), seguida de Poly-Si (85.08%) y CdTe (83.55%). Mediante análisis estadísticos, como la función de distribución Weibull y la función de densidad acumulativa (CDF), se confirmó que el 94.44% de las instalaciones Mono Si superaron un PR de 90%, mientras que Poly-Si y CdTe alcanzaron el 92.29% y 90.90% respectivamente.

El documento destaca la importancia de seleccionar la tecnología FV adecuada según las condiciones ambientales y geográficas, así como considerar la degradación a largo plazo, con el fin de optimizar la rentabilidad y eficiencia de las instalaciones solares.

- ♣ T. Ishii and A. Masuda, "Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules," Prog. Photovolt: Res. Appl., vol. 25, no. 12, pp. 953–967, 2017.[7].

El estudio investiga las tasas de degradación anual de módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino (c-Si) recientemente instalados, evaluando seis tecnologías diferentes, incluyendo células solares de tipo p y n. Se utilizaron tres métodos para estimar la degradación: Producción anual de energía, performance ratio (PR) y mediciones de potencia en condiciones de laboratorio. Los resultados mostraron que los módulos de tipo p (sc-Si y mc-Si) presentaron una degradación mínima ( $0 \pm 0.2\%$ /año aproximadamente) después de una degradación inicial inducida por la luz (LID) de 2%. Por otro lado, los módulos de tipo n, como las células de heterounión (SHJ) y de contacto trasero interdigitado (IBC), mostraron tasas de degradación más altas (1.5%/año y 0.5%/año respectivamente), principalmente atribuidas a la reducción de voltaje en circuito abierto (VOC) y la degradación inducida por potencial (PID).

El análisis destaca la importancia de evaluar la confiabilidad a largo plazo de las tecnologías FV emergentes (SHJ e IBC, por ejemplo), que prometen mayor eficiencia, pero sus mecanismos de degradación aún no están completamente comprendidos.

## 1.4. Discusión.

La literatura especializada confirma que la degradación de sistemas fotovoltaicos es un fenómeno influido por múltiples factores, entre ellos la tecnología del módulo, las condiciones ambientales y la metodología empleada para el análisis. En cuanto a la tecnología, los módulos cristalinos —monocristalinos y policristalinos— presentan degradaciones típicamente bajas (0.1–0.9 %/año), mientras que tecnologías de capa fina pueden mostrar pérdidas mayores, cercanas o superiores al 1 %/año, tal como se reporta en estudios de módulos CIS, a-Si y CdTe [4], [6], [7]. Estas diferencias se relacionan con la estabilidad estructural del material y su respuesta frente a la radiación y la temperatura, así como con mecanismos de degradación específicos como PID o pérdida de Voc en tecnologías avanzadas [5], [7].

Las condiciones ambientales también ejercen un impacto significativo. Distintos estudios demuestran que la temperatura ambiente, la humedad y la irradiancia acumulada pueden acelerar la degradación, incluso dentro de un mismo país. Por ejemplo, sistemas CdTe instalados en zonas más cálidas presentan tasas de degradación notablemente superiores a las de regiones frías, evidenciando la necesidad de considerar el clima local al seleccionar la tecnología fotovoltaica [6]. Asimismo, casos de estudio longitudinales han mostrado cómo diferencias climáticas, combinadas con irradiación y temperatura operativa, influyen directamente en la evolución del rendimiento energético [1], [3].

Por último, la literatura muestra una amplia variedad de metodologías para estimar la degradación, desde regresiones lineales simples hasta modelos estadísticos avanzados. El uso de regresión lineal es el más difundido, aunque presenta alta sensibilidad a la calidad de las series temporales [2]. Estudios recientes han comparado metodologías como LR, CSD, ARIMA y LOESS, concluyendo que la elección del método puede generar variaciones significativas en la tasa de degradación estimada [2], [3]. Además, se destaca la necesidad de protocolos estandarizados que integren factores operativos, condiciones climáticas e indicadores robustos como el Performance Ratio (PR) para obtener estimaciones comparables entre distintas instalaciones [2], [4].

Considerando estos antecedentes —las diferencias tecnológicas, la influencia del clima y la diversidad metodológica— se justifica plenamente la aplicación del enfoque propuesto en este trabajo. Con base en los datos históricos disponibles y mediante el uso de indicadores energéticos comparables, se procede a evaluar la degradación de la MicroRed UCSC bajo una metodología coherente con las recomendaciones presentes en la literatura especializada.

## 1.5. Hipótesis de Trabajo

Es posible analizar el desempeño y degradación de la MicroRed UCSC a partir de datos históricos eléctricos, de irradiancia y de sensores de temperatura.

## 1.6. Objetivos

### 1.6.1 Objetivo General

Evaluar la producción de energía a lo largo del tiempo de las distintas tecnologías instaladas en la MicroRed de la Universidad Católica de la Santísima Concepción, con el fin de analizar su desempeño y disminución de eficiencia a través del tiempo.

### 1.6.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar las tecnologías instaladas en la Microred.
- Obtener y preprocesar los datos históricos de la generación de energía en la Microred.
- Determinar la variabilidad temporal de la generación de energía de cada tecnología, considerando factores ambientales.
- Determinar la tasa de degradación de la eficiencia de las distintas tecnologías de la Microred.

## 1.7. Alcances.

Para este proyecto, se estudiarán los distintos tipos de tecnologías de paneles fotovoltaicos monocristalinos, policristalinos y de capa fina, los cuales se encuentra disponibles en la Microred UCSC.

- Evaluar la degradación en la Microred, utilizando datos históricos de los arreglos fotovoltaicos.
- Estimar la falta de datos en los años de funcionamiento de la Microred.
- Estimar la pérdida de eficiencia energética a lo largo del tiempo mediante modelos matemáticos.
- Determinar la tasa de degradación de la eficiencia de las distintas tecnologías de la Microred.

## 1.8. Limitaciones.

- Los datos históricos pueden estar incompletos o tener errores a lo largo del tiempo para evaluar la degradación.
- Considerar variables externas o cambios en la Microred que puedan generar distorsión en los resultados.
- No existe un consenso único sobre como medir la degradación en una Microred, lo que puede llevar a discrepancias en los métodos empleados.

## 1.9. Temario y Metodología.

El presente trabajo se estructura en una serie de capítulos que abordan de manera progresiva el análisis de la degradación del rendimiento energético en sistemas fotovoltaicos, utilizando para ello los datos históricos disponibles de generación, irradiancia y condiciones de operación. A continuación, se describe brevemente el contenido y propósito de cada capítulo, junto con la metodología general aplicada.

### Capítulo 1: Introducción

Se presenta el contexto general del estudio, los objetivos principales y las motivaciones asociadas al análisis de la degradación en sistemas fotovoltaicos. Asimismo, se expone la relevancia del indicador YDF (Yield Degradation Factor) y su utilidad para evaluar la pérdida de rendimiento a lo largo del tiempo. Este capítulo incluye el temario y una descripción global de la metodología que será aplicada en los capítulos posteriores.

### Capítulo 2: Descripción de la Microred UCSC.

En este capítulo se describe la MicroRed en estudio, incluyendo la arquitectura general del sistema, los tipos de paneles fotovoltaicos instalados, sus tecnologías, inclinaciones y configuraciones. Se detallan los inversores utilizados y sus características técnicas, junto con los sensores disponibles para medir irradiancia en plano inclinado, temperaturas de paneles y otros parámetros relevantes. Se presentan fichas técnicas y la información esencial que permite comprender la base física y tecnológica del sistema analizado.

### Capítulo 3: Obtención y Pre-Procesamiento de Datos Históricos de la Microred UCSC.

Este capítulo aborda el tratamiento exhaustivo de los datos históricos del sistema. Se describe la estructura del conjunto de datos, su periodo temporal, la disponibilidad de mediciones y la

organización de las variables utilizadas. Posteriormente, se aplica un proceso de segmentación entre días válidos y no válidos según criterios de completitud y coherencia. Se generan mapas de calor de días válidos, además de gráficos comparativos entre días válidos y días teóricos para cada inversor o variable relevante. Con ello se evalúa la continuidad de las series temporales y se detectan patrones de disponibilidad que influirán en los análisis de capítulos posteriores.

#### Capítulo 4: Análisis de Degradación y Comportamiento del Sistema Fotovoltaico.

Este capítulo desarrolla la metodología relacionada con los indicadores de desempeño utilizados. Se describen y formulan las ecuaciones del performance ratio modificado (mPR), el rendimiento específico real ( $Y_{Real}$ ), el rendimiento específico teórico ( $Y_{Teorico}$ ) y la energía producida, explicando su significado y su utilidad dentro del análisis. Además, se presentan gráficos anuales y mensuales para cada indicador, permitiendo observar su comportamiento temporal y comparar el desempeño de los distintos inversores. Este capítulo constituye la base analítica que sustenta los cálculos de degradación desarrollados posteriormente.

#### Capítulo 5: Cálculo del YDF y Comparación de Resultados

Se detalla el método para calcular la degradación anual mediante diferencias de mPR en periodos estacionales equivalentes, así como el cálculo del centro temporal de cada bloque utilizado en el análisis. Se presentan los resultados del YDF para todos los inversores, acompañados de una tabla resumen que facilita la comparación entre ellos. También se incluyen observaciones metodológicas clave que contextualizan los valores obtenidos.

#### Capítulo 6: Conclusiones y Sumario.

En el capítulo final se entregan las conclusiones generales derivadas del análisis, destacando las tendencias observadas en los datos y la degradación estimada para cada inversor. Se resumen las acotaciones metodológicas, incluyendo el uso de irradiancia medida a  $25^\circ$  para strings con distintas inclinaciones y el empleo de temperatura monocristalina para módulos de capa fina. Finalmente, se establecen los alcances del estudio y se sugieren líneas de análisis que podrían desarrollarse en trabajos futuros.

## **Capítulo 2. Descripción de la Microred UCSC.**

---

### **2.1. Introducción**

El presente capítulo tiene como objetivo principal caracterizar la Microred que será objeto de estudio en este proyecto, proporcionando una descripción técnica completa de sus componentes, configuración y parámetros operativos fundamentales. Se analizará la infraestructura instalada, considerando tanto la disposición física de los paneles solares como su conexión eléctrica y las características técnicas de los inversores. Esta descripción se hace con el fin de comprender el comportamiento del sistema y los factores que influyen en su desempeño energético.

Este apartado se dedicará a la descripción del arreglo fotovoltaico, detallando la tecnología de los módulos empleados, su orientación e inclinación, así como el esquema de conexión entre paneles. Adicionalmente, se especificarán las características técnicas de los inversores.

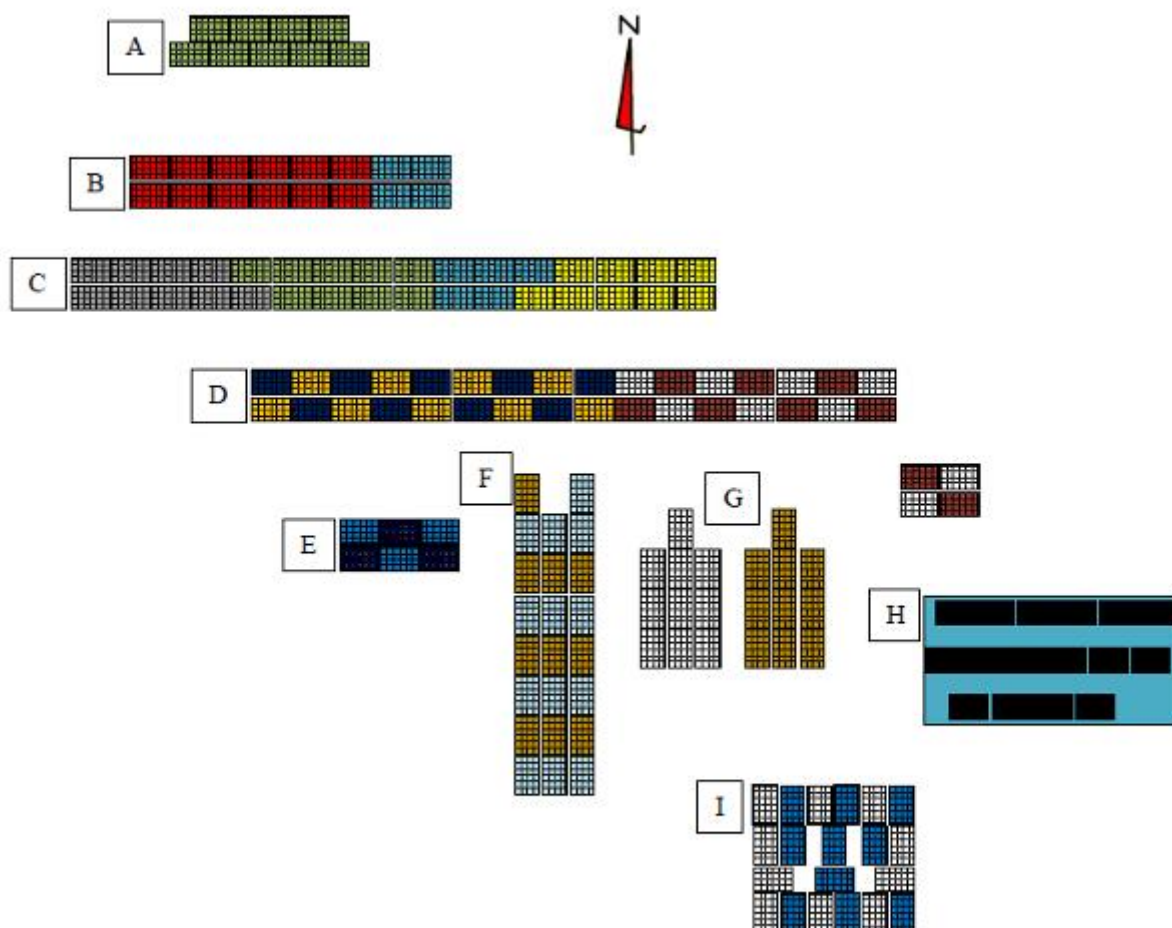
### **2.2. Principales Características.**

La planta solar fotovoltaica de la Microred se encuentra ubicada en las dependencias de la UCSC, tiene una potencia instalada de 43,4[kW], de las que 51 paneles son de tecnología monocristalina, 99 policristalina y 16 corresponden a capa fina.

### **2.3. Equipos Utilizados.**

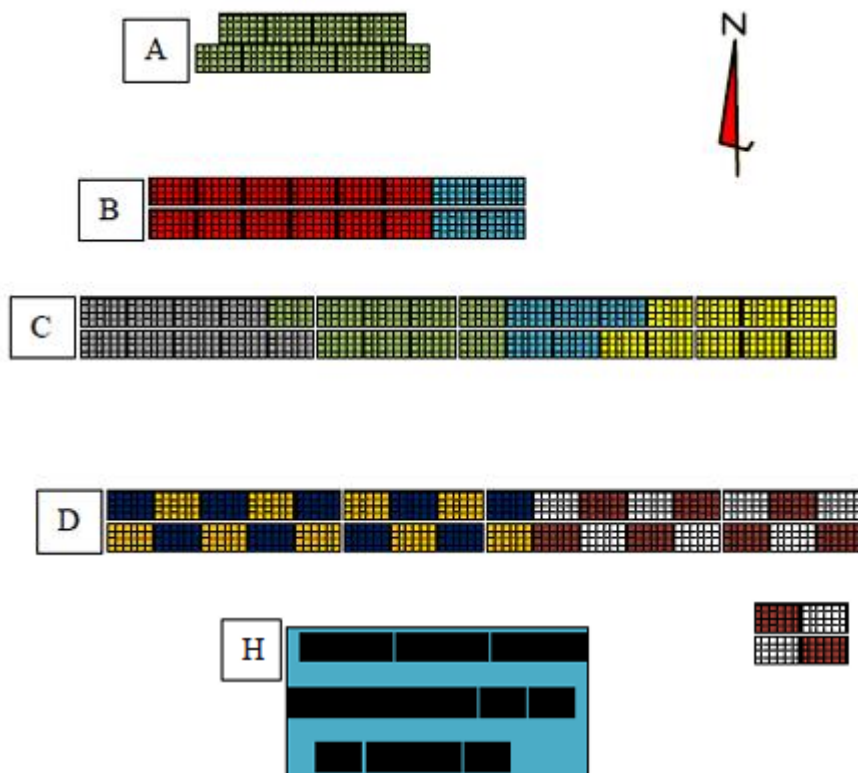
Para el desarrollo de este proyecto se utilizaron las dependencias de la Microred UCSC. A continuación, se describirán los equipos y componentes utilizados.

A continuación, en la figura 2.1 se muestra la distribución de los paneles que se encuentran instalados en la Microred UCSC.



**Fig. 2.1. Distribución de Paneles Fotovoltaicos por Strings.**

Los Strings que se utilizarán para el estudio de la degradación son la sección B, C, D y H. A, como se muestra en la figura 2.2



**Fig. 2.2. Distribución de Paneles FV a utilizar.**

La figura 2.2 nos muestra la distribución de los paneles de la Microred UCSC que se utilizaron en las pruebas. A continuación, se presenta una descripción de estos.

### **Sección B**

En esta sección se muestra solo un String de 12 paneles FV (color rojo) del tipo policristalinos. Este string está conectado en serie y están dirigido a la entrada Maximun Power Point Tracker 1 (MPPT1) del inversor Fronius Primo 3.0.1 de 3[kW]

### Sección C

En esta sección se presentan 4 strings señalados por colores gris, verde, celeste y amarillo. Estos 4 strings se encontrarán conectados al inversor Fronius SYMO n°2 de 10 [kW]. Cada String está compuesto por 9 módulos fotovoltaicos policristalinos conectados en serie; Los Strings de color celeste y verde se conectan al MPPT1 de dicho inversor, y los strings amarillo y gris se conectan a la entrada MPPT2 del mismo inversor. Para esta configuración de conexión de los paneles el inversor tendrá condiciones similares en cada entrada MPPT, se tendrán mismos parámetros,  $V_{mp} = 285,3$  [V],  $I_{mp} = 8,52$  [A] en cada String, la potencia en cada entrada MPPT será de 4,86 [kWp]. La potencia total instalada en este inversor será de 9,72 [kWp].

### Sección D

Esta sección tiene otros 4 Strings señalados con los colores naranja, azul, blanco y café. Estos Strings están compuestos por series de 9 módulos fotovoltaicos en serie y se conectarán al inversor Fronius SYMO n°1 de 10 [kW], de manera que el MPPT1 recibirá la potencia generada de 2 Strings policristalinos (color café y azul), con un voltaje  $V_{mp}$  285,3 [V], una corriente  $I_{mp}$  de 8,52 [A] de igual manera que los strings de la sección C. La potencia de entrada MPPT 1 es de 4,86 [kWp], mientras que el MPPT 2 recibirá la potencia de dos Strings de paneles monocristalinos (naranja y blanco), un voltaje  $V_{mp}$  de 282,6 [V], una corriente  $I_{mp}$  de 8,91 [A] y una potencia en la entrada MPPT 2 de 5,04 [kWp]. En total, el inversor tiene una potencia instalada de 9,9 [kWp].

La tabla 2.1 detalla los elementos que fueron utilizados para realizar el proyecto, tales como inversores, tipo de tecnología de los paneles FV, la cantidad de Strings, potencia por entrada MPPT y potencia total instalada.

**Tabla 2.1. Resumen de las Secciones Utilizadas.**

| Sección | Inversor             | Tipos de Módulos | N° módulos | Tipo de estructura | N° String | N° Entradas MPPT | Potencia MPPT [kWp] | Potencia Instalada [kWp] |
|---------|----------------------|------------------|------------|--------------------|-----------|------------------|---------------------|--------------------------|
| B       | Fronius Primo 3[kW]  | Policristalino   | 12         | Fija               | 1         | 1                | 3,24                | 3,24                     |
| C       | Fronius Symo 10 [kW] | Policristalino   | 36         | Fija               | 4         | 2                | 4,86<br>4,86        | 9,72                     |
| D       | Fronius Symo 10 [kW] | Policristalino   | 18         | Fija               | 2         | 2                | 4,8                 | 9,9                      |
|         |                      | Monocristalino   | 18         |                    | 2         |                  | 5,04                |                          |
| H       | Fronius Galvo 2[kW]  | Capa Fina        | 16         | Fija               | 4         | 1                | 2,40                | 2,40                     |

Los paneles presentes en la MicroRed UCSC son de diferentes tecnologías, monocristalinas, policristalinas y de capa fina o amorfo. De las que se utilizarán las 3 tecnologías presentes en las secciones B, C, D y H.

La figura 2.3 muestra los tres tipos de tecnologías de paneles fotovoltaicos. A la izquierda está el panel Monocristalino, a la derecha el Policristalino y debajo de esos dos el de Capa fina. Estos se diferencian en su aspecto físico principalmente en su color y forma de celda, ya que el monocristalino tiene bordes de la celda redondeados, las celdas del policristalino son más cuadradas, mientras que el panel de Capa Fina no presenta bordes visibles. Los detalles de estos paneles se indican en las tablas 2.2, 2.3 y 2.4.



(a) Panel Monocristalino.



(b) Panel Policristalino.



(c) Panel de Capa Fina.

**Fig. 2.3. Módulos Fotovoltaicos Utilizados.**

La tabla 2.2 describe las características que posee el panel solar fotovoltaico YL 280D, este modelo está presente en la sección D de la MicroRed UCSC.

**Tabla 2.2. Parámetros Eléctricos en Condiciones de Test Estándar Panel Monocristalino.**

| Parámetros Panel Monocristalino     |            |
|-------------------------------------|------------|
| Modelo del Modulo                   | YL28D-30b  |
| Potencia Nominal (Pmax)             | 280 [W]    |
| Eficiencia del Modulo               | 17.25%     |
| Voltaje (Vmpp)                      | 31.4 [V]   |
| Corriente (Imp)                     | 8.91 [A]   |
| Voltaje en Circuito Abierto (VOC)   | 39.3 [V]   |
| Corriente en Circuito Abierto (ISC) | 9.38 [A]   |
| Coefficiente de Temperatura de VOC  | -0,32 %/°C |
| Coefficiente de Temperatura de ISC  | 0,05 %/°C  |

La tabla 2.3 describe las características que posee el panel solar fotovoltaico JMK 270PP, este panel está presente en la sección B, C y D.

**Tabla 2.3. Parámetros Eléctricos en Condiciones de Test Estándar Panel Policristalino.**

| <b>Parámetros Panel Policristalino</b> |            |
|----------------------------------------|------------|
| Modelo del Modulo                      | JMK 270PP  |
| Potencia Nominal (Pmax)                | 270 [W]    |
| Eficiencia del Modulo                  | 16.50%     |
| Voltaje (Vmpp)                         | 31.7 [V]   |
| Corriente (Imp)                        | 8.52 [A]   |
| Voltaje en Circuito Abierto (VOC)      | 38.8 [V]   |
| Corriente en Circuito Abierto (ISC)    | 9.09 [A]   |
| Coefficiente de Temperatura de VOC     | -0,30 %/°C |
| Coefficiente de Temperatura de ISC     | 0,06 %/°C  |

La tabla 2.4 describe las características que posee el panel solar fotovoltaico NT-150AG, este panel está presente en la sección H.

**Tabla 2.4. Parámetros Eléctricos en Condiciones de Test Estándar Panel Capa Fina.**

| <b>Parámetros Panel Capa Fina</b>   |            |
|-------------------------------------|------------|
| Modelo del Modulo                   | NT-150AG   |
| Potencia Nominal (Pmax)             | 150 [W]    |
| Eficiencia del Modulo               | 16.50%     |
| Voltaje (Vmpp)                      | 64.7 [V]   |
| Corriente (Imp)                     | 2.32 [A]   |
| Voltaje en Circuito Abierto (VOC)   | 85.5 [V]   |
| Corriente en Circuito Abierto (ISC) | 2.54 [A]   |
| Coefficiente de Temperatura de VOC  | -0,32 %/°C |
| Coefficiente de Temperatura de ISC  | 0,07 %/°C  |

Tanto la sección de paneles fotovoltaicos C y D se conectan al mismo modelo de inversor Fronius Symo 10.0-3M de 10kW el cual se puede observar en la figura 2.4 y sus especificaciones se muestran en la tabla 2.5.



**Fig. 2.4. Inversor Fronius Symo 10 [kW].**

**Tabla 2.5. Especificaciones Técnicas Inversor Fronius Symo 10 [kW].**

| Inversor Fronius Symo 10kW        |                 |
|-----------------------------------|-----------------|
| Potencia Nominal                  | 10.000 [W]      |
| Máxima Potencia de Salida         | 10.000 [VA]     |
| Cantidad de Entradas MPPT         | 2               |
| Corriente Máxima de Entradas MPPT | 27,0 / 16,5 [A] |
| Voltaje Mínimo de Entrada         | 200 [V]         |
| Voltaje Máximo de Entrada         | 800 [V]         |
| Eficiencia                        | 98.0 %          |
| Frecuencia                        | 50 [Hz]         |

La sección B se encuentra conectada a un inversor monofásico Fronius Primo 3.0-1 de 3kW, el cual se puede observar en la figura 2.5 y sus especificaciones se encuentran en la tabla 2.6.



**Fig. 2.5. Inversor Fronius Primo 3 [kW].**

**Tabla 2.6. Especificaciones Técnicas Inversor Fronius Primo 3 [kW].**

| Inversor Fronius Primo 3kW        |             |
|-----------------------------------|-------------|
| Potencia Nominal                  | 3.000 [W]   |
| Máxima Potencia de Salida         | 3.000 [VA]  |
| Cantidad de Entradas MPPT         | 2           |
| Corriente Máxima de Entradas MPPT | 12 / 12 [A] |
| Voltaje Mínimo de Entrada         | 80 [V]      |
| Voltaje Máximo de Entrada         | 1000 [V]    |
| Eficiencia                        | 98.0 %      |
| Frecuencia                        | 50 [Hz]     |

La sección H se encuentra conectada a un inversor Fronius Galvo 2.0-1 de 2kW, el cual se puede observar en la figura 2.6 y sus especificaciones se encuentran en la tabla 2.7.



**Fig. 2.6. Inversor Fronius Galvo 2 [kW]**

**Tabla 2.7. Especificaciones Técnicas Inversor Fronius Galvo 2 [kW].**

| Inversor Fronius Galvo 2kW        |            |
|-----------------------------------|------------|
| Potencia Nominal                  | 2.000 [W]  |
| Máxima Potencia de Salida         | 2.000 [VA] |
| Cantidad de Entradas MPPT         | 1          |
| Corriente Máxima de Entradas MPPT | 17.0 [A]   |
| Voltaje Mínimo de Entrada         | 120 [V]    |
| Voltaje Máximo de Entrada         | 420 [V]    |
| Eficiencia                        | 96.0 %     |
| Frecuencia                        | 50 [Hz]    |

### 2.3.1 Sensores

La Microred cuenta con distintos tipos de sensores, que permiten captar variables ambientales del lugar. Estos sensores se mencionarán a continuación.

- **Sensor PT1000:**

Es un sensor adhesivo de temperatura, el cual va instalado en la parte trasera del módulo FV. Este va conectado de manera directa al registrador de datos. El sensor tiene una precisión del 1 [%] y tiene un rango de medición que va de -20 a 70 [°C].

En la Microred se encuentran instalados dos de estos sensores, el primero instalado en un módulo policristalino, mientras que el segundo esta adherido a un módulo monocristalino.

Para medir la temperatura ambiente se utiliza el sensor de caja PT1000, este va conectado directamente al registrador de datos. El sensor tiene una precisión de  $\pm 0.3$  K y un rango de medición que va desde -35 a 90 [°C].

- **Sensor SI-12TC:**

Es un sensor de radiación compuesto por una celda solar monocristalina. El sensor puede medir entre 0 a 1200 [W/m<sup>2</sup>], con una precisión del  $\pm 5$  [%]. Este se encuentra instalado con una inclinación de 25° con orientación hacia el norte.

## Capítulo 3. Obtención y Pre-Procesamiento de Datos Históricos de la Microred UCSC.

---

### 3.1. Introducción

El análisis de la degradación de la producción de energía en una MicroRed requiere trabajar con información histórica que refleje el comportamiento del sistema en a lo largo del tiempo. En este capítulo se detalla la obtención de los datos históricos de la MicroRed de la UCSC, incluyendo la identificación de las fuentes, parámetros considerados y el periodo de observación. Asimismo, se presentan los procedimientos implementados para la depuración de la información, la gestión de datos faltantes, la unificación de intervalos de muestreo y la corrección de anomalías. Esta etapa es un paso esencial para garantizar la validez de los resultados y la solidez del análisis posterior de la degradación de la producción energética.

### 3.2. Herramientas Utilizadas.

Para el procesamiento de los datos históricos se empleó el lenguaje de programación Python, ejecutado en el entorno en línea “Google Colab”. Esta plataforma permitió disponer de una interfaz interactiva y gratuita con acceso a librerías científicas ampliamente utilizadas en el ámbito de la ingeniería, como pandas, numpy y matplotlib. El uso de estas facilitó la manipulación de los registros, detección de anomalías y visualización preliminar de los datos.

### 3.3. Descripción del Conjunto de Datos.

Los datos utilizados en este estudio fueron obtenidos desde la plataforma de monitoreo Meteocontrol, desde donde se descargaron en formato CSV con separación punto y coma (“;”) y uso de coma como separador decimal.

Con el fin de facilitar su gestión y descarga, la plataforma entrega los registros en archivos agrupados por semestre, cubriendo el periodo comprendido entre mayo de 2019 y abril de 2025. Para cada año se disponen dos archivos semestrales, excepto en 2025, donde solo se encuentra disponible el correspondiente al primer semestre. Esta estructura se replica para cada uno de los cuatro inversores de la MicroRed, lo que resulta en un total de 52 archivos CSV ( $6 \text{ años} \times 2 \text{ semestres} + 1 \text{ semestre } 2025$ , multiplicado por 4 inversores). Mientras que los datos meteorológicos —irradiancia global y

temperatura del adhesivo— fueron obtenidos desde sensores instalados en campo y preprocesados de manera análoga. Todos los archivos presentan una resolución temporal de 5 minutos, permitiendo realizar un análisis detallado del comportamiento energético y operativo del sistema fotovoltaico.

Los archivos contenían distintas variables incluidas, las cuales serán mencionadas a continuación.

- **Timestamp:** Marca temporal de cada registro.
- **E\_DAY [kWh]:** Energía producida durante el día en curso.
- **E\_INT [kWh]:** Energía producida en el intervalo de 5 minutos.
- **E\_TOTAL [kWh]:** Energía total acumulada desde la puesta en marcha del inversor.
- **I\_DC [A]:** Corriente continua total.
- **I\_DC1 [A]:** Corrientes por cada MPPT.
- **P\_DC [W]:** potencia continua total.
- **P\_DC1 [W], P\_DC2 [W]:** Potencias por cada MPPT.
- **U\_DC [V]:** Tensión continua total.
- **U\_DC1 [V], U\_DC2 [V]:** Tensiones por cada MPPT.

Entre los archivos proporcionados por la MicroRed también se incluían los registros de los sensores de temperatura e irradiación, datos fundamentales para el análisis de degradación desarrollado en este informe.

Las variables que se encontraban en los archivos meteorológicos se tenían las siguientes variables por archivo.

- **Timestamp:** Marca temporal de cada registro
- **Microred UCSC - Sensor de Irradiación - Radiación [W/m²] - SRAD.**
- **Microred UCSC - Sensor Adhesivo Policristalino - Temperatura [°C] – T**
- **Microred UCSC - Sensor Adhesivo Monocristalino - Temperatura [°C] - T**

### 3.4. Preprocesamiento de Datos.

Los datos de la MicroRed fueron compartidos organizados en carpetas individuales para cada inversor. Dentro de estas carpetas se encontraban archivos con formato .csv, correspondientes a los diferentes semestres, ya que esta forma de distribución facilitaba y aceleraba el proceso de recopilación de la información.

Como primer paso, se procedió a combinar los archivos de cada inversor, con el objetivo de consolidar toda la información semestral en un solo archivo por inversor. De esta manera, se redujo considerablemente la cantidad de archivos con los que trabajar, obteniendo finalmente un único archivo por inversor, denominado “2019\_2025\_combinado\_Nombre\_Inversor.csv”

El preprocesamiento tuvo como objetivo asegurar un conjunto de datos consistente y confiable.

Las principales etapas de esto fueron:

1. **Lectura y normalización:** Conversión de comas a puntos decimales y ajuste de tipos numéricos.
2. **Ajuste temporal:** Transformación de “Timestamp” a formato datetime, con asignación de zona horaria local.
3. **Unificación de intervalos:** Se verifico la resolución uniforme de 5 minutos, ya que en 2019 y principios de 2020 habían intervalos de 10 minutos.

### 3.5. Filtración de Datos.

En esta etapa, el objetivo fue obtener una base de datos depurada mediante la identificación y corrección de inconsistencias en los registros. En primer lugar, se realizó la exclusión de registros no físicos, eliminando todas aquellas observaciones que presentaban magnitudes eléctricas negativas (potencia, corriente, voltaje o energía), conservando únicamente los valores coherentes con el comportamiento esperado de un sistema fotovoltaico en condiciones normales de operación.

Posteriormente, se abordó la gestión de valores faltantes, eliminando las filas que presentaban más de dos de las tres columnas fundamentales (E\_INT, I\_DC y U\_DC) sin datos, ya que, en caso de existir al menos dos de estas variables, la tercera puede ser calculada.

Además, se aplicó un filtro temporal centrado en el horario diurno, dado que durante la noche la presencia de datos es escasa y no representa periodos de generación efectiva. De esta forma, se

conservaron únicamente los intervalos correspondientes a la operación activa del sistema, garantizando la relevancia de la información utilizada para el análisis de degradación.

Por último, se realizó un recorte del rango temporal, limitando los datos al intervalo comprendido entre las 7:30 a.m. y las 7:30 p.m., rango que abarca el periodo de mayor irradiancia solar y generación fotovoltaica real. Este intervalo incluye las horas en las que la radiación solar es suficiente para activar la producción de energía y evita registrar valores cercanos a cero, propios del amanecer y el anochecer, donde los ángulos de incidencia solar son bajos y las mediciones pueden verse afectadas por fluctuaciones o ruido. En conjunto, estas depuraciones aseguran que el análisis se base exclusivamente en datos representativos de la operación efectiva y el desempeño energético del sistema.

Tras completar el proceso de filtrado y depuración descrito anteriormente, se generó un archivo consolidado por cada inversor, con los datos finales listos para el análisis. Cada uno de estos archivos fue nombrado siguiendo la estructura “datos\_acotados\_Nombre\_Inversor”, conteniendo exclusivamente la información depurada, coherente y correspondiente al rango horario de operación definido.

De manera análoga, para los datos provenientes de los sensores de temperatura e irradiación, se realizó un proceso de combinación y filtrado similar al aplicado a los inversores

. En este caso, además de la eliminación de filas con datos faltantes, se descartaron los registros que presentaban valores de temperatura fuera de un rango físico razonable, en particular, durante el año 2019 el sensor de temperatura presentó un comportamiento anómalo, caracterizado por un muestreo intermitente y la presencia de ventanas extensas sin registro. Este patrón va de la mano con un desprendimiento temporal del sensor respecto del módulo fotovoltaico o con interrupciones en su conexión, por lo que sus valores fueron excluidos al no representar condiciones reales de operación.

Asimismo, se verificó que los datos mantuvieran un intervalo de muestreo de cinco minutos y se aplicó el mismo recorte temporal (de 7:30 a.m. a 7:30 p.m.), garantizando así la coincidencia temporal con los archivos de los inversores para su posterior análisis comparativo. Finalmente, el conjunto de información climática resultante se integró en un único archivo denominado “datos\_climaticos\_2019\_2025”, que contiene los registros consolidados y filtrados de temperatura e irradiación correspondientes al periodo analizado.

Adicionalmente, se excluyeron aquellos días cuya disponibilidad de datos válidos fuese inferior al 80 % dentro de la ventana horaria seleccionada. Esta restricción se aplicó con el fin de evitar distorsiones en los indicadores energéticos, ya que días con cobertura insuficiente pueden

subestimar o sobreestimar el rendimiento real debido a lagunas extensas en el registro

### 3.6. Análisis de data disponible

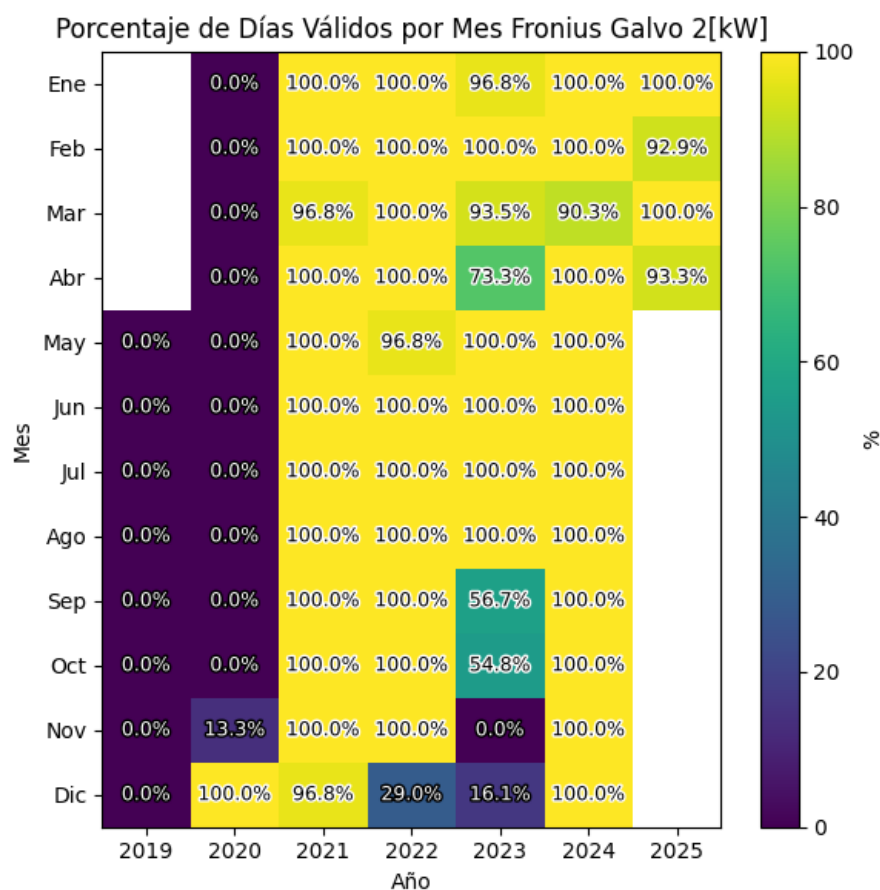
Por motivos desconocidos, no se dispone de registros continuos para todo el periodo en que la MicroRed UCSC ha estado operativa. La información entregada por el sistema presenta interrupciones de distinta magnitud según el año, el mes y el inversor, lo que obliga a evaluar cuidadosamente la disponibilidad real de datos antes de proceder con cualquier análisis de rendimiento o degradación.

Con este fin, las Figuras 3.1 a la 3.4 muestran mapas de calor que representan la proporción de días válidos por mes y por año para cada inversor, contruidos a partir de los registros diarios dentro de la ventana horaria 07:30–19:30. Estos gráficos permiten identificar visualmente los periodos en los que la cantidad de datos disponibles es suficiente para ser incluida en el análisis, así como aquellos intervalos donde la ausencia parcial o completa de información compromete su confiabilidad.

La observación conjunta de estos mapas posibilita determinar los meses que cumplen con los criterios de calidad establecidos ( $\geq 80$  % de datos válidos), asegurando que el estudio de desempeño y degradación se base únicamente en información representativa del comportamiento real del sistema.

- Inversor Fronius Galvo 2[kW]

A continuación, en la figura 3.1 se muestra el mapa de calor correspondiente al inversor Fronius Galvo 2 [kW] muestra una ausencia total de datos válidos durante 2019 y 2020, lo que indica que el equipo aún no registraba mediciones en ese periodo. A partir de 2021, la disponibilidad de datos alcanza valores cercanos al 100 %, manteniéndose estable hasta 2025. No obstante, se observan anomalías puntuales en 2023, principalmente en los meses de abril, septiembre, octubre y noviembre, donde el porcentaje de días válidos desciende entre 50 % y 70 %, incluso llegando a 0 % (en el caso de noviembre). Estas caídas podrían asociarse con interrupciones temporales de comunicación o mantenimiento del sistema. En general, este inversor presenta una base de datos sólida y continua desde 2021, apta para ser utilizada en el análisis de degradación.

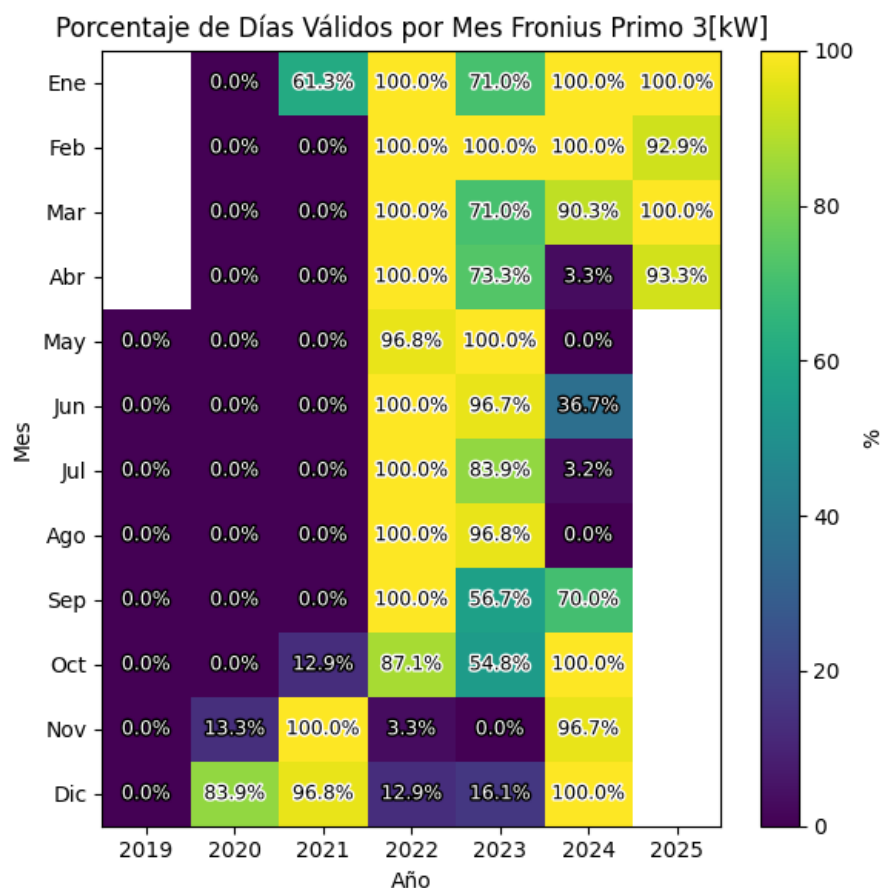


**Fig. 3.1. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Galvo.**

- Inversor Fronius Primo 3[kW]

A continuación, en la figura 3.2 se muestra el mapa de calor del inversor Fronius Primo 3 [kW]. El Inversor Fronius Primo 3 kW presenta ausencia total de datos válidos en 2019 y 2020. En 2021, la información es escasa y discontinua, alcanzando niveles aceptables recién en los últimos meses del año, lo que marca el inicio de una operación más estable. Durante 2022, la disponibilidad de datos es mayoritariamente alta, aunque con caídas significativas en noviembre y diciembre. En 2023 y 2024 se observa una marcada inestabilidad, con múltiples meses de baja o nula disponibilidad, evidenciando fallas prolongadas en el sistema de adquisición de datos. En contraste, en 2025 se registra una recuperación completa, con porcentajes cercanos al 100 %, indicando la normalización del monitoreo. En consecuencia, los períodos más confiables para el análisis corresponden a finales

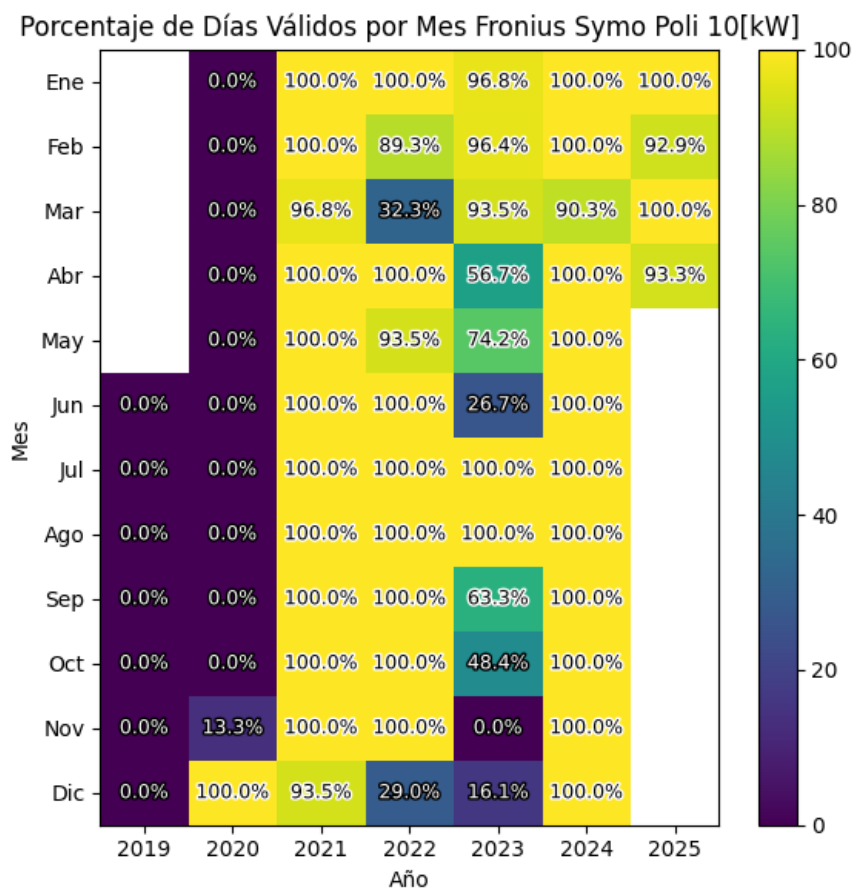
de 2021, gran parte de 2022 y 2025, mientras que 2023 y 2024 requieren exclusión parcial o un tratamiento cuidadoso debido a la discontinuidad de los registros.



**Fig. 3.2. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Primo.**

- Inversor Fronius Symo Poli 10[kW]

La Figura 3.3 muestra que el inversor Fronius Symo Poli 10 kW no presenta datos válidos en 2019 y 2020. A partir de 2021, el sistema inicia una operación estable, manteniendo altos porcentajes de días válidos. En 2022, la disponibilidad de datos es prácticamente completa, con valores cercanos al 100 %. En 2023 se registra una disminución significativa de la información, con caídas notorias durante varios meses y pérdidas severas hacia el final del año, lo que evidencia interrupciones prolongadas en la adquisición de datos. En contraste, durante 2024 y comienzos de 2025 se observa una recuperación total del registro. En consecuencia, aunque el conjunto de datos es mayoritariamente confiable entre 2021 y 2025, se recomienda revisar o excluir el año 2023 en el análisis.



**Fig. 3.3. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Symo Poli.**

- Inversor Fronius Symo Poli Mono 10[kW]

La Figura 3.4 muestra que el inversor Fronius Symo Poli Mono 10 [kW] presenta una tendencia muy consistente con los demás equipos, con ausencia de datos en 2019–2020 y una alta fiabilidad a partir de 2021. Durante los años 2022 y 2024, prácticamente todos los meses alcanzan el 100 % de días válidos (salvo diciembre de 2022), lo que demuestra una adquisición de datos estable. Sin embargo, al igual que en otros inversores, 2023 muestra caídas de disponibilidad en abril, septiembre y octubre, con porcentajes entre 50 % y 70 %, noviembre y diciembre porcentajes entre el 0 % y 16 %, lo que indica eventos de pérdida temporal de información.

A pesar de estos episodios, el conjunto de datos de este inversor puede considerarse altamente representativo y de calidad para los análisis energéticos posteriores.

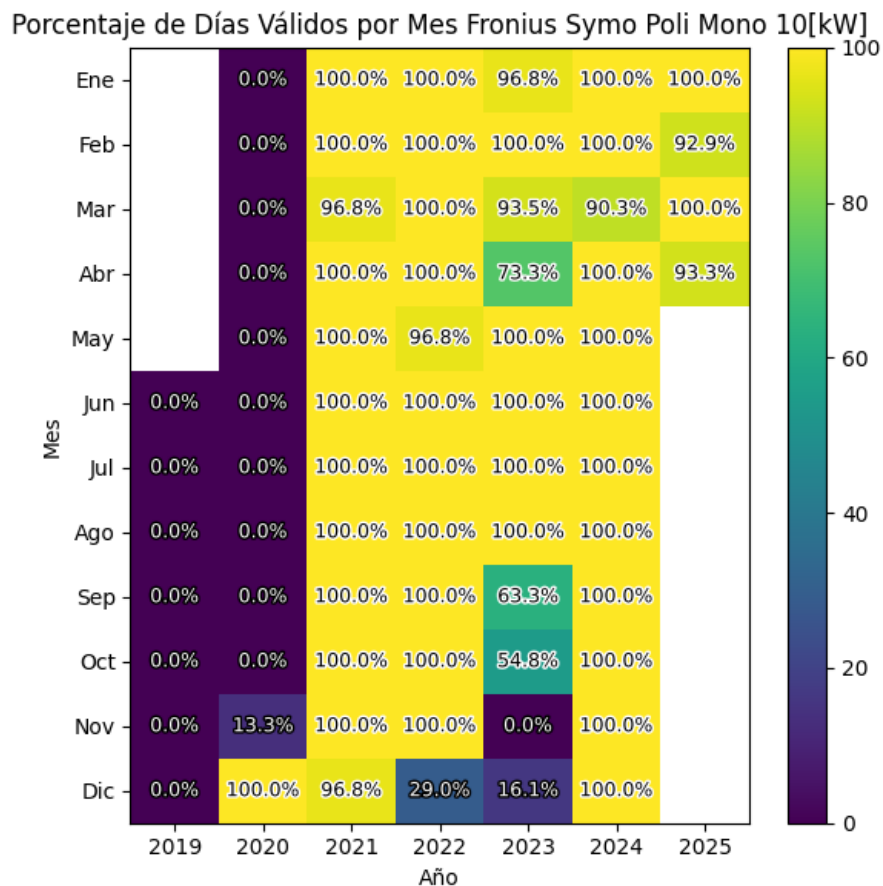


Fig. 3.4. Mapa de Calor Días Válidos Fronius Symo Poli.

### 3.7. Observaciones Generales.

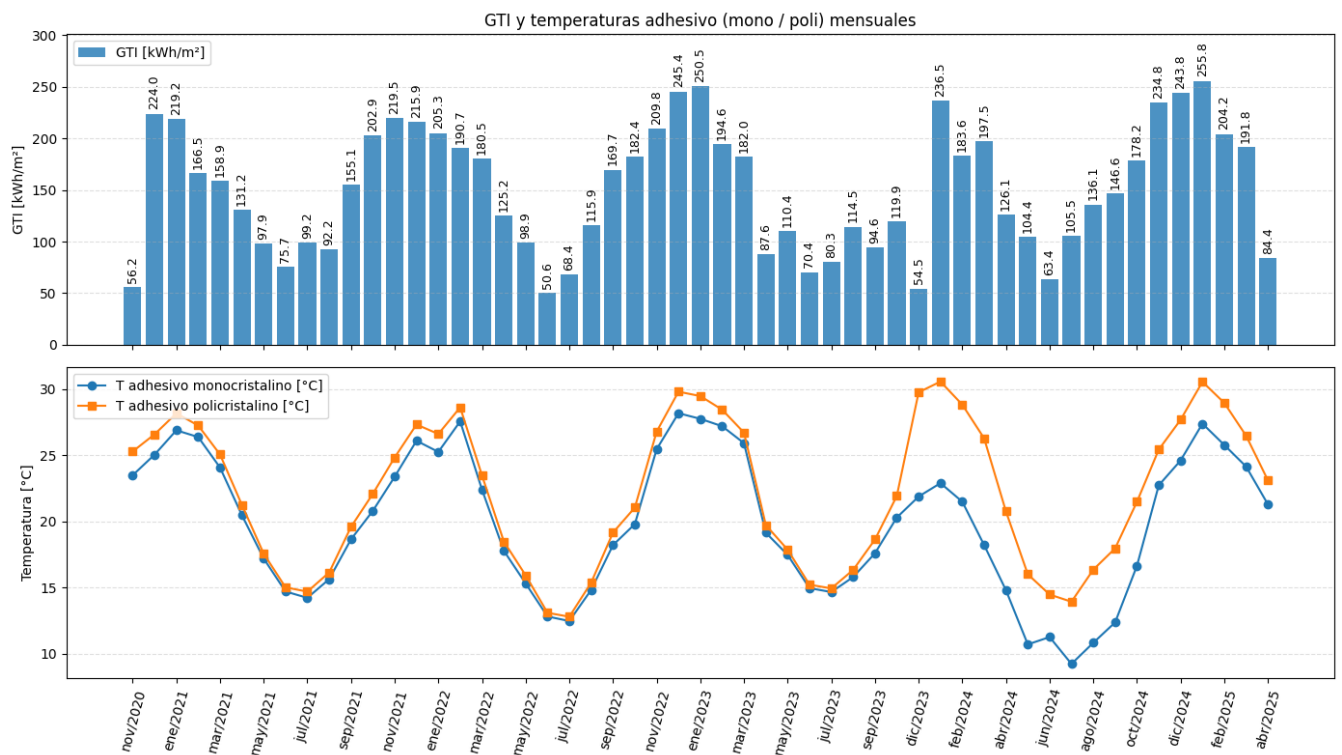
Los mapas de calor se elaboraron a partir de datos diarios validados, considerando como día válido aquel con al menos el 80 % de los registros esperados entre 7:30 y 19:30 h, y muestran el porcentaje mensual de días válidos para cada inversor. En general, los cuatro inversores presentan comportamientos similares en la disponibilidad de datos. Se observa ausencia total de registros en 2019 y 2020, atribuida a la instalación tardía del datalogger, pese a que la MicroRed ya se encontraba operativa. A partir de 2021, la adquisición de datos se vuelve más consistente, reflejando una operación estable.

Durante 2022 se mantienen altos niveles de disponibilidad, con leves descensos hacia fin de año asociados a mantenimientos. En 2023 se registra una caída significativa y simultánea en todos los inversores debido a la falta de licencia del software de monitoreo y a una falla posterior del datalogger. Además, al estar los inversores Fronius conectados en cascada, las fallas de comunicación —

particularmente en el Fronius Primo 3 kW por problemas en el cableado— afectaron la transmisión de datos del conjunto. Finalmente, en 2024 y 2025 se observa una recuperación total de la disponibilidad. En conjunto, los mapas de calor evidencian una alta coherencia temporal entre los inversores, por lo que el periodo 2021–2025 se considera el más adecuado para el análisis de degradación, excluyendo los meses con pérdidas significativas de datos.

### 3.8. Gráfico de dato climáticos

A continuación, en la figura 3.5 se presentan los resultados del análisis mensual de la Irradiancia Global Inclinada (GTI) y de las temperaturas medidas en los sensores adhesivos monocristalino y policristalino. El objetivo es visualizar de forma conjunta la evolución de la irradiancia incidente sobre el plano inclinado y la respuesta térmica de ambos tipos de adhesivo a lo largo del tiempo. Esta representación permite identificar patrones estacionales, comparar el comportamiento térmico entre tecnologías y evaluar la consistencia de los datos disponibles.



**Fig. 3.5. Gráfico análisis mensual del GTI y temperaturas del sensor adhesivo en los módulos.**

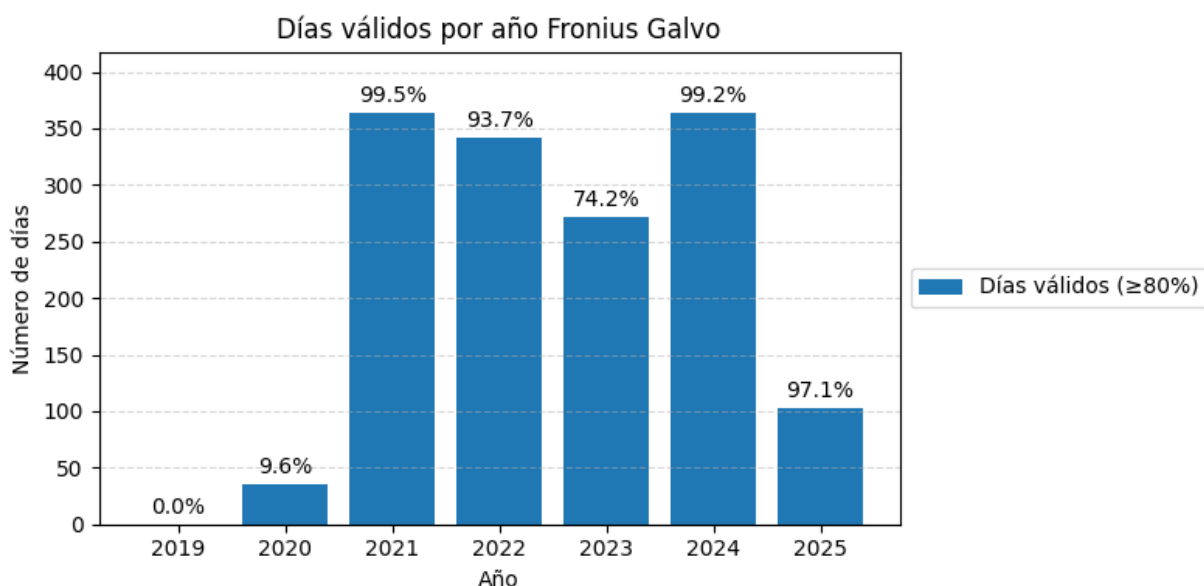
La gráfica muestra un comportamiento estacional muy consistente tanto en el GTI como en las temperaturas de los adhesivos mono y policristalinos. El GTI presenta máximos pronunciados durante

los meses de verano, alcanzando valores cercanos a 240–260 kWh/m<sup>2</sup>, mientras que en invierno desciende drásticamente a rangos de 50–80 kWh/m<sup>2</sup>, repitiendo este patrón de manera regular a lo largo de los años. Las temperaturas del adhesivo siguen este mismo ciclo anual, aumentando en los meses de mayor irradiación y disminuyendo en los meses de menor aporte solar. El adhesivo policristalino se mantiene sistemáticamente entre 1 y 2 °C más caliente que el monocristalino, aunque ambas curvas muestran una evolución paralela y sincronizada con el GTI. En conjunto, la gráfica evidencia una relación directa y estable entre irradiancia y temperatura del adhesivo, sin anomalías significativas, lo que sugiere un funcionamiento térmico predecible y coherente con las condiciones de radiación solar.

### 3.9. Gráfico días válidos vs. Días teóricos por año.

A continuación, en las figuras 3.6, 3.7, 3.8, y 3.9 se presentan gráficos donde se compara el número de días válidos disponibles en cada año con el total de días teóricos del periodo correspondiente, permitiendo evaluar la calidad y continuidad de los registros utilizados en los análisis. Su propósito es identificar años con alta completitud de datos y años con pérdidas significativas que puedan influir en el cálculo de los indicadores (rendimientos específicos y mPR). Además, este análisis se realizará de manera individual para cada inversor, presentando un gráfico por equipo con el fin de evaluar la disponibilidad de datos de forma más detallada y precisa.

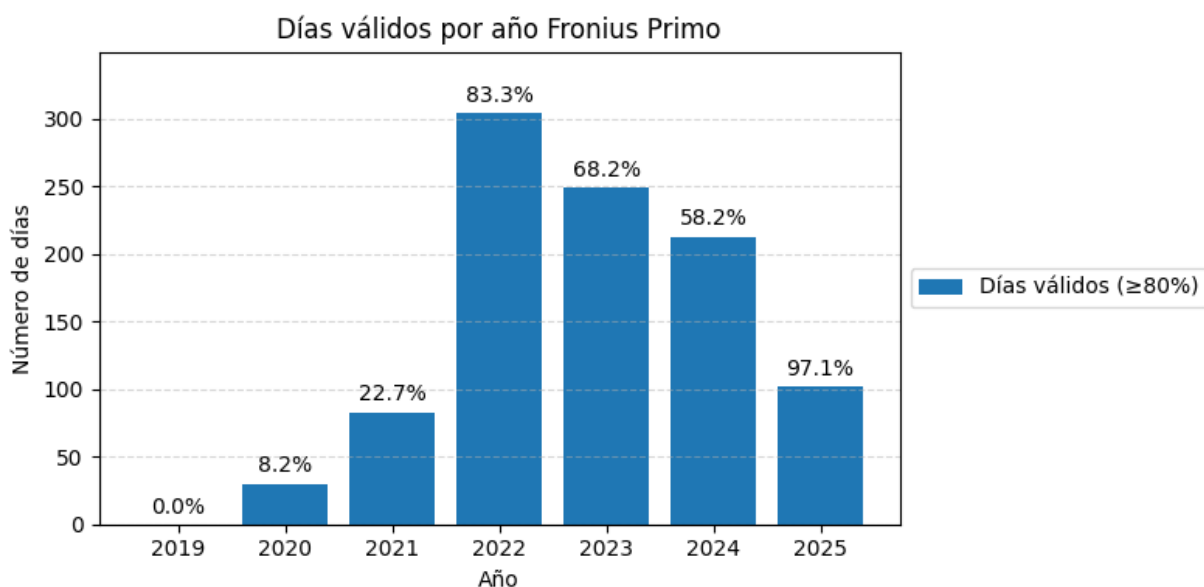
- Fronius Galvo 2 [kW]



**Fig. 3.6. Gráfico de días válidos para Fronius Galvo.**

El gráfico evidencia una disponibilidad de datos claramente irregular a lo largo de los años. En 2019, no se registra ningún día válido, por lo que ese año queda completamente excluido del análisis operativo. En 2020, la disponibilidad es muy baja (9,6%), indicando una escasez significativa de datos fiables. A partir de 2021, la completitud mejora de manera notable, alcanzando una cobertura el 2021 de un 99,5% y el 2022 de un 93,7%, lo que permite análisis confiables para esos periodos. En 2023, la disponibilidad cae a 74,2%, suficiente para análisis generales, pero revela pérdidas de datos que deben ser consideradas en la interpretación del rendimiento. El año 2024 vuelve a mostrar una excelente cobertura (99,2%), mientras que 2025, al estar incompleto, presenta un 97,1% de días válidos dentro del periodo registrado. En conjunto, el gráfico muestra que las evaluaciones más robustas para este inversor corresponden a los años 2021, 2022 y 2024, mientras que 2019 y 2020 presentan información insuficiente para un análisis fiable.

- Fronius Primo 3 [kW]

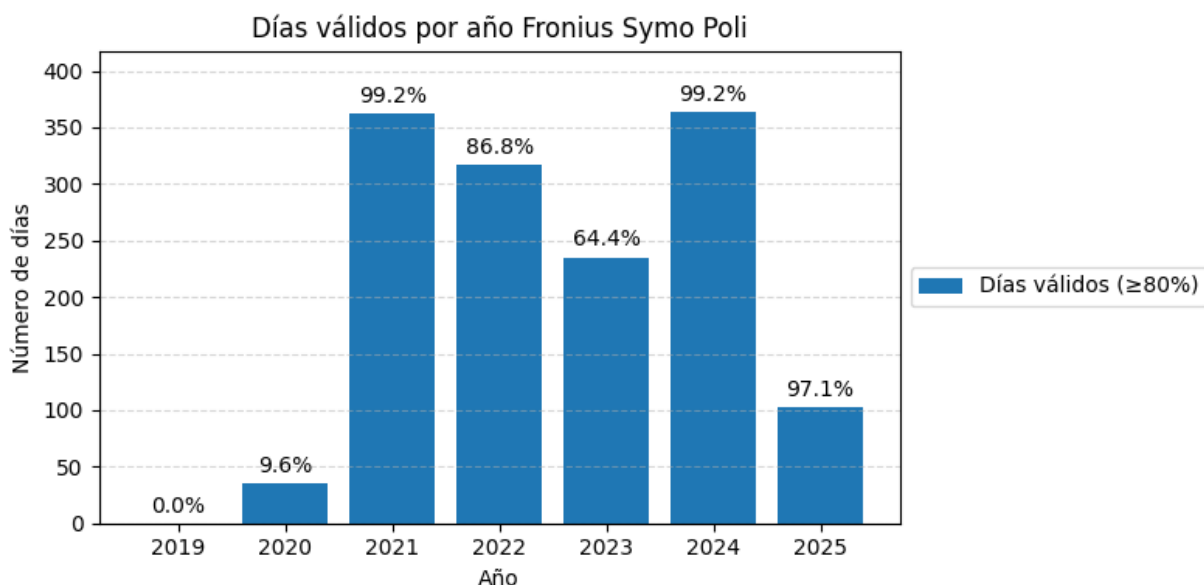


**Fig. 3.7. Gráfico de días válidos para Fronius Primo.**

La disponibilidad de datos para el inversor Fronius Primo muestra una evolución variable a lo largo de los años. En 2019, no se registran días válidos, dejando ese año completamente inutilizable para cualquier análisis de rendimiento. En 2020, la cobertura sigue siendo muy baja (8,2%), lo que limita severamente la fiabilidad de los resultados asociados a ese periodo. En 2021, aunque mejora, los días válidos siguen siendo insuficientes (22,7%), marcando aún un fuerte déficit de información. La situación cambia significativamente en 2022, donde se alcanza un 83,3% de días válidos,

permitiendo análisis representativos y más confiables. En 2023, la disponibilidad desciende a 68,2%, un nivel aceptable pero que obliga a considerar las brechas de datos en la interpretación de los resultados. El año 2024 continúa esta tendencia descendente con 58,2% de días válidos, lo que puede introducir sesgos importantes en cualquier indicador anual. Finalmente, 2025 presenta un 97,1% de días válidos, pero debe interpretarse con cautela por tratarse de un año aún incompleto.

- Fronius Symo Poli 10 [kW]



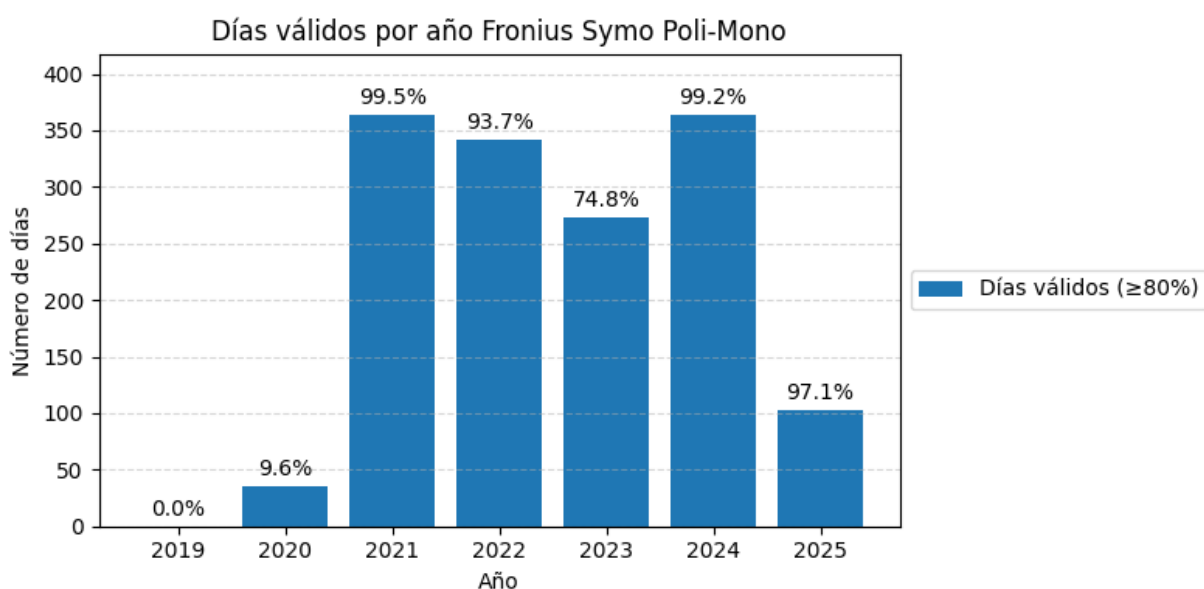
**Fig. 3.8. Gráfico de días válidos para Fronius Symo Poli.**

El inversor Fronius Symo Poli presenta una evolución clara en la disponibilidad de datos a lo largo de los años. En 2019, no se registran días válidos, dejando ese año completamente inutilizable para el análisis energético. En 2020, la cobertura de datos válidos sigue siendo reducida (9,6%), lo que limita severamente la confiabilidad de los resultados asociados a ese periodo. En 2021, la situación mejora notablemente, alcanzando un 99,2% de días válidos, convirtiéndose en el primer año con una base de datos prácticamente completa y altamente confiable. En 2022, se mantiene un nivel muy alto de disponibilidad (86,8%), lo que permite un análisis robusto del comportamiento del inversor, aunque con algunas brechas que deben considerarse. En 2023, los días válidos bajan a 64,4%, un nivel aceptable pero que introduce posibles sesgos y requiere interpretar con cautela los indicadores anuales. En 2024, vuelven a alcanzarse valores excepcionales (99,2%), siendo uno de los años más sólidos en términos de consistencia y completitud de datos. Finalmente, 2025, con 97,1% de días válidos, muestra una cobertura muy elevada, aunque al tratarse de un año aún incompleto, sus métricas deben

ser interpretadas con prudencia.

En conjunto, los años 2021, 2022, 2024 y 2025 constituyen la base más confiable para el análisis del desempeño del Fronius Symo Poli, mientras que 2019–2020 presentan limitaciones severas y 2023 requiere consideración especial por su menor proporción de datos válidos.

- Fronius Symo Poli-Mono 10 [kW]



**Fig. 3.9. Gráfico de días válidos para Fronius Symo Poli-Mono.**

El inversor Fronius Symo Poli Mono muestra una evolución progresiva en la disponibilidad de datos a lo largo de los años. Durante 2019, no se registran días válidos, imposibilitando el análisis de ese periodo. En 2020, la proporción de días válidos continúa siendo muy baja (9,6%), lo que limita significativamente la utilidad de los indicadores generados en ese año. A partir de 2021 se observa un salto notable en la calidad del registro, alcanzando un 99,5% de días válidos, convirtiendo este año en el primer periodo con cobertura prácticamente completa. En 2022, la disponibilidad sigue siendo alta (93,7%), permitiendo realizar un análisis confiable, aunque con algunas brechas que deben considerarse. En 2023, la proporción disminuye a 74,8%, lo que, si bien ofrece una base moderada para el análisis, introduce un mayor nivel de incertidumbre en los resultados anuales. Posteriormente, 2024 recupera un nivel de completitud sobresaliente con 99,2% de días válidos, consolidándose como uno de los años más robustos en términos de calidad de datos. Finalmente, en 2025, con un 97,1%, se mantiene una cobertura muy elevada; sin embargo, al tratarse de un año aún en curso, sus resultados deben interpretarse con cautela.

### **3.10. Discusión**

En términos generales, los años 2021, 2022, 2024 y 2025 constituyen la base más sólida para evaluar el desempeño del sistema, dado que presentan alta disponibilidad de datos tanto en los registros de los inversores como en las variables meteorológicas asociadas. En contraste, 2019 y 2020 deben considerarse no aptos para el análisis, debido a extensos vacíos de información tanto en la generación como en las mediciones ambientales. El año 2023, si bien posee una mayor continuidad que los periodos iniciales, presenta ausencia significativa de datos en múltiples fuentes simultáneamente: faltantes en los archivos de los inversores y también discontinuidades marcadas en temperatura e irradiancia. Por tanto, su utilización requiere especial precaución.

## Capítulo 4. Indicadores de Energía del Sistema Fotovoltaico.

---

### 4.1. Introducción.

En este capítulo se presentan los indicadores fundamentales que describen el comportamiento energético del sistema fotovoltaico de la MicroRed UCSC. A partir de la base de datos previamente depurada y validada (Capítulo 3), se calculan y analizan distintos indicadores de desempeño que permiten caracterizar la producción de energía del sistema bajo condiciones reales de funcionamiento. Entre los indicadores evaluados se incluyen la energía generada, el rendimiento específico teórico y real, y el Performance Ratio modificado, los cuales entregan una visión cuantitativa del desempeño energético del sistema y de su respuesta frente a las variaciones por falta de datos. El propósito de este capítulo es establecer una caracterización sólida del comportamiento energético actual del sistema fotovoltaico, proporcionando la base necesaria para el análisis de degradación que se abordará en el capítulo siguiente.

### 4.2. Metodología y Análisis de Variables Utilizadas.

El análisis de los indicadores energéticos del sistema fotovoltaico se desarrolló a partir de los registros combinados y depurados de cada inversor, obtenidos según el proceso descrito en el Capítulo 3. A partir de esta base de datos validada, se aplicaron procedimientos de cálculo destinados a obtener métricas que caracterizan el comportamiento real y teórico de la planta, tales como la energía producida, el rendimiento específico, el desempeño normalizado (mPR) y el rendimiento específico teórico ( $Y'$ ). Estos indicadores permiten evaluar de manera objetiva el funcionamiento del sistema en distintas escalas temporales, formando la base para estimar la tasa de degradación anual asociada a cada tecnología fotovoltaica.

### 4.3. Procedimiento Computacional.

El procedimiento computacional describe la metodología utilizada para procesar los datos de los inversores, aplicar los criterios de validación y calcular cada una de las métricas empleadas en el análisis. A través de un conjunto de rutinas desarrolladas en Python, se automatizó la limpieza de datos, la identificación de días válidos, el cálculo del rendimiento específico real y teórico, y la obtención del Performance Ratio Modificado (mPR). Además, este procedimiento permitió generar

de forma sistemática todos los gráficos mensuales y anuales por inversor, asegurando consistencia y trazabilidad en los resultados presentados.

El flujo de trabajo general consistió en los siguientes pasos:

1. **Lectura y organización de datos.** Los archivos combinados de cada inversor se importaron a Python y se estructuraron en dataframes.
2. **Cálculo de energía producida.** La energía generada se obtuvo a partir de la columna “E\_INT” (energía producida por intervalo), registrada por cada inversor en la base de datos. Estos valores representan la energía acumulada durante cada periodo de muestreo de cinco minutos. Para obtener la energía diaria, mensual o anual se realizó la suma de los valores correspondientes a cada intervalo dentro del periodo analizado. De esta manera se tiene:
  - La energía diaria corresponde a la suma de los intervalos registrados en un mismo día.
  - La energía mensual se obtiene sumando todos los días del mes
  - La energía anual corresponde a la suma total de todos los intervalos dentro del año.
3. **Determinación de Indicadores de Rendimiento.** Se calcularon los valores reales y teóricos del rendimiento específico, así como el performance ratio modificado, utilizando las expresiones presentadas en la sección 4.4.
4. **Estimación de Degradación Anual.** Se aplicó un método comparativo basado en la variación del performance ratio (mPR) entre los primeros años y últimos años del periodo analizado, para determinar la tasa de degradación anual (YDF).

#### 4.4. Indicadores y Expresiones de Cálculo.

Para evaluar el comportamiento energético del sistema fotovoltaico se emplearon diversos indicadores de rendimiento, los cuales se definen y calculan siguiendo la metodología propuesta por Olczak [1]. Estos indicadores permiten cuantificar la eficiencia de conversión, las pérdidas del sistema y su evolución temporal, facilitando la comparación entre el desempeño real y el teórico. Asimismo, constituyen una base fundamental para el análisis de la degradación anual del sistema. A continuación, se detallan los principales indicadores utilizados, junto con las expresiones de cálculo correspondientes:

- a) Energía Producida (E):

La energía generada corresponde a la cantidad total de energía eléctrica entregada por el inversor a la red o a la carga durante un intervalo de tiempo determinado. En este estudio dicha variable se obtuvo mediante la columna “Energía producida por intervalo **E\_INT [kWh]**”, registrada por cada inversor.

Cada valor representa la energía acumulada durante un lapso de muestro de cinco minutos. La energía total para un periodo diario, mensual o anual se obtiene como la suma de todos los intervalos correspondientes, según la ecuación:

$$E = \sum E_{Intervalo} \quad (1)$$

Donde:

- $E_{Intervalo}$  representa la energía generada en cada intervalo (kWh).

Este enfoque permite calcular de manera directa la producción de energética sin necesidad de integrar la potencia medida.

b) Rendimiento Específico Real ( $Y_{Real}$ ):

El rendimiento específico real expresa la energía efectiva generada por unidad de potencia nominal instalada, es decir, cuantos kilovatios-hora (kWh) se producen por cada kilovatio-pico del sistema. Este indicador es útil para comparar el desempeño entre diferentes plantas o inversores, independientemente de su tamaño o capacidad instalada.

te

Se define como:

$$Y_{Real} = \frac{E_{AC}}{P_{Instalada}} \quad (2)$$

Donde:

- $E_{AC}$ : Energía producida en corriente alterna (kWh).
- $P_{Instalada}$ : Potencia nominal del sistema fotovoltaico (kWp).

Un valor alto de  $Y_{Real}$  indica un buen aprovechamiento de la radiación solar disponible y una conversión eficiente del sistema, mientras que una disminución sostenida puede reflejar degradación en los módulos, fallas en el inversor o pérdidas por suciedad y sombreado.

c) Rendimiento Especifico Teórico ( $Y_{Teorico}$ ):

Este indicador estima la energía teórica que el sistema debería producir bajo condiciones ambientales medidas (irradiación y temperatura), considerando las perdidas intrínsecas del sistema. Su cálculo se basa en la relación entre la irradiación medida y la irradiación en condiciones estándar, corregida por el efecto de la temperatura sobre la potencia y la eficiencia del inversor.

$$Y_{Teorico} = derate \cdot \frac{GTI}{G_{STC}} \cdot (1 + \alpha_p (T - 25^{\circ}C)) \cdot \eta_{inv} \quad (3)$$

Donde:

- $derate$ : Factor global de perdidas (por ejemplo, cableado, polvo, conexiones, orientación o ángulo de inclinación).
- $GTI$ : Irradiación solar efectiva medida en el plano del generador ( $W/m^2$ ).
- $G_{STC}$ : Irradiación incidente bajo condiciones estándar ( $1000W/m^2$ ).
- $\alpha_p$ : Coeficiente de temperatura de potencia del módulo ( $\%/^{\circ}C$ ).
- $T$ : Temperatura del módulo ( $^{\circ}C$ ).
- $\eta_{inv}$ : Eficiencia promedio del inversor

El resultado refleja el rendimiento ideal esperado del sistema bajo las condiciones reales de operación. Comparar este valor con el rendimiento específico real permite identificar pérdidas adicionales no modeladas.

d) Performance Ratio Modificado ( $mPR$ ):

El performance ratio modificado es uno de los indicadores más empleados en la evaluación de sistemas fotovoltaicos, este es un indicador adimensional que cuantifica el desempeño operativo real de un sistema fotovoltaico en relación con su desempeño teórico esperado, considerando las condiciones reales de irradiación y temperatura del módulo.

$$mPR = \frac{Y_{real}}{Y_{Teorico}} \quad (4)$$

Donde:

- $Y_{real}$ : Rendimiento específico real, derivado de la energía efectivamente generada por la MicroRed.
- $Y_{Teorico}$ : Es el rendimiento específico teórico calculado en la ecuación (3).

➤ Valores típicos y aceptables para Performance Ratio Modificado.

En la práctica, los valores del performance ratio suelen encontrarse dentro de los siguientes rangos:

- mPR entre 0.70 y 0.90. Rango normal y aceptable para sistemas fotovoltaicos.
- mPR > 0.90. Indica un desempeño excepcional bajo condiciones favorables (pocas pérdidas, mínima suciedad)
- mPR < 0.70. Puede evidenciar problemas operativos, pérdidas elevadas, desconexiones frecuentes, sombras no considerados, falla en inversores, entre otras cosas.

Para este informe, es esperable una mayor fluctuación del performance ratio modificado, debido a eventos como las desconexiones, fallas en el datalogger o incluso por la variabilidad en la irradiación entre año y año.

## 4.5. Resultados de los Indicadores Energéticos.

En esta sección se presentan los gráficos derivados de la aplicación de las expresiones anteriores. Los resultados se estructuran de manera que permitan observar el comportamiento temporal de los indicadores como de las diferencias entre inversores.

### 4.5.1 Energía Producida.

A continuación, se presentan los resultados del análisis de energía generada por cada inversor de la MicroRed UCSC durante el periodo 2020-2025. El objetivo de esta sección es identificar patrones estacionales, verificar la consistencia de la producción energética, detectar periodos con interrupciones operativas y comparar el desempeño histórico de cada inversor por separado.

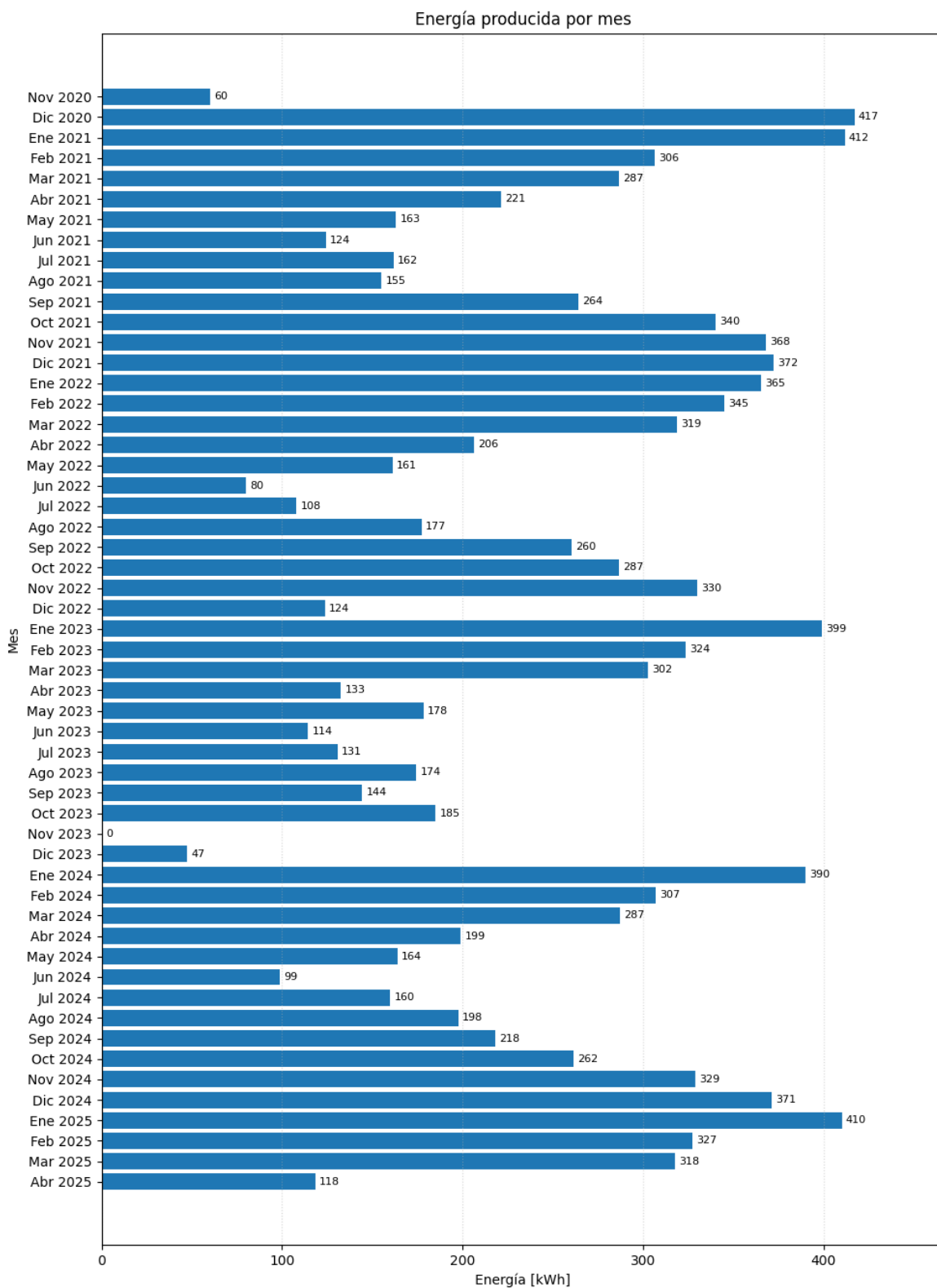
En cada subsección se incluye:

- Un gráfico anual representativo del periodo analizado
- Un gráfico mensual, en el que se observa la variación intra-anual.
- Un breve análisis interpretativo.

#### ***A. Fronius Galvo 2 [kW]***

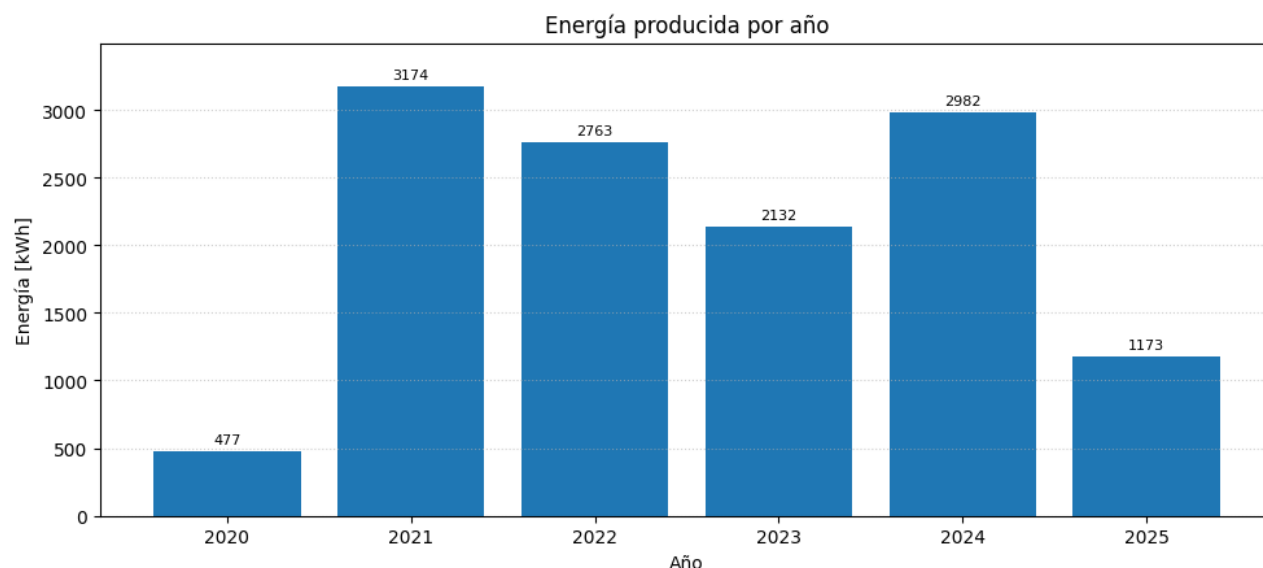
A continuación, se muestra la energía producida de manera mensual y anual en las figuras 4.1 y 4.2 respectivamente.

El análisis mensual de la energía producida por el inversor Fronius Galvo muestra un comportamiento estacional marcado, con máximos entre noviembre y marzo 300–420 [kWh] y mínimos en invierno, especialmente entre junio y agosto 80–180 [kWh], en concordancia con la disponibilidad solar de la zona. Sin embargo, el gráfico también presenta valores anómalamente bajos que no responden a la estacionalidad, sino a pérdidas de datos, como en noviembre y diciembre de 2023, donde la producción registrada es nula o muy reducida pese a corresponder a meses de alta generación. Fluctuaciones irregulares observadas en algunos meses de 2024 también se asocian a una disponibilidad limitada de registros válidos. A pesar de estas interrupciones, los periodos con datos completos muestran una producción estable y consistente.



**Fig. 4.1. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Galvo (2020-2025).**

El gráfico anual de la Figura 4.2 refleja una evolución condicionada tanto por la estacionalidad solar como por la disponibilidad de datos válidos. En 2020, la energía producida es muy baja (~477 kWh) debido a la existencia de registros únicamente en los últimos meses del año. En 2021 se alcanza el mayor valor anual (~3174 kWh), coherente con un año de operación estable y buena continuidad de datos. En 2022 la producción disminuye levemente (~2763 kWh), manteniéndose dentro de un rango esperable. En 2023 se observa una caída más marcada (~2132 kWh), asociada a interrupciones en el sistema de monitoreo que redujeron la cantidad de días válidos. En 2024 la producción se recupera (~2982 kWh), evidenciando un funcionamiento adecuado del sistema. Finalmente, el valor parcial de 2025 (~1173 kWh) corresponde solo a los primeros meses del año y no es directamente comparable con los años completos.



**Fig. 4.2. Energía Producida por Año Inversor Fronius Galvo (2020-2025).**

### ***B. Fronius Primo 3 [kW]***

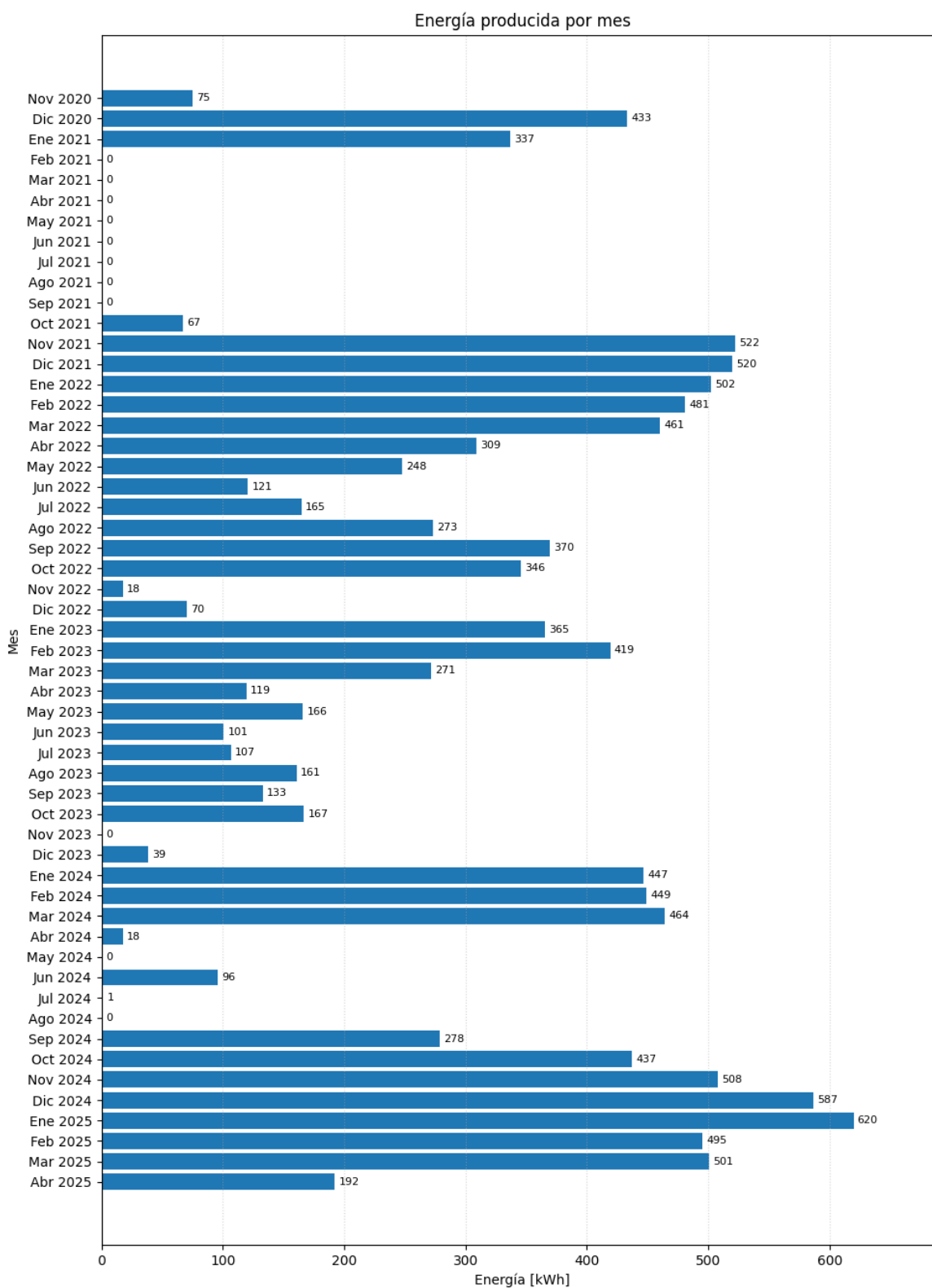
A continuación, se muestra la energía producida de manera mensual y anual en las figuras 4.3 y 4.4 respectivamente.

El análisis mensual de la figura 4.3 evidencia claramente la estacionalidad del recurso solar y las interrupciones en la disponibilidad de datos. Los mayores niveles de producción se concentran entre noviembre y marzo, con valores entre 430 y 620 kWh, acordes al desempeño esperado de un inversor de 3 kW en periodos de alta irradiancia. No obstante, se observan irregularidades significativas, con

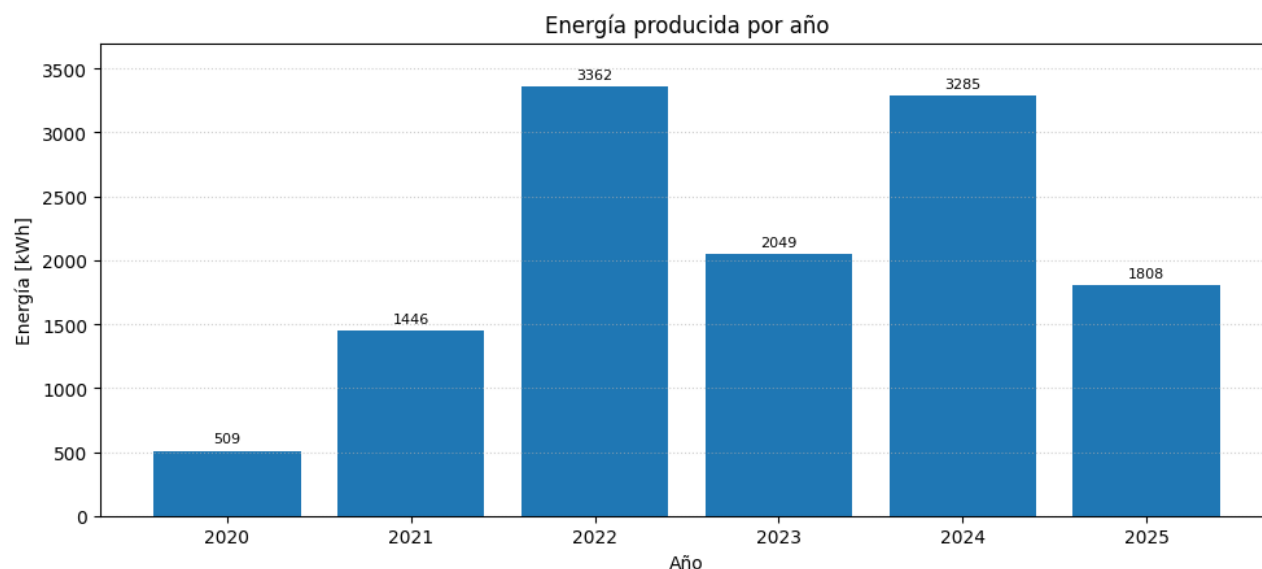
meses completos de producción nula en gran parte de 2021 y en algunos meses de 2023 y 2024, asociados a la ausencia de datos válidos. En los periodos con registros completos, el comportamiento es coherente con la estacionalidad esperada, mostrando máximos en verano y mínimos en invierno. En particular, noviembre y diciembre de 2024 reflejan un desempeño estable y óptimo. En conjunto, el gráfico mensual permite diferenciar claramente entre la variabilidad estacional real y los periodos afectados por registros incompletos.

En la figura 4.4, la evolución anual de la energía del inversor Fronius Primo está fuertemente condicionada por la disponibilidad de datos válidos y por los problemas del sistema de monitoreo. En 2025 se registra un valor muy bajo (509 [kWh]) debido a la existencia de datos únicamente en noviembre y diciembre. En 2021, la producción anual alcanza 1446 [kWh], reflejando aún una cobertura de datos incompleta. En 2022 se observa un incremento significativo hasta 3362 [kWh], correspondiente al primer año con registros continuos y valores acordes a un sistema de 3 [kW]. En 2023 la producción vuelve a disminuir (2049 [kWh]) como consecuencia de las interrupciones en el monitoreo. Posteriormente, en 2024 se evidencia una recuperación hasta 3285 [kWh], comparable a 2022 y consistente con una operación normal, aunque con algunos meses invernales de baja producción que no afectan de forma relevante el total anual.

Finalmente, 2025 presenta un valor parcial de 1808 [kWh], que corresponde a solo los primeros meses del año, por lo tanto, no es comparable con los años completos.



**Fig. 4.3. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Primo (2020-2025).**



**Fig. 4.4. Energía Producida por Año Inversor Fronius Primo (2020-2025).**

En la figura 4.4, la evolución anual de la energía del inversor Fronius Primo está fuertemente condicionada por la disponibilidad de datos válidos y por los problemas del sistema de monitoreo. En 2025 se registra un valor muy bajo (509 [kWh]) debido a la existencia de datos únicamente en noviembre y diciembre. En 2021, la producción anual alcanza 1446 [kWh], reflejando aún una cobertura de datos incompleta. En 2022 se observa un incremento significativo hasta 3362 [kWh], correspondiente al primer año con registros continuos y valores acordes a un sistema de 3 [kW]. En 2023 la producción vuelve a disminuir (2049 [kWh]) como consecuencia de las interrupciones en el monitoreo. Posteriormente, en 2024 se evidencia una recuperación hasta 3285 [kWh], comparable a 2022 y consistente con una operación normal, aunque con algunos meses invernales de baja producción que no afectan de forma relevante el total anual.

Finalmente, 2025 presenta un valor parcial de 1808 [kWh], que corresponde a solo los primeros meses del año, por lo tanto, no es comparable con los años completos.

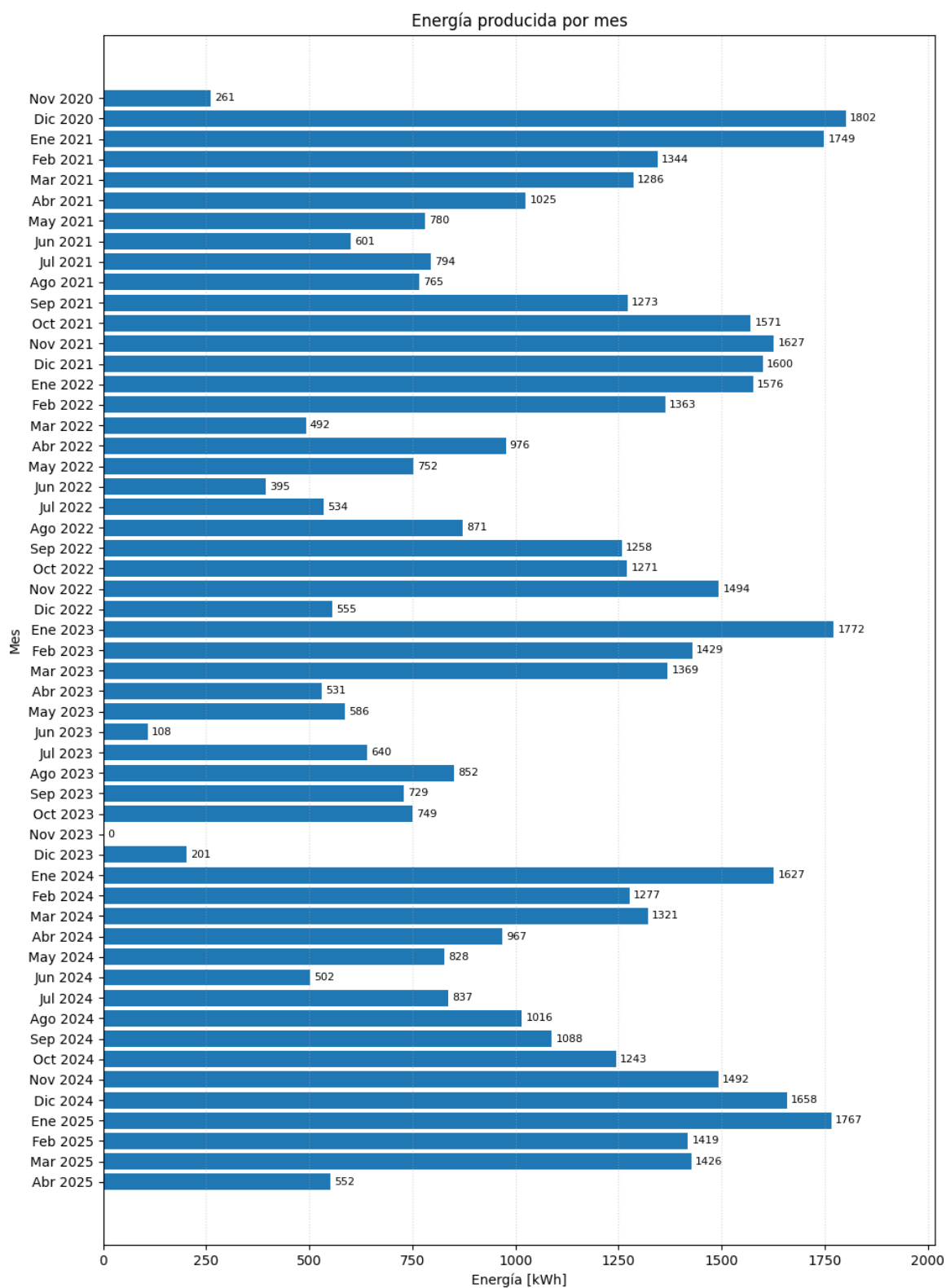
### **C. *Fronius Symo Poli 10 [kW]***

A continuación, se muestra la energía producida de manera mensual y anual en las figuras 4.5 y 4.6 respectivamente.

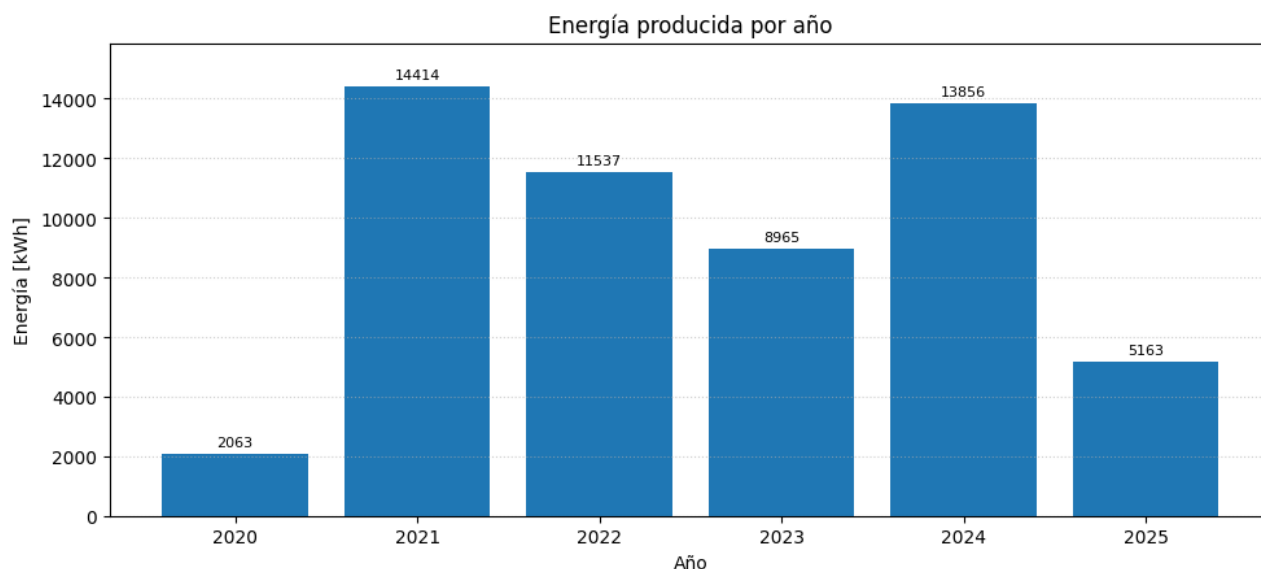
En la figura 4.5, el inversor Fronius Symo Poli presenta un patrón estacional bien definido, con máximos de producción en verano (noviembre–marzo) y mínimos en invierno, coherentes con la radiación solar disponible. El año 2021 destaca como el periodo más estable y completo, con

producciones superiores a 1700 kWh en enero y febrero y sin interrupciones en los registros. En 2022 se mantiene un comportamiento similar, con altos valores estivales y un descenso invernal progresivo, confirmando una operación y adquisición de datos adecuadas. En contraste, durante 2023 se observan caídas abruptas y valores anómalamente bajos a partir de abril, atribuibles a fallas del sistema de monitoreo y no a condiciones solares ni a degradación del sistema. En 2024 la producción se recupera completamente, alcanzando nuevamente valores coherentes con años operativos estables y superando los 1600 kWh en meses estivales. Finalmente, aunque 2025 presenta datos parciales, los primeros meses muestran producciones elevadas y comparables a los mejores años analizados.

En la figura 4.6, El gráfico anual del inversor Fronius Symo Poli evidencia una evolución condicionada principalmente por la disponibilidad de datos. En 2020 se registra una producción baja, atribuible a la escasez de registros. En 2021 se alcanza el valor anual más alto (~14,414 kWh), coherente con un funcionamiento estable y una adecuada continuidad de datos. En 2022 la producción sigue siendo elevada (~11,537 kWh), aunque inferior a 2021, posiblemente debido a variaciones climáticas o diferencias en la disponibilidad diaria. En 2023 se observa una disminución significativa (~8,965 kWh), asociada a fallas del sistema de monitoreo y no a una pérdida real de rendimiento. En 2024 la producción se recupera (~13,856 kWh), alcanzando niveles comparables a los años más estables. Finalmente, el valor parcial de 2025 (~5,163 kWh) corresponde solo a los primeros meses del año y no es directamente comparable con los años completos.



**Fig. 4.5. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Symo Poli (2020-2025).**



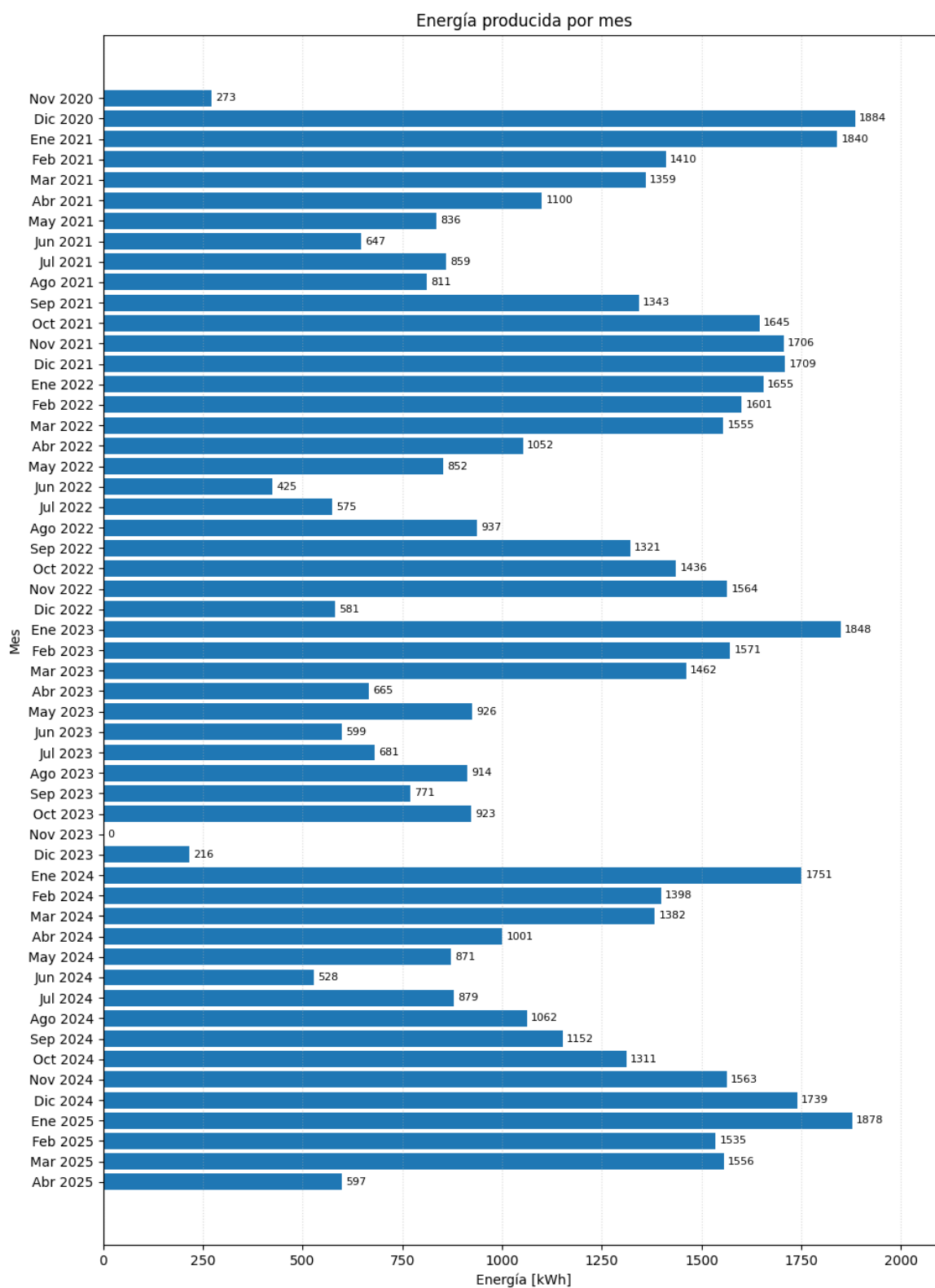
**Fig. 4.6. Energía Producida por Año Inversor Fronius Symo Poli (2020-2025).**

#### ***D. Fronius Symo Poli-Mono 10 [kW]***

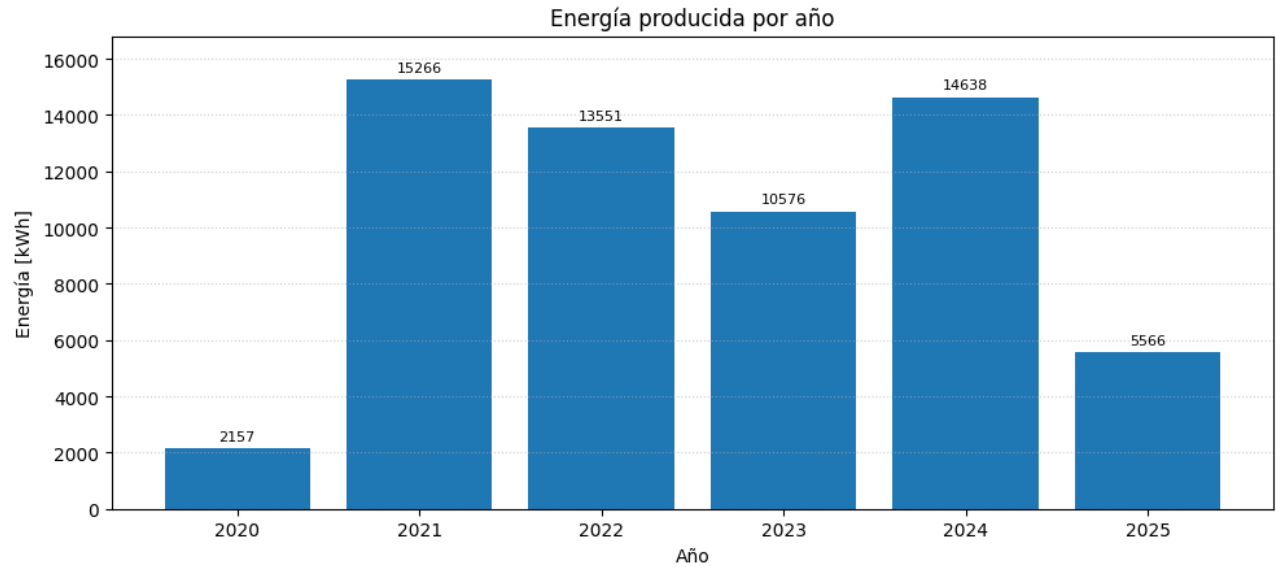
A continuación, se muestra la energía producida de manera mensual y anual en las figuras 4.7 y 4.8 respectivamente.

En la figura 4.7, la energía producida muestra una variación estacional marcada, con máximos recurrentes en los meses de mayor irradiancia (principalmente verano) y descensos evidentes durante invierno. También se observan meses con producción reducida o nula asociados a faltas de datos o registros incompletos.

Mientras que en la figura 4.8 la producción anual presenta fluctuaciones notables entre años, con picos de generación en 2021 y 2024, y valores significativamente menores en 2020 y 2025 debido a menor disponibilidad de datos. La tendencia anual refleja la variabilidad interanual registrada en el sistema.



**Fig. 4.7. Energía Producida por Mes Inversor Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).**



**Fig. 4.8. Energía Producida por Año Inversor Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).**

#### 4.5.2 Rendimiento Específico Real ( $Y_{Real}$ ).

En este trabajo, el rendimiento específico real se calculó a partir de la energía producida por cada inversor, obtenida desde la columna de energía producida por intervalo, normalizada por la potencia nominal del inversor correspondiente.

Para cada día válido se determinó primero el rendimiento específico diario, y posteriormente se generaron valores mensuales y anuales agregando los periodos seleccionados. De esta forma, los resultados de rendimiento específico real presentados en esta sección están basados únicamente en los días que cumplen con el criterio de validez definido en el Capítulo 3 (al menos un 80 % de datos dentro del rango horario 7:30–19:30).

A continuación, se presentan los resultados de rendimiento específico real para cada inversor de la MicroRed, analizando su variación temporal y su coherencia con los patrones de energía producida descritos en la sección anterior.

En cada subsección se incluye:

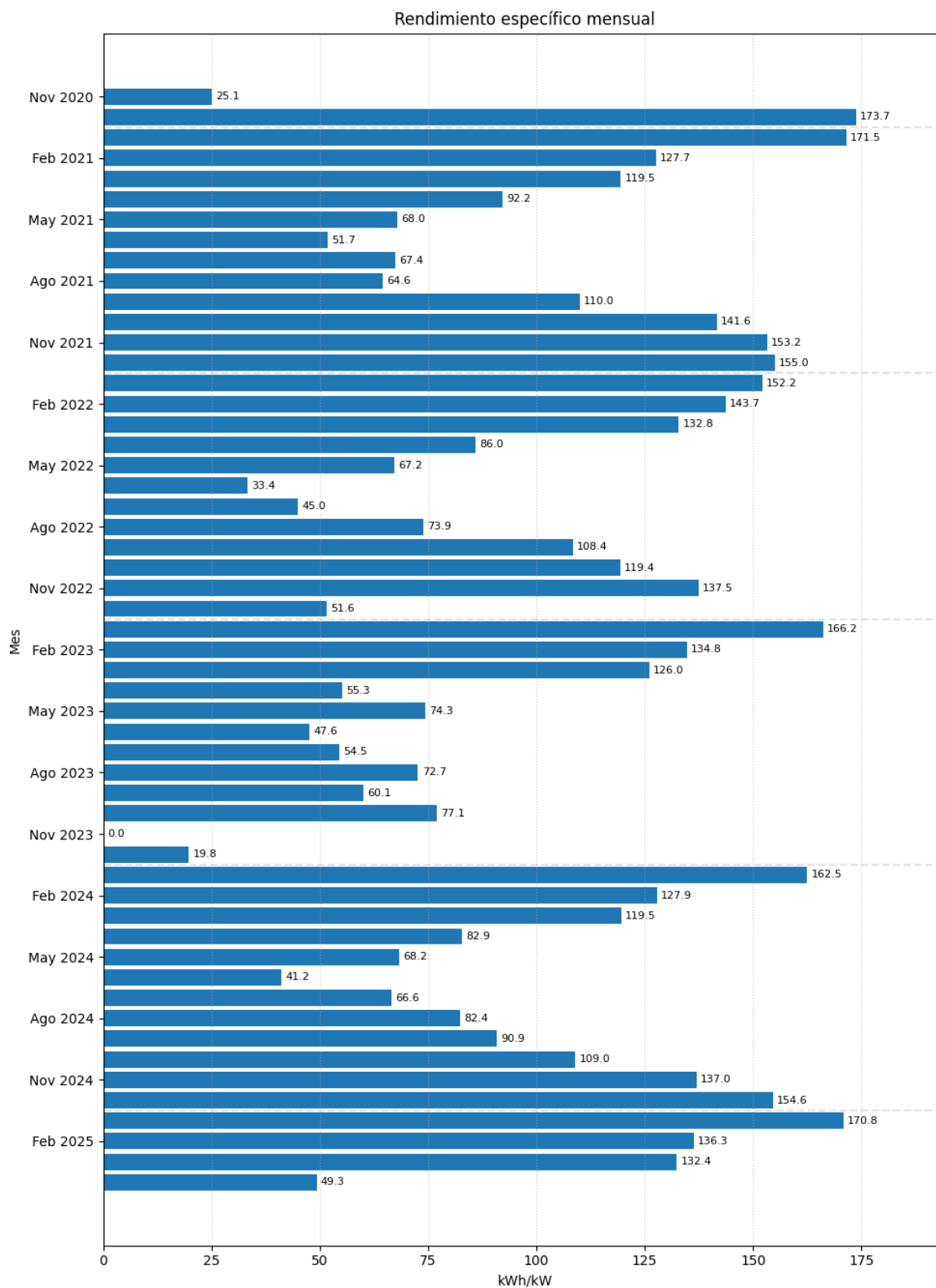
- Un gráfico anual representativo del periodo analizado
- Un gráfico mensual, en el que se observa la variación intra-anual.
- Un breve análisis interpretativo.

### **A. *Fronius Galvo 2 [kW]***

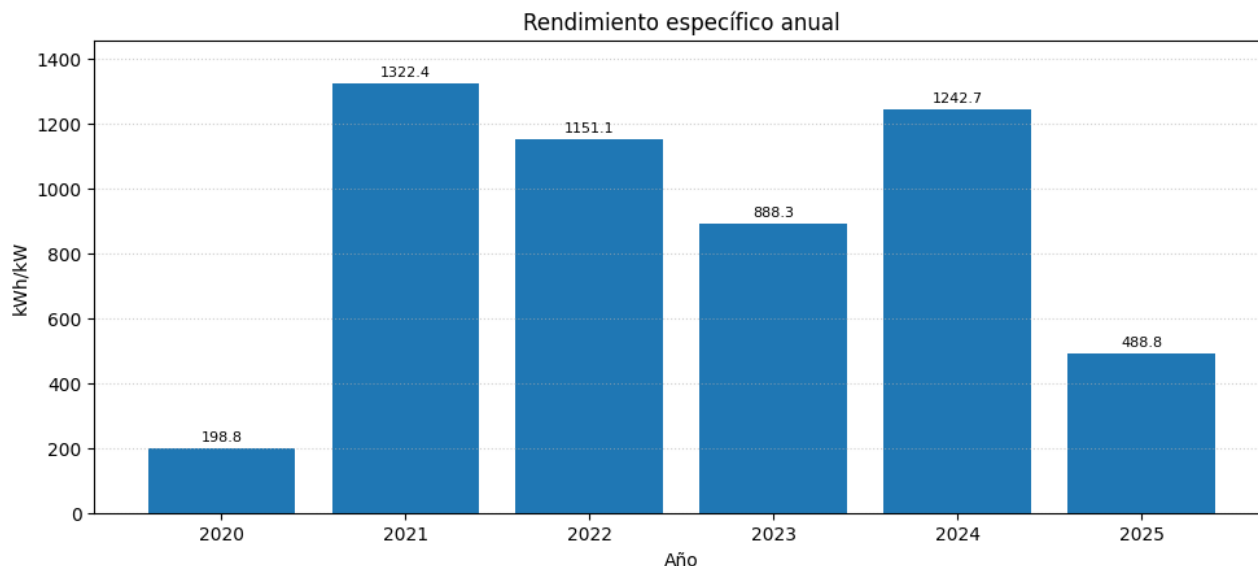
A continuación, se muestra el rendimiento específico real de manera mensual y anual en las figuras 4.9 y 4.10 respectivamente.

En la figura 4.9, el rendimiento específico mensual presenta una marcada variación estacional, con máximos entre noviembre y marzo (150–180 kWh/kW) y mínimos durante el invierno, especialmente entre mayo y agosto (40–80 kWh/kW), en concordancia con la disponibilidad de radiación solar. Además, el gráfico muestra valores atípicamente bajos que no responden al desempeño real del sistema, sino a pérdidas de datos válidos, destacándose noviembre y diciembre de 2023 con registros nulos o anormalmente reducidos. Algunas oscilaciones menores observadas en otros meses también se asocian a una disponibilidad parcial de datos.

En la figura 4.10, el rendimiento anual del sistema muestra variaciones significativas influenciadas tanto por las condiciones ambientales como por la disponibilidad de datos. El año 2021 presenta el mayor rendimiento (1322 kWh/kW), seguido por 2024 y 2022, con valores acordes a una operación normal. En contraste, 2020 y 2023 exhiben rendimientos reducidos debido a registros incompletos y pérdidas de datos asociadas a fallas del sistema de monitoreo. El valor parcial de 2025 (488 kWh/kW) corresponde únicamente a los primeros meses del año y no es comparable con años completos.



**Fig. 4.9. Rendimiento Especifico Real Mensual Fronius Galvo (2020-2025).**



**Fig. 4.10. Rendimiento Especifico Real Anual Fronius Galvo (2020-2025).**

### **B. *Fronius Primo 3 [kW]***

A continuación, se muestra el rendimiento específico real de manera mensual y anual en las figuras 4.11 y 4.12 respectivamente.

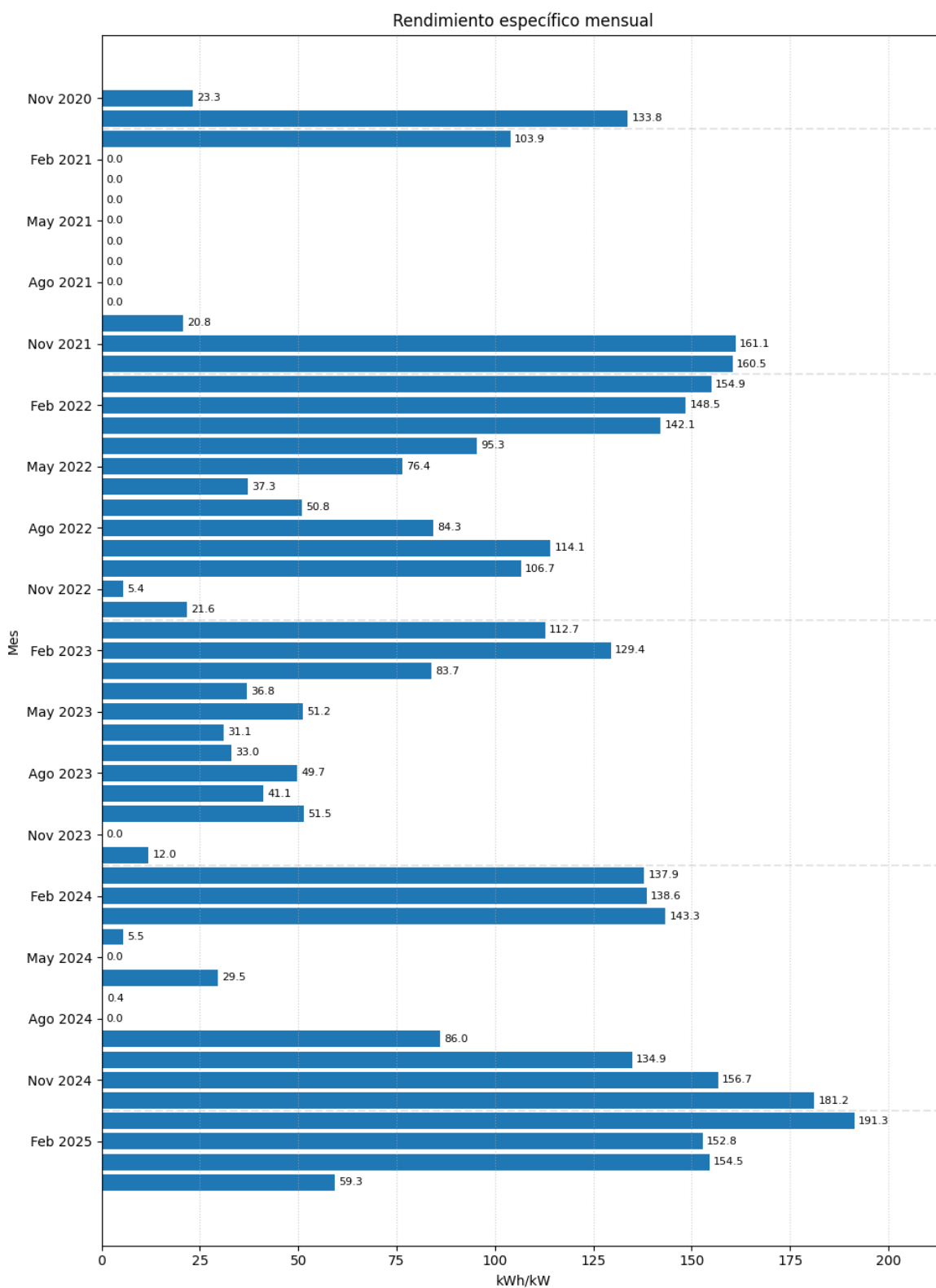
Para la figura 4.11, el rendimiento específico mensual del inversor Fronius Primo muestra una elevada discontinuidad a lo largo del periodo analizado, asociada principalmente a la falta de datos válidos más que a un comportamiento físico real del sistema. Durante gran parte de 2021, especialmente entre febrero y septiembre, se observan valores cercanos a 0 [kWh/kW] debido a la ausencia de días válidos tras el filtrado de datos. A partir de octubre de 2021, el rendimiento se recupera, alcanzando valores elevados en noviembre y diciembre, los cuales se mantienen durante los primeros meses de 2022.

En 2022, el rendimiento presenta una estacionalidad parcial, con valores altos en verano y un descenso pronunciado entre abril y julio, donde se registran mínimos cercanos a 37 [kWh/kW]. Hacia finales de ese año, se evidencia nuevamente una pérdida significativa de datos en noviembre y diciembre. Un comportamiento similar se observa en 2023, con un pico estival en febrero seguido de una disminución sostenida durante el otoño e invierno, alcanzando valores muy bajos o nulos en varios meses, lo que coincide con periodos de escasa disponibilidad de datos.

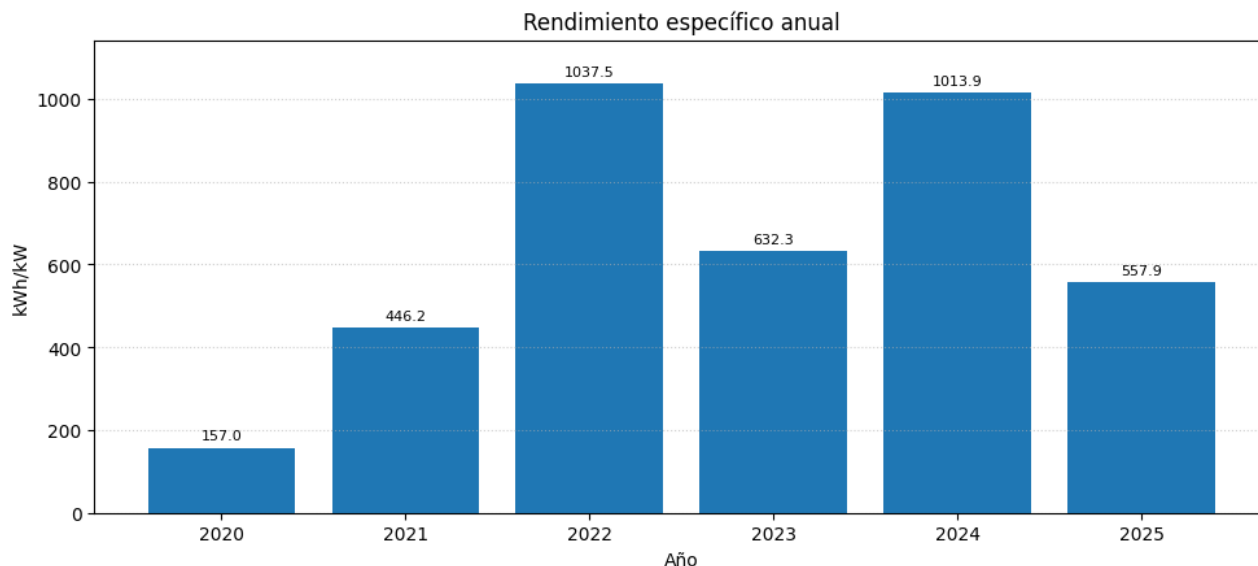
Durante 2024, el rendimiento mensual recupera un patrón más coherente con la estacionalidad solar, con valores elevados en verano, una caída invernal y un nuevo incremento en primavera.

Destacan los altos valores registrados en diciembre de 2024 y enero de 2025, que corresponden a los máximos del periodo analizado. En conjunto, el análisis evidencia que las variaciones del rendimiento específico del Fronius Primo están fuertemente condicionadas por la fragmentación e indisponibilidad histórica de los datos, tal como se observa en sus mapas de calor, por lo que los resultados deben interpretarse con cautela al analizar la degradación del sistema.

En la figura 4.12, el rendimiento específico anual del inversor Fronius Primo también refleja de manera evidente la elevada pérdida de datos registrada a lo largo del periodo analizado. En los mapas de calor previamente estudiados se observó que este equipo fue el que presentó mayor cantidad de meses con porcentajes muy bajos de días válidos, especialmente debido a problemas de comunicación en la conexión en cascada. Como consecuencia, los valores anuales presentan fluctuaciones pronunciadas y años con indicadores artificialmente reducidos, no necesariamente atribuibles a un menor desempeño energético del sistema, sino a insuficiencia de información disponible para el cálculo. De este modo, las variaciones interanuales deben interpretarse con precaución, reconociendo que gran parte de la disminución o dispersión del rendimiento específico anual corresponde a lagunas de datos.



**Fig. 4.11. Rendimiento Especifico Real Mensual Fronius Primo (2020-2025).**



**Fig. 4.12. Rendimiento Específico Real Anual Fronius Primo (2020-2025).**

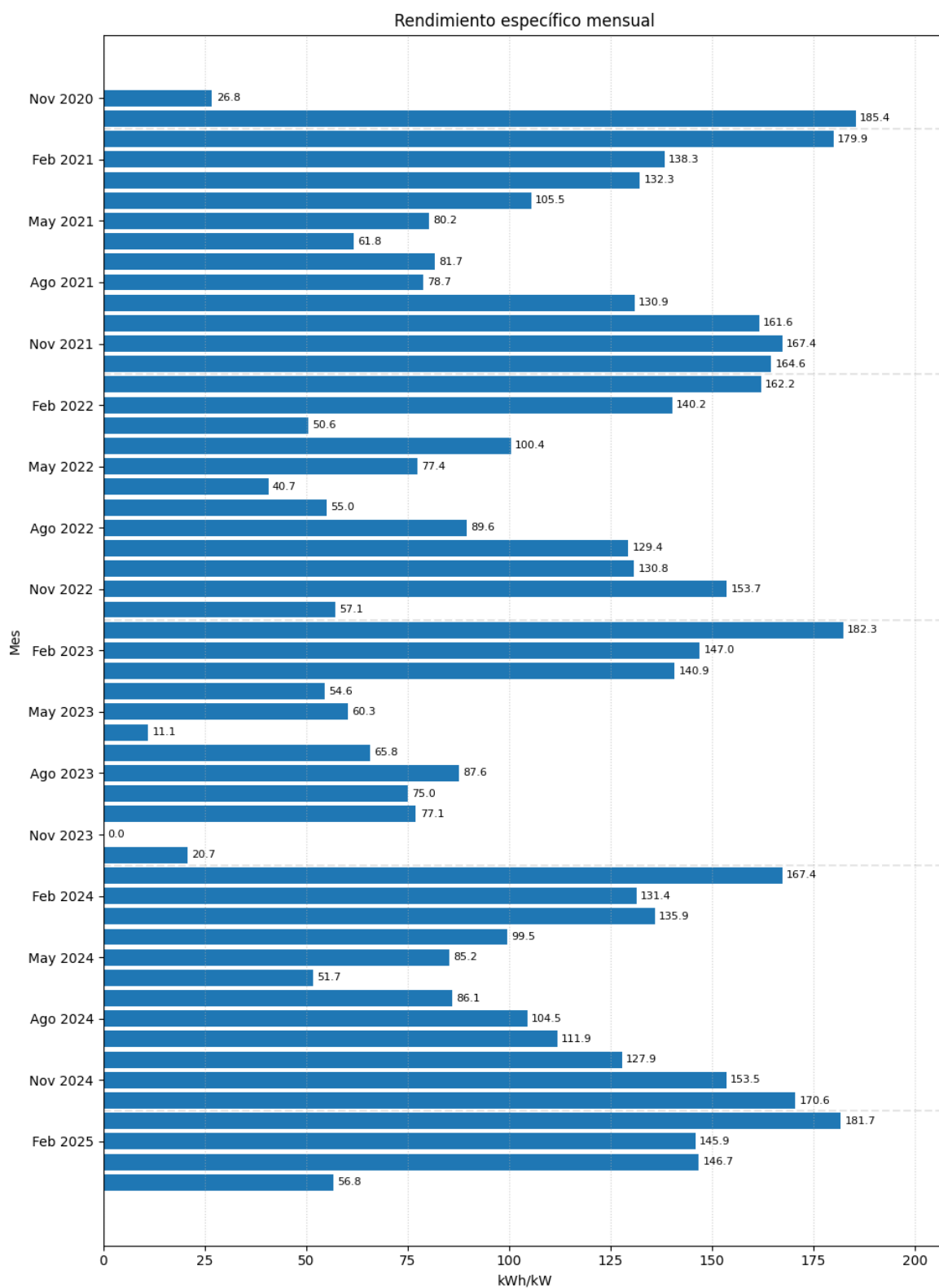
### **C. *Fronius Symo Poli 10 [kW]***

A continuación, se muestra el rendimiento específico real de manera mensual y anual en las figuras 4.13 y 4.14 respectivamente.

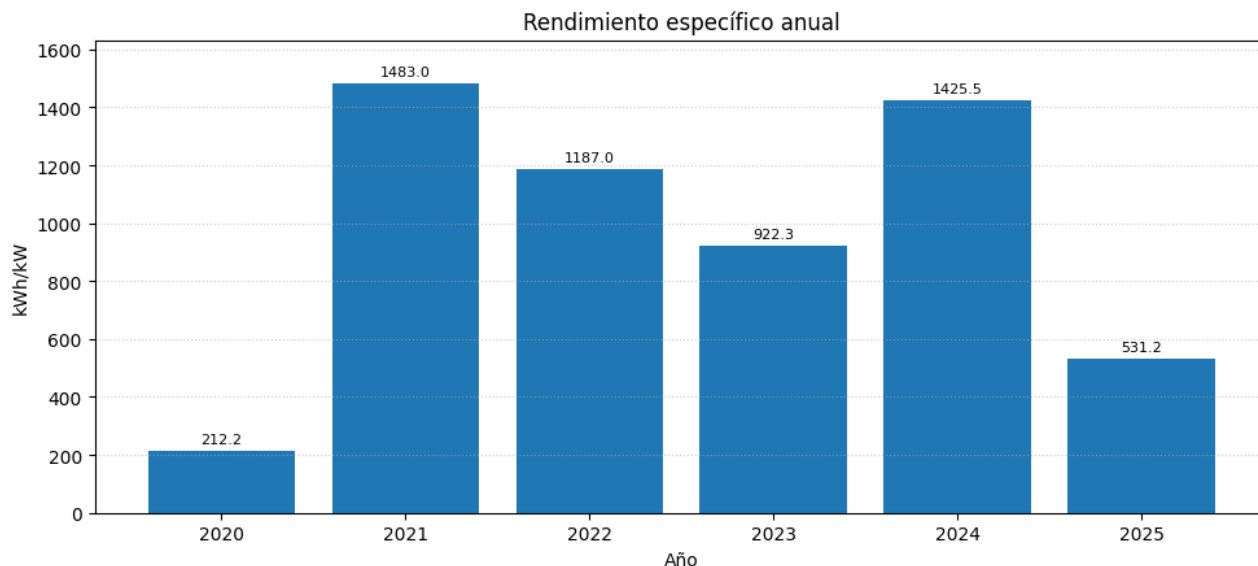
En la figura 4.13, el rendimiento específico mensual del inversor Fronius Symo Poli muestra un comportamiento claramente estacional, coherente con las variaciones de irradiancia y condiciones climáticas propias del sitio. Durante los meses de verano —especialmente noviembre a febrero— se observan los valores más elevados, alcanzando rendimientos cercanos o superiores a 180–190 [kWh/kW], lo cual refleja un buen aprovechamiento de los recursos solares en periodos de alta irradiancia. Por el contrario, los meses de invierno muestran caídas notables, con valores que pueden descender por debajo de 40–70 [kWh/kW], particularmente en junio y julio, periodo donde se registra la menor producción.

El año 2023 presenta anomalías muy evidentes: en varios meses, el rendimiento específico mensual cae a valores extremadamente bajos (incluso 0 [kWh/kW]), lo cual no se relaciona con condiciones climáticas, sino con ausencia de datos válidos. Estas interrupciones coinciden con lo observado en el mapa de calor de días válidos, donde este inversor presenta grandes vacíos durante ese año, producto de los problemas ya reportados: pérdida de licencia de software y fallas del datalogger. Por ello, los valores de rendimiento específico mensual en 2023 deben ser interpretados con cautela, ya que reflejan inconsistencia en la disponibilidad de datos más que variaciones reales en el comportamiento del inversor.

En la figura 4.14, el rendimiento específico anual del inversor Fronius Symo Poli está fuertemente condicionado por la disponibilidad de datos. Los años con registros completos (2021, 2022 y 2024) presentan valores elevados y consistentes, propios de una operación normal del sistema. En contraste, los años con datos incompletos, como 2020 y 2025, muestran rendimientos artificialmente bajos al no representar periodos anuales completos. El año 2023 presenta una situación intermedia, con un rendimiento reducido respecto de los años normales, coherente con las interrupciones observadas en los registros.



**Fig. 4.13. Rendimiento Específico Real Mensual Fronius Symo Poli (2020-2025).**



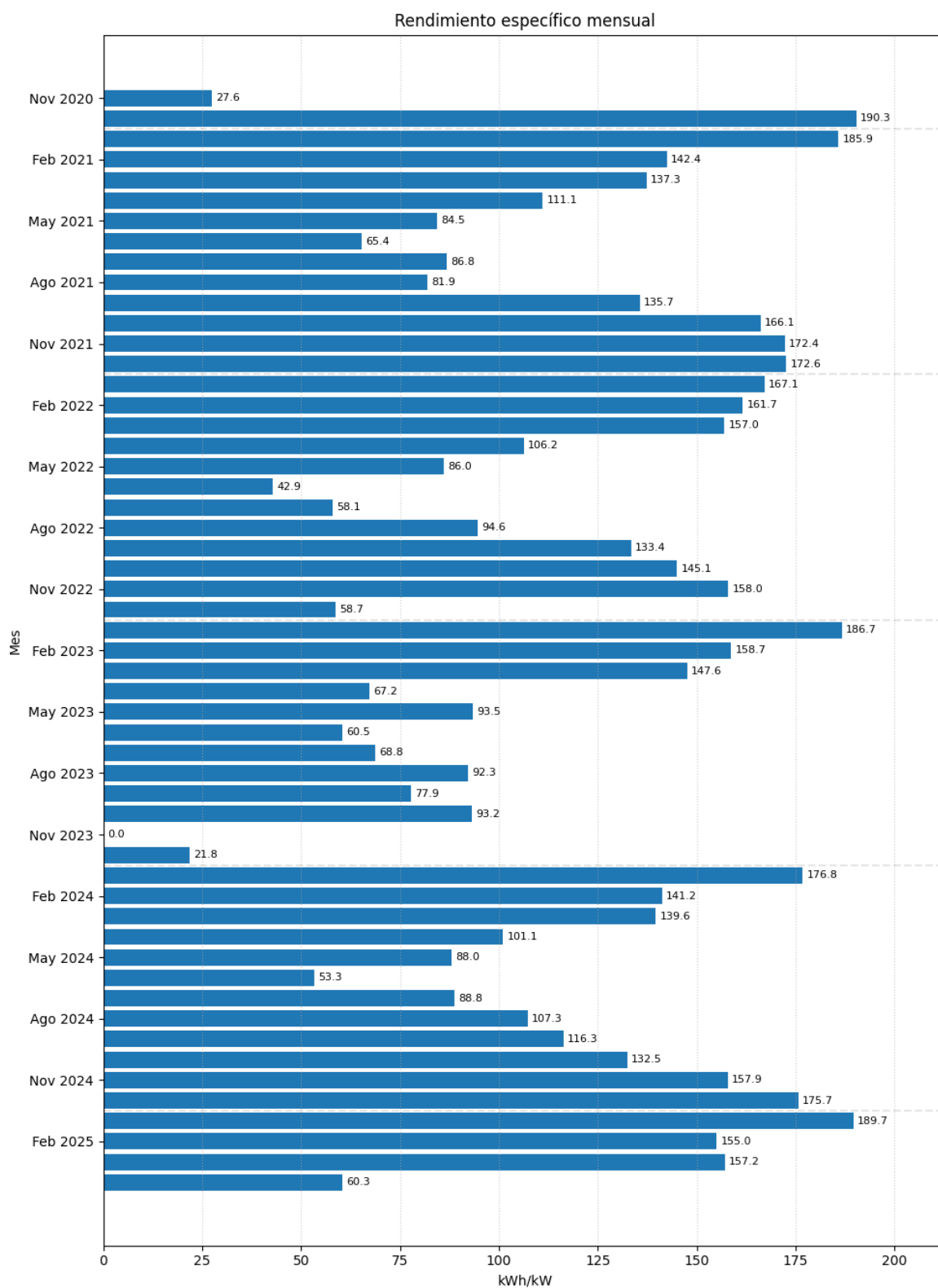
**Fig. 4.14. Rendimiento Específico Real Anual Fronius Symo Poli (2020-2025).**

#### **D. *Fronius Symo Poli-Mono 10 [kW]***

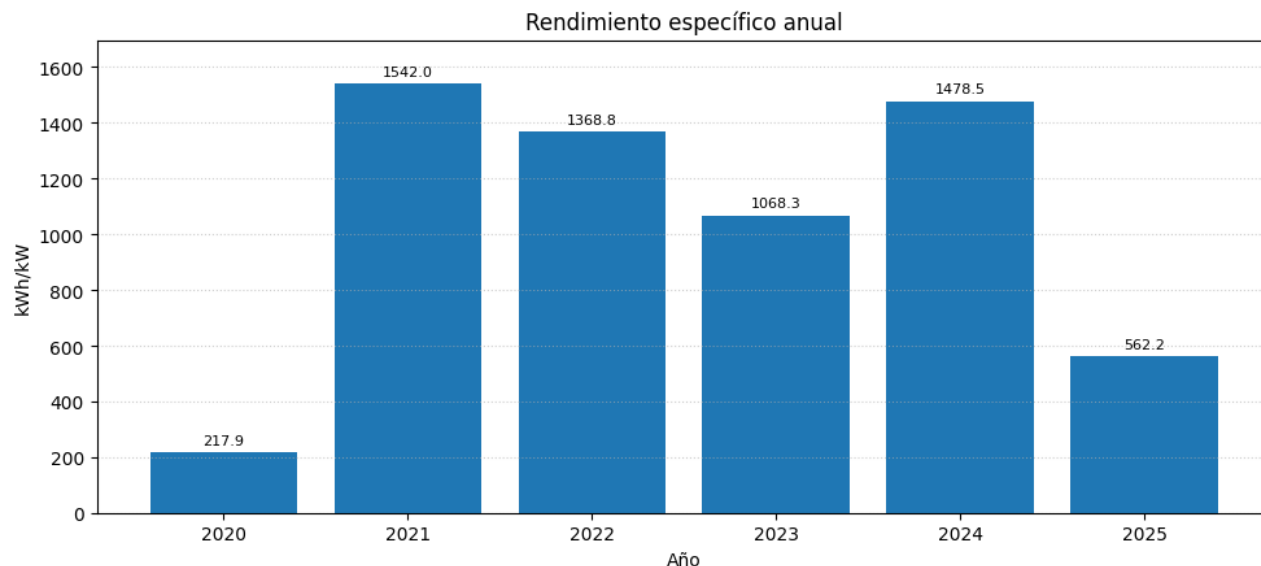
A continuación, se muestra el rendimiento específico real de manera mensual y anual en las figuras 4.15 y 4.16 respectivamente.

En la figura 4.15, el rendimiento específico mensual presenta una variación estacional evidente, con valores más altos durante los meses de mayor irradiancia (principalmente verano) y reducciones marcadas en invierno. La serie muestra meses puntuales con valores bajos o nulos asociados a falta de datos o registros incompletos. Pese a estas variaciones, los patrones anuales se repiten con relativa consistencia a lo largo del periodo analizado.

En la figura 4.16, el rendimiento específico anual muestra fluctuaciones entre los distintos años, alcanzando sus máximos en 2021 y 2024. Los valores más bajos corresponden a 2020 y 2025, años con menor disponibilidad de datos. La comparación anual evidencia una variabilidad interanual significativa dentro del conjunto de registros analizados.



**Fig. 4.15. Rendimiento Especifico Mensual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).**



**Fig. 4.16. Rendimiento Específico Real Anual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).**

### 4.5.3 Rendimiento Especifico Teórico ( $Y_{\text{Teórico}}$ ).

El rendimiento específico teórico corresponde a la producción energética que el sistema fotovoltaico debería generar por cada kW de potencia instalada bajo las condiciones climáticas reales medidas en el sitio. Este indicador se calcula a partir de modelos que incorporan irradiancia, temperatura, coeficientes térmicos del módulo y eficiencia del inversor, permitiendo obtener una referencia idealizada del comportamiento esperado del sistema. Su propósito es servir como línea base para comparar el rendimiento real y sustentar el cálculo del performance ratio modificado utilizado en este estudio.

#### ❖ Acotación metodológica aplicada para al cálculo del rendimiento específico teórico.

Para asegurar una comparación coherente entre el rendimiento específico real y el rendimiento específico teórico, este último fue calculado únicamente para los días considerados válidos en el rendimiento específico real, es decir, aquellos en los cuales se cumplía con al menos un 80 % de datos disponibles dentro del rango horario seleccionado (07:30 a 19:30). Esto permite establecer una correspondencia 1:1 entre ambos rendimientos, asegurando que los días utilizados en el cálculo teórico coinciden exactamente con los días en que se dispone de información real confiable. Esta restricción es fundamental para garantizar la consistencia en el cálculo posterior del Performance Ratio modificado (mPR), evitando sesgos derivados de comparar periodos no equivalentes o con distinta cobertura temporal.

En cada subsección se incluye:

- Un gráfico anual representativo del periodo analizado
- Un gráfico mensual, en el que se observa la variación intra-anual.
- Un breve análisis interpretativo.

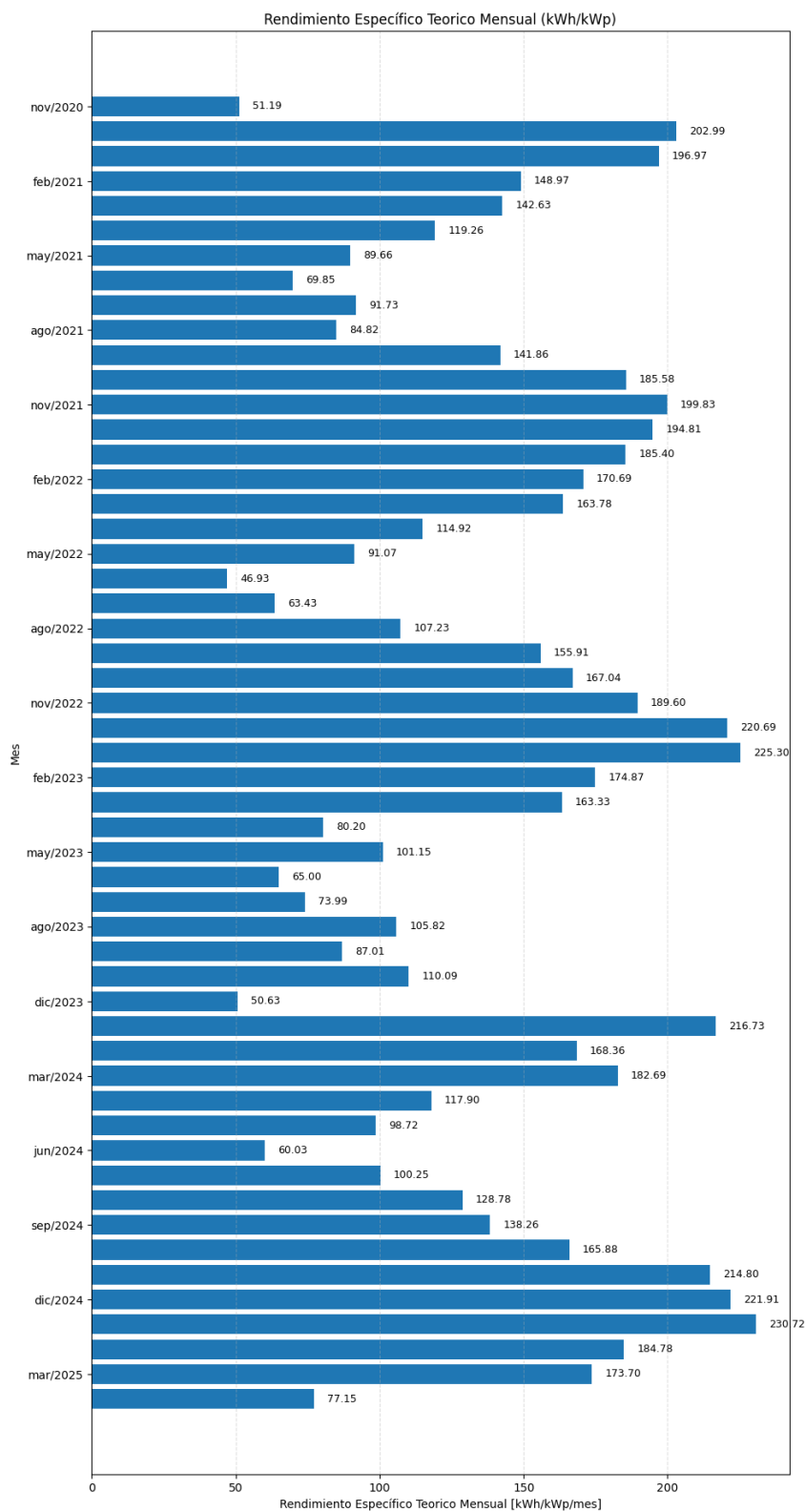
#### **A. *Fronius Galvo 2 [kW]***

A continuación, se muestra el rendimiento específico teórico de manera mensual y anual en las figuras 4.17 y 4.18 respectivamente.

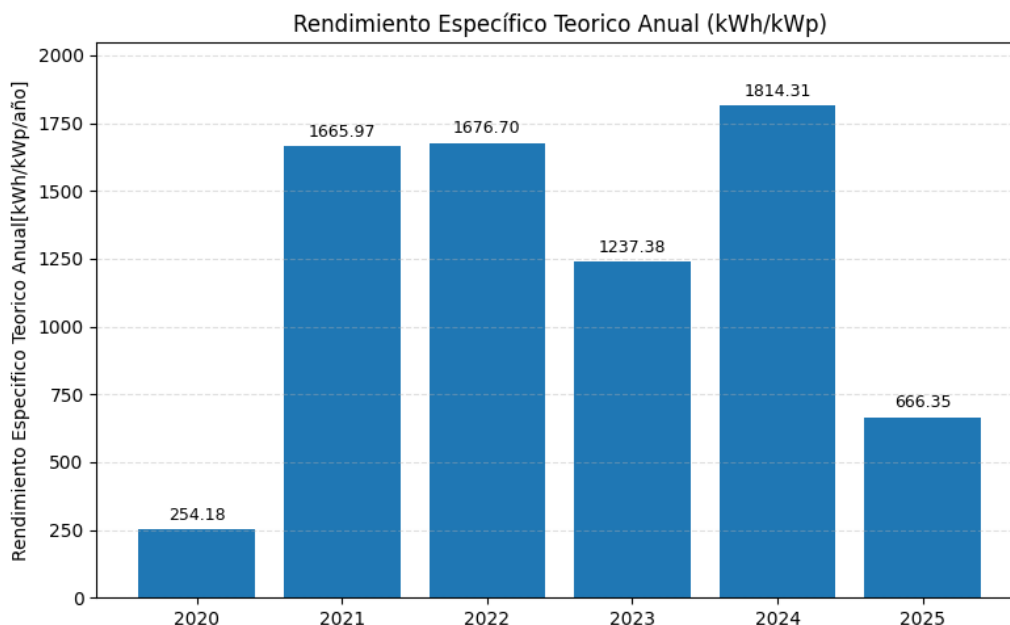
En la figura 4.17, el rendimiento específico teórico mensual del inversor Fronius Galvo presenta un patrón claramente estacional, con valores altos en verano y bajos en invierno, coherentes con la disponibilidad del recurso solar. En general, el perfil mensual se mantiene estable a lo largo de los años. No obstante, en 2023 se observan valores atípicamente bajos en noviembre y diciembre, atribuibles no a cambios reales en la irradiancia, sino a la menor disponibilidad de días válidos causada por fallas en el sistema de monitoreo. Dado que el rendimiento teórico se calcula únicamente con datos válidos, la ausencia de registros influye directamente en los valores obtenidos.

Para la figura 4.18, El rendimiento específico teórico anual muestra valores relativamente consistentes entre los distintos años completos, situándose en torno a los 1.600–1.800 kWh/kWp/año, lo que refleja un recurso solar estable en la zona durante el periodo evaluado. Los años 2021 y 2022 presentan rendimientos teóricos de magnitud similar ( $\approx 1.660$ – $1.670$  kWh/kWp/año), mientras que 2024 destaca con el valor más alto ( $\approx 1.814$  kWh/kWp/año), producto de una mayor disponibilidad de días válidos durante ese periodo.

Por otro lado, el año 2023 exhibe un valor anual inferior respecto a los años completos, debido en gran parte a la reducción del rendimiento teórico en noviembre y diciembre, meses que habitualmente presentan alta irradiancia y que deberían elevar el rendimiento estimado. Esta disminución nuevamente se atribuye a la importante pérdida de datos válidos en ese periodo (coherente con lo observado en los mapas de calor), lo que limita la cantidad de días empleados en el cálculo y produce un rendimiento anual subestimado. Los años 2020 y 2025, al corresponder a periodos parcialmente registrados, muestran valores aún más bajos por la naturaleza incompleta de sus datos.



**Fig. 4.17. Rendimiento Específico Teórico Mensual Fronius Galvo (2020-2025).**



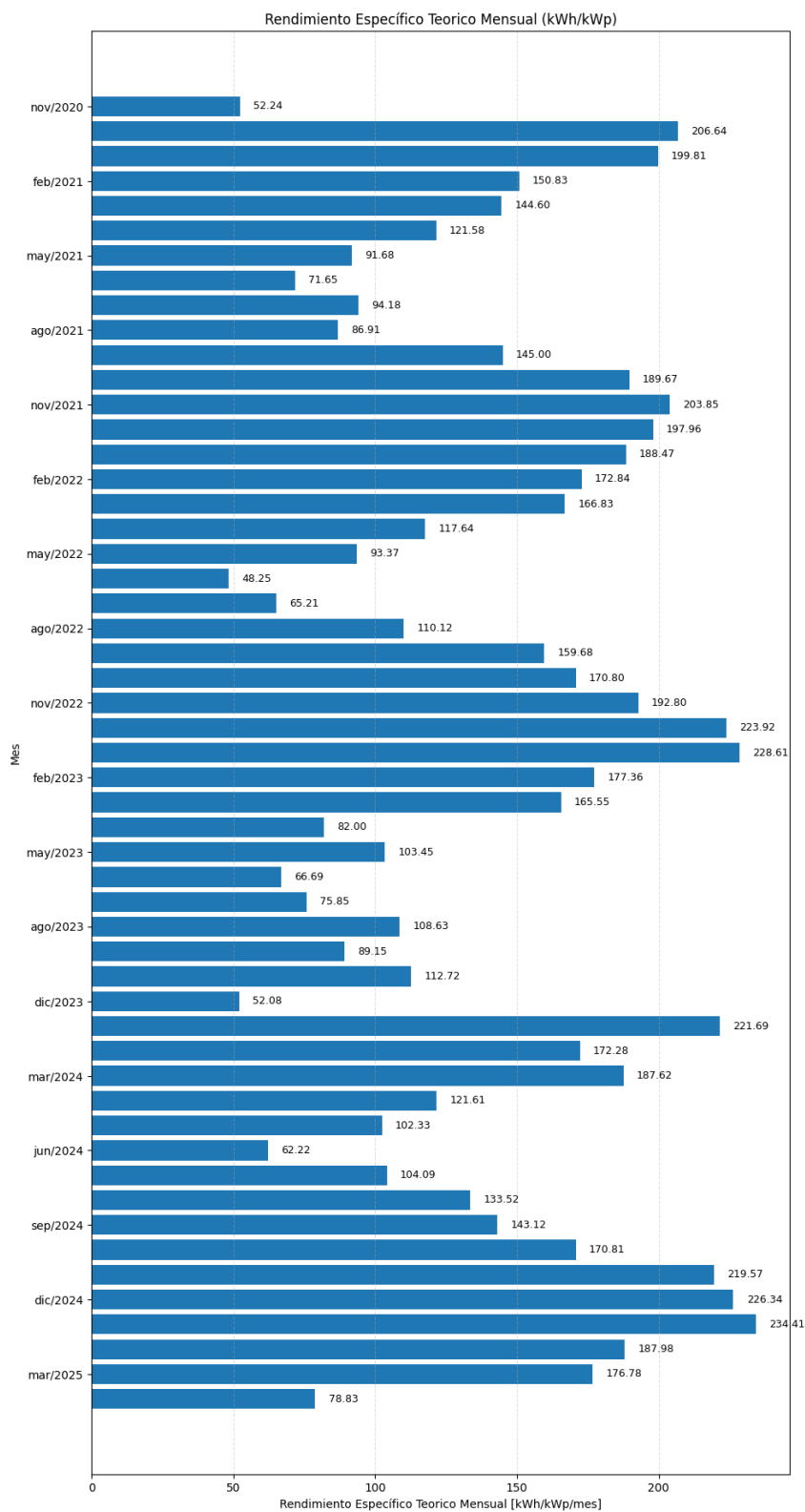
**Fig. 4.18. Rendimiento Específico Teórico Anual Fronius Galvo (2020-2025).**

### **B. *Fronius Primo 3 [kW]***

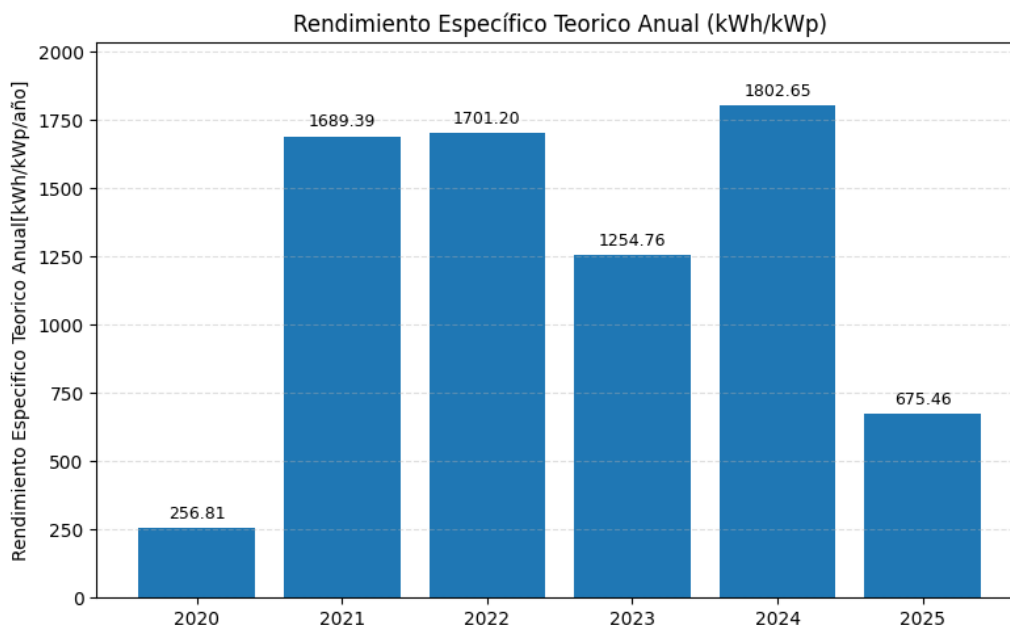
A continuación, se muestra el rendimiento específico teórico de manera mensual y anual en las figuras 4.19 y 4.20 respectivamente.

En la figura 4.19, el rendimiento específico teórico mensual del inversor Fronius Primo presenta un patrón estacional claro, con valores más bajos durante otoño e invierno (mayo–agosto), coherentes con la menor irradiancia y condiciones geométricas menos favorables. En general, el perfil se mantiene regular a lo largo de los años, aunque se observa una leve disminución en noviembre y diciembre de 2023, atribuible a condiciones climáticas menos favorables o a una menor disponibilidad de datos válidos.

En la Figura 4.20, el inversor Fronius Primo presenta los mayores rendimientos teóricos anuales en 2021, 2022 y 2024, asociados a condiciones climáticas favorables y buena disponibilidad de irradiancia. En contraste, 2020 y 2025 muestran valores notablemente más bajos debido, respectivamente, a la falta de registros válidos y a que 2025 corresponde a un año incompleto. El año 2023 exhibe un rendimiento intermedio, ligeramente inferior a los máximos, influenciado por menores valores hacia el final del año, pero aún dentro de rangos esperables para el sistema y la ubicación.



**Fig. 4.19. Rendimiento Específico Teórico Mensual Fronius Primo (2020-2025).**



**Fig. 4.20. Rendimiento Específico Teórico Anual Fronius Primo (2020-2025).**

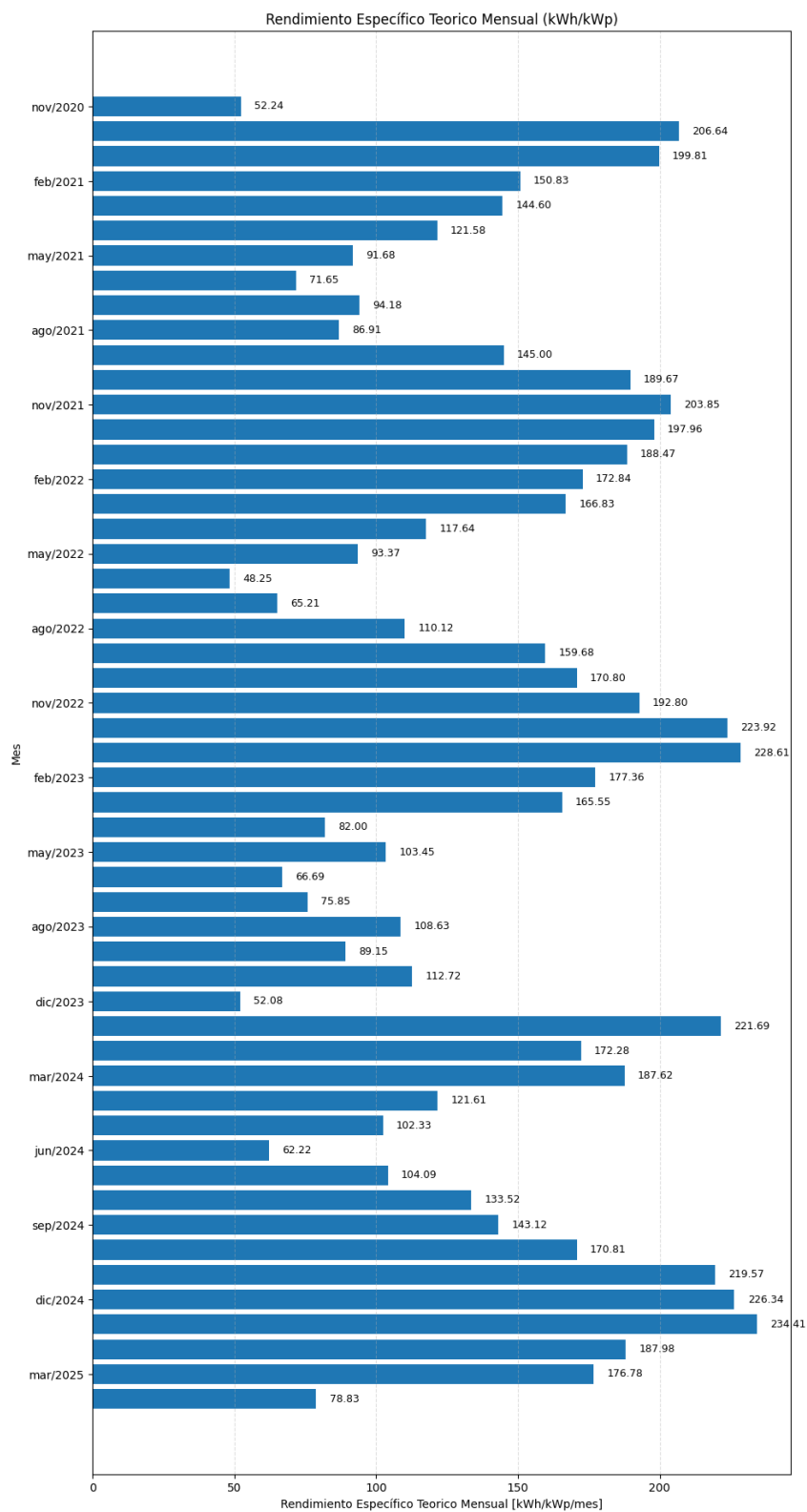
### **C. *Fronius Symo Poli 10[kW]***

A continuación, se muestra el rendimiento específico teórico de manera mensual y anual en las figuras 4.21 y 4.22 respectivamente.

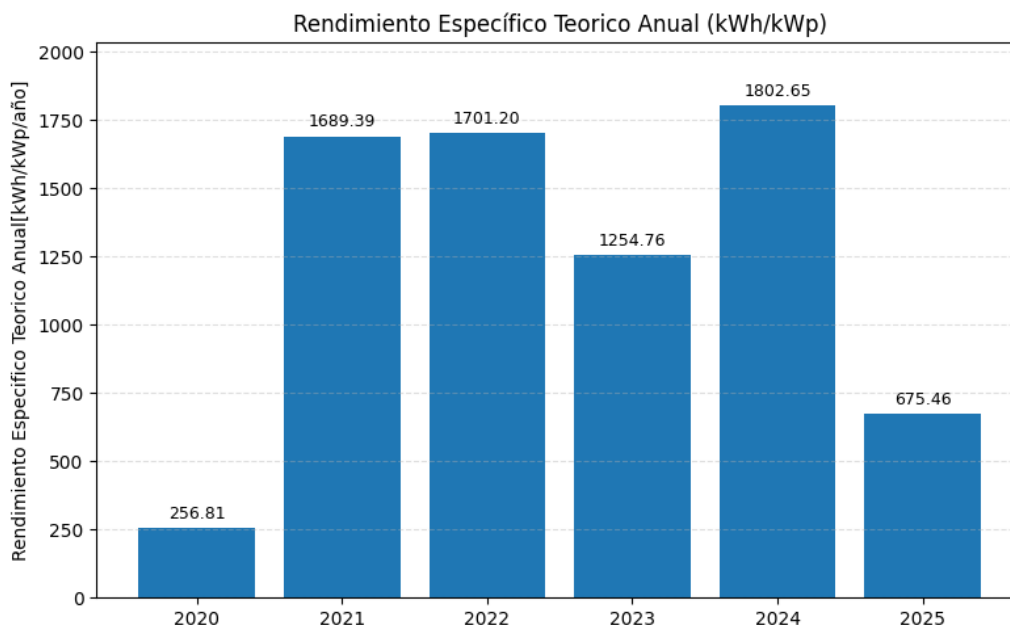
En la figura 4.21, el análisis mensual del rendimiento específico teórico para el inversor Fronius Symo Poli se observa un comportamiento estacional esperado, con valores más altos durante los meses de primavera y verano y menores en invierno, replicando la evolución típica de la irradiancia y de la temperatura de operación del generador fotovoltaico. Sin embargo, entre septiembre y diciembre de 2023 se advierte una anomalía importante: en lugar de mostrar el incremento esperado del rendimiento (propio de la transición hacia meses de mayor irradiancia) aparece un tramo incompleto, con ausencia parcial valores. Esta falta de datos coincide plenamente con lo evidenciado en el mapa de calor correspondiente a este inversor, donde dichos meses presentan un porcentaje muy bajo de días válidos.

El rendimiento específico teórico anual del Fronius Symo Poli muestra valores altos y estables en los años más representativos (2021, 2022 y 2024), situándose entre 1.600 y 1.700 [kWh/kWp/año], lo que refleja condiciones climáticas favorables y una irradiancia regular. En 2023 se observa un valor menor, asociado a reducciones de irradiancia y a una menor disponibilidad de datos hacia el final del año. En contraste, 2019, 2020 y 2025 presentan rendimientos significativamente inferiores al

corresponder a periodos incompletos o con cobertura temporal limitada, por lo que no son comparables con años completos.



**Fig. 4.21. Rendimiento Específico Teórico Mensual Fronius Symo Poli (2020-2025).**



**Fig. 4.22. Rendimiento Específico Teórico Anual Fronius Symo Poli (2020-2025).**

#### ***D. Fronius Symo Poli-Mono 10[kW]***

En el caso del inversor Fronius Symo Poli–Mono, fue necesario aplicar un tratamiento especial debido a que combina dos tecnologías de generación fotovoltaica. El procedimiento seguido se detalla a continuación:

En este caso, el cálculo del rendimiento específico teórico requirió un tratamiento particular debido a que el sistema está compuesto por dos tipos de módulos fotovoltaicos: policristalinos y monocristalinos. Cada tecnología posee un coeficiente de temperatura distinto ( $-0.40\text{ }^{\circ}\text{C}$  para policristalino y  $-0.42\text{ }^{\circ}\text{C}$  para monocristalino), además de contar con sensores independientes de temperatura del adhesivo, lo que implica condiciones térmicas de operación diferentes. Por esta razón, el rendimiento específico teórico  $Y'$  se calculó de manera separada para cada tecnología, utilizando la irradiancia medida, la temperatura correspondiente al tipo de módulo y su coeficiente térmico asociado, manteniendo constantes los demás parámetros del modelo (derate del sistema, eficiencia del inversor y condiciones de referencia).

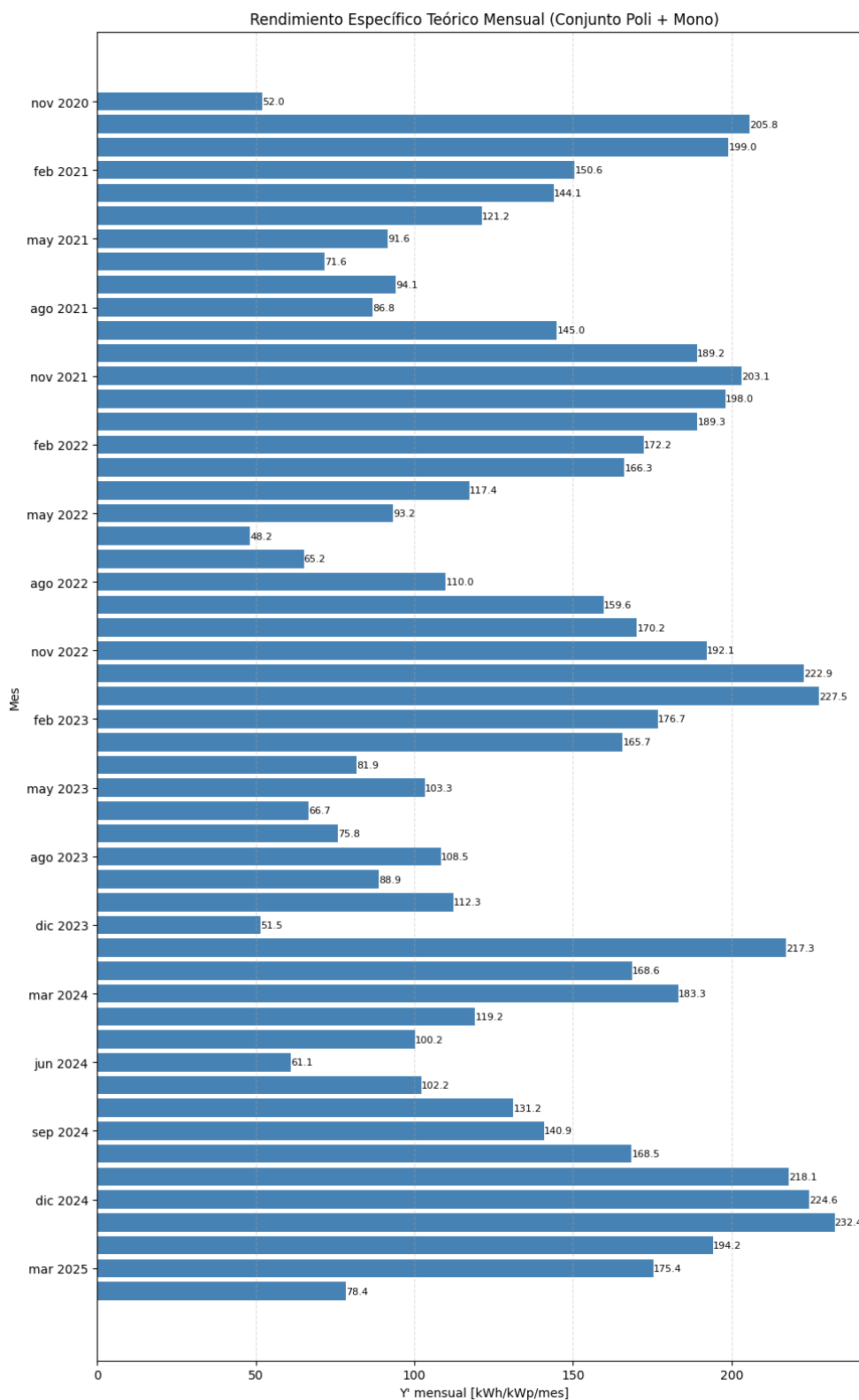
Una vez obtenidos los valores de  $Y'$  mensual y anual para los módulos monocristalinos y policristalinos, se combinó el resultado mediante un promedio simple entre ambas curvas. Esta forma de integración es apropiada porque el campo FV está conformado por la misma cantidad de módulos de cada tecnología, por lo que cada una aporta la misma fracción de potencia nominal instalada. Finalmente, el rendimiento específico teórico resultante representa el comportamiento global del

conjunto, permitiendo comparar de manera coherente el rendimiento real del inversor con una referencia teórica que integra ambas tecnologías.

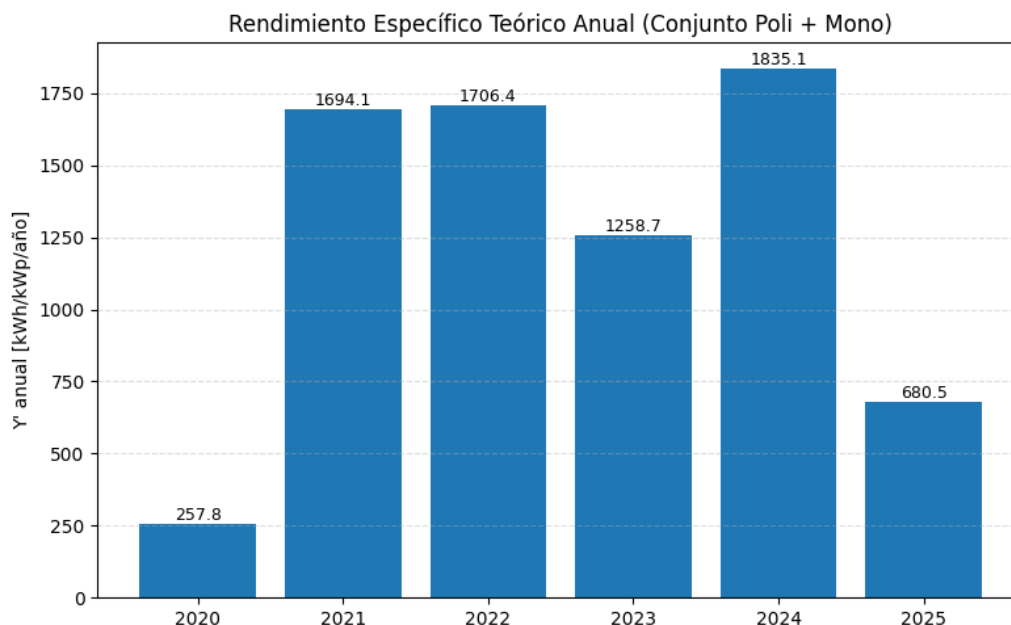
A continuación, se muestra el rendimiento específico teórico de manera mensual y anual en las figuras 4.23 y 4.24 respectivamente.

En la figura 4.23, en el caso del inversor Fronius Symo Poli-Mono, el rendimiento específico teórico mensual muestra un comportamiento coherente con la disponibilidad solar del sitio y con la naturaleza híbrida del arreglo fotovoltaico. El resultado refleja una variación estacional clara: los meses comprendidos entre diciembre y febrero concentran los valores más altos, superando típicamente los 200 [kWh/kWp/mes], lo que se asocia a una mayor irradiancia y mejores condiciones de captación. En contraste, los meses de invierno exhiben rendimientos mínimos, descendiendo a rangos entre 60 y 110 [kWh/kWp/mes].

Para la figura 4.24, a nivel anual, el rendimiento específico teórico del inversor híbrido poli-mono está determinado principalmente por la irradiancia acumulada y la disponibilidad de datos. Los años con mayor aporte solar y registros completos (2021, 2022 y 2024) presentan los valores más altos, superando los 1.700 kWh/kWp/año. En contraste, las reducciones observadas en 2023, 2020 y 2025 se explican por la ausencia de datos en meses clave o por periodos de medición incompletos, más que por condiciones climáticas desfavorables. En conjunto, el comportamiento anual es estable y coherente entre tecnologías, lo que respalda el uso del promedio poli-mono como una referencia representativa para comparaciones posteriores con el rendimiento real y el cálculo del mPR y del YDF.



**Fig. 4.23. Rendimiento Específico Teórico Mensual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025)**



**Fig. 4.24. Rendimiento Específico Teórico Real Anual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).**

#### 4.5.4 Performance Ratio Modificado (mPR).

El Performance Ratio Modificado (mPR) es un indicador que permite evaluar el desempeño operativo diario, mensual y anual del sistema fotovoltaico, comparando directamente el rendimiento específico real con su equivalente teórico calculado bajo las condiciones reales de irradiancia y temperatura. A diferencia del PR tradicional, el mPR incorpora variaciones ambientales y de operación presentes en cada día, entregando una medida más precisa y representativa de la eficiencia real del sistema. Este indicador será utilizado posteriormente para el análisis de degradación a largo plazo.

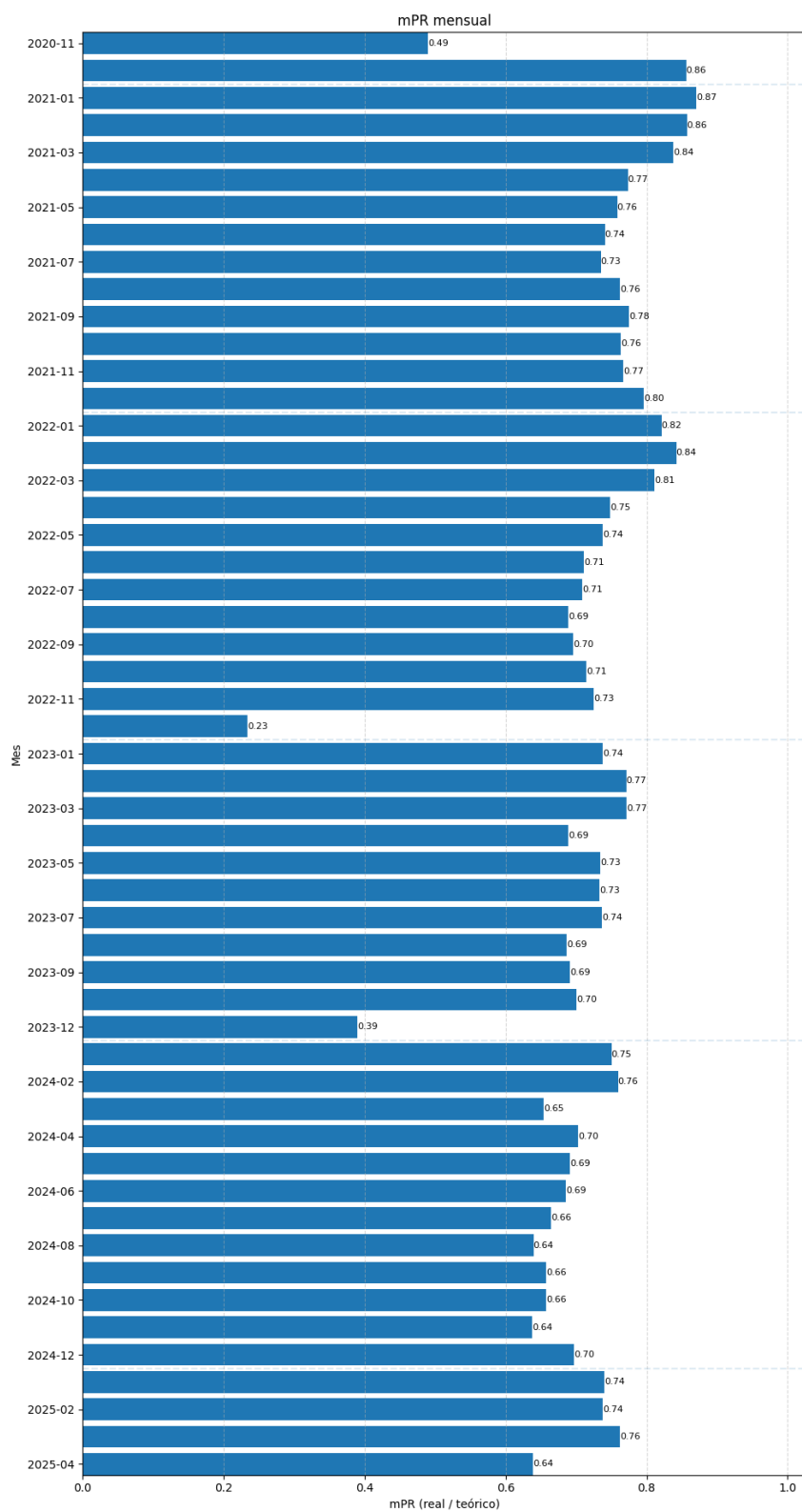
##### **A. Fronius Galvo 2 [kW]**

A continuación, se muestra el performance ratio modificado de manera mensual y anual en las figuras 4.25 y 4.26 respectivamente.

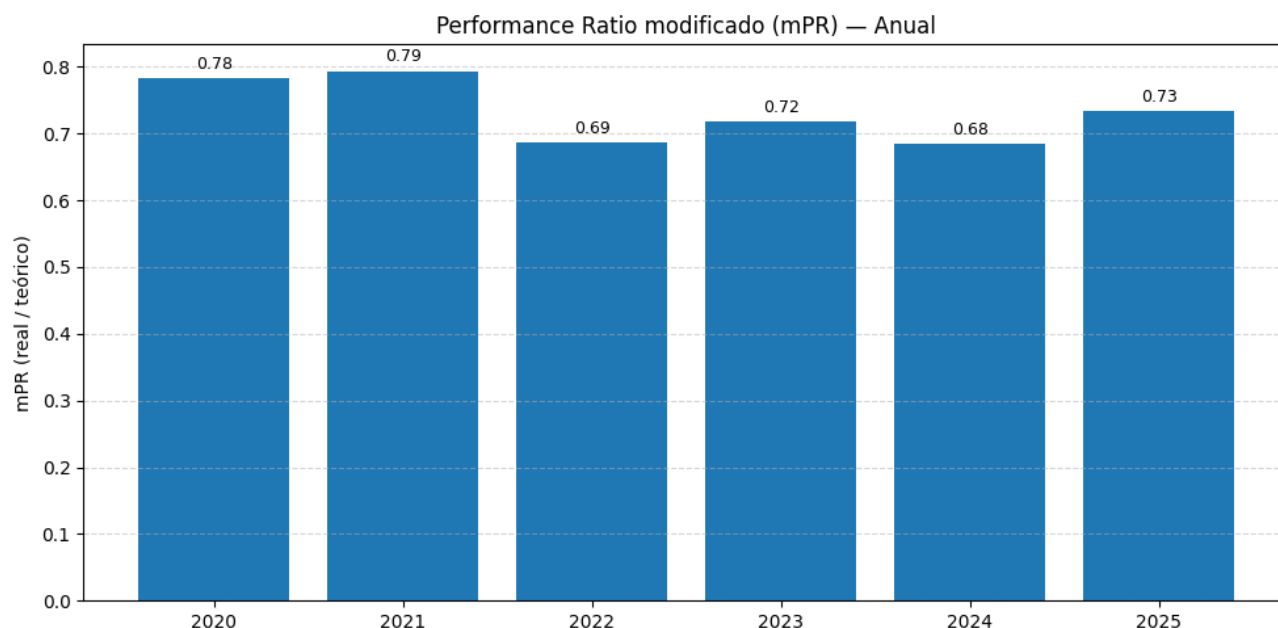
Para la figura 4.25, el inversor Fronius Galvo muestra una tendencia general de disminución del mPR a lo largo del tiempo. En 2021 el rendimiento comienza alto, alrededor de 0.86–0.88, pero cae de forma progresiva hacia valores cercanos a 0.73. En 2022 se observa un repunte temporal a comienzos de año, seguido nuevamente por una caída sostenida hasta niveles aproximados de 0.69. Después de la exclusión de 2023, los datos de 2024 y 2025 presentan un comportamiento más

irregular, con descensos abruptos y recuperaciones parciales que indican una mayor variabilidad operativa.

En la figura 4.26, el mPR anual del inversor Fronius Galvo se mantiene dentro de rangos típicos de operación para sistemas fotovoltaicos bien desempeñados, situándose entre 0.68 y 0.79, valores coherentes con lo esperado para este tipo de instalaciones (habitualmente entre 0.70 y 0.90). Sin embargo, es fundamental interpretar estos valores considerando la metodología empleada: el cálculo del rendimiento específico teórico sigue la regla 1:1, es decir, se computa únicamente para los mismos días que cuentan con datos válidos del rendimiento real. Debido a ello, en años con información incompleta, el mPR anual no refleja el comportamiento integral del sistema, sino solo el desempeño relativo de los meses presentes. En 2020, por ejemplo, el mPR anual (0.78) se basa únicamente en los meses de noviembre y diciembre, lo cual puede sesgar la interpretación, ya que estos meses poseen alta irradiancia y suelen presentar un mejor comportamiento energético. De manera similar, en 2023, la ausencia de datos en noviembre y diciembre implica que el mPR anual (0.72) representa solo los meses disponibles, omitiendo dos meses de alta irradiancia que podrían modificar el valor final. Finalmente, en 2025, el cálculo anual considera únicamente datos hasta abril, por lo que el valor obtenido (0.73) no es comparable con un año completo. En resumen, si bien los valores de mPR se mantienen en rangos razonables, deben interpretarse con cautela, ya que en años con meses faltantes el indicador describe el desempeño relativo de un año parcial, condicionado por la disponibilidad de datos, y no el rendimiento anual completo del inversor.



**Fig. 4.25. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Galvo (2020-2025).**



**Fig. 4.26. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Galvo (2020-2025).**

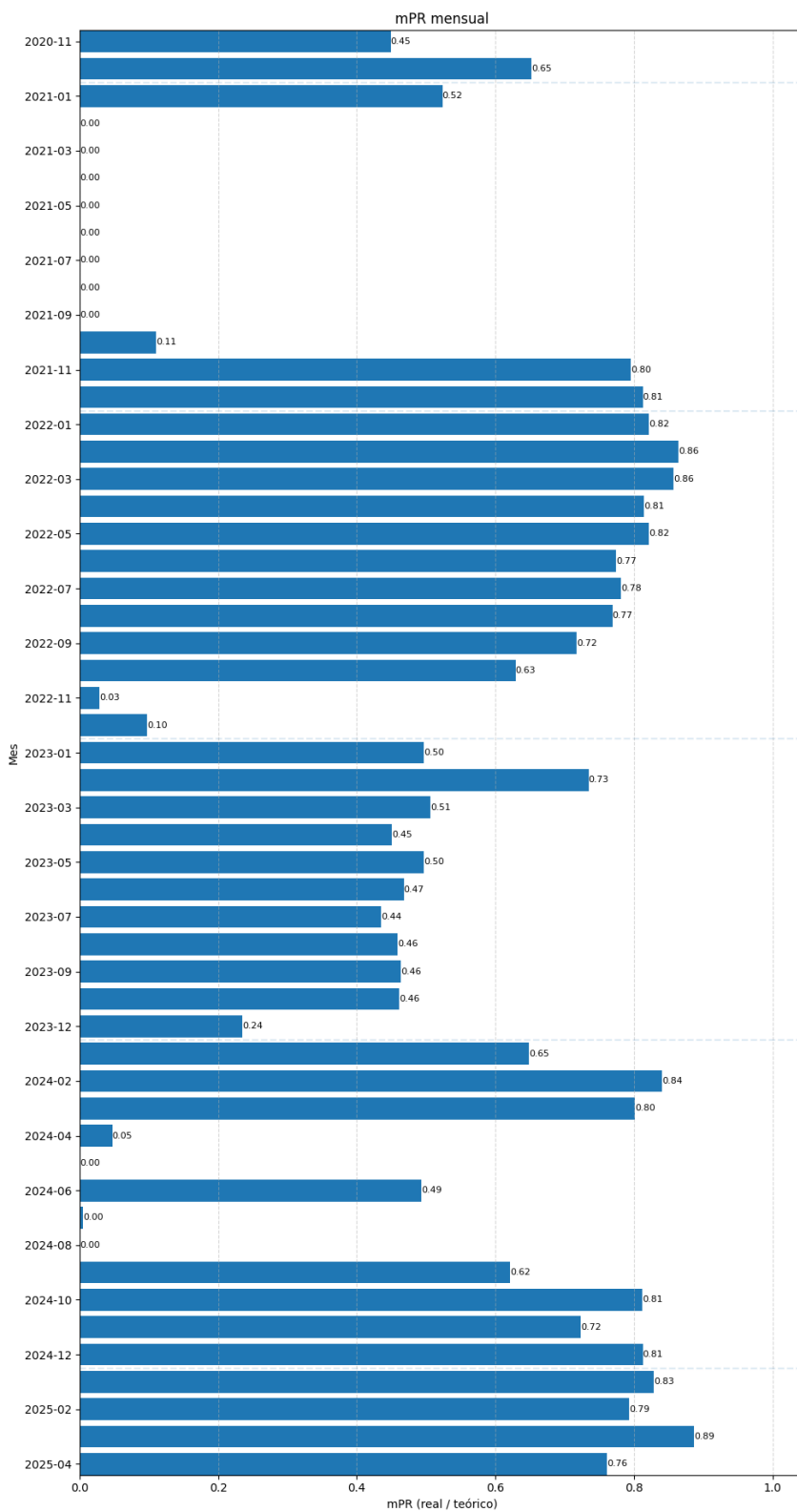
### **B. *Fronius Primo 3 [kW]***

A continuación, se muestra el performance ratio modificado de manera mensual y anual en las figuras 4.27 y 4.28 respectivamente.

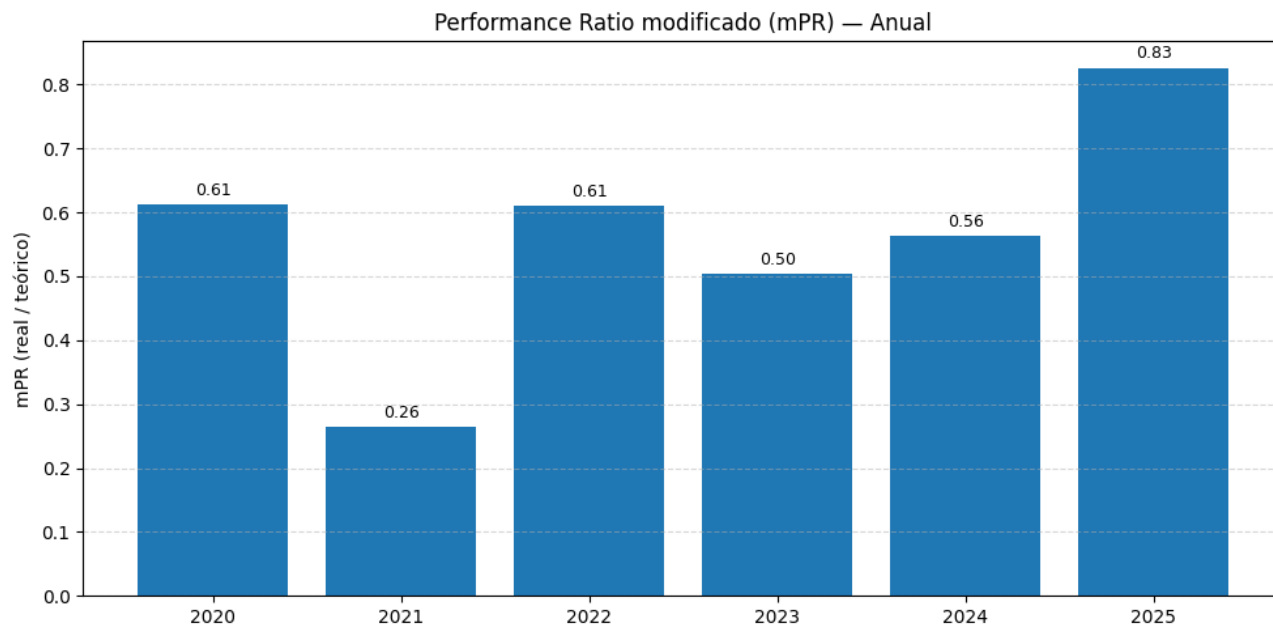
En la figura 4.27, el desempeño mensual del mPR del inversor Fronius Primo 3 kW se mantiene en general dentro del rango esperado para sistemas fotovoltaicos en operación real (0.70–0.90), aunque presenta una dispersión considerable entre meses. Se observan valores elevados en periodos con datos completos, como en los primeros meses de 2021 y entre septiembre de 2024 y marzo de 2025, donde el mPR alcanza hasta 0.89, reflejando un funcionamiento eficiente y estable. En contraste, los valores atípicamente bajos o nulos corresponden a meses con ausencia o insuficiencia de datos válidos, afectando directamente el cálculo del indicador. En conjunto, el comportamiento mensual del mPR evidencia una fuerte dependencia de la disponibilidad de datos, más que variaciones reales en el desempeño del sistema.

Para la figura 4.28, el mPR anual del Fronius Primo presenta variaciones significativas dominadas por la disponibilidad de datos reales, dado que el método 1:1 solo considera días válidos. Los valores bajos observados en 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024 se explican principalmente por registros incompletos o ausencias de datos en meses clave, especialmente hacia el final de algunos años. En contraste, el mPR elevado de 2025 está influenciado por considerar solo los primeros meses del año, cuando el desempeño fue favorable. En conjunto, la variabilidad del mPR anual refleja

principalmente la fragmentación temporal de los datos y no cambios reales en el desempeño del inversor.



**Fig. 4.27. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Primo (2020-2025).**



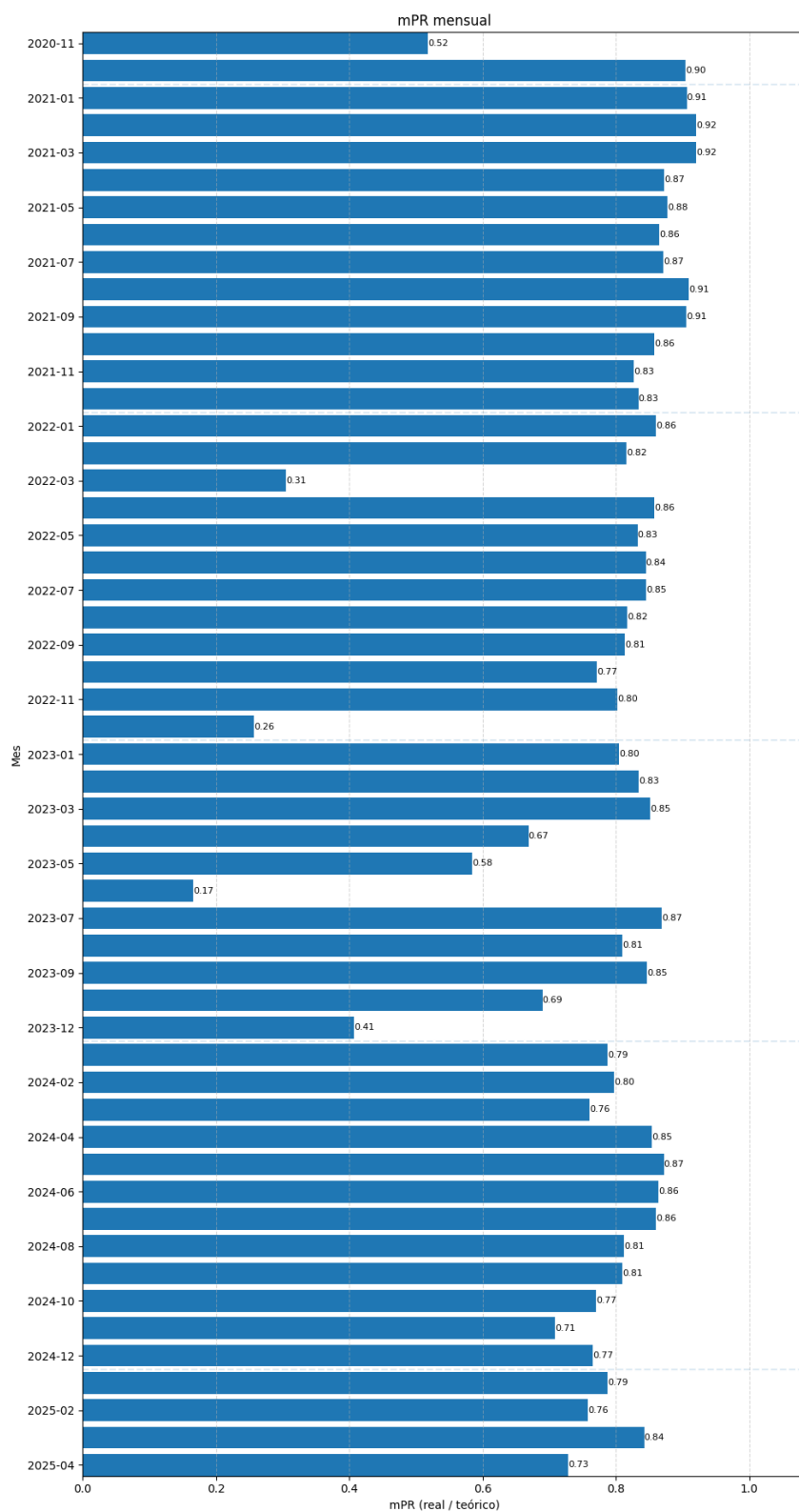
**Fig. 4.28. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Primo (2020-2025).**

### **C. *Fronius Symo Poli 10 [kW]***

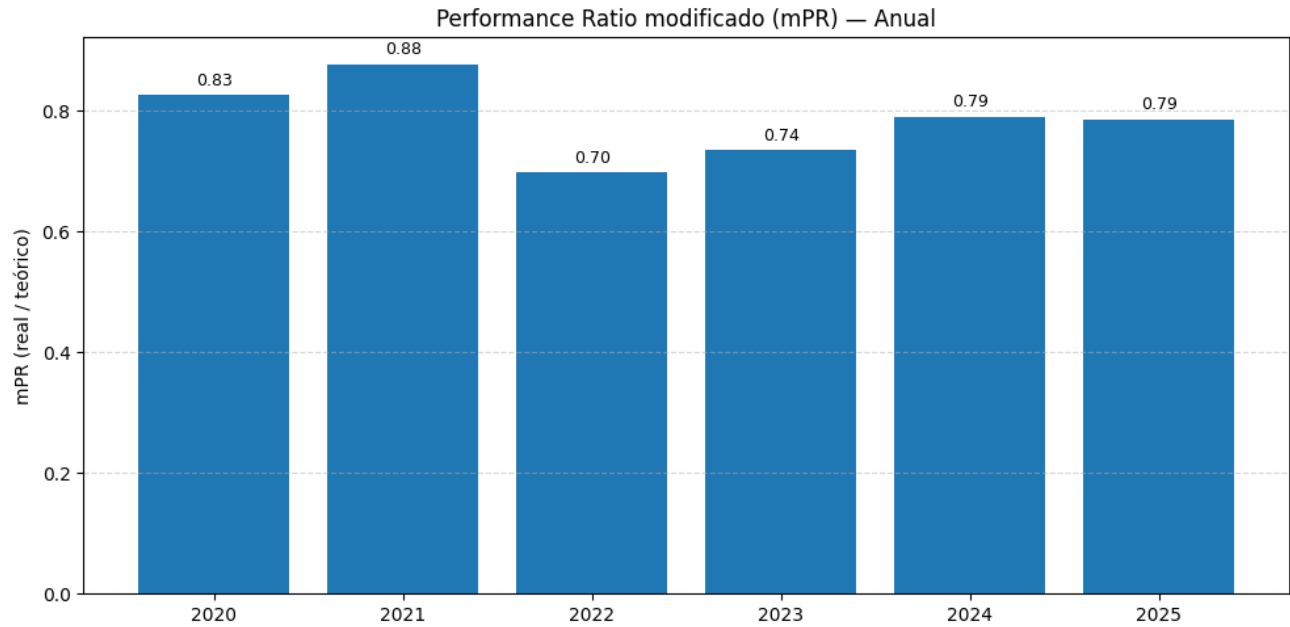
A continuación, se muestra el performance ratio modificado de manera mensual y anual en las figuras 4.29 y 4.30 respectivamente.

Para la figura 4.29, el comportamiento mensual del mPR muestra valores típicos y razonables para un sistema FV, con la mayoría de los meses ubicándose entre 0.70 y 0.90. Se observan meses de alto desempeño, como varios periodos entre 2021 y 2022 donde el mPR supera el 0.85, indicando que el sistema operó cerca de su rendimiento esperado. No obstante, también aparecen descensos puntuales (por ejemplo, en algunos meses de 2022, 2023 y 2024) donde el mPR cae hacia valores entre 0.40 y 0.60, lo que sugiere pérdidas adicionales asociadas a la falta de datos válidos.

En la figura 4.30, a nivel anual, el mPR se mantiene mayoritariamente entre 0.70 y 0.85. El mejor desempeño se registra en 2021, con valores superiores a 0.85, reflejando condiciones de operación muy favorables y bajas pérdidas respecto al rendimiento teórico. En 2022 el mPR desciende a valores cercanos a 0.70, influido por algunos meses con rendimientos reducidos. En 2023 y 2024 el indicador se estabiliza en niveles aceptables, aunque ligeramente inferiores al máximo de 2021, en concordancia con limitaciones parciales en la disponibilidad del sistema observadas en los mapas de calor.



**Fig. 4.29. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Symo Poli (2020-2025).**



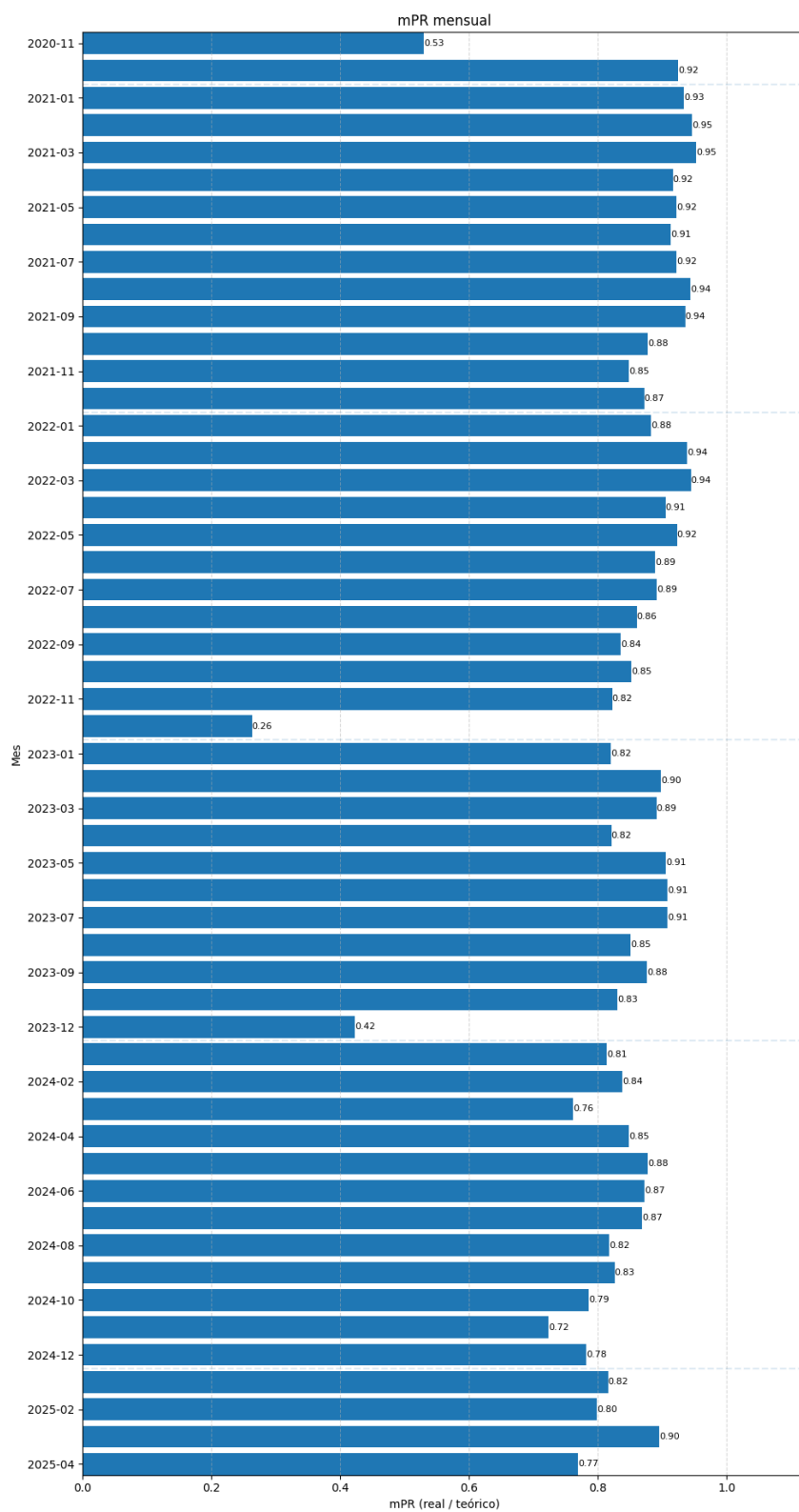
**Fig. 4.30. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Symo Poli (2020-2025).**

#### **D. *Fronius Symo Poli Mono 10 [kW]***

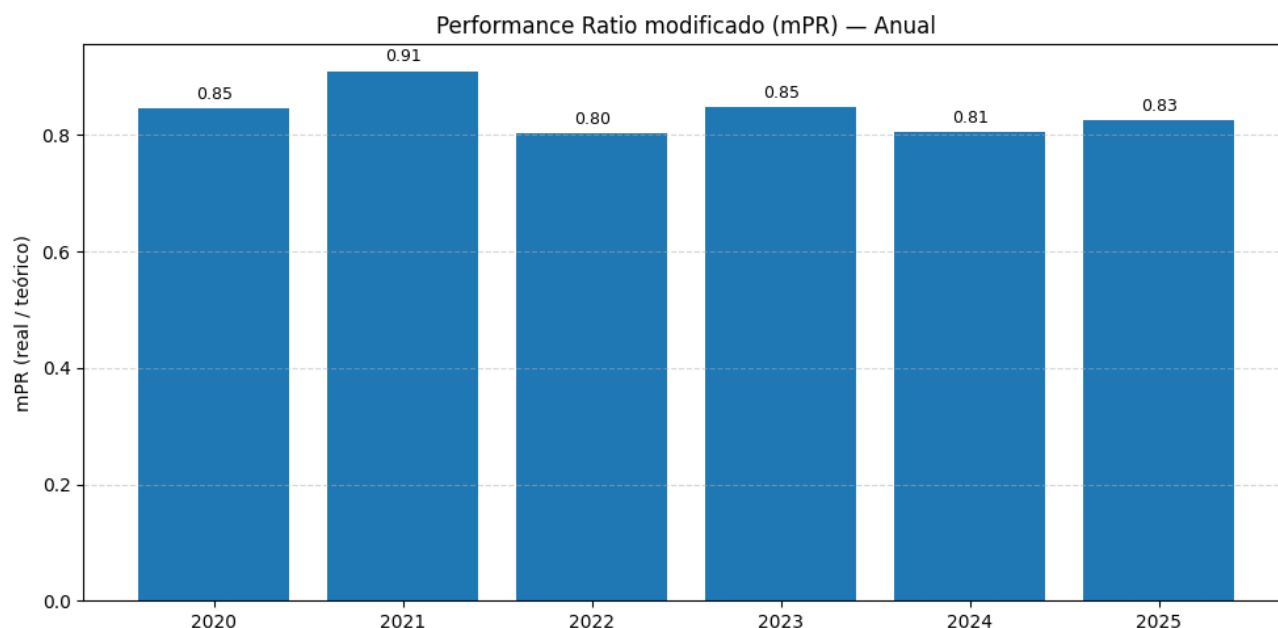
A continuación, se muestra el performance ratio modificado de manera mensual y anual en las figuras 4.31 y 4.32 respectivamente.

Para la figura 4.31, el rendimiento modificado (mPR) mensual del inversor Fronius Symo Poli-Mono se mantiene en general estable, con valores mayoritariamente entre 0.80 y 0.95, lo que indica un funcionamiento adecuado del sistema. Los valores más altos se asocian a meses con condiciones ambientales favorables, mientras que los valores atípicamente bajos responden principalmente a una disponibilidad insuficiente de datos. Las ligeras fluctuaciones observadas también se relacionan con la combinación de tecnologías con distintos coeficientes térmicos. En conjunto, el comportamiento mensual confirma una operación consistente, con variaciones puntuales esperables bajo condiciones reales de operación.

Para la figura 4.32, a nivel anual, el mPR del inversor se mantiene entre 0.80 y 0.90, reflejando un desempeño estable y consistente del sistema híbrido. El mejor año alcanza valores cercanos a 0.91, indicando una relación muy favorable entre la producción real y la estimada, mientras que los años con mPR en torno a 0.80–0.83 muestran un rendimiento ligeramente menor pero aún dentro de rangos normales. En conjunto, la estabilidad interanual confirma que el uso del rendimiento teórico promedio es adecuado para evaluar el desempeño global del inversor.



**Fig. 4.31. Performance Ratio Modificado Mensual Fronius Symo Poli Mono (2020-2025).**



**Fig. 4.32. Performance Ratio Modificado Anual Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).**

#### 4.5.5 Comparación Rendimiento Especifico Mensual Real vs. Teórico.

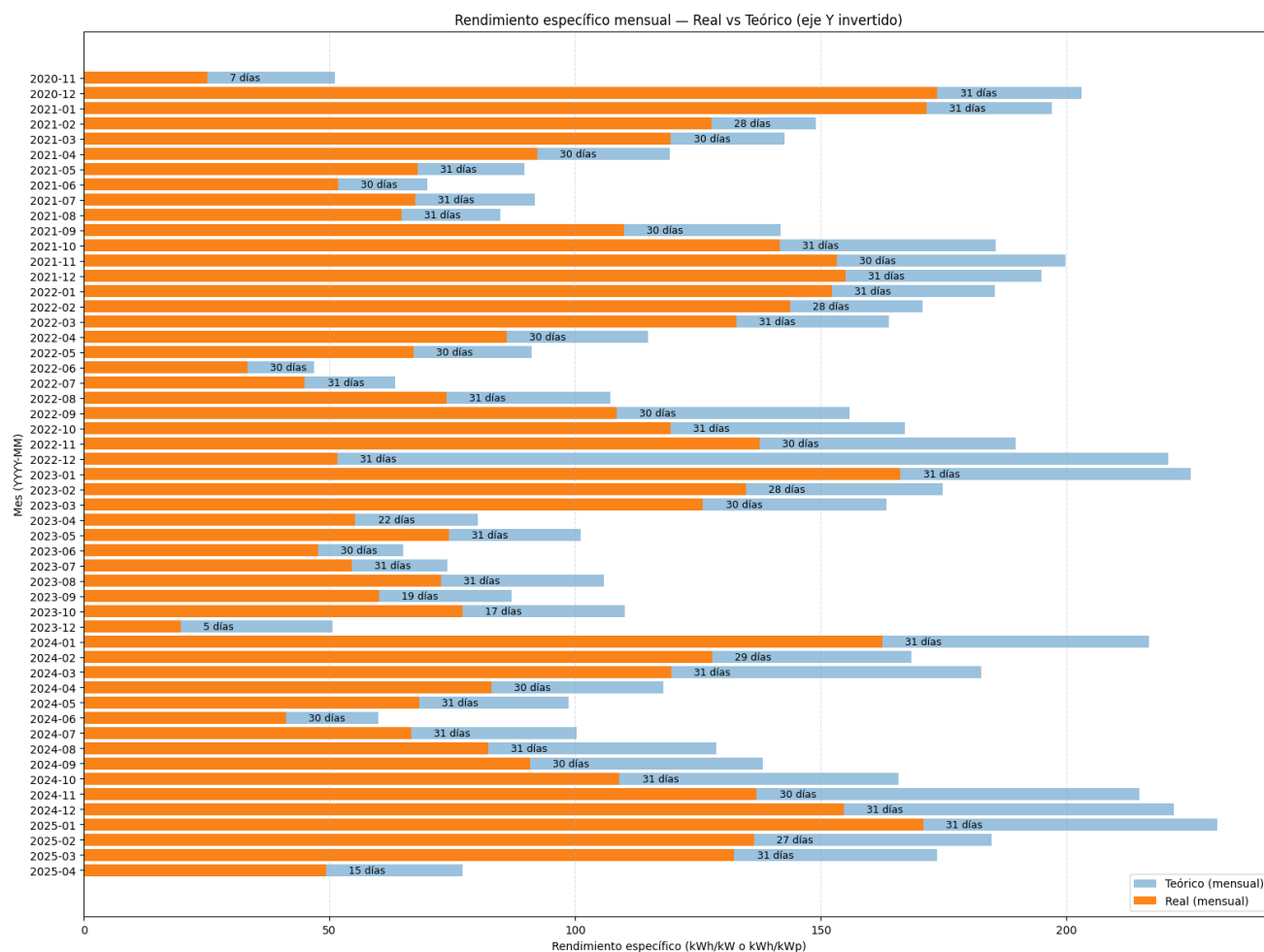
La comparación entre el rendimiento específico real y el rendimiento específico teórico permite evaluar directamente la coherencia entre el desempeño esperado del sistema y el efectivamente registrado por el inversor. Mientras el valor teórico representa la producción estimada bajo condiciones ideales (ajustadas por irradiación, temperatura y el número de días válidos de medición), el valor real refleja el comportamiento operativo del sistema sujeto a fallas, variabilidad meteorológica y disponibilidad de datos.

Contrastar ambas curvas mes a mes no solo facilita identificar desviaciones relevantes en el desempeño, sino que también ayuda a validar el cálculo del mPR, ya que la relación entre ambas series debe mantener un patrón consistente: cuando el rendimiento real disminuye o faltan datos, el mPR cae; cuando el rendimiento real sigue de cerca al teórico, el mPR se mantiene alto. Esta comparación es, por tanto, una herramienta clave para interpretar el comportamiento global del sistema fotovoltaico y detectar períodos con potenciales anomalías operativas.

##### A. *Fronius Galvo 2 [kW]*

A continuación, en la figura 4.33 se muestra una gráfica del rendimiento especifico mensual real versus el rendimiento teórico mensual del inversor Fronius Galvo.

El gráfico de la figura 4.33 muestra que, en los meses con una cantidad suficiente de días válidos, el rendimiento específico real se mantiene de forma consistente por debajo del teórico, con brechas relativamente estables que reflejan un comportamiento técnico coherente del inversor. En cambio, en los meses con pocos días válidos, el rendimiento real aparece artificialmente reducido, generando diferencias amplias respecto del valor teórico que no representan el desempeño real del sistema, sino la insuficiencia de datos, en concordancia con lo observado en los mapas de calor.



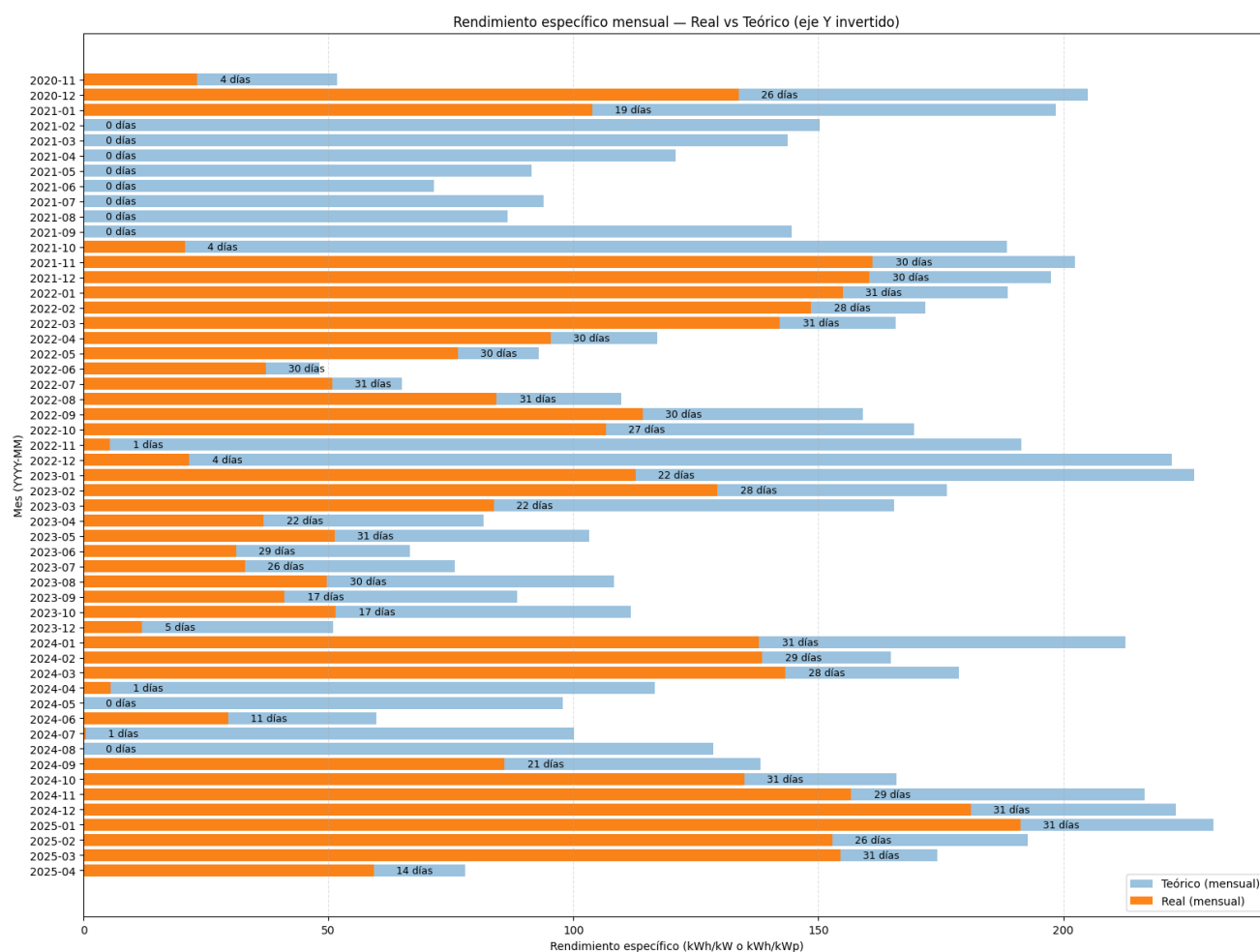
**Fig. 4.33. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Galvo (2020-2025).**

### **B. Fronius Primo 3 [kW]**

A continuación, en la figura 4.34 se muestra una gráfica del rendimiento específico mensual real versus el rendimiento teórico mensual del inversor Fronius Primo.

El gráfico de la figura 4.34 muestra que el rendimiento real sigue la tendencia del teórico, pero con diferencias importantes entre meses, mayormente explicadas por la cantidad de días con datos válidos. Meses con valores reales muy bajos o nulos (por ejemplo, marzo a octubre 2021, noviembre

y diciembre de 2022, abril a agosto de 2024) coinciden con pocos días registrados, evidenciando que gran parte de las caídas no responden a problemas energéticos, sino a lagunas de información. En los meses con datos completos, la brecha entre real y teórico es menor, aunque persisten ciertos descensos que podrían asociarse a pérdidas operativas como suciedad o sombreados no modelados.



**Fig. 4.34. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Primo (2020-2025).**

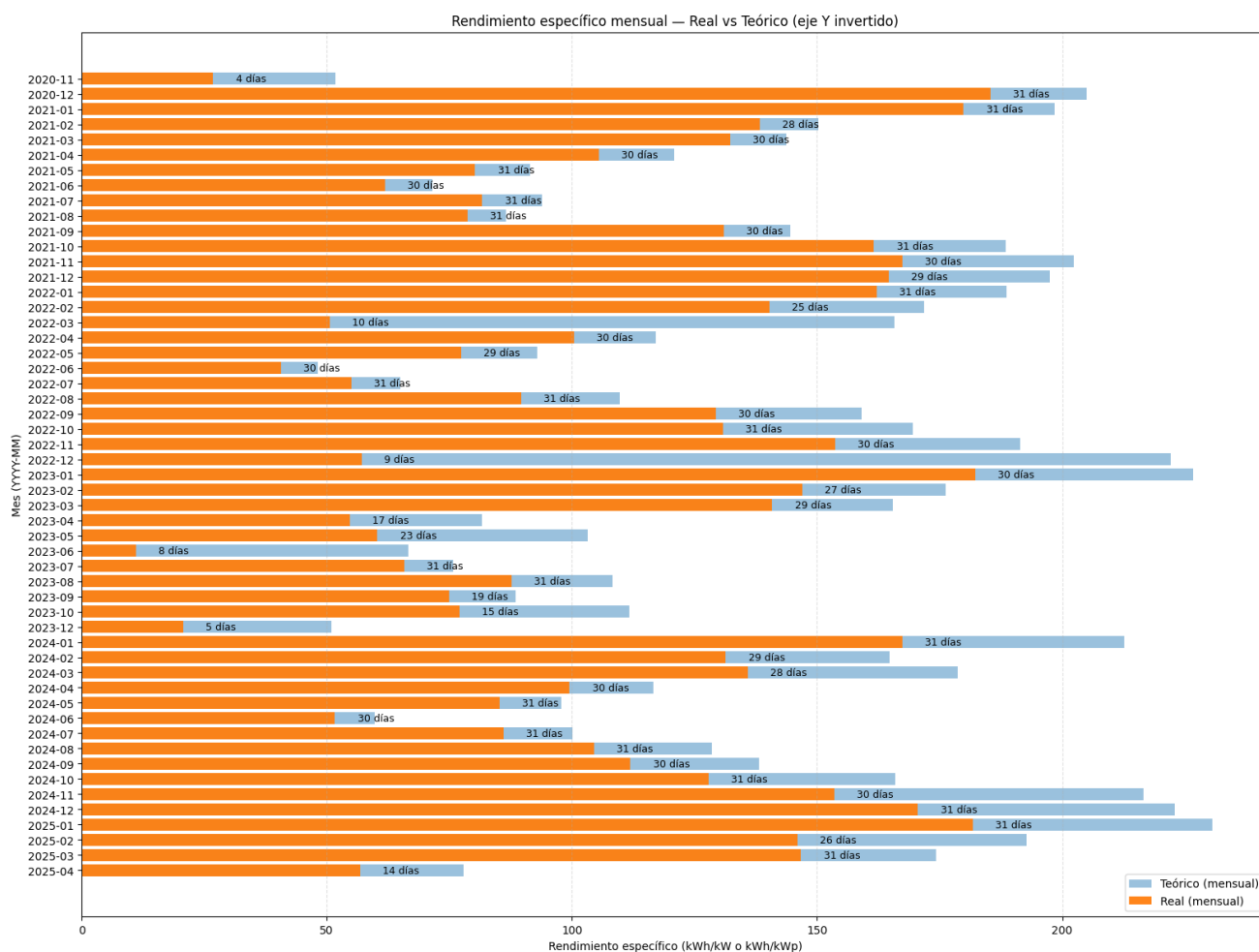
### C. *Fronius Symo Poli 10 [kW]*

A continuación, en la figura 4.35 se muestra una gráfica del rendimiento específico mensual real versus el rendimiento teórico mensual del inversor Fronius Symo Poli.

En general, el rendimiento real del inversor Fronius Symo Poli sigue la forma del rendimiento teórico, pero con diferencias significativas en varios meses, explicadas principalmente por la cantidad de días con datos válidos, indicada sobre cada barra. Meses con registros muy bajos (por ejemplo, marzo de 2022 (10 días), diciembre de 2022 (9 días), junio de 2023 (8 días), diciembre de 2023 (5

días) o abril de 2025 (14 días) muestran caídas que no reflejan una baja en la productividad energética, sino una incompletitud en la medición.

Cuando los meses tienen registros completos (30–31 días), la producción real se aproxima mejor al valor teórico, aunque persisten brechas atribuibles a pérdidas no modeladas como suciedad, sombreados o limitaciones de potencia.



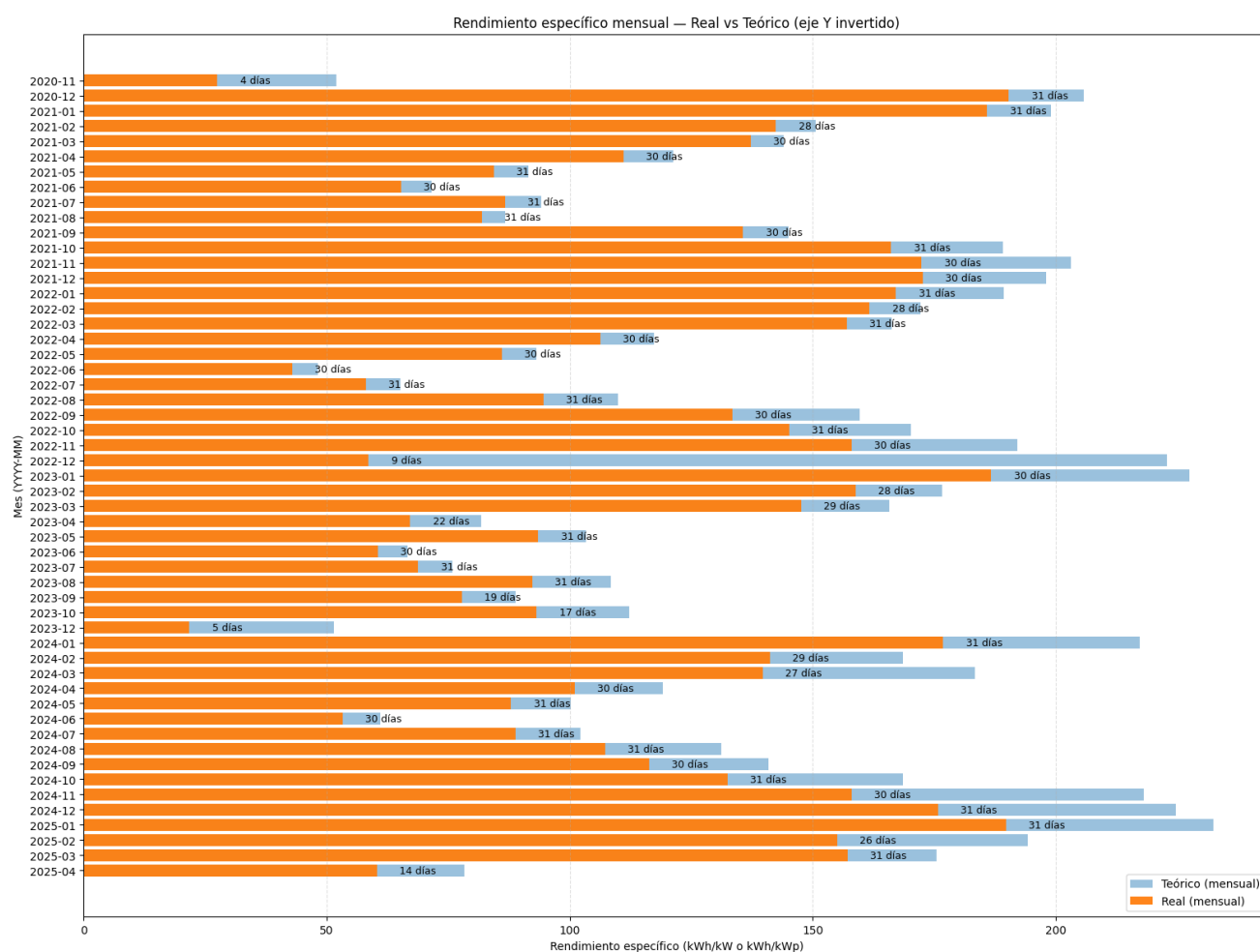
**Fig. 4.35. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Symo Poli (2020-2025).**

#### **D. Fronius Symo Poli-Mono 10 [kW]**

A continuación, en la figura 4.36 se muestra una gráfica del rendimiento específico mensual real versus el rendimiento teórico mensual del inversor Fronius Symo Poli-Mono.

El rendimiento específico real del inversor Fronius Symo Poli-Mono sigue en general la tendencia del rendimiento teórico estimado, lo que indica que el modelo combinado entre módulos policristalinos y monocristalinos representa adecuadamente el comportamiento esperado del sistema.

En los meses con registros completos, ambos valores se mantienen cercanos, mostrando coherencia operativa. Sin embargo, se observan discrepancias marcadas en periodos con pocos días válidos, donde el rendimiento real aparece reducido frente al teórico, especialmente en meses de alta irradiancia. Estas diferencias no reflejan una disminución del desempeño, sino la ausencia de datos suficientes para calcular correctamente el valor mensual. En conjunto, la comparación muestra un sistema con comportamiento estable y consistente cuando existe disponibilidad adecuada de datos.



**Fig. 4.36. Rendimiento Específico Mensual Real vs Teórico Fronius Symo Poli-Mono (2020-2025).**

## Capítulo 5. Análisis de Degradación.

---

### 5.1. Introducción

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de los indicadores de desempeño calculados para los inversores de la MicroRed UCSC. Se examinan la energía producida, el rendimiento específico real y teórico, así como el Performance Ratio modificado (mPR), con el fin de evaluar el comportamiento operativo del sistema a lo largo del período estudiado.

Además, se incluye la disponibilidad de datos válidos por año y la comparación entre el rendimiento real y el teórico, aspectos esenciales para interpretar adecuadamente los resultados. Finalmente, se calcula la tasa de degradación anual (YDF) de cada inversor, constituyendo el principal resultado de este trabajo.

### 5.2. Síntesis de calidad de datos e indicadores energéticos de desempeño.

La caracterización de la calidad de los datos constituye un elemento fundamental para la correcta interpretación de los resultados presentados en este capítulo. Tal como se expuso en el Capítulo 4, el conjunto de datos se sometió a un riguroso proceso de filtrado que incluyó:

- Eliminación de registros no físicos.
- Exclusión de intervalos con menos del 80% de datos válidos en el rango horario 7:30–19:30.
- La selección únicamente de días y meses con información suficiente para el análisis.

Como consecuencia, los indicadores energéticos calculados (energía producida, rendimiento específico real, rendimiento específico teórico y Performance Ratio modificado) se fundamentan exclusivamente en datos consistentes y comparables a lo largo del período de estudio.

La disponibilidad de información mostró variaciones relevantes entre años y entre inversores. En particular, durante 2020 y 2023 se evidenciaron brechas de registro asociadas a problemas operativos, tales como fallas en el datalogger, interrupciones en la comunicación entre dispositivos y periodos sin licencia del software de monitoreo. Asimismo, el inversor Fronius Primo presentó una mayor sensibilidad a fallas de comunicación debido a su posición en la cadena de inversores, lo que se reflejó en una menor proporción de días válidos respecto al resto de los equipos. Estas condiciones afectan la continuidad de los registros y, por ende, la confiabilidad estadística de ciertos indicadores, especialmente en los meses con mayor volumen de pérdidas de datos.

En paralelo, el análisis del rendimiento específico teórico requirió el uso de registros climáticos depurados, manteniendo la misma estructura temporal que los datos eléctricos. En el caso particular del inversor Fronius Symo Poli-Mono, que opera con dos tecnologías fotovoltaicas distintas, fue necesario generar un rendimiento teórico combinado a partir del promedio entre los valores calculados para módulos policristalinos y monocristalinos. Este tratamiento permitió mantener la coherencia de las comparaciones con los indicadores reales y asegurar la validez del cálculo del mPR.

En conjunto, esta síntesis garantiza que los resultados presentados en las siguientes secciones (incluyendo el cálculo de la tasa de degradación anual (YDF)) se basen en un conjunto de indicadores robusto y corregido por la disponibilidad y calidad de los datos. Con ello, los valores obtenidos reflejan de manera más precisa el desempeño real de la MicroRed y constituyen una base confiable para el análisis de degradación a largo plazo.

### 5.3. Metodología para Cálculo del YDF.

El Yield Degradation Factor (YDF) corresponde al indicador que cuantifica la tasa de degradación anual del sistema fotovoltaico, expresada como una variación porcentual en el rendimiento del sistema a lo largo del tiempo. Este indicador se define y calcula siguiendo la metodología propuesta por Olczak [1]. Para su estimación se utiliza el comportamiento del Performance Ratio modificado (mPR), ya que permite comparar de manera consistente distintos periodos al corregir los efectos de la irradiancia, las condiciones térmicas y la ventana horaria analizada.

Dado que los valores de mPR se encuentran definidos únicamente para los días válidos —es decir, aquellos que presentan al menos un 80 % de completitud en sus datos dentro del intervalo 07:30 a 19:30—, el cálculo del YDF se realiza sobre subconjuntos equivalentes y comparables del rendimiento del sistema, garantizando trazabilidad y consistencia temporal.

La metodología empleada corresponde a un enfoque basado en comparación de medias entre periodos iniciales y finales, conocido por ser robusto frente a fluctuaciones puntuales o anomalías en los meses intermedios. El YDF se calcula mediante la expresión:

$$YDF(\%) = \frac{mPR_{Primer\ año} - mPR_{ultimo\ año}}{años\ entre\ centros} \cdot 100 \quad (5)$$

Donde:

- $mPR_{\text{primeros } N}$ : mPR durante el primer año representativos del periodo de estudio.
- $mPR_{\text{ultimos } N}$ : mPR durante el último año con datos válidos.
- *años entre centros*: Diferencia temporal entre los centros de ambos conjuntos.

Este método resulta adecuado para series con lagunas temporales, como es el caso de los registros de la MicroRed UCSC, donde la disponibilidad de datos presenta interrupciones asociadas a fallas en el datalogger, licencias de software o desconexiones de comunicación. Al comparar promedios representativos en lugar de valores instantáneos o regresiones lineales sobre datos irregulares, se evita introducir sesgos derivados de meses con escasa información o periodos atípicos.

Para cada inversor se emplean los valores mensuales de mPR obtenidos en el Capítulo 4, previamente filtrados, combinados y sincronizados según las reglas establecidas en el preprocesamiento de datos. Posteriormente se seleccionan los intervalos iniciales y finales, se calculan las medias correspondientes y se determina el YDF por mes a lo largo de los años. Este indicador será utilizado en la sección siguiente (5.4) para presentar y discutir la degradación de cada inversor a lo largo del periodo 2019–2025.

## 5.4. Selección de Periodos Representativos.

Para garantizar que el cálculo del YDF se base únicamente en información fiable, se excluyen de forma explícita los meses que presentan:

- menos del 80 % de datos válidos
- anomalías operacionales relevantes
- registros incompletos por fallas del datalogger o desconexiones
- valores atípicos documentados.

Además, cuando ciertos años o meses presentan lagunas sistemáticas (por ejemplo, 2020 sin registros completos, o meses como noviembre–diciembre de 2023 incompletos), estos se descartan del análisis para evitar sesgos.

## 5.5. Implementación Computacional.

El cálculo del YDF se implementó en Python mediante un script que:

1. Carga los valores de mPR mensual desde los archivos procesados en el Capítulo 4.
2. Permite excluir manual o automáticamente meses incompletos o atípicos.
3. Agrupa los meses seleccionados en un bloque inicial y un bloque final.
4. Calcula el promedio de mPR para cada bloque.
5. Determina la diferencia entre sus centros temporales.
6. Evalúa la ecuación del YDF y genera un archivo YDF\_resultado.csv con el valor final.

## 5.6. Justificación del Filtrado de Datos.

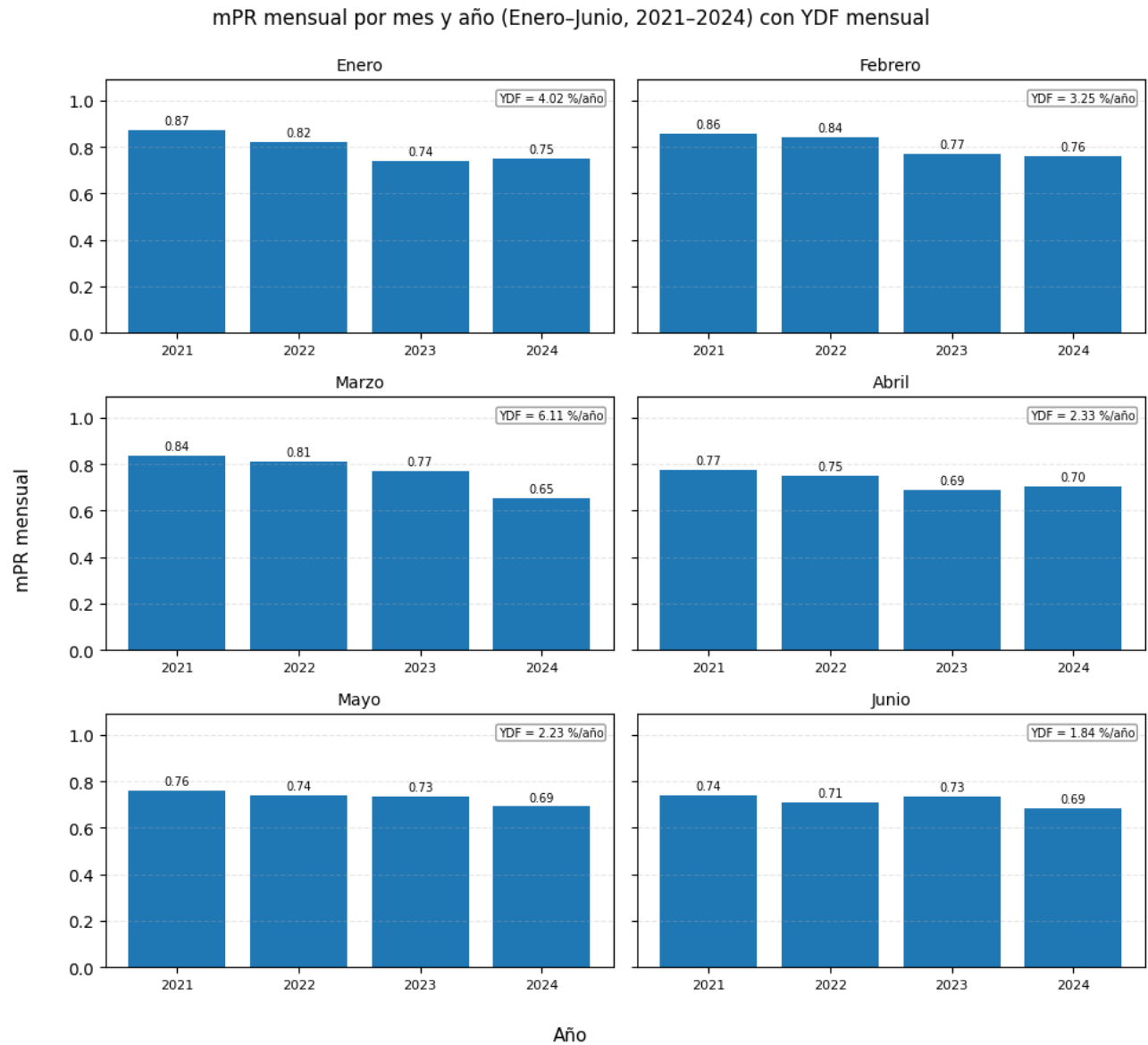
El análisis del YDF (Yield Degradation Factor) requiere trabajar con series temporales consistentes, comparables y libres de irregularidades que puedan distorsionar la estimación de la degradación anual del sistema fotovoltaico. Por esta razón, fue necesario aplicar un proceso de filtrado de datos con el objetivo de asegurar que los valores utilizados representaran adecuadamente el comportamiento operativo de cada inversor a lo largo del tiempo.

En primer lugar, se excluyeron años completos como 2020 y 2023 debido a que sus registros no presentaban continuidad suficiente o mostraban valores atípicos que impedían establecer una comparación coherente con el resto del periodo analizado (estos se muestran en las gráficas, pero no son usados para el cálculo de YDF). Estas interrupciones o patrones inestables afectan directamente el cálculo del mPR y, por ende, la derivación del YDF. Asimismo, en algunos inversores se identificaron meses puntuales con comportamientos irregulares, como diciembre de 2022 en el caso del Fronius Galvo o marzo y diciembre de 2022 en el Fronius Symo Poli. Dichos meses fueron removidos para evitar que anomalías locales alteraran la tendencia general que se busca medir.

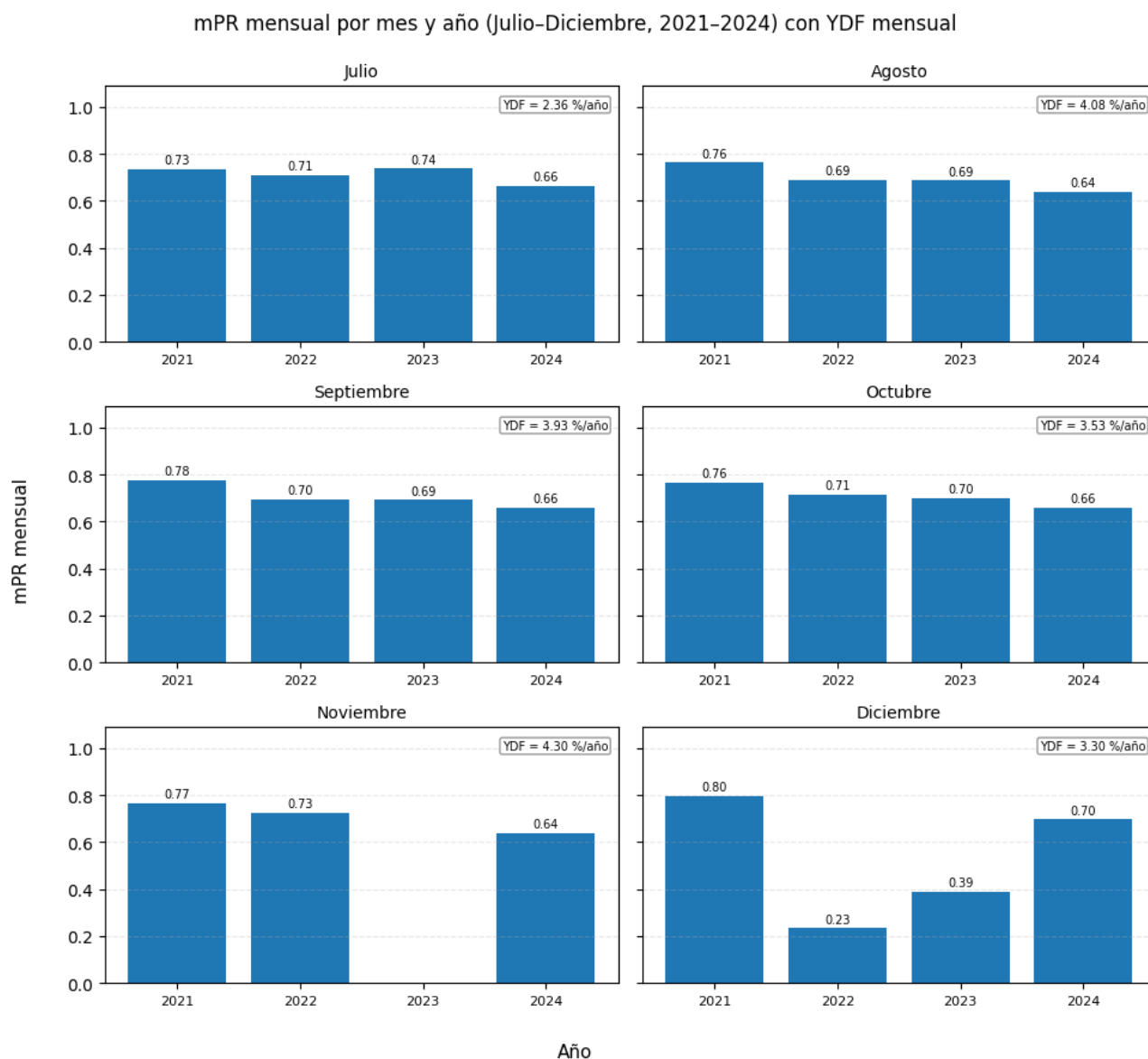
Finalmente, para garantizar una comparación justa entre distintos años, se seleccionaron periodos estacionales equivalentes, específicamente los meses comprendidos entre abril y octubre para la mayoría de los inversores. Esta decisión permite minimizar los efectos asociados a variaciones estacionales naturales de irradiancia y temperatura, asegurando que el cálculo del YDF refleje la variación de rendimiento atribuible al paso del tiempo según los datos disponibles.

### A. *Fronius Galvo 2 [kW]*

A continuación, en la figura 5.1 y 5.2 se muestra una gráfica del comportamiento del performance ratio modificado y el valor para YDF en cada mes con respecto al pasar de los años.



**Fig. 5.1. Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Galvo.**



**Fig. 5.2. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Galvo.**

El comportamiento del mPR mensual del inversor Fronius Galvo de 2 kW muestra una disminución sostenida entre 2021 y 2024, evidenciando un deterioro progresivo de los paneles solares asociados a este inversor. En la mayoría de los meses, el mPR de 2021 presenta los valores más altos, mientras que 2024 registra los más bajos, lo que indica una reducción constante del rendimiento relativo del arreglo fotovoltaico con el paso del tiempo. Esta tendencia se refleja en los valores del YDF mensual, que para la mayoría de los meses se sitúan entre  $\sim 2$  %/año y  $\sim 4$  %/año, indicando pérdidas moderadas pero persistentes.

Un caso particular es el mes de marzo, donde el YDF alcanza un valor significativamente mayor ( $\approx 6.1$  %/año). Sin embargo, este valor elevado no es representativo, ya que en ese mes faltan datos tanto para 2021 como para 2024, lo que afecta de manera directa el cálculo del índice y amplifica artificialmente la magnitud de la degradación estimada.

### B. Fronius Primo 3 [kW]

A continuación, en la figura 5.3 y 5.4 se muestra una gráfica del comportamiento del performance ratio modificado y el valor para YDF en cada mes con respecto al pasar de los años.

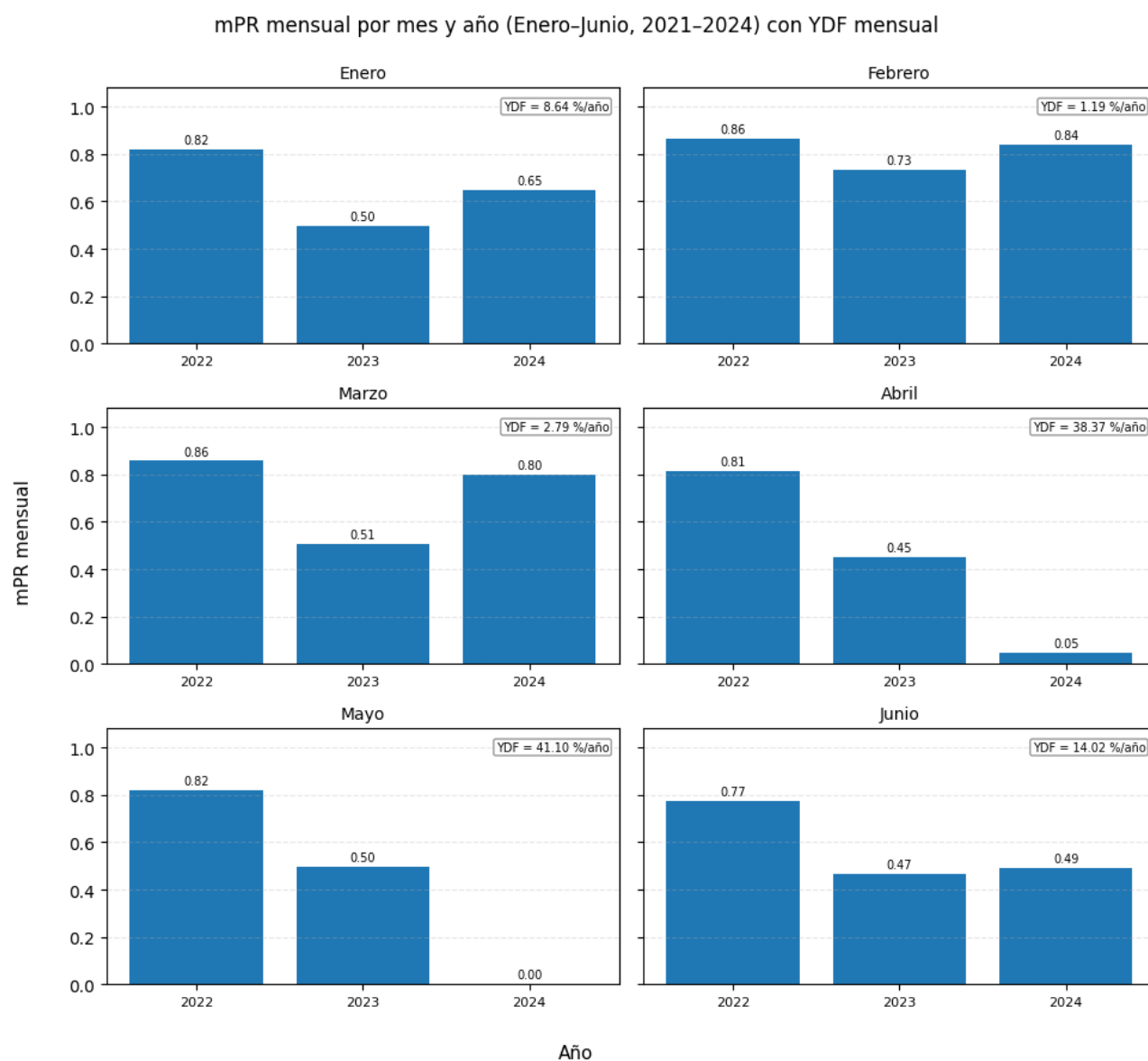
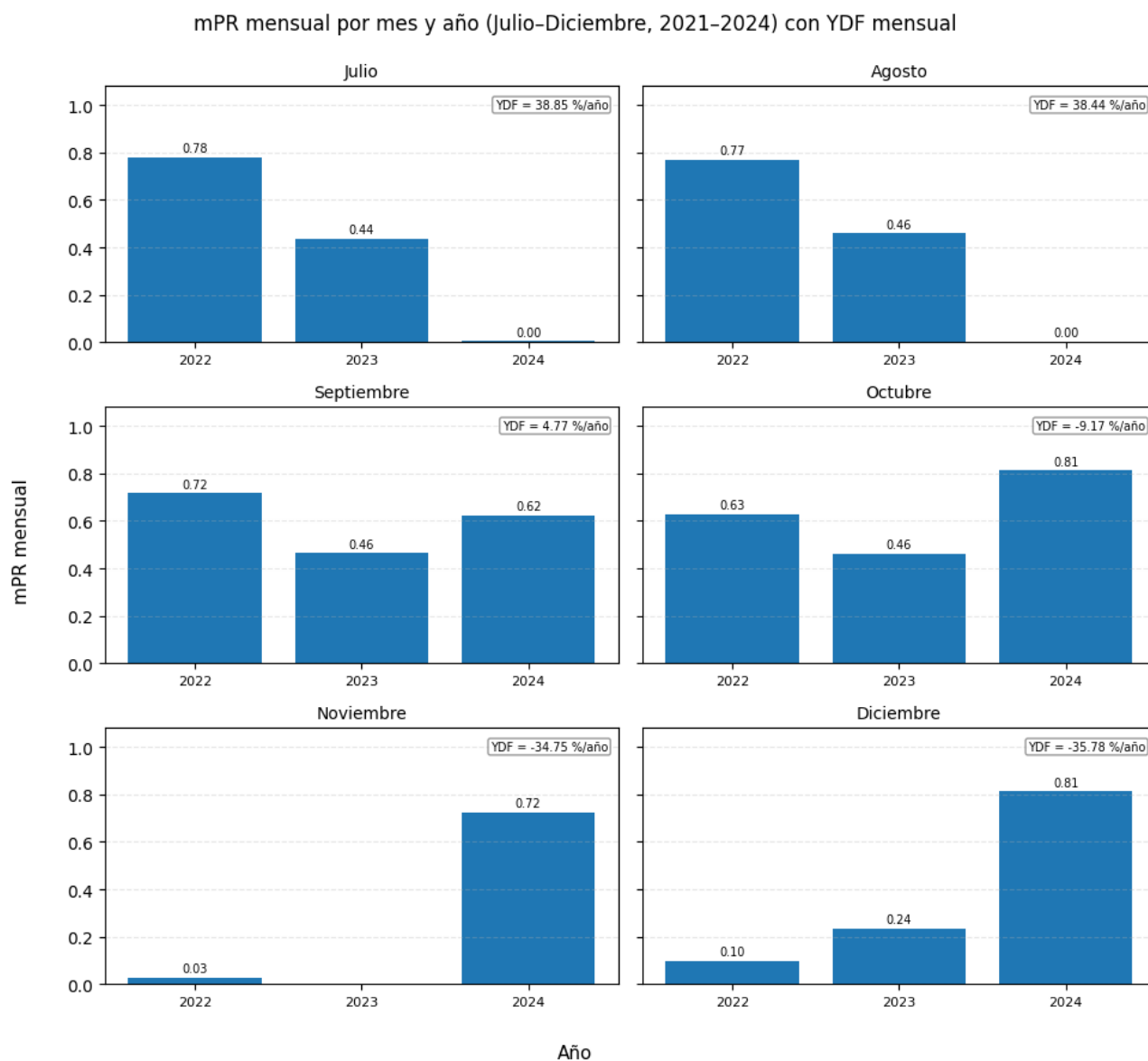


Fig. 5.3. Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Primo.



**Fig. 5.4. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Primo.**

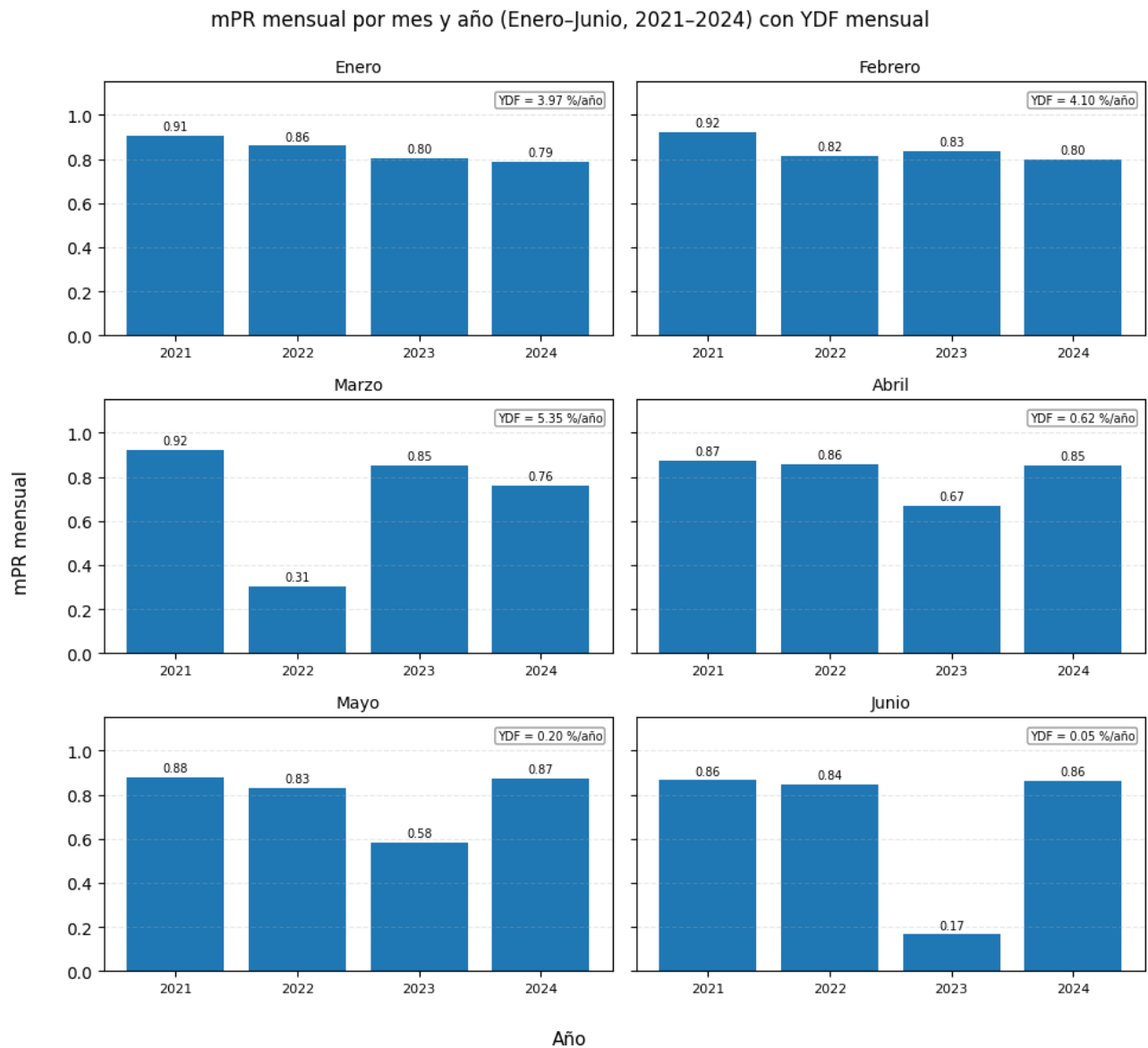
El inversor Fronius Primo solo puede analizarse de forma confiable desde 2022 en adelante, ya que el año 2021 presenta ocho meses con mPR igual a 0 por falta de datos, por lo que se excluye del análisis.

En los gráficos se observa que muchos meses presentan YDF extremadamente altos, especialmente entre marzo y septiembre. Esto no corresponde a una degradación real del sistema, sino a que en 2024 existen muy pocos datos válidos, e incluso valores cercanos a cero en algunos meses. Debido a ello, el cálculo del YDF se distorsiona y genera tasas artificialmente elevadas que no representan el comportamiento operativo del sistema fotovoltaico.

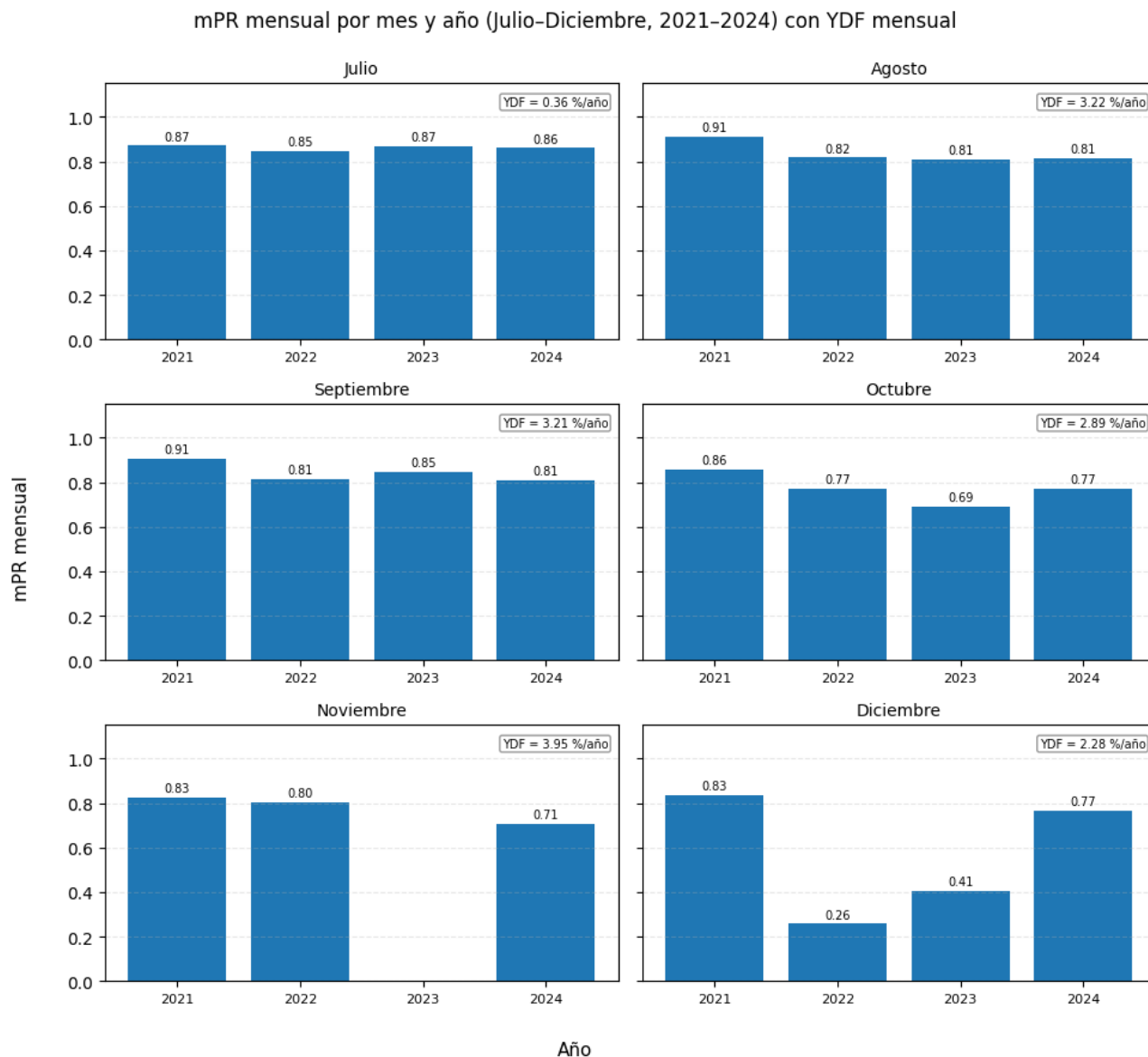
Los únicos meses con datos consistentes y comparables entre 2022 y 2024 son enero y febrero, cuyos YDF presentan valores razonables (entre  $\sim 1\%$  y  $\sim 9\%$  anual). Estos meses sí permiten identificar una ligera reducción del mPR a lo largo del tiempo, mientras que el resto debe descartarse como no representativo.

### C. Fronius Symo Poli 10 [kW]

A continuación, en la figura 5.5 y 5.6 se muestra una gráfica del comportamiento del performance ratio modificado y el valor para YDF en cada mes con respecto al pasar de los años.



**Fig. 5.5.** Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli.



**Fig. 5.6. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli.**

El inversor Fronius Symo Poli muestra un comportamiento del mPR relativamente estable entre 2021 y 2024, con una leve disminución progresiva en la mayoría de los meses. En general, los valores más altos se observan en 2021, mientras que 2023–2024 presentan reducciones moderadas, lo que indica una degradación anual suave y consistente.

Los valores del YDF para la mayoría de los meses se mantienen dentro de rangos razonables (entre ~0 % y 4 % anual), reflejando un deterioro esperado y no abrupto del rendimiento. Sin embargo, los meses de marzo y diciembre presentan YDF atípicos debido a la falta de datos suficientes,

especialmente en los años más recientes, lo que distorsiona el cálculo. Por ello, estos meses no deben considerarse representativos del comportamiento real del sistema.

#### D. *Fronius Symo Poli Mono 10 [kW]*

A continuación, en la figura 5.7 y 5.8 se muestra una gráfica del comportamiento del performance ratio modificado y el valor para YDF en cada mes con respecto al pasar de los años.

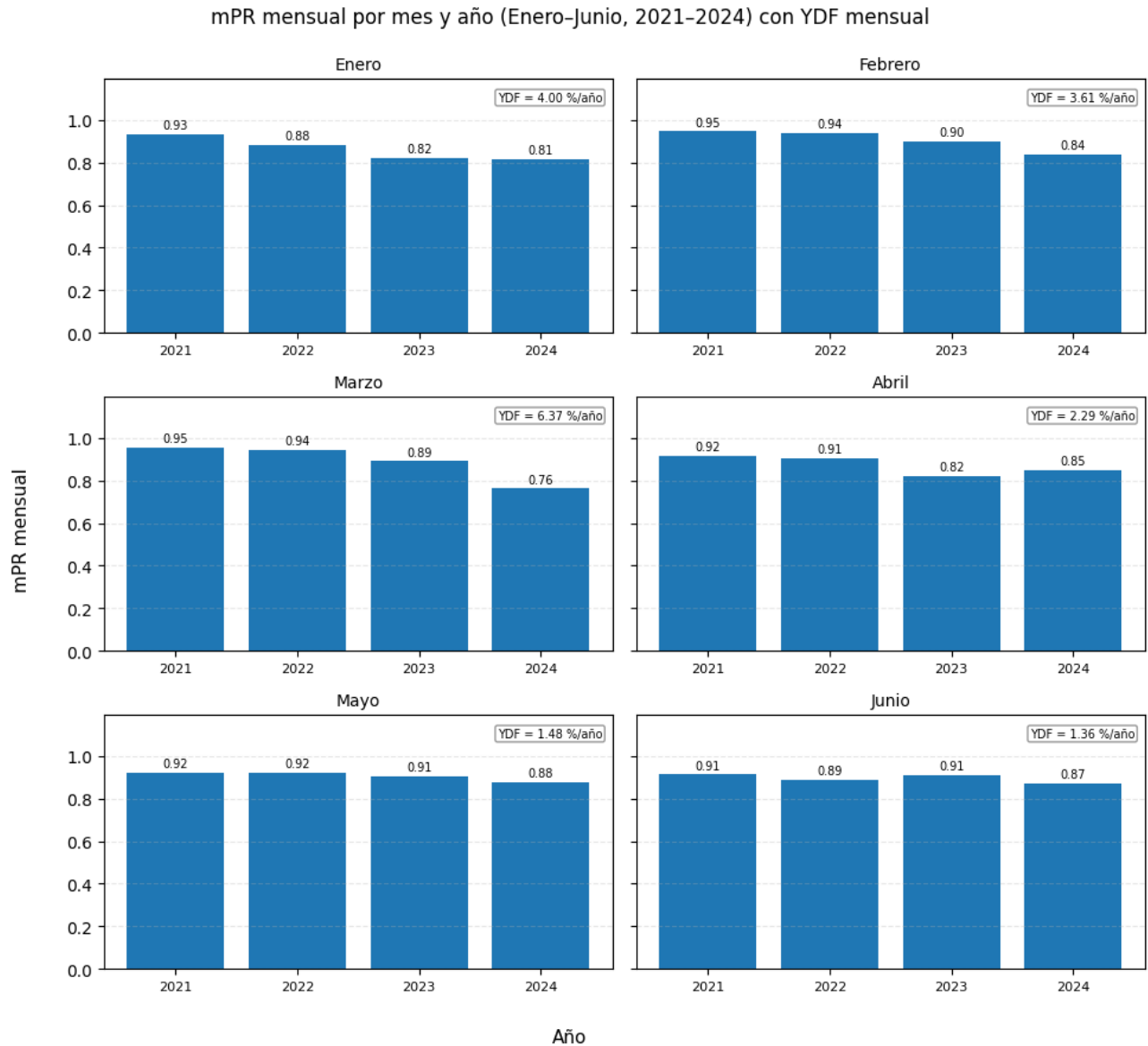
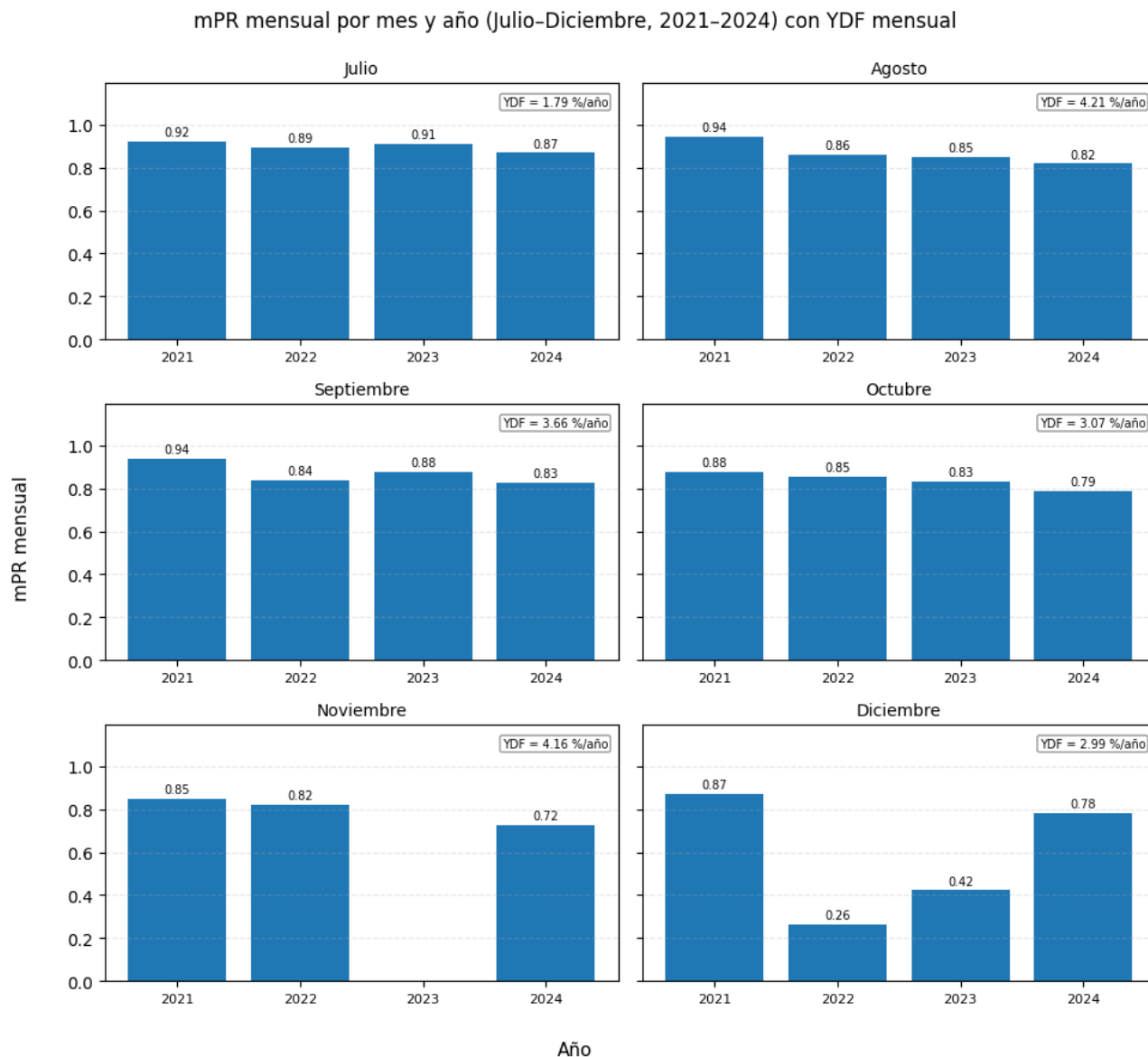


Fig. 5.7. Comportamiento mensual del primer semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli-Mono.



**Fig. 5.8. Comportamiento mensual del segundo semestre mPR y valor de YDF Fronius Symo Poli-Mono.**

El inversor Fronius Symo poli/mono muestra un comportamiento del mPR estable y con variaciones suaves a lo largo del periodo 2021–2024. En general, los valores más altos corresponden a 2021, mientras que los de 2023 y 2024 aparecen ligeramente disminuidos, lo que sugiere una degradación moderada pero coherente con el envejecimiento esperado del sistema. La mayoría de los meses presentan YDF en rangos razonables (entre ~1 % y 4 % por año), lo que indica un deterioro progresivo.

Sin embargo, los meses de marzo y diciembre muestran valores de YDF significativamente más altos o irregulares. Esto no se debe a un cambio real en el deterioro de la tecnología del panel

solar, sino a la falta de datos suficientes en esos meses, particularmente en los años más recientes, lo que distorsiona el cálculo e impide obtener una estimación representativa de degradación. Por lo tanto, marzo y diciembre deben interpretarse con cautela y no considerarse en la evaluación final del comportamiento del equipo.

El análisis integral del desempeño energético de la MicroRed UCSC demuestra que los paneles fotovoltaicos conectados a los cuatro inversores evaluados presentan una degradación anual superior a la especificada por los fabricantes en sus respectivas hojas técnicas. Mientras que las degradaciones teóricas para las tecnologías instaladas (policristalina, monocristalina y capa fina) se sitúan entre 0.6 %/año y 0.9 %/año, los valores experimentales obtenidos a partir del mPR y del YDF muestran tasas entre 2 %/año y 5 %/año, dependiendo del inversor y del conjunto de meses con datos completos.

En el caso del Fronius Galvo (módulos  $\mu$ -Si NexPower), la degradación observada supera ampliamente el valor teórico y coincide con el comportamiento más sensible de los módulos de capa fina frente a temperatura y envejecimiento. El Fronius Primo, con módulos policristalinos Jinko, mostró YDF elevados debido a una disponibilidad muy limitada de datos en 2024; solo algunos meses permiten conclusiones confiables, aunque aun así la degradación aparente supera lo esperado por el fabricante. El Fronius Symo Poli exhibe un patrón de degradación más consistente, con valores superiores a los teóricos, pero sin desviaciones abruptas. Finalmente, el Fronius Symo Poli/Mono muestra una tendencia lineal de disminución del mPR, cuyo YDF anual ( $\sim 3.25$  %/año) excede con claridad el rango esperado de 0.6–0.7 %/año.

En conjunto, los resultados indican que la MicroRed presenta una degradación energética superior a la prevista por las garantías de los módulos, posiblemente influenciada por factores operacionales y ambientales locales, aumento de temperatura, acumulación de suciedad o envejecimiento acelerado. Además, la calidad y disponibilidad de los datos (especialmente para los años más recientes) tiene un impacto directo en la estimación del YDF, produciendo valores anómalos en meses con registros incompletos. Aun así, los meses con datos representativos muestran una tendencia clara: el sistema experimenta un deterioro progresivo mayor al estipulado por los fabricantes.

## 5.7. Discusión

- En el caso del inversor Fronius Galvo, es importante considerar dos aspectos propios del conjunto de datos. Primero, al tratarse de paneles solares de capa fina y no disponer de un sensor de temperatura instalado directamente sobre un módulo de esta tecnología, se utilizó la temperatura del panel monocristalino como referencia por ser la más cercana en comportamiento dentro del sistema. Segundo, los paneles de capa fina operan con una inclinación de  $20^\circ$ , mientras que el sensor de irradiancia en plano inclinado se encontraba a  $25^\circ$ . Esta diferencia angular puede introducir una variación del orden del 1–3 % en la irradiancia global en plano inclinado utilizada para el cálculo del rendimiento teórico, lo que se traduce en un sesgo menor, pero sistemático, en el mPR y, por extensión, en el YDF.
- En los inversores restantes, los módulos fotovoltaicos estaban distribuidos en strings con inclinaciones de  $25^\circ$ ,  $30^\circ$  y  $35^\circ$ . Sin embargo, para efectos de este trabajo se decidió utilizar de manera uniforme la irradiancia en plano inclinado medida a  $25^\circ$  como referencia común para todos los strings, independientemente de la inclinación real de cada conjunto de paneles. Esta diferencia entre la inclinación efectiva de los módulos y la inclinación del sensor puede generar pequeñas discrepancias en el cálculo del mPR y, en consecuencia, influir en el valor final del YDF obtenido a partir de los datos disponibles.

## Capítulo 6. Conclusiones

---

### 6.1. Sumario.

El presente trabajo aborda la evaluación de la degradación de la producción fotovoltaica en la MicroRed de la Universidad Católica de la Santísima Concepción, mediante el análisis sistemático de datos históricos registrados entre 2019 y 2025. En el Capítulo 1, se contextualiza la importancia de estudiar la degradación en sistemas solares y se presentan los objetivos del estudio. En el Capítulo 2, se revisan antecedentes teóricos sobre tecnologías fotovoltaicas, indicadores energéticos y mecanismos de degradación, así como métodos comúnmente utilizados en la literatura para su estimación.

El Capítulo 3 describe el conjunto de datos, su origen, la detección y tratamiento de valores faltantes, y el proceso de normalización y limpieza aplicado a los registros de energía, irradiancia y temperatura. También se construyen métricas de disponibilidad y se establecen los intervalos temporales confiables para el análisis.

En el Capítulo 4, se desarrolla el cálculo de los indicadores energéticos utilizados, incluyendo energía producida, rendimiento específico real y teórico, Performance Ratio modificado (mPR) y la energía teórica derivada de irradiancia y temperatura.

En el Capítulo 5, se presentan los análisis de tendencia temporal para cada inversor y tecnología fotovoltaica, generando visualizaciones mensuales y anuales, junto con la estimación del factor de degradación YDF para cada tecnología. Finalmente, en el Capítulo 6, se discuten los resultados obtenidos y se ofrecen conclusiones respecto al desempeño histórico de la MicroRed y las diferencias de degradación entre las tecnologías instaladas.

### 6.2. Conclusiones.

Los resultados obtenidos permiten confirmar plenamente la hipótesis planteada. El análisis combinado de los registros eléctricos de los inversores, la irradiancia incidente y las temperaturas de operación permitió caracterizar con precisión el desempeño energético de la MicroRed UCSC y estimar su degradación anual mediante indicadores robustos como el rendimiento específico, el mPR y el Yield Degradation Factor (YDF). La disponibilidad de series históricas permitió identificar tendencias interanuales claras, variaciones estacionales y diferencias entre tecnologías fotovoltaicas presentes en la instalación.

Los cálculos de YDF revelaron tasas de degradación superiores a las especificadas en los datasheets de los distintos módulos (0.6–0.9 %/año), alcanzando valores experimentales entre 2 % y 5 %/año según el inversor y la completitud de los datos. Esto demuestra que el análisis basado exclusivamente en datos reales de operación permite detectar comportamientos que no se evidencian en estimaciones teóricas, reflejando el impacto de condiciones ambientales locales, mantenimiento, envejecimiento acelerado y variabilidad climática. Asimismo, el carácter multianual de los registros permitió distinguir entre meses representativos y meses con vacíos de datos que aumentan artificialmente los valores de degradación, reforzando la importancia de la calidad del monitoreo.

En conjunto, la evaluación demuestra que los datos históricos disponibles son suficientes, pertinentes y consistentes para analizar tanto el desempeño como la degradación real de la MicroRed UCSC, permitiendo obtener conclusiones para la mayoría de las tecnologías. No obstante, es importante señalar que el inversor Fronius Primo presentó una proporción significativamente mayor de datos faltantes, especialmente en los meses finales de las series, lo que limitó la confiabilidad de su estimación de degradación anual y dificultó obtener una tendencia tan consistente como la observada en los demás equipos, por lo que la degradación de los paneles solares conectados a este inversor no es tan representativa como el resto. Aun así, considerando el conjunto completo de registros eléctricos, de irradiancia y de temperatura, la metodología aplicada resultó adecuada para evaluar la evolución del desempeño y cuantificar la degradación bajo condiciones reales de operación

### **6.3. Trabajo Futuro.**

- Implementar método para estimar degradación en sistemas de seguimiento solar.
- Análisis estacional de la degradación.
- Estudio de variables externas que aportan en la degradación de la MicroRed UCSC.
- Analizar el impacto de los datos faltantes.
- Realizar análisis de una correlación entre condiciones ambientales y desempeño.

## Referencias

---

- [1] P. Olczak, “Evaluation of degradation energy productivity of photovoltaic installations in long-term case study,” *Applied Energy*, vol. 343, p. 121109, 2023.
- [2] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, and G. E. Georghiou, “Review of photovoltaic degradation rate methodologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 143–152, 2014.
- [3] S. Lindig, J. Ascencio-Vásquez, J. Leloux, D. Moser, and A. Reinders, “Performance Analysis and Degradation of a Large Fleet of PV Systems,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 11, no. 5, pp. 1312–1318, Sept. 2021.
- [4] E. L. Meyer and E. E. van Dyk, “Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters,” *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 53, no. 1, pp. 83–92, Mar. 2004.
- [5] O. A. Alimi, E. L. Meyer, and O. I. Olayiwola, “Solar Photovoltaic Modules’ Performance Reliability and Degradation Analysis—A Review,” *Energies*, vol. 15, no. 16, p. 5964, Aug. 2022.
- [6] M. Dhimish, N. Schofield, and A. Attya, “Insights on the Degradation and Performance of 3000 Photovoltaic Installations of Various Technologies Across the United Kingdom,” *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 17, no. 8, pp. 5919–5926, 2021.
- [7] T. Ishii and A. Masuda, “Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 25, no. 12, pp. 953–967, 2017.
- [8] M. Aghaei *et al.*, “Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, Art. 112160, 2022.
- [9] D. C. Jordan and S. Kurtz, “Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review,” NREL, Tech. Rep., 2012.
- [10] P. Rajput *et al.*, “A comprehensive review on reliability and degradation of PV modules based on failure modes and effect analysis,” *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 19, pp. 922–937, 2024.