



Ingeniería  
en Energías  
Renovables

# Análisis de series temporales de recurso solar y generación en el parque de La Jacinta

Estudiante: Sandino Rehermann Cabrera

Tutora: Mag. Vívian Teixeira-Branco

Cotutor: Dr. Rodrigo Alonso-Suárez



**UTEC**

Universidad Tecnológica

Defensa de trabajo final de Tecnólogo  
25 de noviembre de 2024



## 1. Introducción y justificación

## 2. Metodología

- a. Base de información
- b. Control de calidad
- c. Relleno de datos faltantes

## 3. Resultados

- a. Validación de modelos
- b. Caracterización del recurso solar y generación
- c. Estimación de factores de planta

## 4. Conclusiones

## 5. Referencias



## Introducción:

- En Uruguay la potencia instalada actual es de 300 MW (MIEM, 2023).
- Solar PV será la tecnología más extendida en el futuro cercano (IRENA, 2023).
- Segunda transición energética con participación clave de EERR.
- **Necesidad de relevar las condiciones de operación de las plantas fotovoltaicas existentes en Uruguay.**





## Justificación:

- En Uruguay **no hay estudios** que relevan las características operativas históricas de funcionamiento en un mediano plazo.
- Estudios con datos en condiciones reales podría dar más seguridad a la operación y planificación de la red eléctrica, así como a nuevos inversores, entre otros.





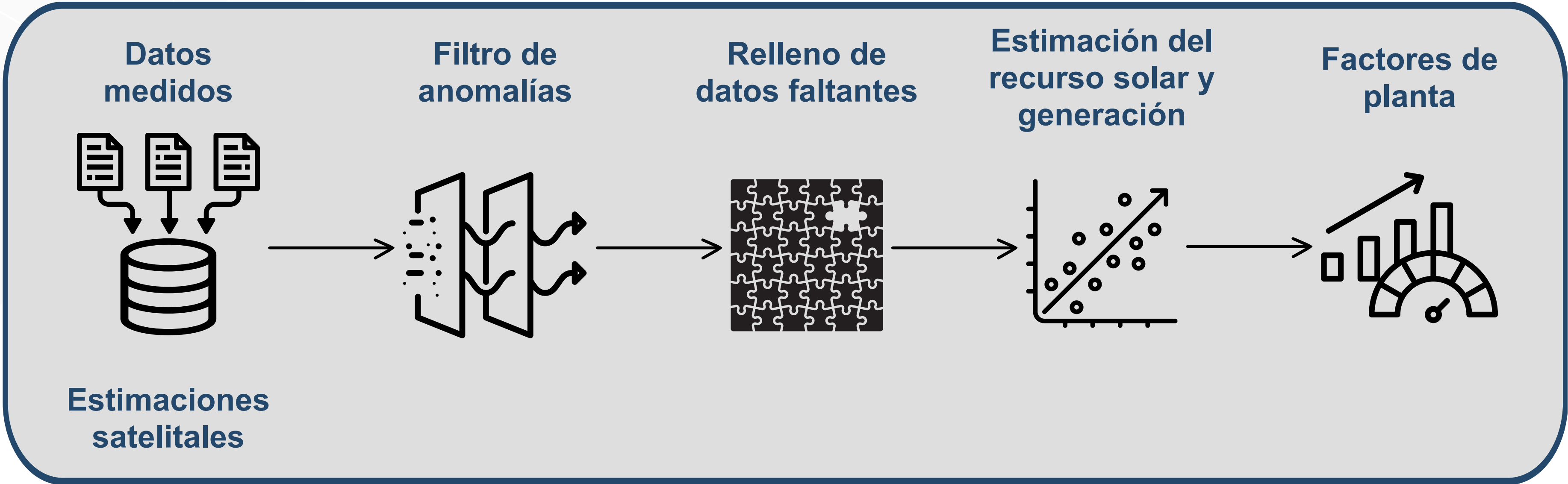
## Central fotovoltaica La Jacinta

- Ubicada en el departamento de Salto
- Potencia instalada: 65 MW DC
- Potencia contratada: 50 MW
- Operación desde finales de 2015

Imagen tomada del [Sitio web](#) de la Jacinta FRV

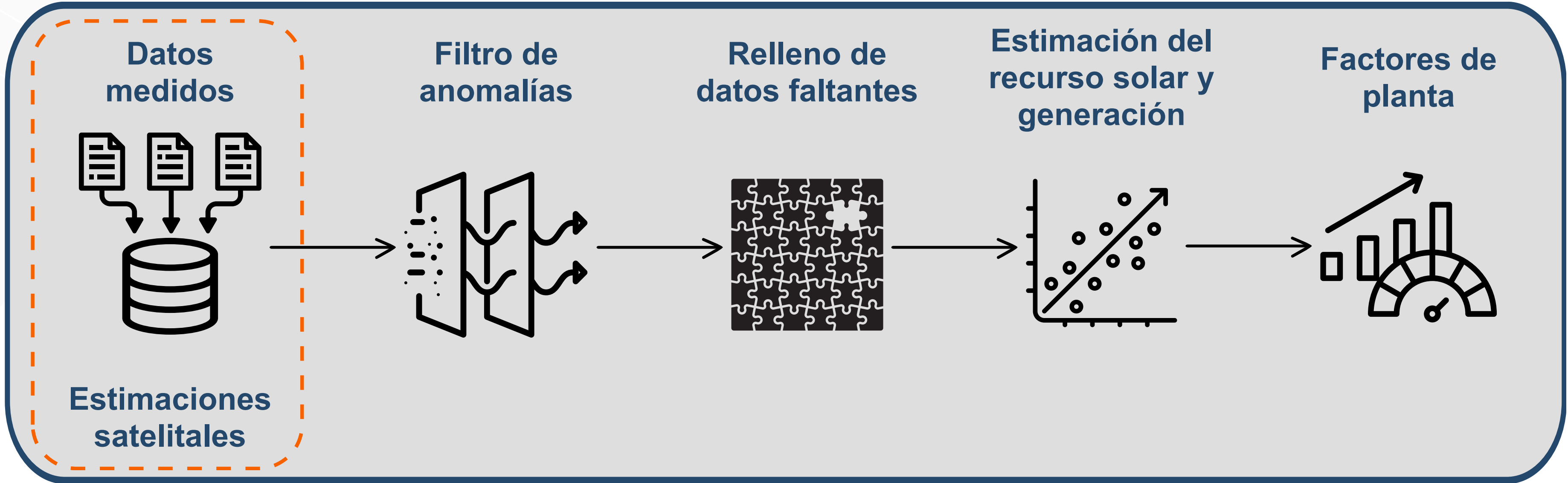


# Metodología





**Base de información**





## Base de información

### Medidas en sitio

- **Fuente:**
  - Administrador del Mercado Eléctrico (ADME).
  - Datos de acceso público
- **Datos de análisis:**
  - Irradiación solar global en plano horizontal (GHI)
  - Irradiación solar en plano inclinado (GTI) a 20°
  - Potencia generada (PPV)
  - Consigna de la central
- **Resolución temporal:**
  - Diezminutal
- **Período disponible**
  - 01/01/2016 hasta el 31/12/2022



## Base de información

### Medidas en sitio

- **Fuente:**
  - Administrador del Mercado Eléctrico (ADME)
  - Datos de acceso público
- **Datos de análisis:**
  - Irradiación solar global en plano horizontal (GHI)
  - Irradiación solar en plano inclinado (GTI) a 20°
  - Potencia generada (PPV)
  - Consigna de la central
- **Resolución temporal:**
  - Diezminutal
- **Período disponible**
  - 01/01/2016 hasta el 31/12/2022

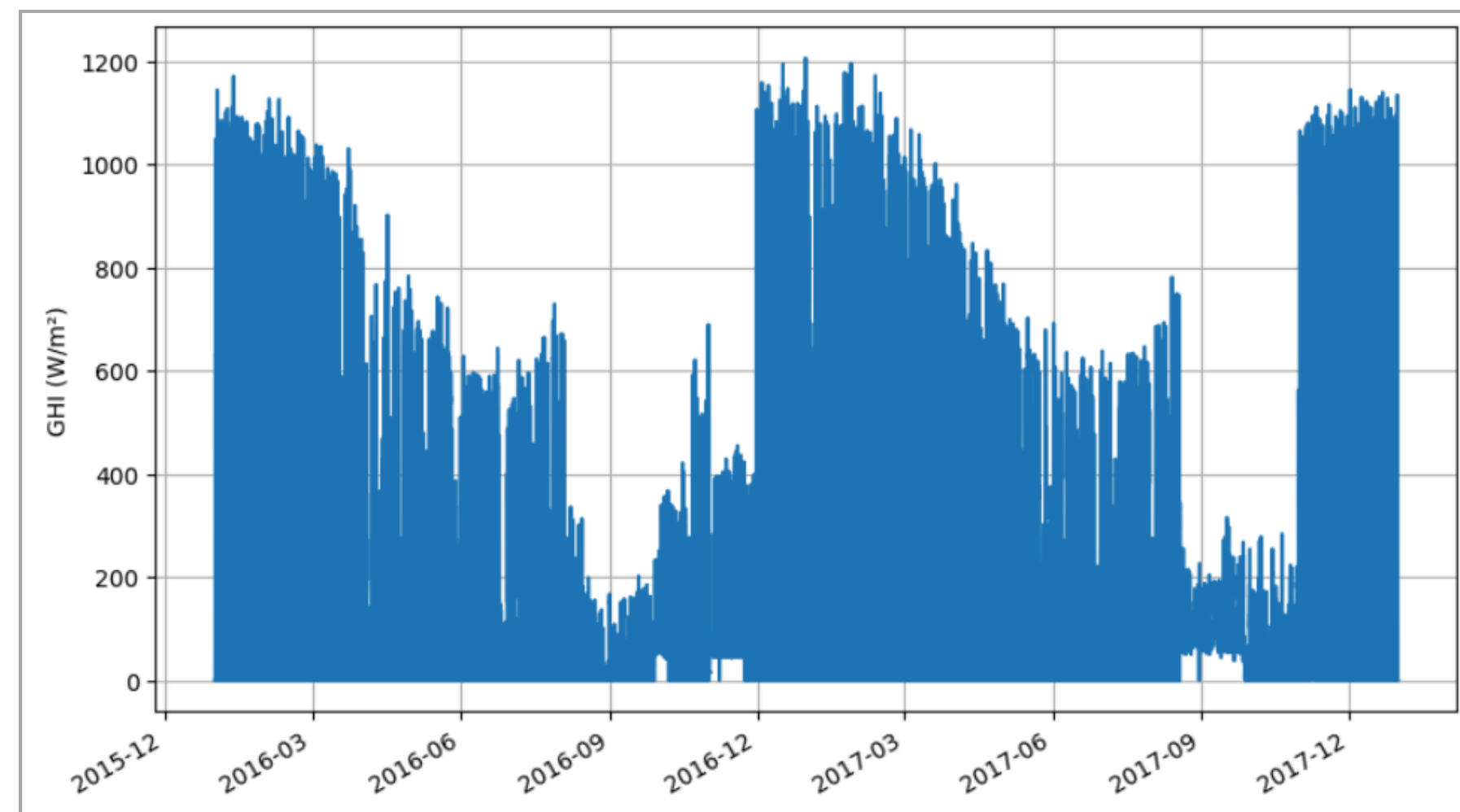


Figura 1: Evolución diezminutal de GHI para 2016-2017

- **Período utilizado**
  - 01/01/2018 hasta el 31/12/2022  
**(5 años de datos)**



## Base de información

### Medidas en sitio

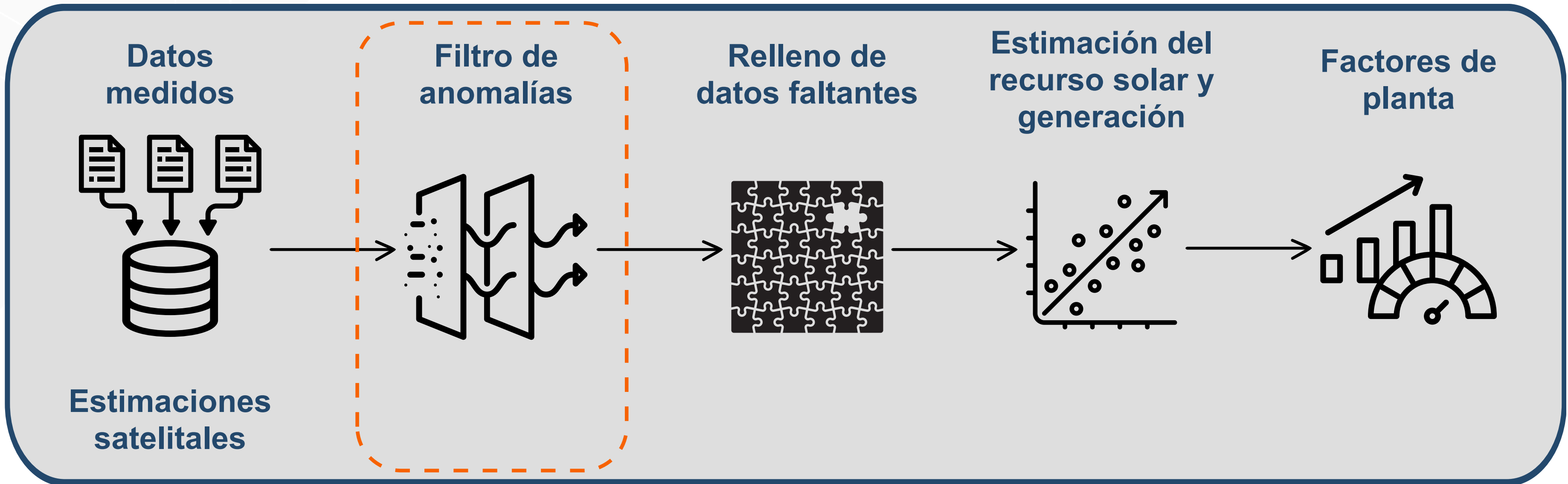
- **Fuente:**
  - Administrador del Mercado Eléctrico (ADME)
  - Datos de acceso público
- **Datos de análisis:**
  - Irradiación solar global en plano horizontal (GHI)
  - Irradiación solar en plano inclinado (GTI) a 20°
  - Potencia generada (PPV)
  - Consigna de la central
- **Resolución temporal:**
  - Diezminutal
- **Período utilizado**
  - 01/01/2018 hasta el 31/12/2022

### Datos de satélite

- **Fuente:**
  - Laboratorio de Energía Solar (LES) de Udelar
  - Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) McClear Clear-Sky
- **Datos de análisis:**
  - Estimaciones satelitales de GHI (GHIs) del LES
  - Estimaciones de GHI de cielo claro (GHlcsk) del CAMS.
- **Resolución temporal:**
  - Diezminutal
- **Período utilizado**
  - 01/01/2018 hasta el 31/12/2022



**Control de calidad**





# Control de calidad

## Filtrado de anomalías en GHI

	Descripción
<b>F0</b>	<b><math>GHI &gt; GOH</math></b> : Límite superior para la irradiancia en plano horizontal
<b>F1</b>	<b><math>\cos \theta_z &gt; 0</math> &amp; <math>GHI = 0</math></b> : Irradiancia nula cuando es de día
<b>F2</b>	<b>Filtro de datos repetidos</b> : Datos consecutivos con diferencia menor a $1e-5$ W/m <sup>2</sup>
<b>F3</b>	<b><math> GHI - GHI_s  &gt; 600</math> W/m<sup>2</sup></b> : Diferencia grande de medida frente a estimación satelital
<b>F4</b>	<b>Filtro visual</b> : Otras anomalías no detectadas por filtros automáticos

Tabla 1: Descripción de los filtros aplicados en GHI

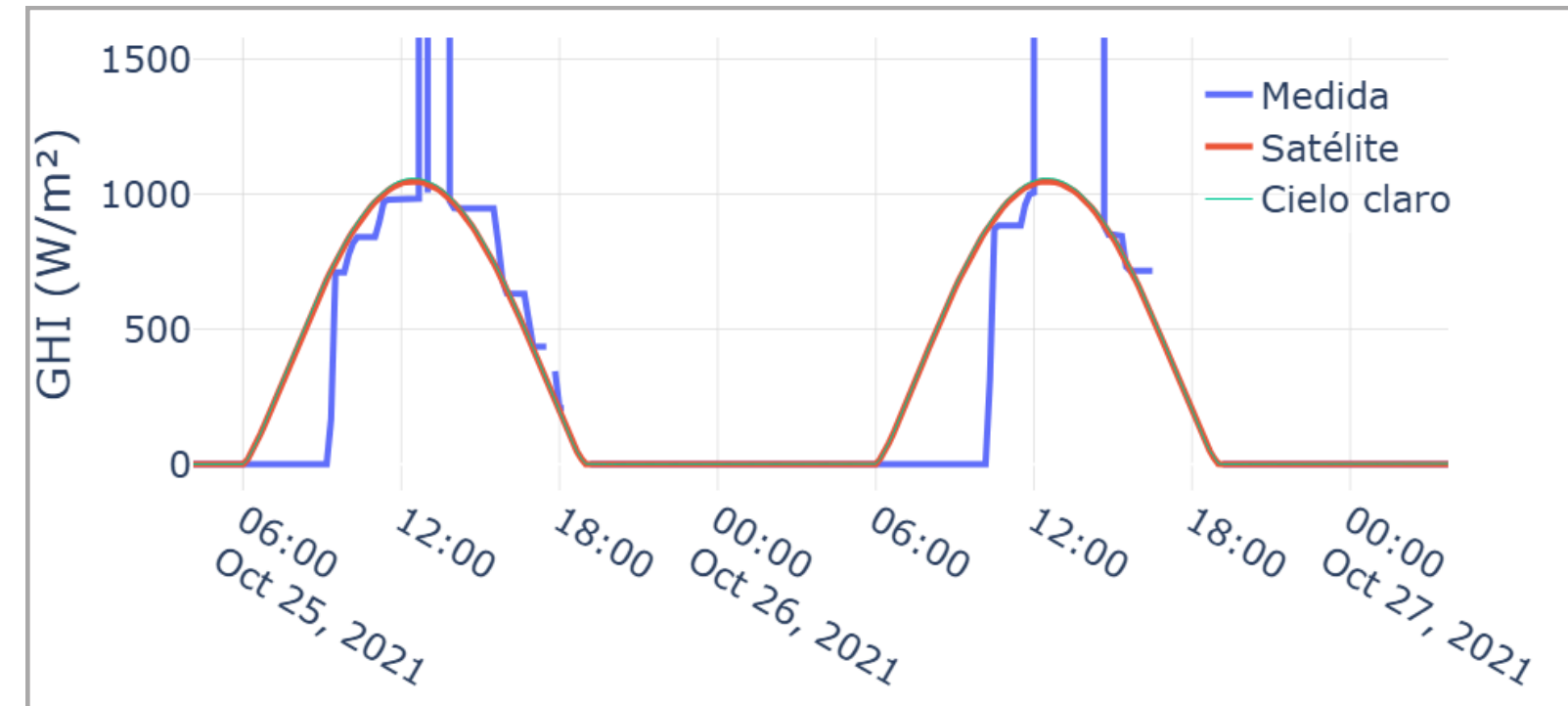


Figura 2: Muestras anómalas de GHI para el 25-26 de Oct. 2021

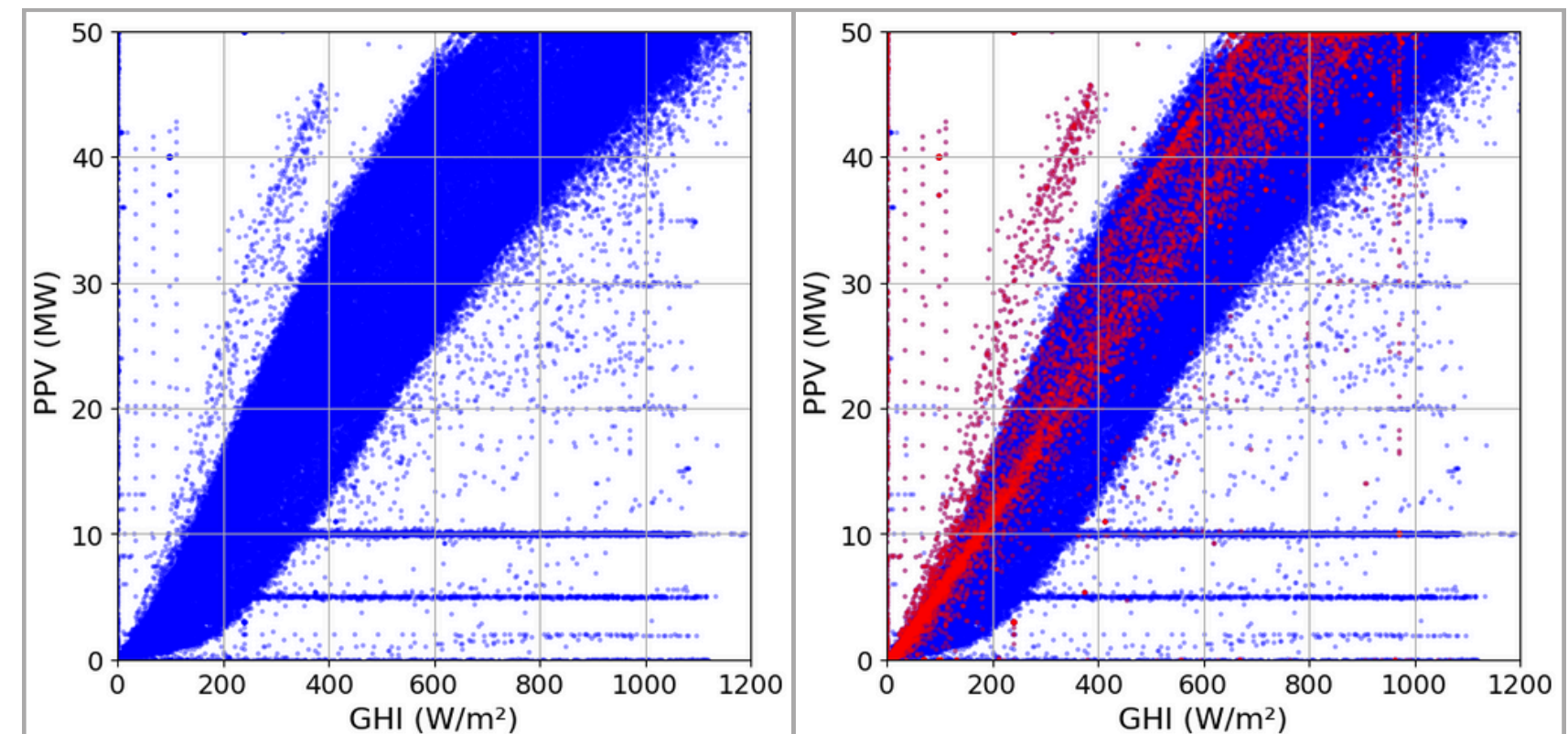


Figura 3: Dispersión de GHI-PPV sin filtrar (Izq.) y con filtros de GHI (Der.)



# Control de calidad

## Filtrado de anomalías en GTI

	Descripción
F5	$\cos \theta_z > 0$ & $GTI = 0$ : Irradiancia nula cuando es de día
F6	<b>Filtro de datos repetidos:</b> Datos consecutivos con diferencia menor a $1e-5 \text{ W/m}^2$
F7	$ GTI - GTI_e  > 500 \text{ W/m}^2$ : Diferencia grande de medida frente a estimación de GTI a partir de GHIs
F8	<b>Filtro visual:</b> Otras anomalías no detectadas por filtros automáticos

Tabla 2: Descripción de los filtros aplicados en GTI

Muy similares que en GHI...

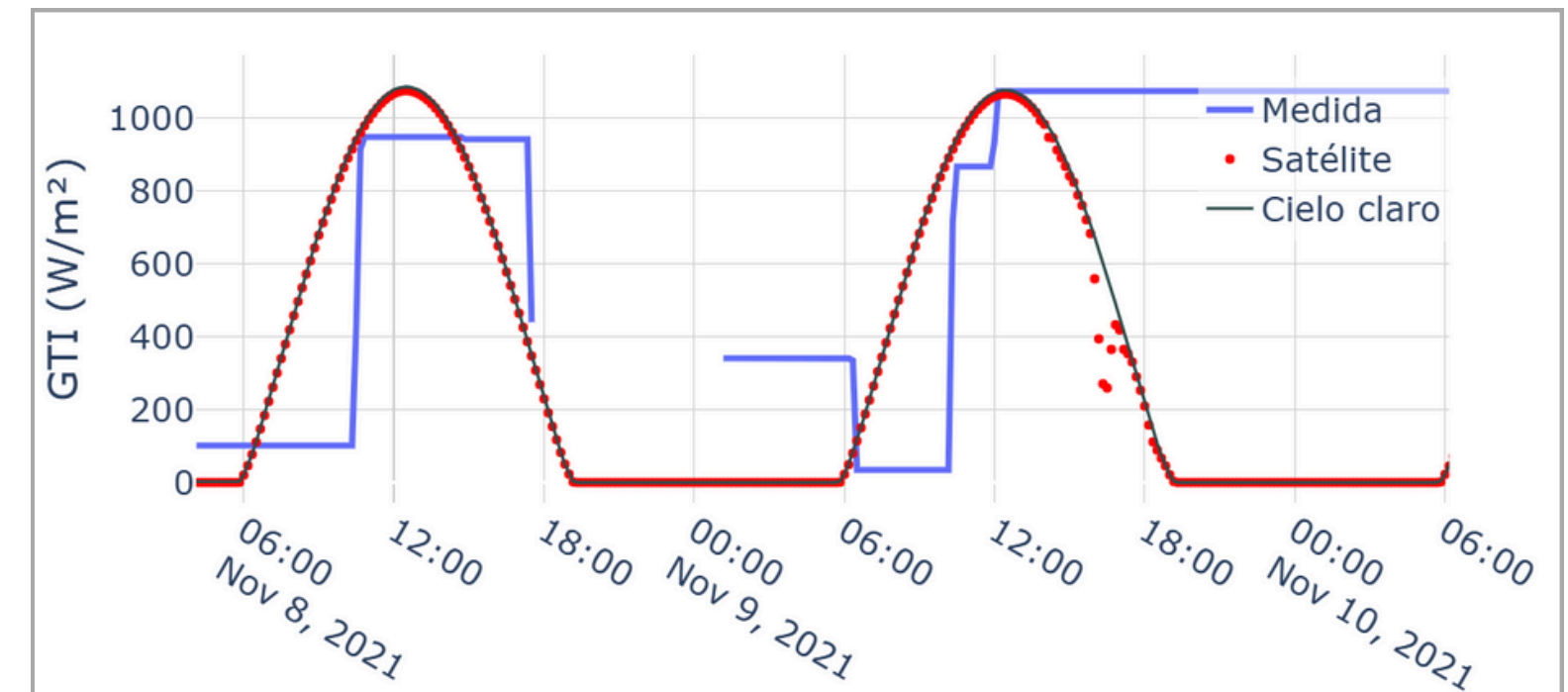


Figura 4: Evolución temporal de GTI y GTIs con anomalía sostenida



# Control de calidad

## Filtrado de anomalías en PPV

	Descripción
F9	$\cos \theta z > 0$ & $PPV = 0$ : Potencia nula cuando es de día
F10	$\cos \theta z < 0.6$ & $PPV > 49.9$ : La irradiancia no es suficiente para que haya potencia máxima
F11	<b>Restricciones operativas (R.O.):</b> Se excluyen las R.O.
F12	<b>Filtro de datos repetidos:</b> Datos consecutivos con diferencia menor a $1e-5$ MW
F13	<b>Filtro visual:</b> Otras anomalías no detectadas por filtros automáticos

Tabla 3: Descripción de los filtros aplicados en PPV

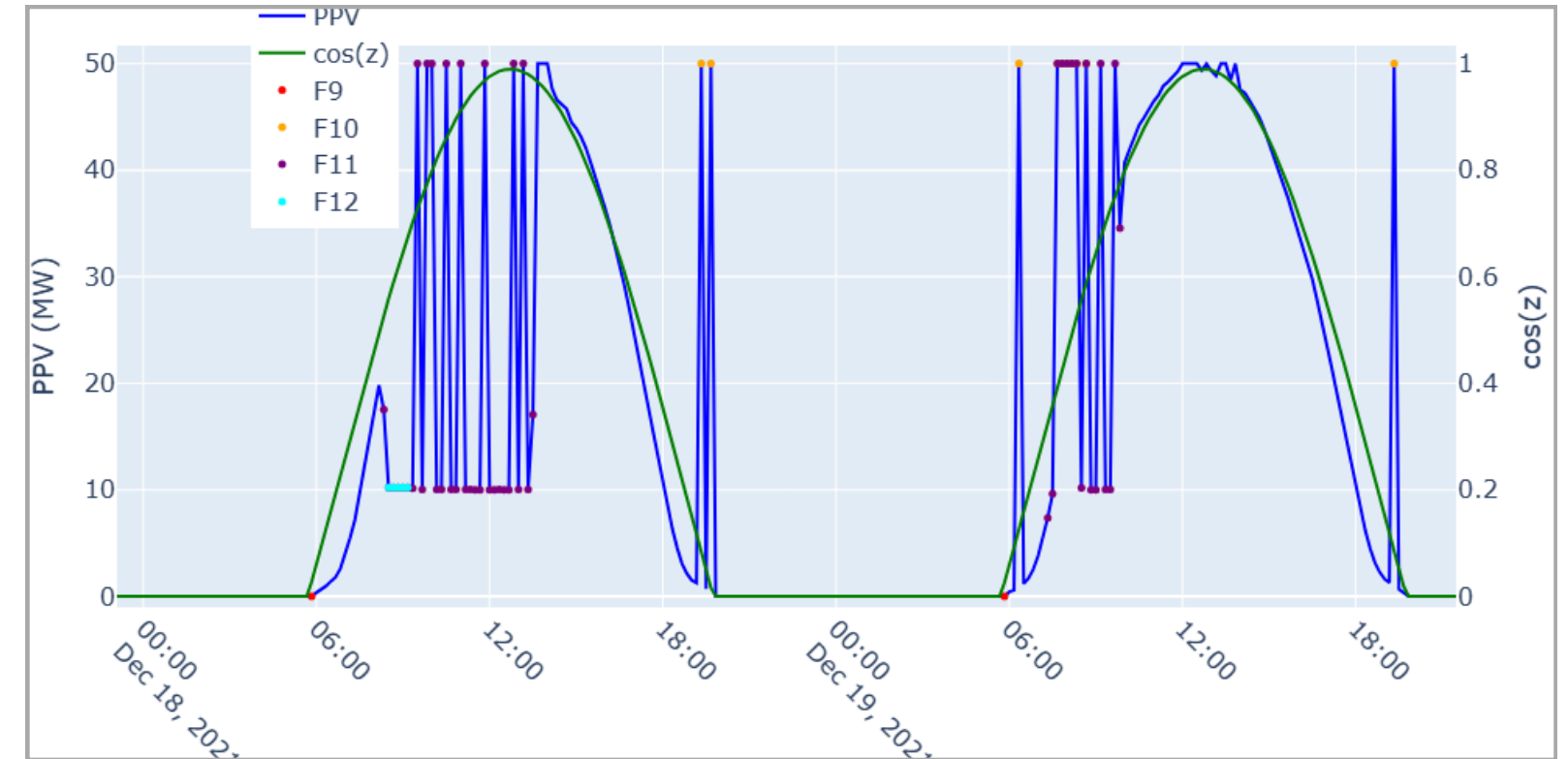


Figura 5: Ejemplo de filtrado automático de potencia

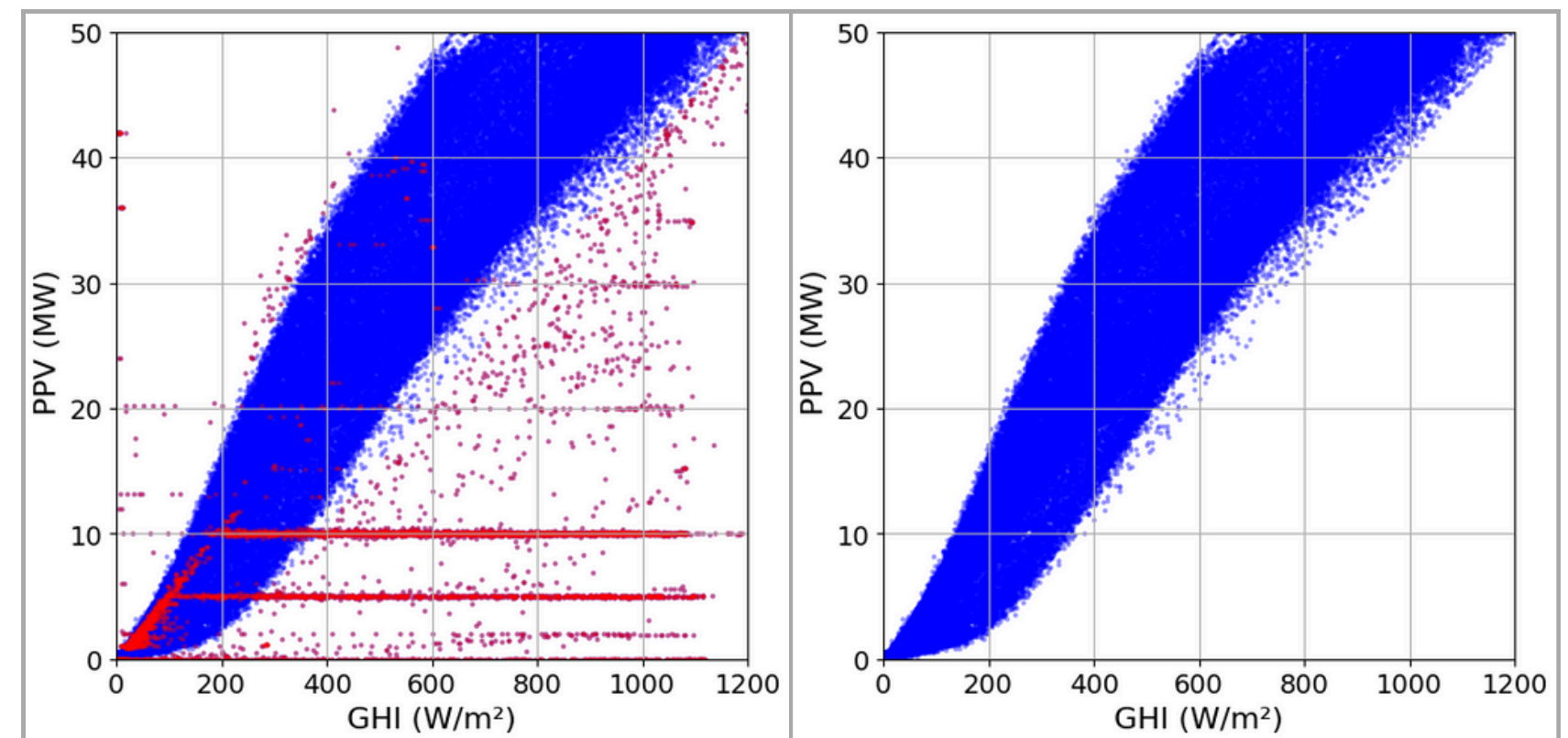


Figura 6: Dispersión de GHI-PPV con filtro PPV (Izq.) y completamente filtrada (Der.)



# Control de calidad

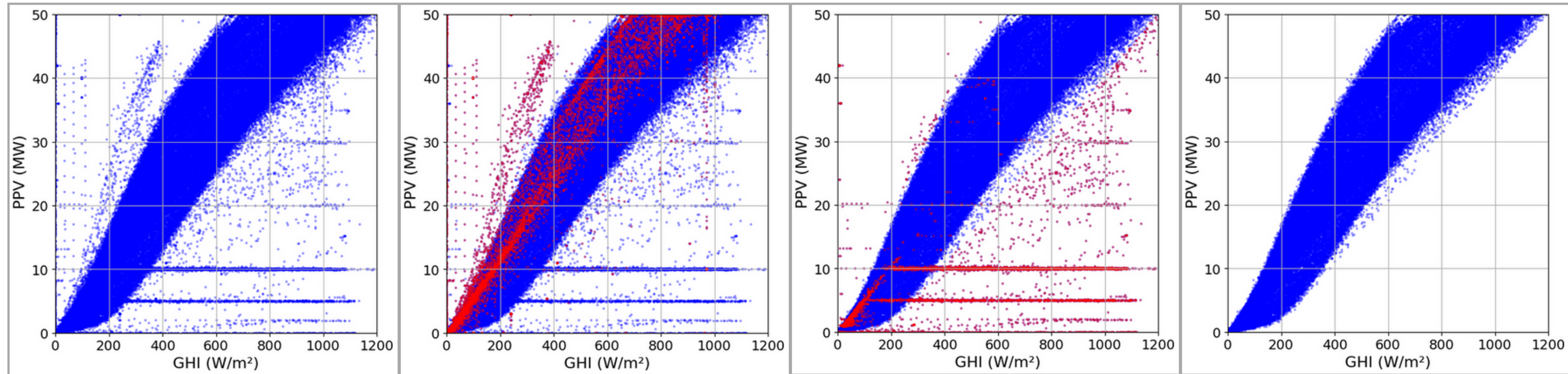


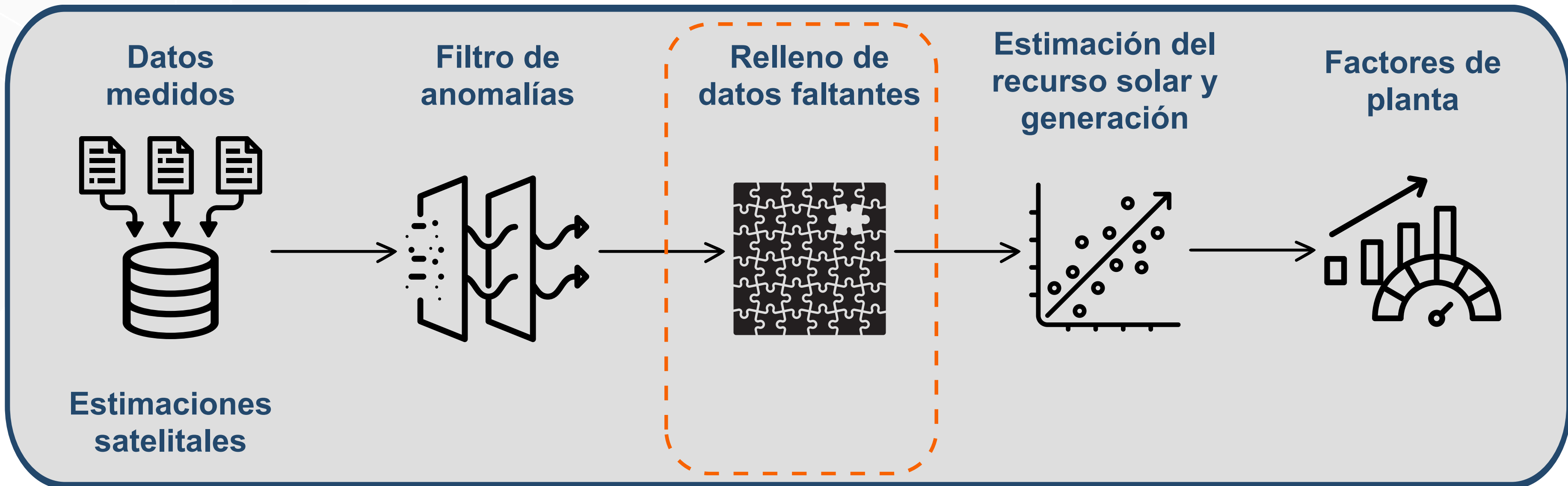
Figura 7: Evolución de etapas de filtrado de la gráfica de dispersión de PPV-GHI

	Muestras diurnas totales	Muestras diurnas filtradas	% de datos filtrados
GHI	131099	11615	<b>8.8</b>
GTI		4399	<b>3.3</b>
PPV		14418	<b>11.0</b>

Tabla 4: Número de muestras filtradas (y %) en GHI, GTI y PPV



**Completar series temporales**





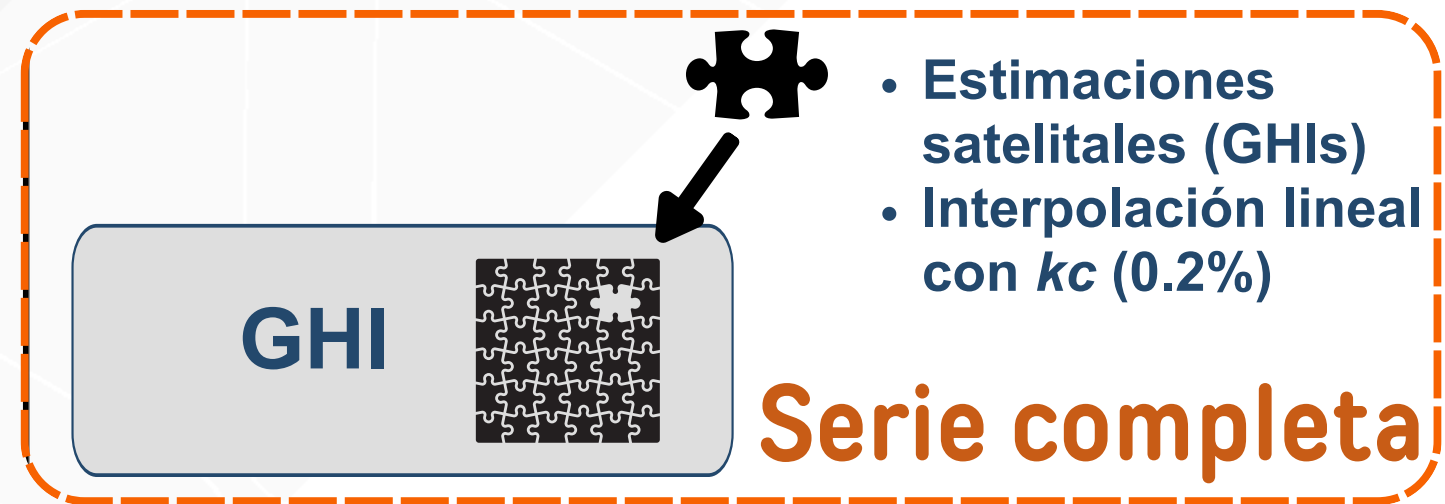
# Relleno de datos faltantes



- Estimaciones satelitales (GHIs)
- Interpolación lineal con  $kc$  (0.2%)

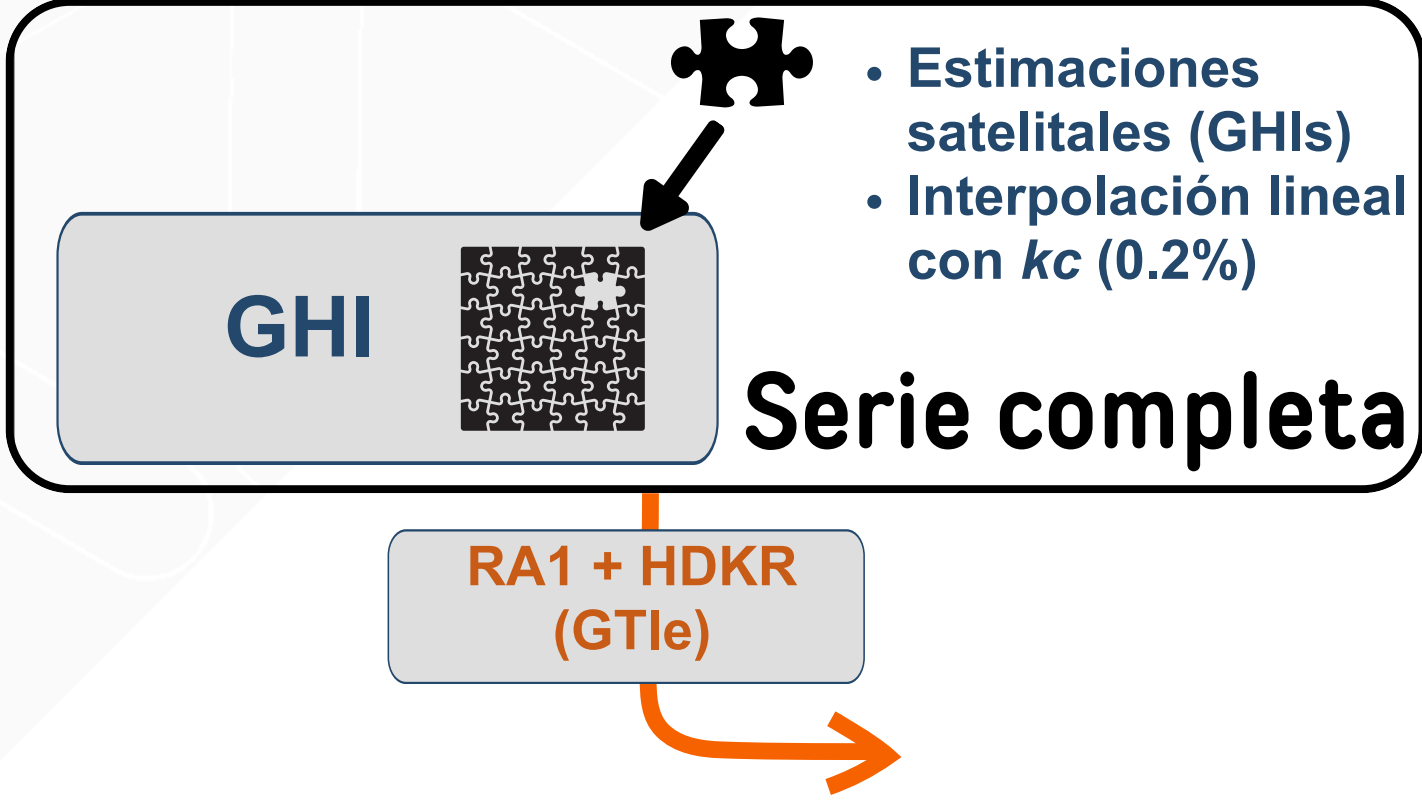


# Relleno de datos faltantes



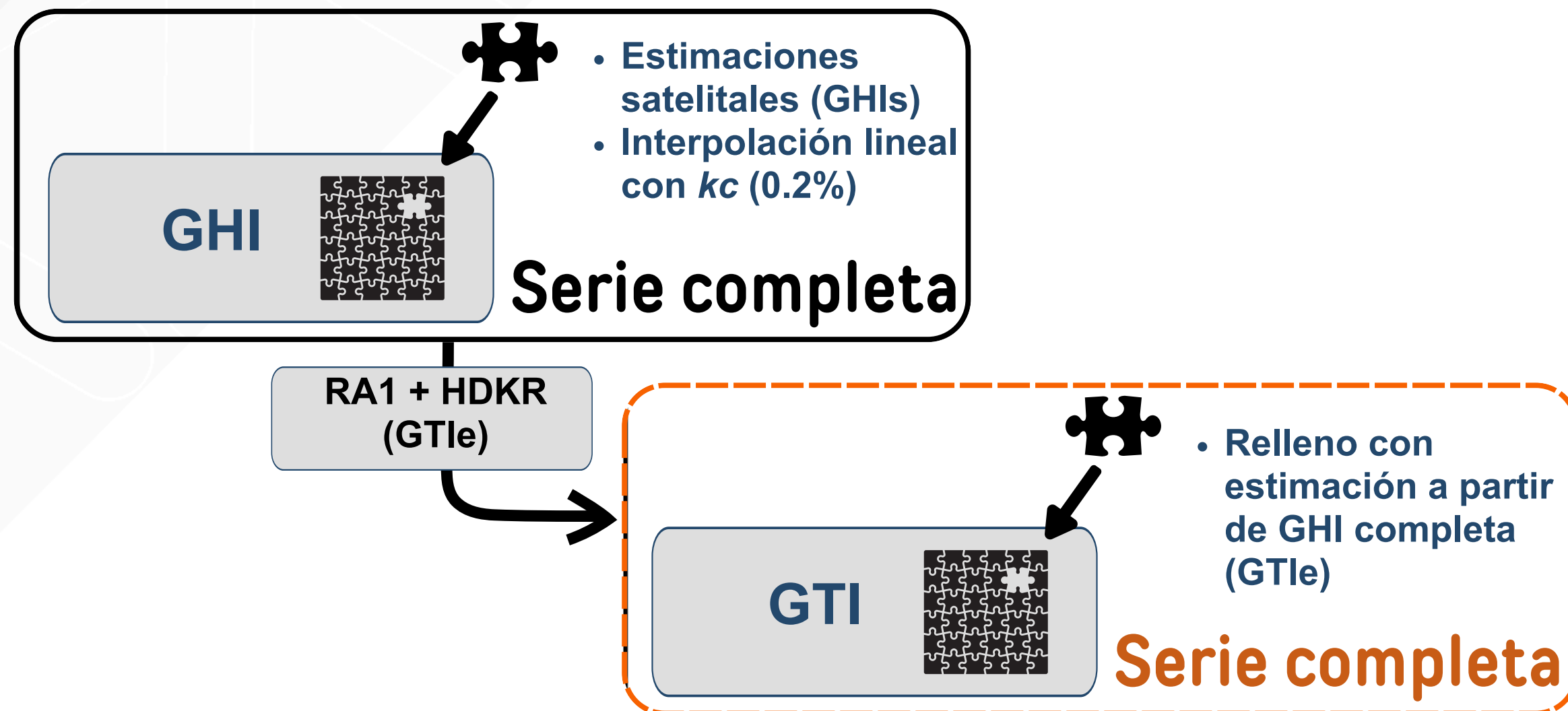


# Relleno de datos faltantes



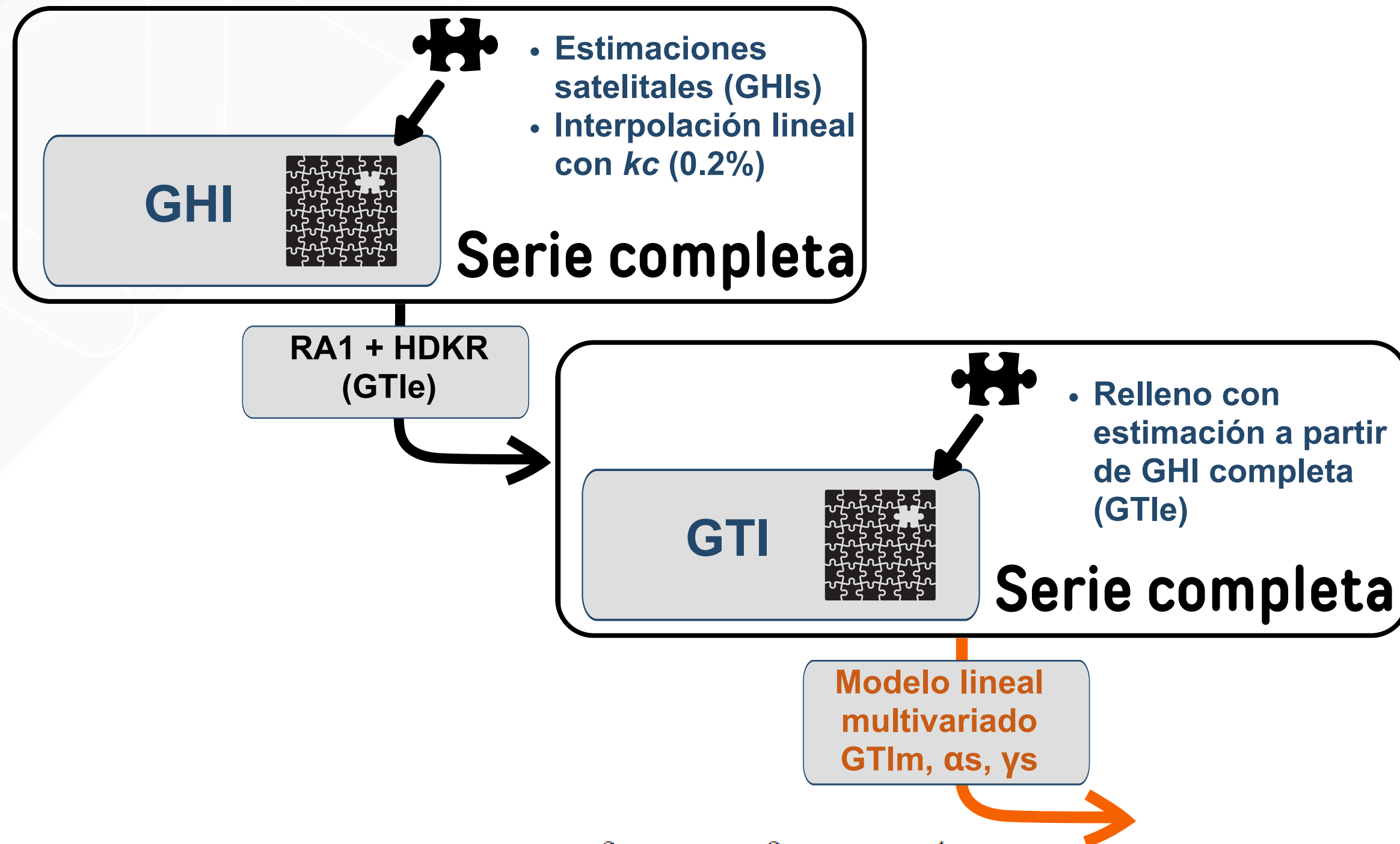


# Relleno de datos faltantes





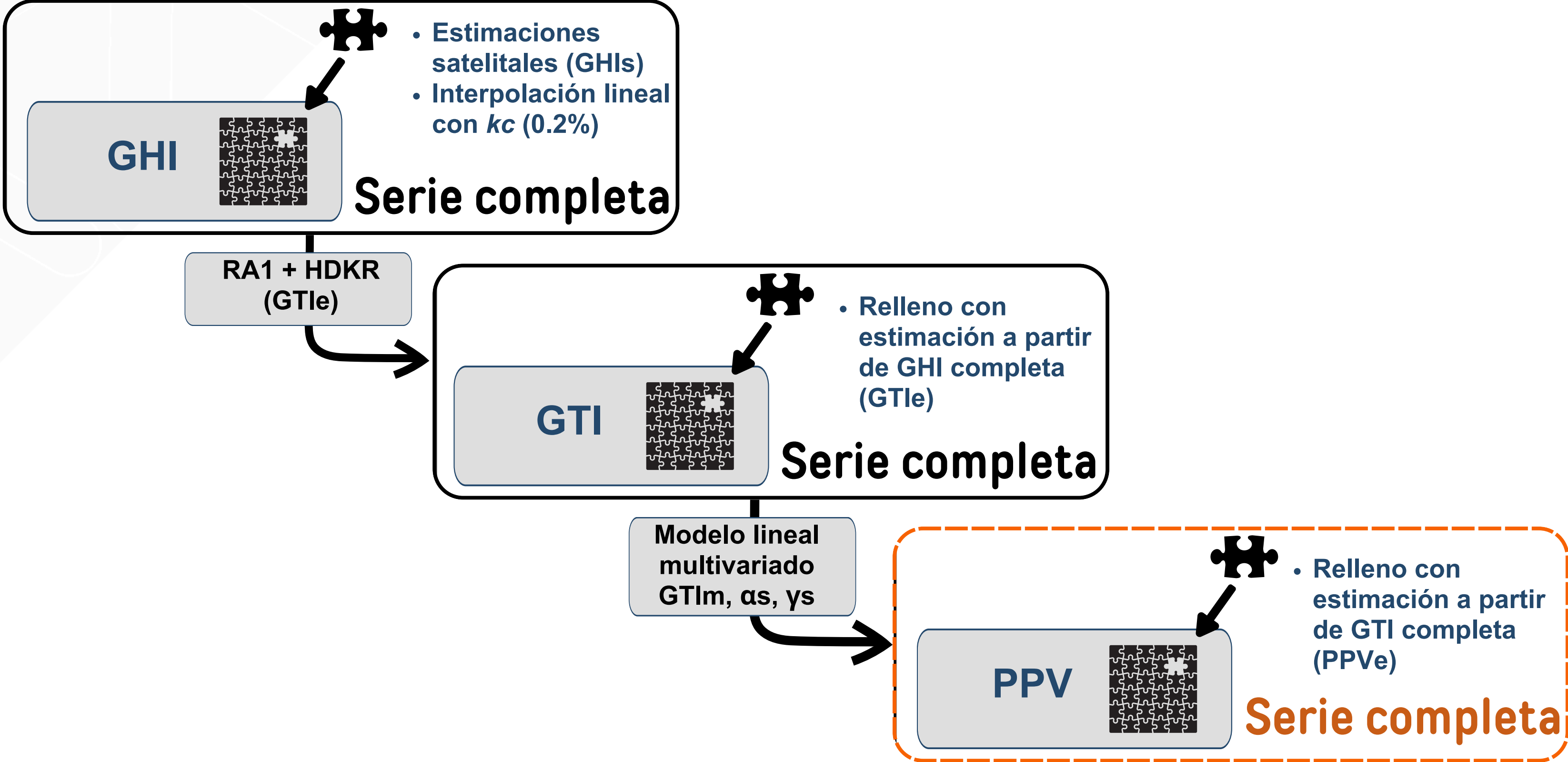
# Relleno de datos faltantes



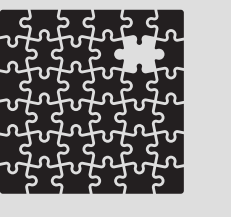
$$PPV_{est} = a_1 GTI + a_2 GTI^2 + a_3 GTI^3 + a_4 GTI^4 \\ \dots + b_1 \alpha_s + b_2 \alpha_s^2 + c_1 \gamma_s + c_2 \gamma_s^2$$



# Relleno de datos faltantes



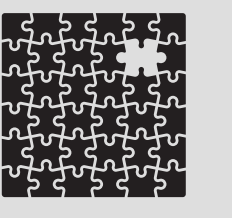
# Relleno de datos faltantes

**GHI** 

- Estimaciones satelitales (GHIs)
- Interpolación lineal con  $k_c$  (0.2%)

**Serie completa**

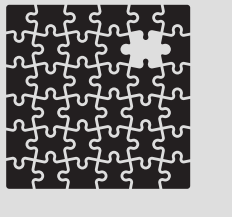
RA1 + HDKR (GTle)

**GTI** 

- Relleno con estimación a partir de GHI completa (GTle)

**Serie completa**

Modelo lineal multivariado GTIm,  $\alpha_s$ ,  $\gamma_s$

**PPV** 

- Relleno con estimación a partir de GTI completa (PPVe)

**Serie completa**

Conjunto de datos completos...  
¿Con qué incertidumbre?

**Indicadores de desempeño**

$$MBD = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)}{N}$$

$$RMSD = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N}}$$



# Validación de modelos

## Ajuste del modelo de estimación de GHI para el sitio

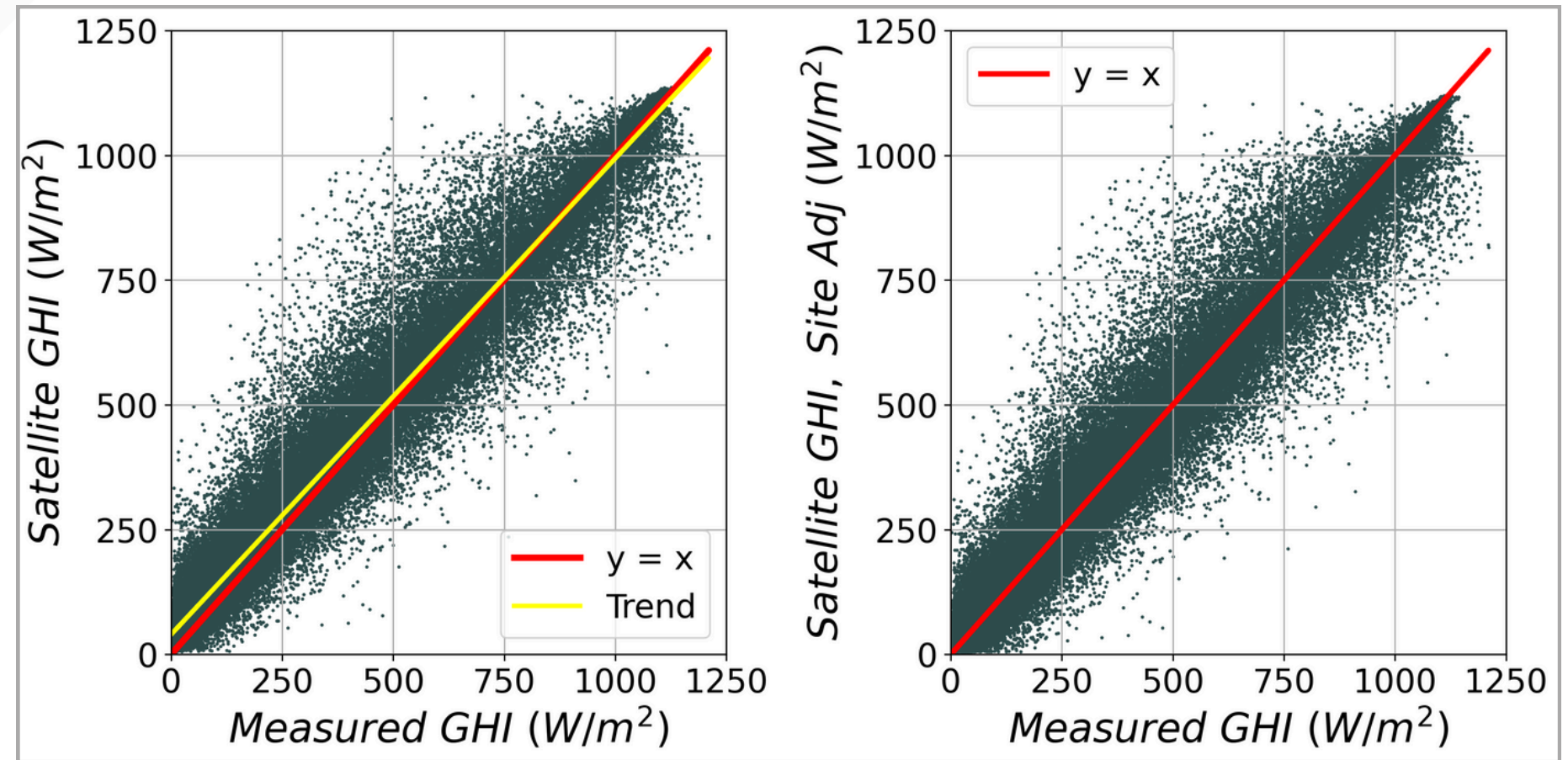


Figura 8: Dispersión de GHIs frente a GHI sin ajustar (Izq.) y con ajuste de sitio (Der.)

	<b>MBD (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>rMBD (%)</b>	<b>RMSD (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>rRMSD (%)</b>	<b>Prom. ref. (W/m<sup>2</sup>)</b>
GHI <sub>s</sub>	21.4	4.9	69	16.0	431.6
GHI <sub>s,adp</sub>	0.5	0.1	65.4	<b>15.2</b>	

Tabla 5: Indicadores de desempeño de estimaciones satelitales de GHI

# Validación de modelos

## Ajuste del modelo de estimación de GHI para el sitio

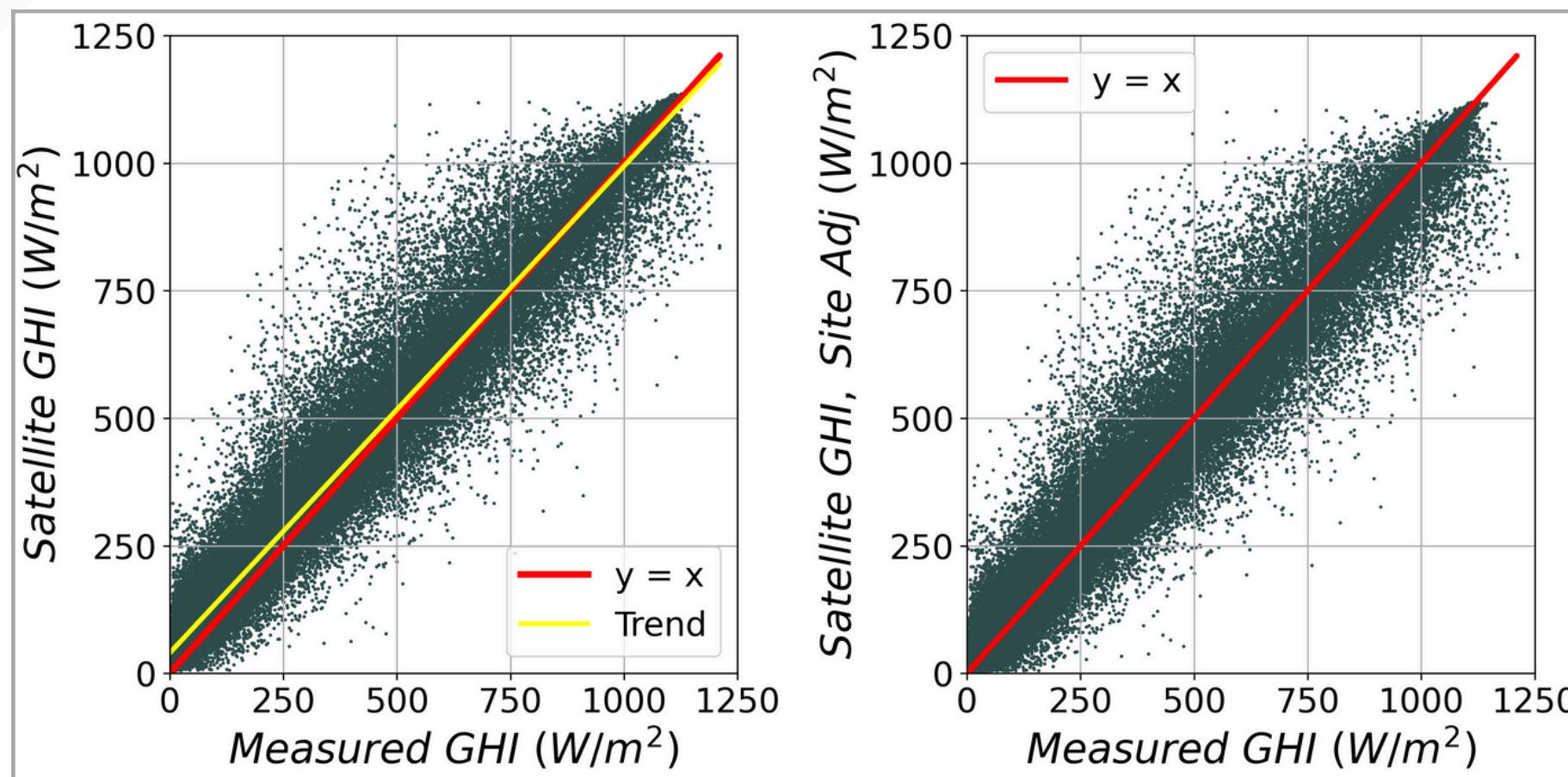


Figura 8: Dispersión de GHIs frente a GHI sin ajustar (Izq.) y con ajuste de sitio (Der.)

	<b>MBD (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>rMBD (%)</b>	<b>RMSD (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>rRMSD (%)</b>	<b>Prom. ref. (W/m<sup>2</sup>)</b>
GHI <sub>s</sub>	21.4	4.9	69	16.0	431.6
GHI <sub>s,adp</sub>	0.5	0.1	65.4	<b>15.2</b>	

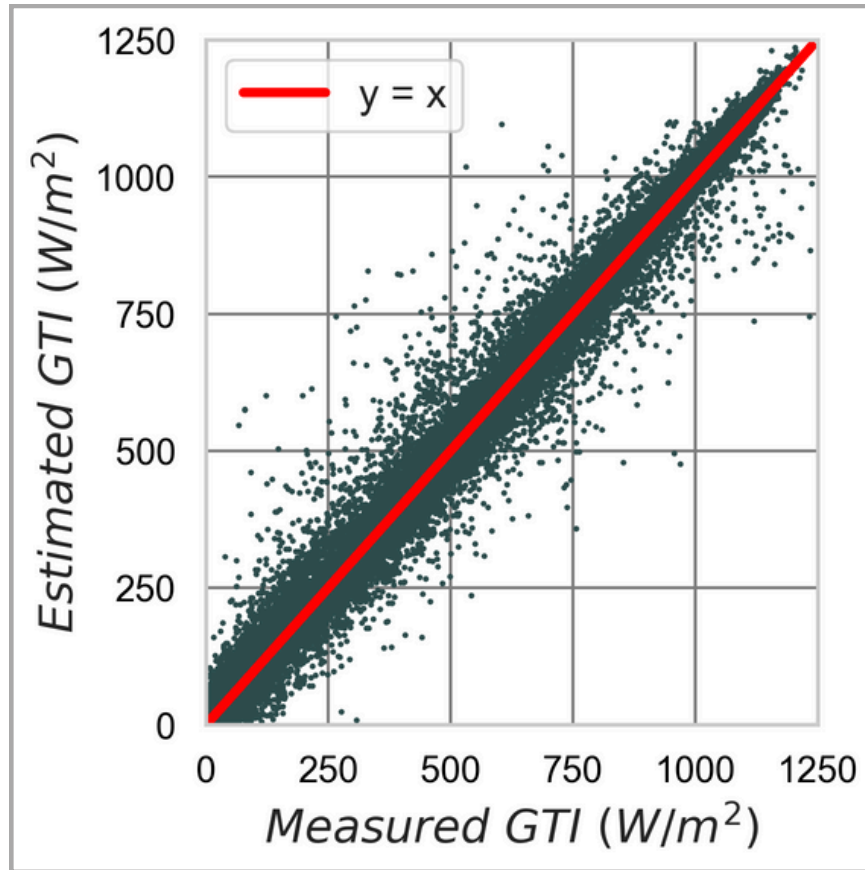
Tabla 5: Indicadores de desempeño de estimaciones satelitales de GHI

El **desempeño** del modelo de estimación de GHI en otros sitios de la región es de **15.6% y 17.1%** (Laguarda et al., 2021; Iturbide et al., 2023)



# Validación de modelos

En GTI



En PPV

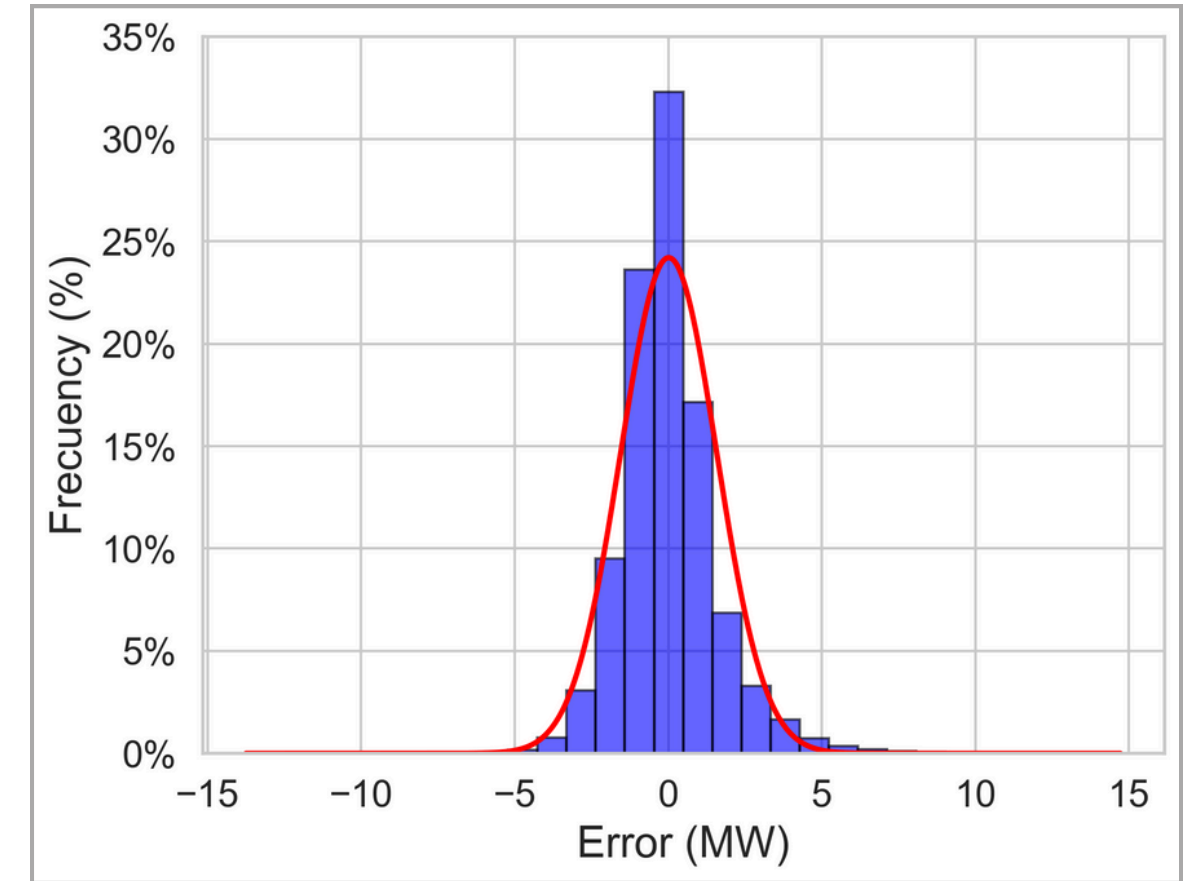
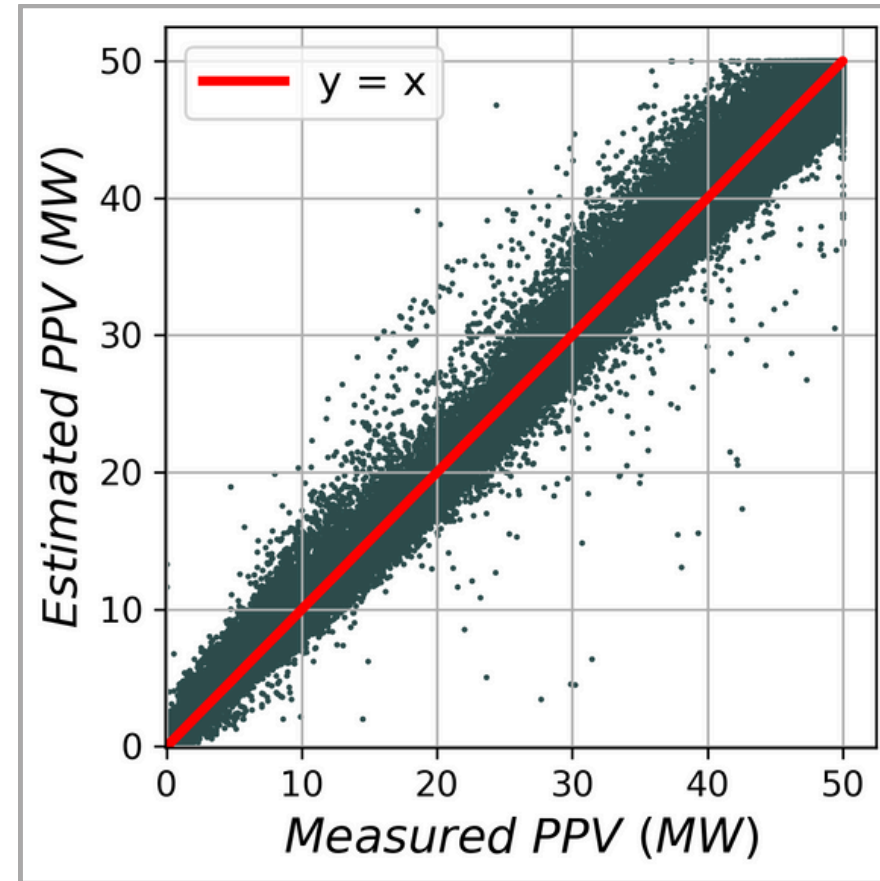


Figura 9: Dispersión de GTI (Izq.) y PPV (Der.) estimada frente a PPV medida

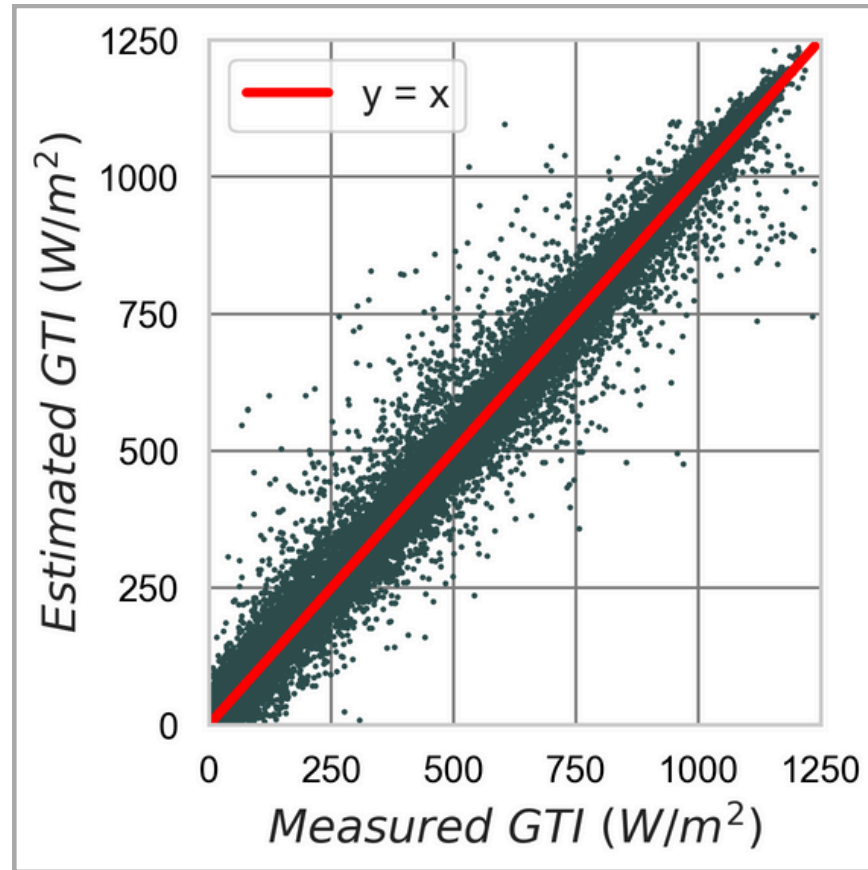
Figura 10: Histograma de error para PPV junto a una distribución normal (en rojo)

	<b>MBD</b>	<b>rMBD (%)</b>	<b>RMSD</b>	<b>rRMSD (%)</b>	<b>Prom. ref.</b>
GTI	2.3 W/m <sup>2</sup>	0.5	24.7 W/m <sup>2</sup>	<b>5.5</b>	431.6 W/m <sup>2</sup>
PPV	~ 0 MW	0.1	1.6 MW	<b>6.8</b>	23.1 MW

Tabla 6: Indicadores de desempeño de estimaciones satelitales de GTI y PPV

# Validación de modelos

En GTI



En PPV

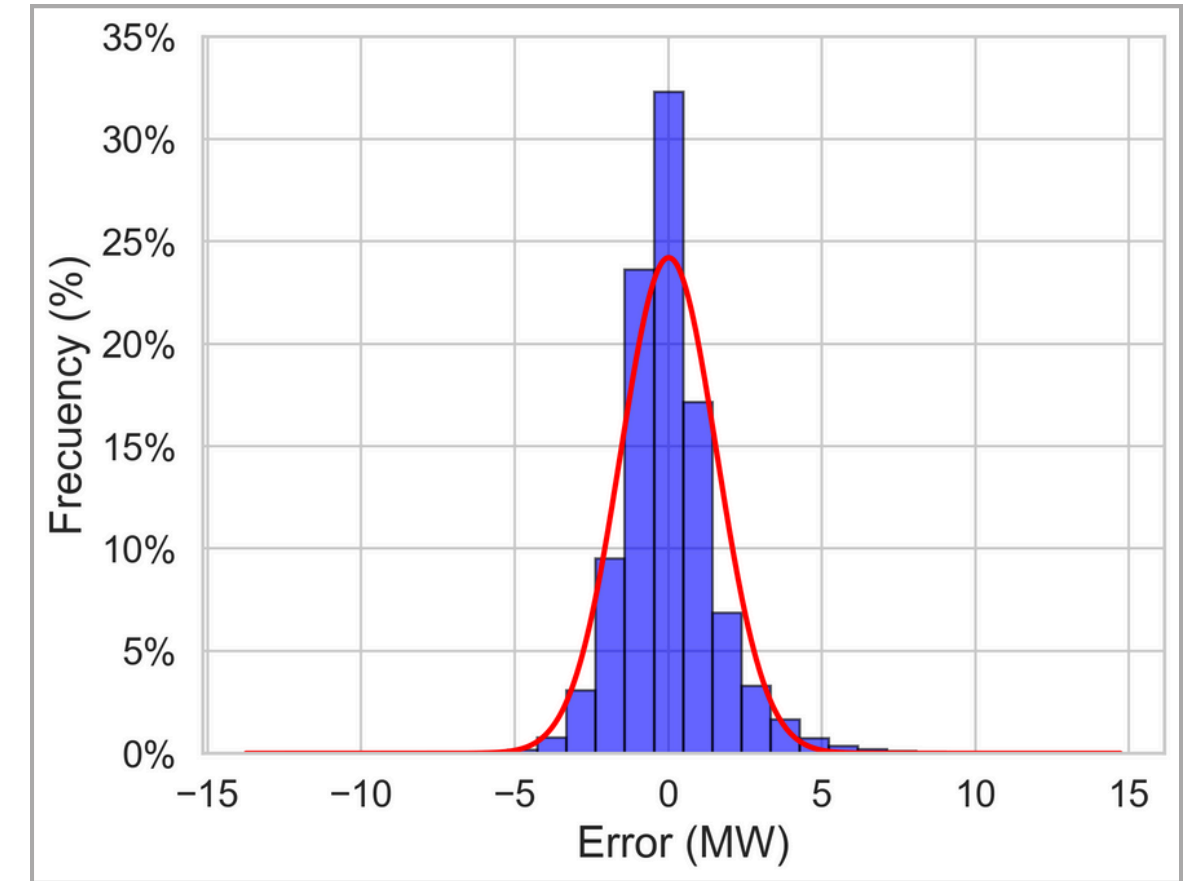
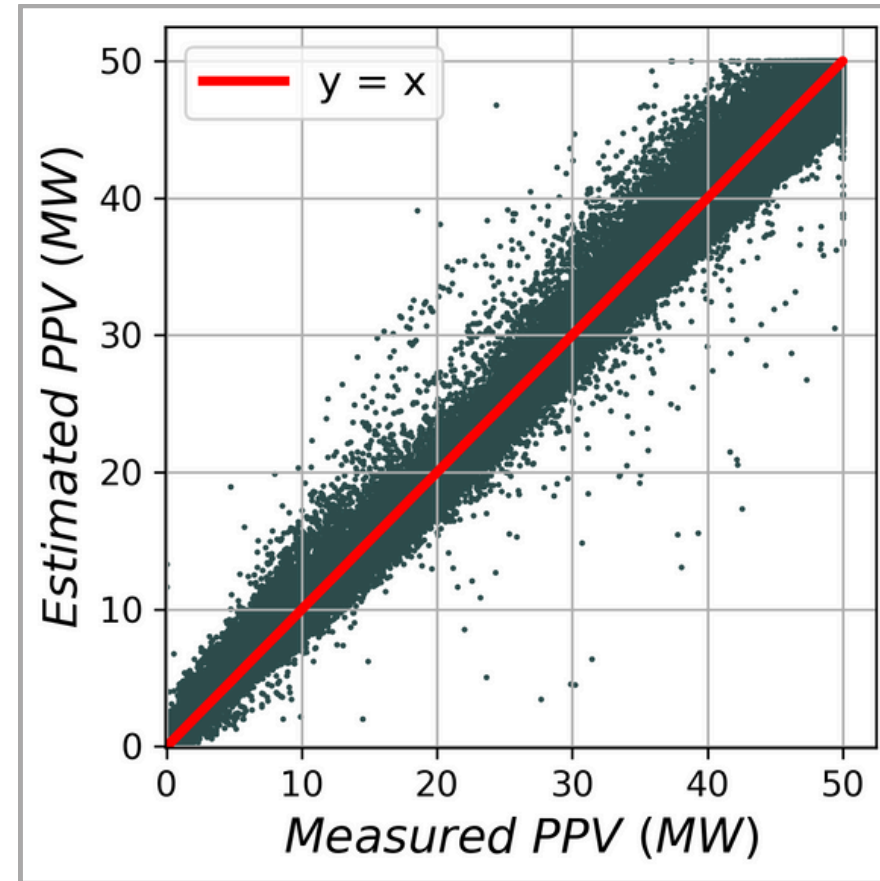


Figura 9: Dispersión de GTI (Izq.) y PPV (Der.) estimada frente a PPV medida

Figura 10: Histograma de error para PPV junto a una distribución normal (en rojo)

	MBD	rMBD (%)	RMSD	rRMSD (%)	Prom. ref.
GTI	2.3 W/m <sup>2</sup>	0.5	24.7 W/m <sup>2</sup>	5.5	431.6 W/m <sup>2</sup>
PPV	~ 0 MW	0.1	1.6 MW	6.8	23.1 MW

Tabla 6: Indicadores de desempeño de estimaciones satelitales de GTI y PPV

**Incertidumbre en otros estudios:**

**GTI:**

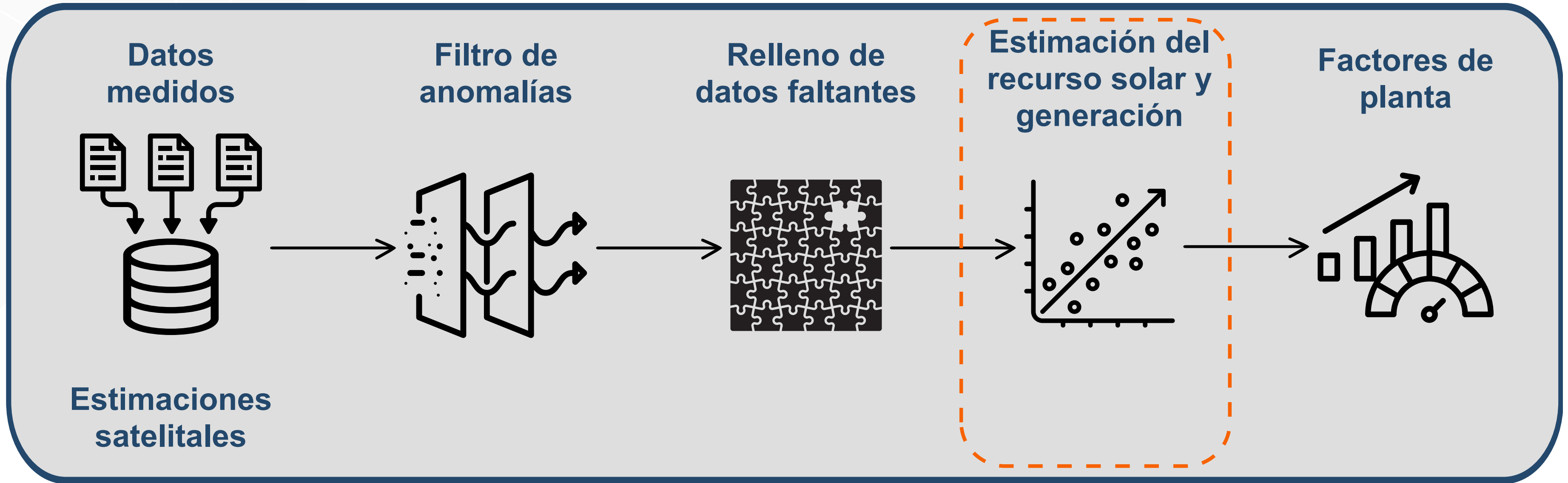
- HDKR presenta un rRMSD de **4.1%** (Piccioli, 2022).

**PPV:**

- TRNSYS + modelo isotrópico se obtuvo un rRMSD de **11.4%** (Mondol et al., 2008).
- Modelos físicos obtuvieron un rRMSD de entre **12.5% y 16.9%** (Medeiros 2023).



**Construir totales mensuales y promedios**



Estimaciones satelitales

## Caracterización del recurso solar y la generación

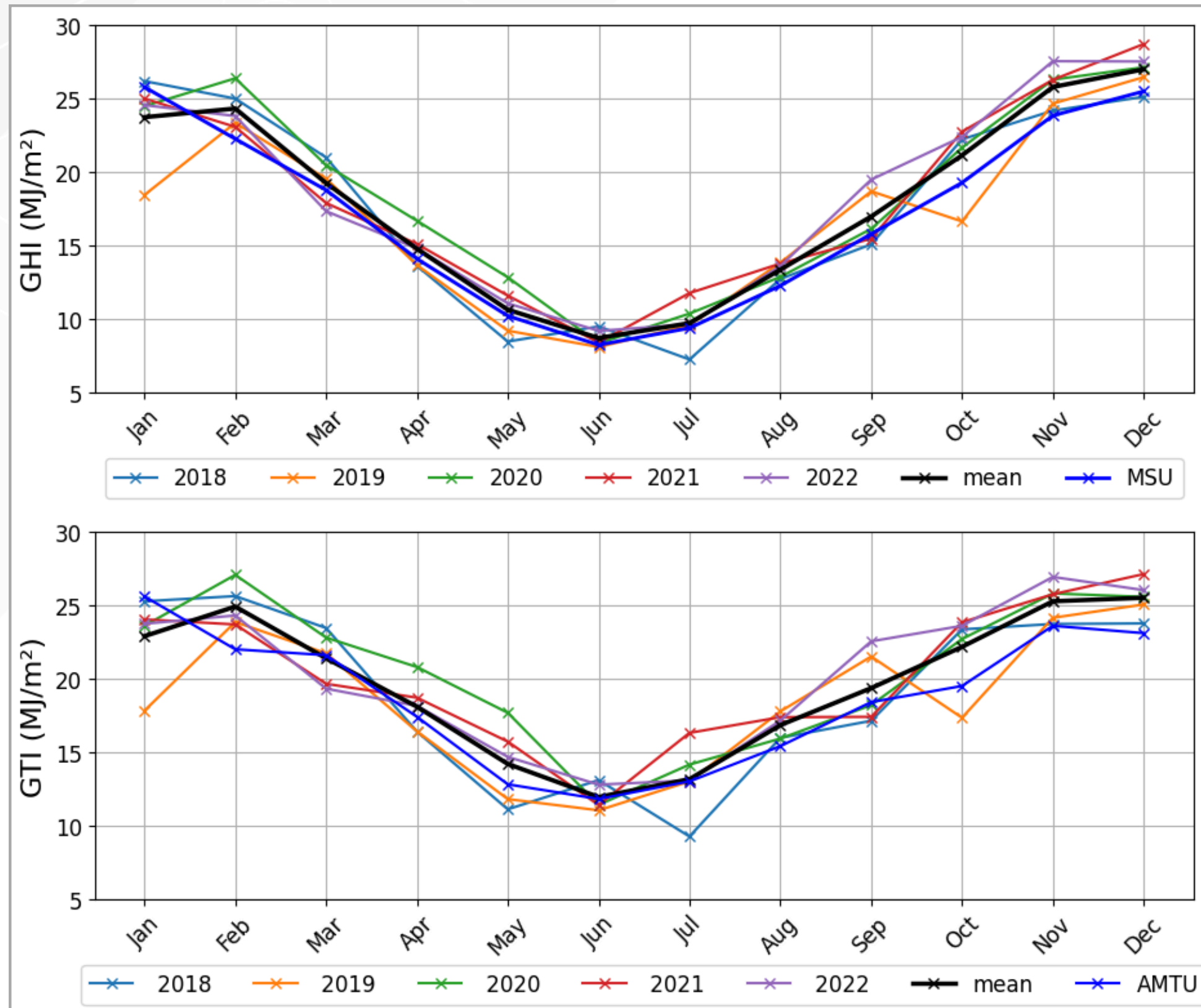


Figura 11: Medias mensuales de GHI (superior) GTI (inferior)

- Patrones estacionales esperados para cada variable con máximos en verano y mínimos en invierno.
- La comparación de GHI y GTI con el MSU y AMTU, respectivamente, son congruentes. (Alonso-Suarez et al., 2016; Alonso-Suarez et al., 2017).



## Caracterización del recurso solar y la generación

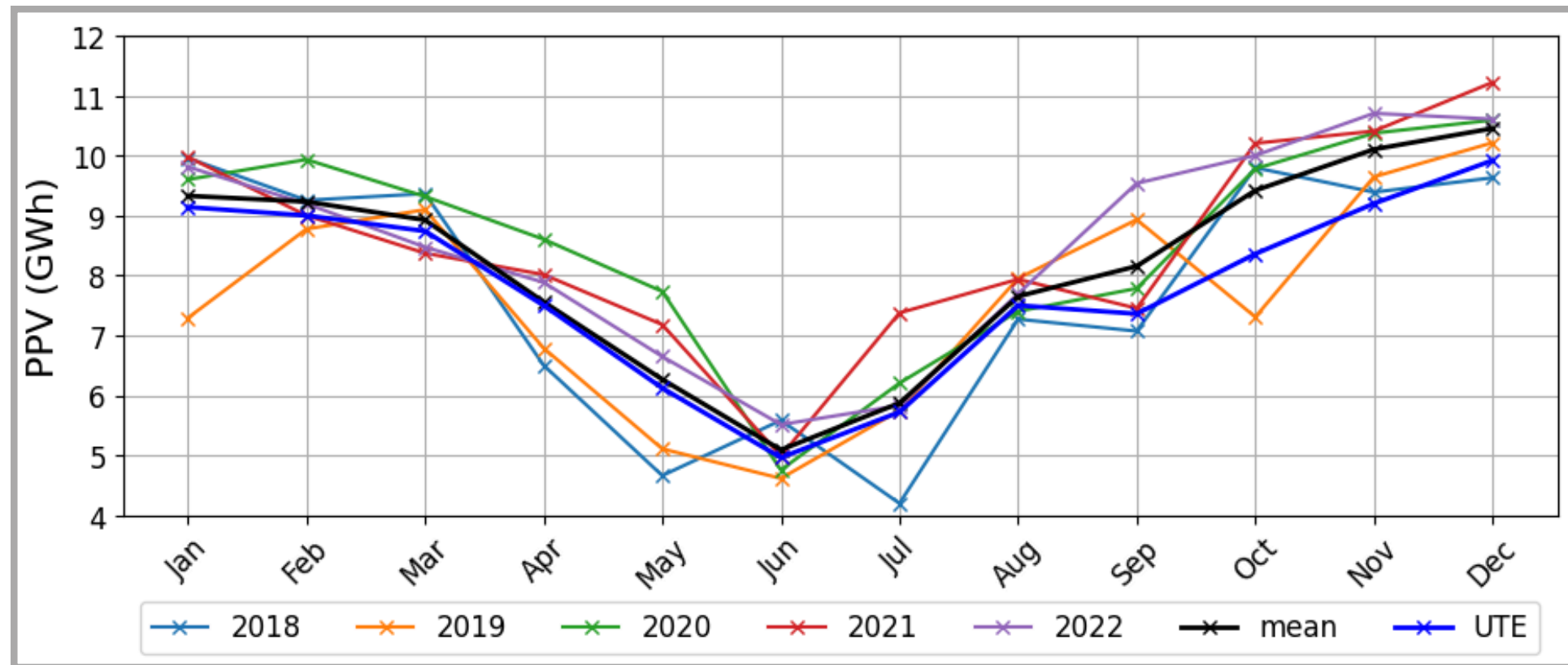


Figura 12: Medias mensuales de PPV

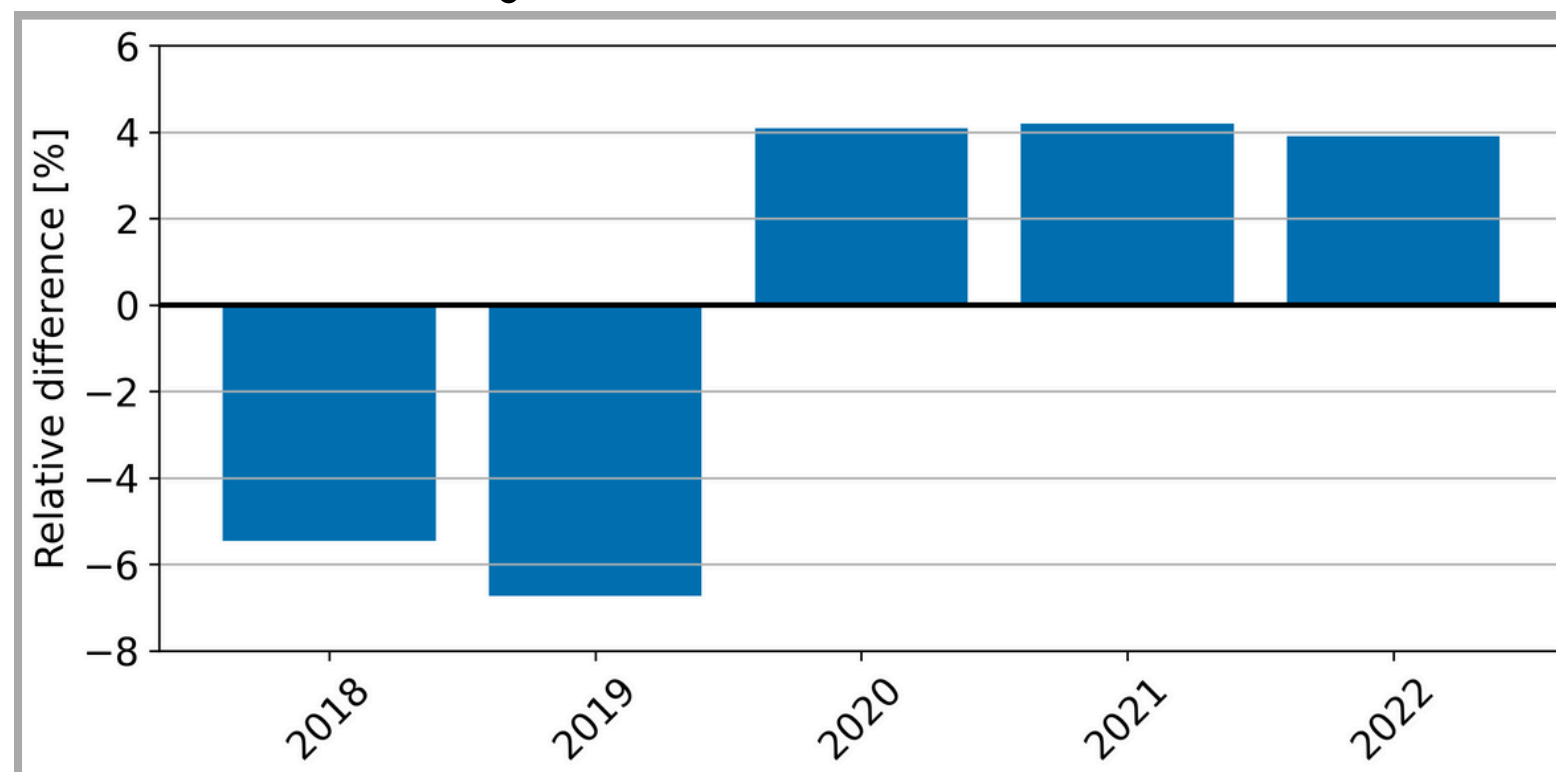
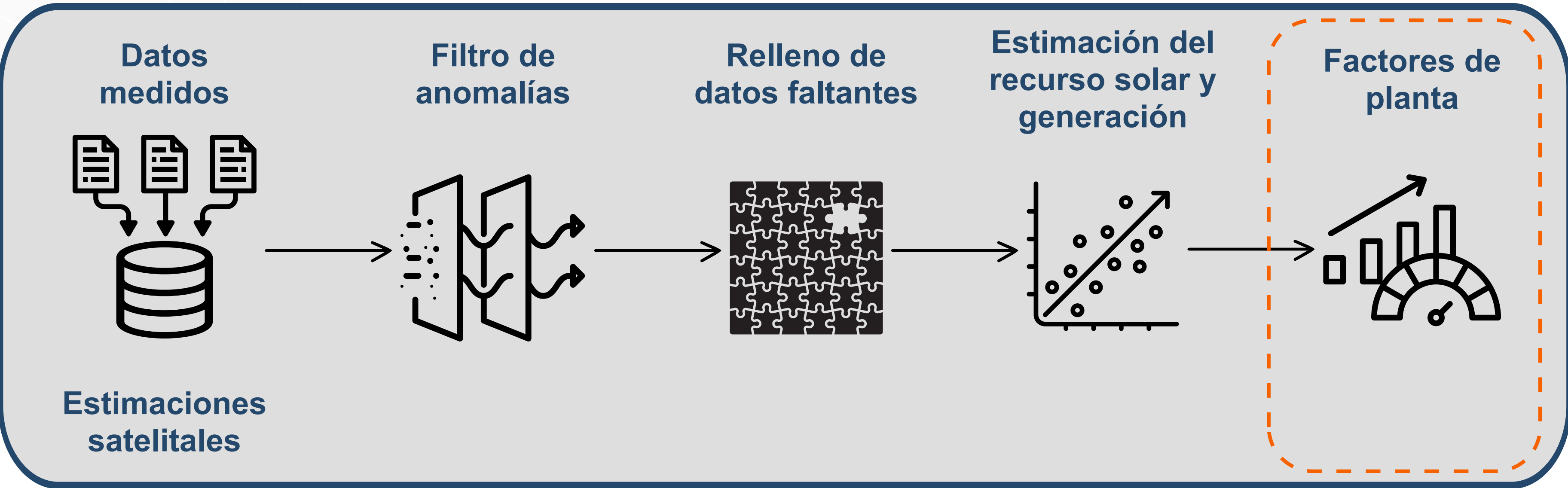


Figura 13: Variación anual de la generación (en %) respecto al año promedio

- La generación PV estimada es ligeramente superior (en suma) a la reportada por UTE, siendo **490.2 GWh y 467.6 GWh**, respectivamente (+4.8% para los 5 años).
  - No se tienen en cuenta restricciones operativas
  - No se contempla la temperatura de celda para este trabajo ni disponibilidad de equipos, entre otras

¿Condiciones de operación?



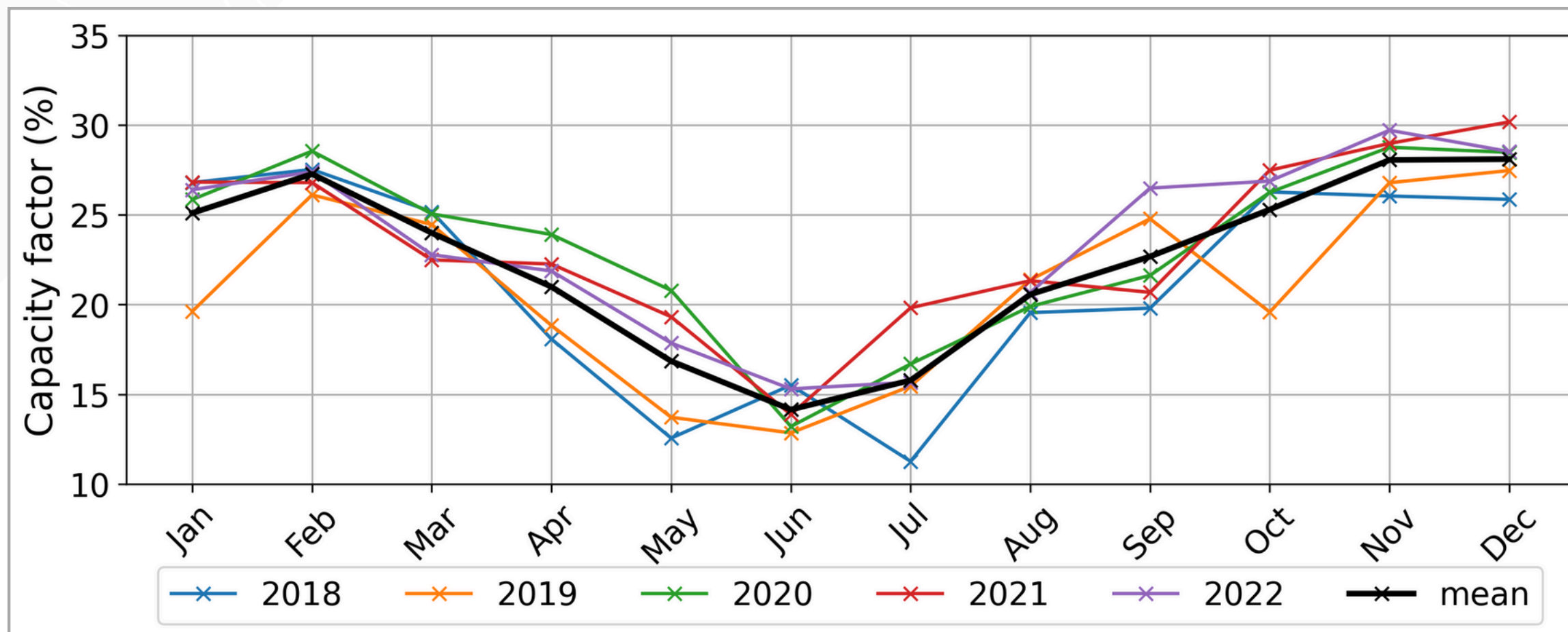


## Factores de planta

### Factor de capacidad

$$CF = \frac{E_t}{P_{nom} \cdot t}$$

Mide la fracción del tiempo que la central opera en su **potencia nominal**



- Factor de capacidad varía entre 14.1% (en junio) y 28.1% (en diciembre).

**Factor de capacidad promedio para los 5 años de estudio es de 22.4 %.**

Figura 14: Medias mensuales y mes promedio del factor de capacidad de la central

## Factores de planta

### Otros estudios en la región...

#### Factor de capacidad

$$CF = \frac{E_t}{P_{inst.} \cdot t}$$

Mide la fracción del tiempo que la central opera en su **potencia instalada**

- Alonso-Suarez (2017) estimó un CF de **17.4%** (estadística de 17 años)
- Oroño et al. (2014) obtuvo un CF de **17.6%** (estadística 4 años)

En estas condiciones, este trabajo estima un CF de **17.4%** (estadística de 5 años)

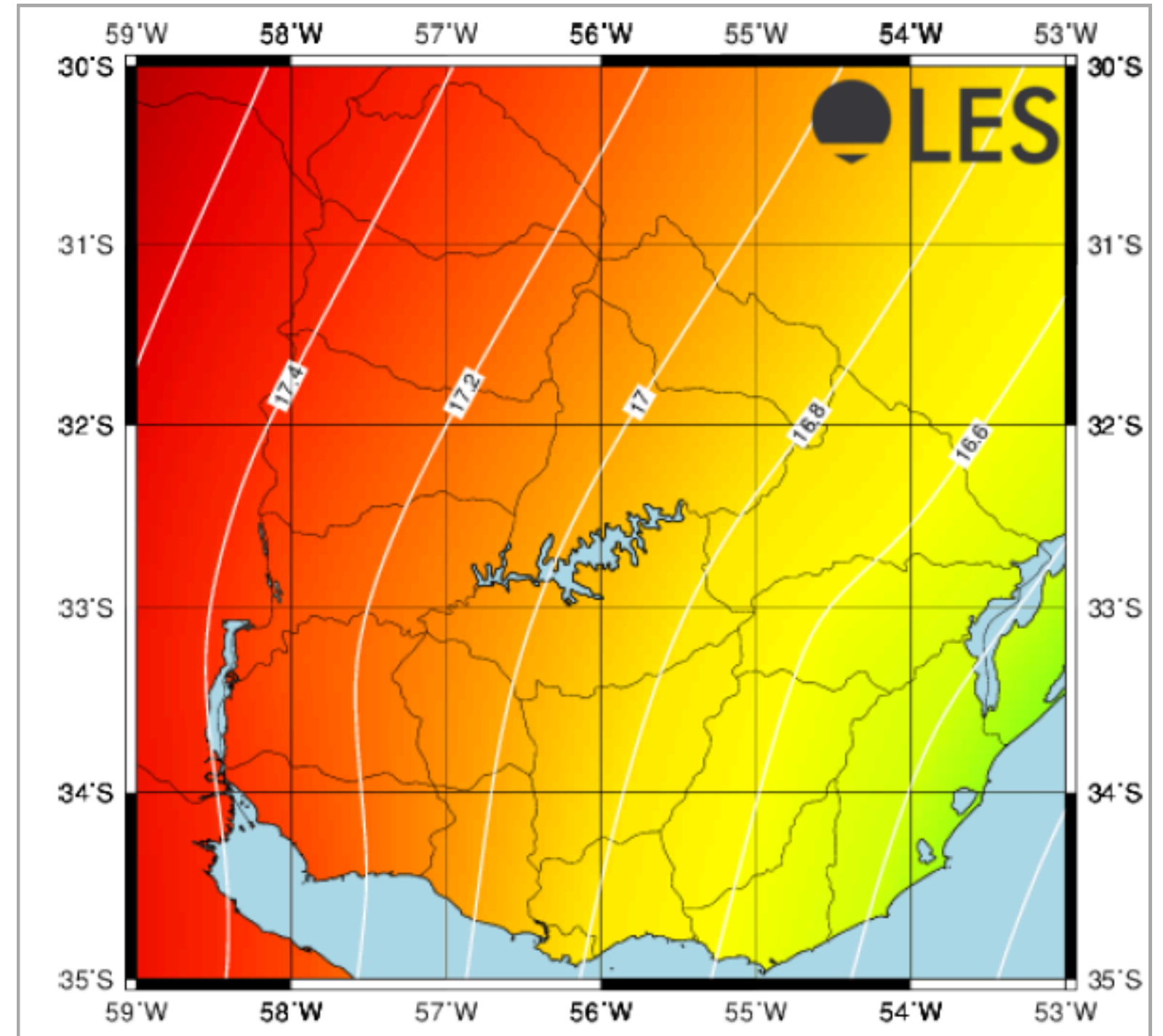


Figura 15: Mapa del factor de capacidad desarrollado por el LES (Alonso-Suarez, 2017)

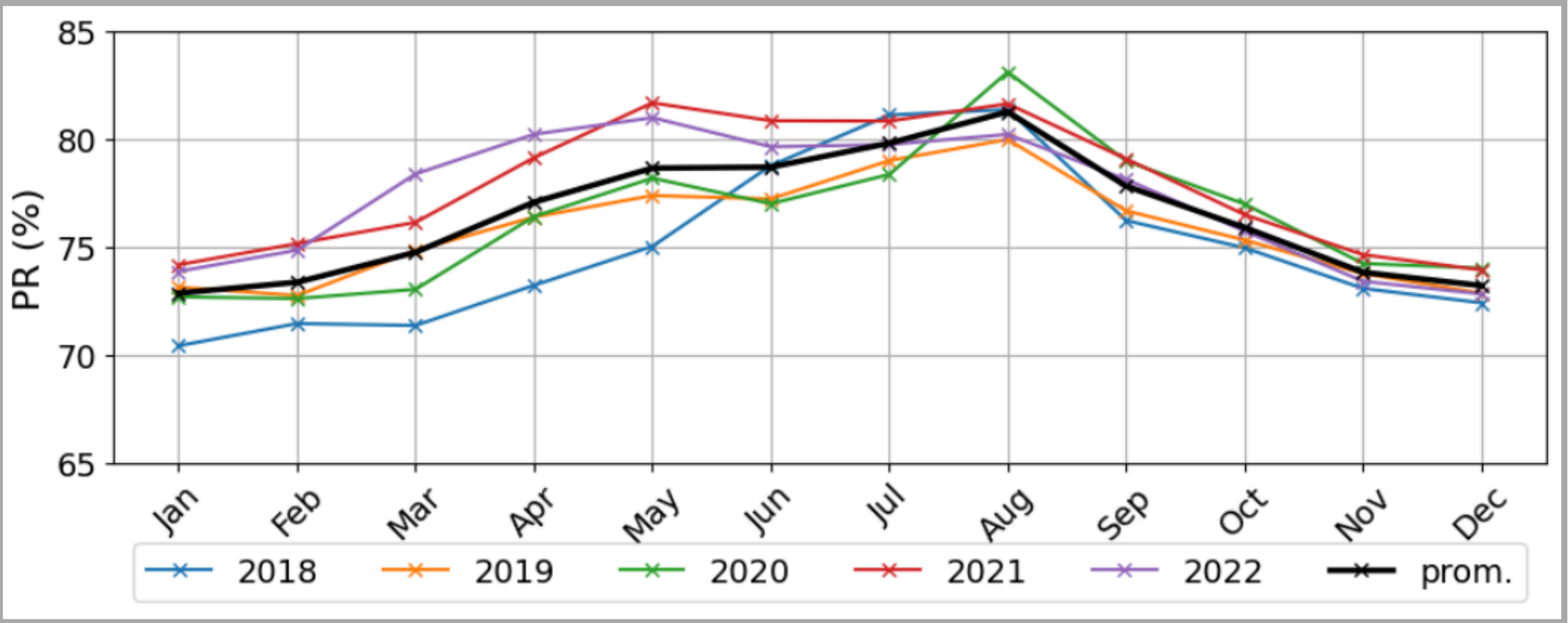


# Factores de planta

**Performance ratio**

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Es la relación entre el rendimiento real ( $Y_f$ ) y teórico del sistema ( $Y_r$ ) bajo condiciones estándar



- Factor de rendimiento varía entre 72.8 % (en enero) y 81.2 % (en agosto).

**El factor de rendimiento promedio para los 5 años de estudio 76.4 %**

Figura 16: Medias mensuales y mes promedio del factor de capacidad de la central



## Conclusiones

- Se desarrolló una serie temporal continua y de alta resolución temporal de irradiancia solar y generación fotovoltaica de cinco años para la planta 'La Jacinta' en el noroeste de Uruguay.
- La precisión de los modelos empleados fue cuantificada y comparada con otros estudios en la literatura, además de validarse con datos reales proporcionados por el operador de la red.
- Se lograron estimaciones precisas de producción anual y mensual, así como de factores de planta, lo que permitió una evaluación detallada de la operación de la planta fotovoltaica.
- Este estudio constituye la primera evaluación detallada de los factores de planta, siendo el **Factor de Capacidad de 22.4% y el Performance Ratio de 76.4%** en promedio en la región utilizando datos de operación de mediano plazo (estadística de 5 años).



## Conclusiones

- Se desarrolló una serie temporal continua y de alta resolución temporal de irradiancia solar y generación fotovoltaica de cinco años para la planta 'La Jacinta' en el noroeste de Uruguay.
- La precisión de los modelos empleados fue cuantificada y comparada con otros estudios en la literatura, además de validarse con datos reales proporcionados por el operador de la red.
- Se lograron estimaciones precisas de producción anual y mensual, así como de factores de planta, lo que permitió una evaluación detallada de la operación de la planta fotovoltaica.
- Este estudio constituye la primera evaluación detallada de los factores de planta, siendo el **Factor de Capacidad de 22.4%** y el **Performance Ratio de 76.4%** en promedio en la región utilizando datos de operación de mediano plazo (estadística de 5 años).

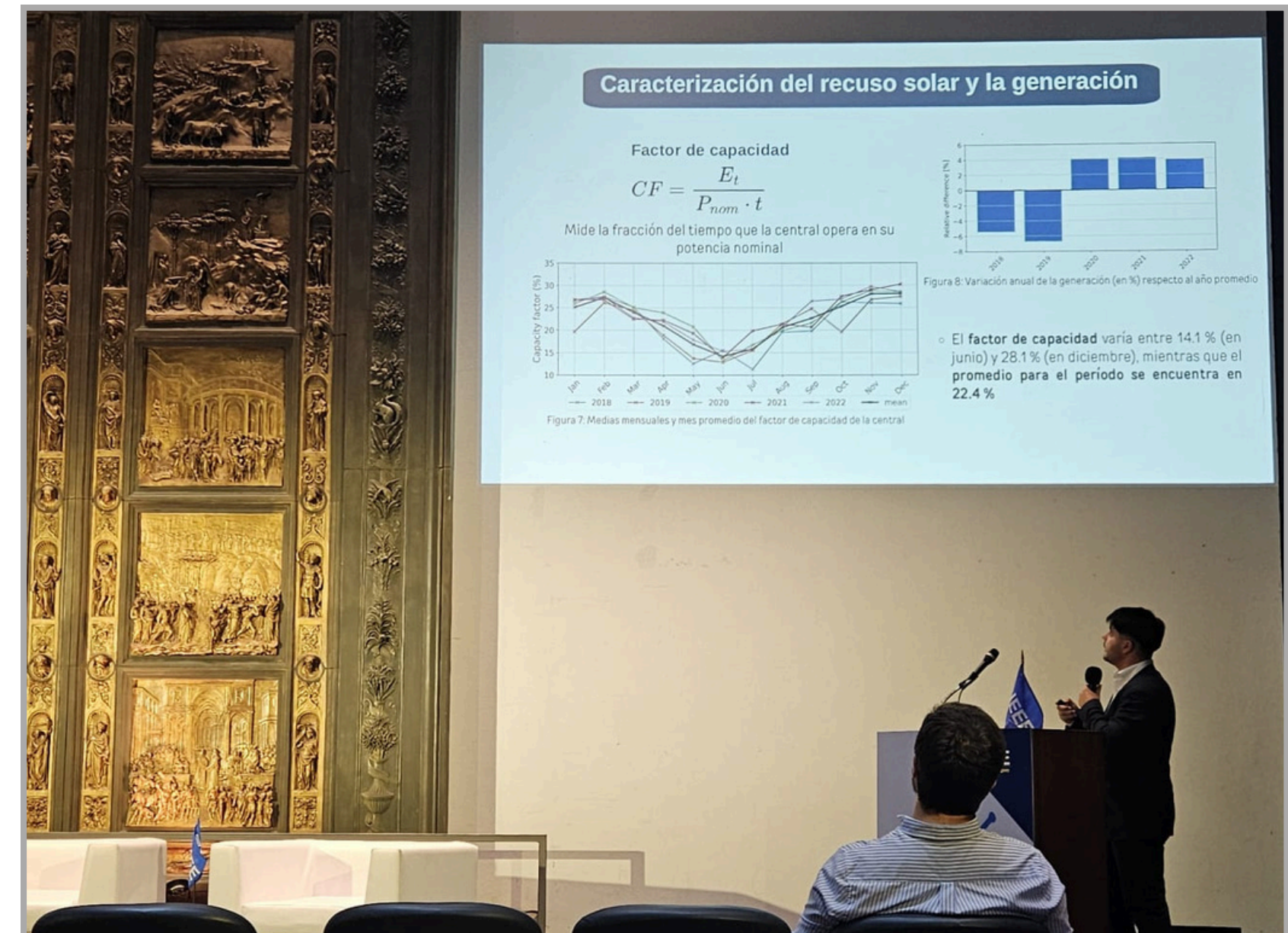
### Trabajos a futuro...

- Evaluar desempeño de centrales con seguimiento solar
- Explorar modelos de pasaje a plano inclinado para este tipo de centrales
- Profundizar en distintos modelos de estimación de potencia



# Publicaciones

- Accurate estimation of solar PV power plant capacity factors in Uruguay through detailed quality control and satellite gap filling. **S. Rehmann**, V. Teixeira-Branco, J. V. Furtado de Medeiros, R. Alonso-Suárez. Proceedings del **IEEE URUCON, 2024**.
- Premio "**Best student paper award**" en la sección "**Power & Energy**".





## Referencias

- J. Ruiz-Arias, H. Alsamamra, J. Tovar-Pescador, and D. Pozo-Vázquez, “Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions,” *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 5, pp. 881–893, 2010
- G. Abal, D. Aicardi, R. Alonso-Suárez, and A. Laguarda, “Performance of empirical models for diffuse fraction in Uruguay,” *Solar Energy*, vol. 141, pp. 166–181, 2017.
- I. Piccioli, “Modelado de la irradiancia solar sobre superficies inclinadas” Master’s thesis, Universidad de la República del Uruguay, 2022.
- A. Laguarda, G. Giacosa, R. Alonso-Suárez, and G. Abal, “Performance of the site-adapted CAMS database and locally adjusted cloud index models for estimating global solar horizontal irradiation over the Pampa Húmeda,” *Solar Energy*, vol. 199, pp. 295–307, 2020.
- P. Iturbide, X. Orsi, M. Denegri, S. Fioretti<sup>1</sup>, S. Luza, V. Stern, R. Alonso-Suárez, and F. Ronchetti, “Modelos de machine learning para estimar la radiación solar horizontal en la Pampa Húmeda con información satelital multiescala” *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 2023.
- J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, and B. Norton, “Solar radiation modelling for the simulation of photovoltaic systems,” *Renewable Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 1109–1120, 2008
- J. Medeiros, “Avaliação de modelos utilizados na estimativa da geração de energia de uma usina fotovoltaica localizada no semiárido brasileiro” Master’s thesis, Universidade Federal de Pernambuco, 2023
- R. Alonso-Suárez, Estimación del recurso solar en Uruguay mediante imágenes satelitales. PhD thesis, Universidad de la República del Uruguay, 2017.
- D. Oroño, R. Alonso-Suárez, G. Crapuchetti, G. Hermida, and M. Puppo, “Simulation of PV power plant’s output in Uruguay” *Proceedings of the 4th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, pp. 1–9, 2014.

**¡Muchas gracias!**