

Variabilidad de la Potencia de una Central Fotovoltaica

Energía Solar Fotovoltaica

Oscar Perpiñán Lamigueiro

Universidad Politécnica de Madrid

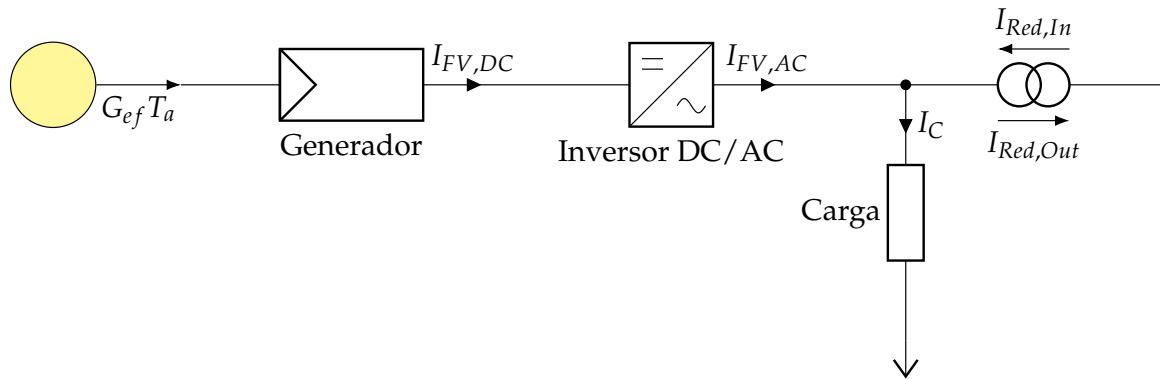
① Introducción

② Incertidumbre y Predicción

③ Variabilidad de la Potencia

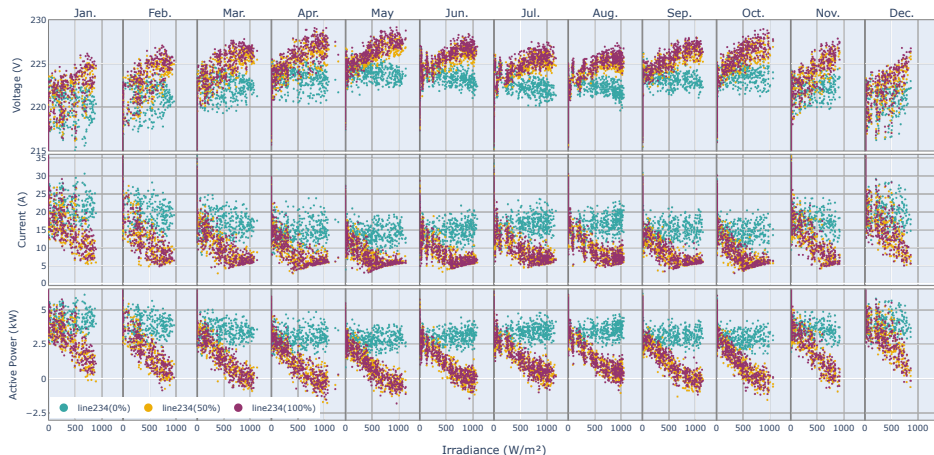
Los Sistemas Fotovoltaicos y la Red Eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red alteran las condiciones de funcionamiento habitual de la red.



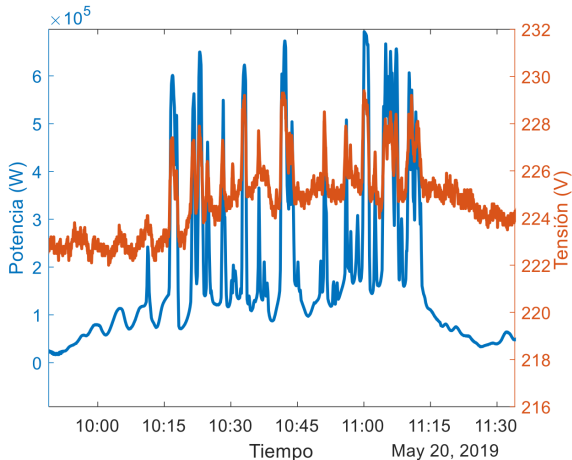
Los Sistemas Fotovoltaicos y la Red Eléctrica

- Posibilitan la bidireccionalidad del flujo de potencia, con los consiguientes cambios en la tensión de los nodos, y en la corriente conducida por las líneas y transformadores.



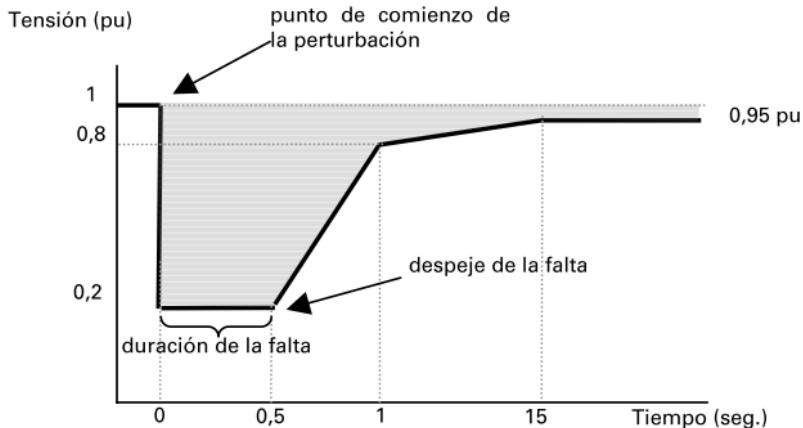
Los Sistemas Fotovoltaicos y la Red Eléctrica

- Las rampas de potencia debidas a las fluctuaciones de radiación solar pueden entorpecer el adecuado funcionamiento de los equipos conectados a la red y los elementos de protección existentes.



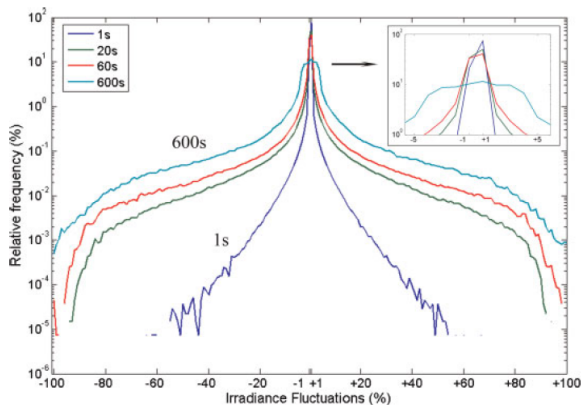
Los Sistemas Fotovoltaicos y la Red Eléctrica

- Los SFCR pueden proporcionar servicios de apoyo a la red gracias a las funcionalidades que incorporan los inversores de conexión a red, capaces de controlar la potencia activa inyectada en el punto de conexión, y la potencia reactiva en funcionamiento normal o para enfrentarse a huecos de tensión.



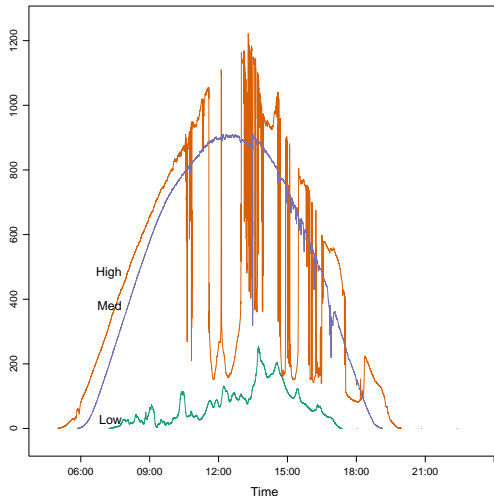
Variabilidad de la Radiación

- ▶ La irradiancia solar es un proceso con inercia y con baja probabilidad para mostrar cambios abruptos.
- ▶ La probabilidad de ocurrencia de fluctuaciones elevadas es sustancialmente menor al observar con resoluciones temporales altas.



Variabilidad de la Radiación

- El nivel de fluctuación depende del comportamiento de la atmósfera (mayor en días parcialmente cubiertos).



① Introducción

② Incertidumbre y Predicción

③ Variabilidad de la Potencia

Generación y Demanda

La **casación entre generación y demanda** que se consigue en las redes eléctricas se basa en la **programación** de las diferentes unidades de **generación** disponibles para suministrar la **demanda prevista** y para constituir **reservas** que hagan frente a las posibles **variaciones** en la demanda.



Programación de la generación

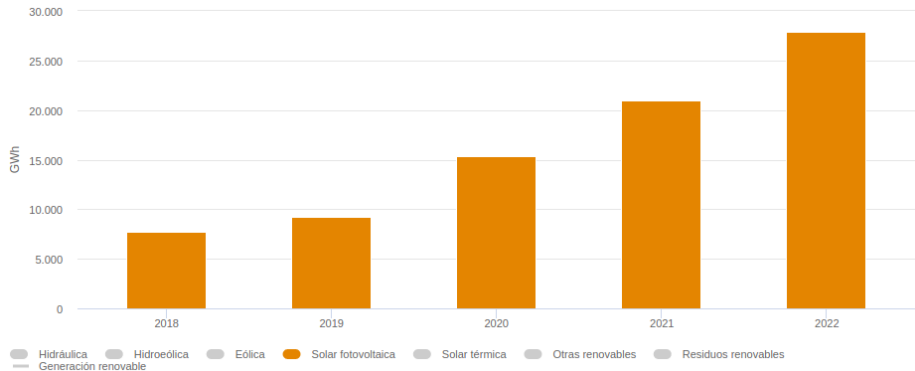
Esta programación se produce en **escalas y horizontes temporales diversos** y se **actualiza de forma sistemática** de acuerdo con las variaciones previstas en la predicción de la demanda.



<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/>

Participación masiva de la fotovoltaica

La **inclusión masiva** de sistemas fotovoltaicos en la red **modifica el equilibrio** existente y puede implicar el uso de las reservas de generación previstas originalmente para asumir las variaciones de la demanda.



Predicción de la Potencia

En este contexto el reto no es tanto la variabilidad como la **predicción**:

- ▶ La realización de predicciones en horizontes horarios o diarios de la potencia generada por un sistema fotovoltaico o por un grupo de sistemas es crucial para facilitar la integración de sistemas fotovoltaicos en redes eléctricas.
- ▶ La predicción de radiación solar y potencia de sistemas fotovoltaicos es un área de investigación de plena actualidad.

Ejemplo: proyecto europeo PVCROPS

- ▶ Herramienta de aprendizaje automático o *machine learning* entrenada con series históricas de predicciones NWP y medidas de potencia eléctrica (30 días en la serie temporal de entrenamiento).
- ▶ Predicción de potencia AC con resolución horaria y un horizonte temporal de 1 día.



In the **Objective** tab the AC power measurements are displayed for the selected day and PV system (when available).

The forecast procedure predicts this time series using a set of predictors extracted from the NWP-WRF model published at the *Meteogalicia* server using the *meteoForecast* package. The set of predictors are defined with different scenarios that can be selected in the **Predictors** tab.

Once the day to be predicted, the PV system, the training method and the scenario have been chosen, define the length of the train time series (number of days of recent past measurements - method "previous" - or selected from database - methods "ks" and "kt") in the **Result** tab and click on the **Forecast** button.

Forecast of Photovoltaic AC Power using WRF-NWP variables

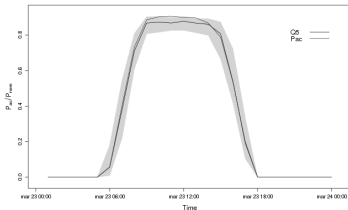
OBJECTIVE

PREDICTORS

RESULT

PROCEDURE

Values are shown in % of nominal power.



Legend

The **red line** represents the hourly AC power measured at the plant (when available).

The **black line** represents the prediction of the median (quantile 0.5).

The **shaded area** represents the prediction interval comprised between the quantiles 0.1 and 0.9.



Choose the training method:

ks

Choose the training length (number of days):

T 27 120

FORECAST ▶

Training methods

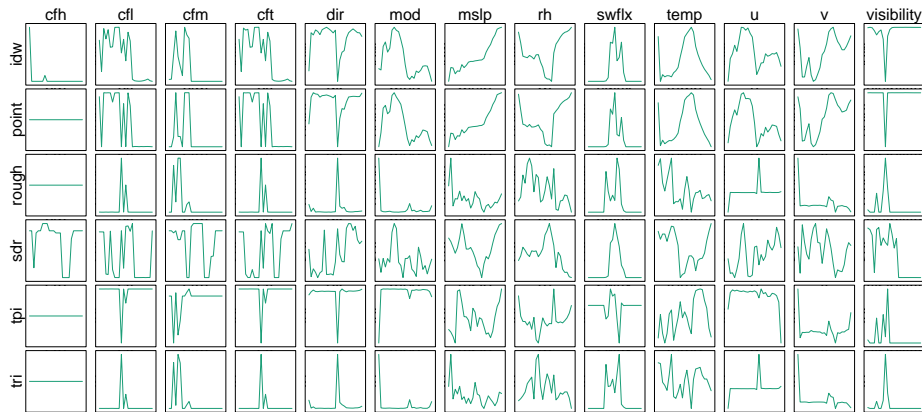
previous: This method selects days immediately before the day to be predicted.

kt: This method selects days with the lowest absolute difference between the clearness index of the day to be predicted and the clearness index of each day included in the database.

ks: This method selects days with the lowest Kolmogorov-Smirnov distance between the empirical distribution function of the irradiance forecast for the day to be predicted and the empirical distribution function of the irradiance forecast for each day included in the database.

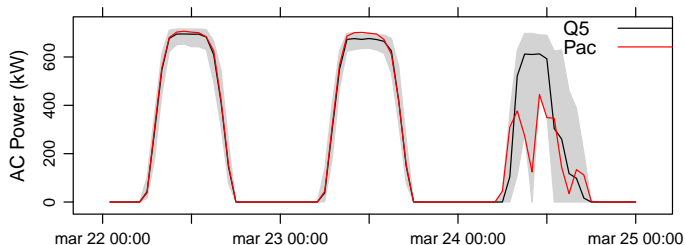
Ejemplo: proyecto europeo PVCROPS

Se emplean como entradas las predicciones de variables meteorológicas generadas por modelos de predicción meteorológica numérica e índices de variación espacial y temporal estimados con las variables meteorológicas.



Ejemplo: proyecto europeo PVCROPS

Genera predicciones probabilísticas, entregando tanto la mediana de la predicción como un intervalo de confianza, que permite cuantificar la fiabilidad de la predicción, y que puede servir como medida indirecta de la variabilidad futura.



<http://vps156.cesvima.upm.es:3838/predictPac/>

Predicciones agregadas

Las predicciones obtenidas mejoran cuando las predicciones se aplican a un conjunto de sistemas.

① Introducción

② Incertidumbre y Predicción

③ Variabilidad de la Potencia

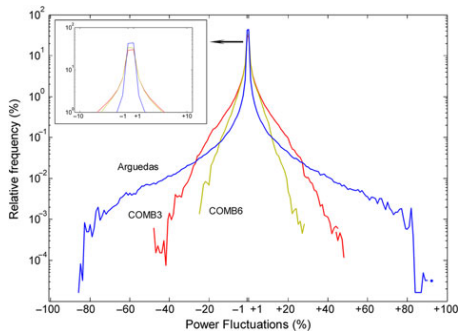
Variabilidad Conjunta

La variabilidad presente en la irradiancia solar se **atenúa** en la potencia AC:

- ▶ por la **dispersión** espacial **entre diferentes centrales**.
- ▶ por la **dispersión** espacial **dentro de una central**.

Dispersión espacial entre centrales

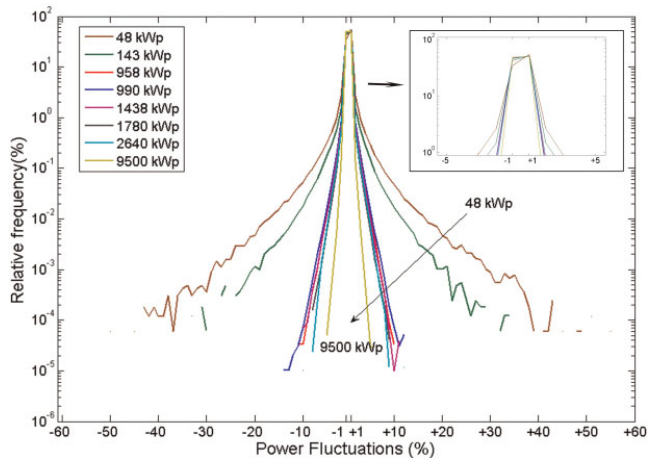
- ▶ En términos generales, la **dispersión espacial de sistemas fotovoltaicos diferentes** conectados a la misma red **atenúa** la variabilidad conjunta.



- ▶ El **nivel de atenuación depende** principalmente de las **características meteorológicas** de la zona y época, y de la **distancia** entre los sistemas.
- ▶ Para **distancias mayores de 5 km** las fluctuaciones de irradiancia con resolución temporal de 1 minuto están esencialmente **incorreladas**.

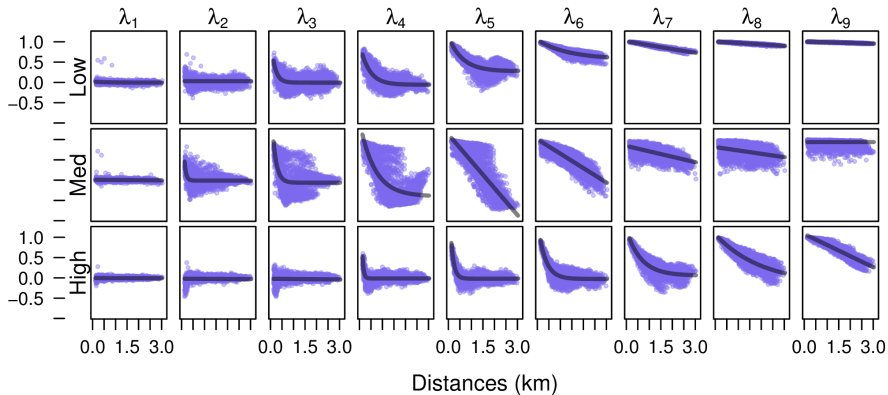
Dispersión espacial dentro de una central

En términos generales, la **dispersión espacial** de generadores fotovoltaicos pertenecientes a **una misma central atenúa** la variabilidad conjunta.



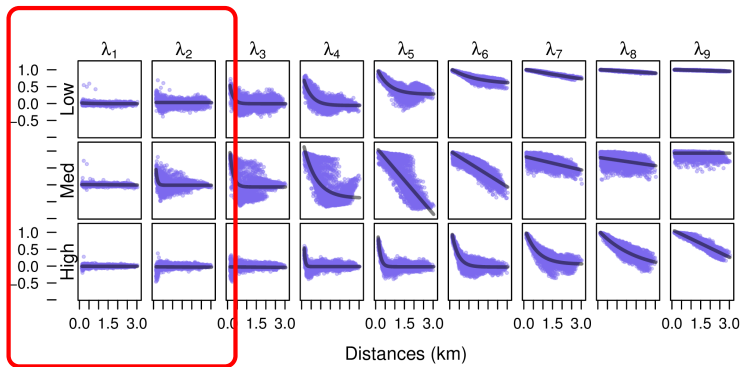
Dispersión espacial dentro de una central

La correlación entre la potencia de cada inversor **depende** de la **resolución temporal**, la **distancia** entre los inversores, y el **nivel de fluctuación del día** en cuestión.



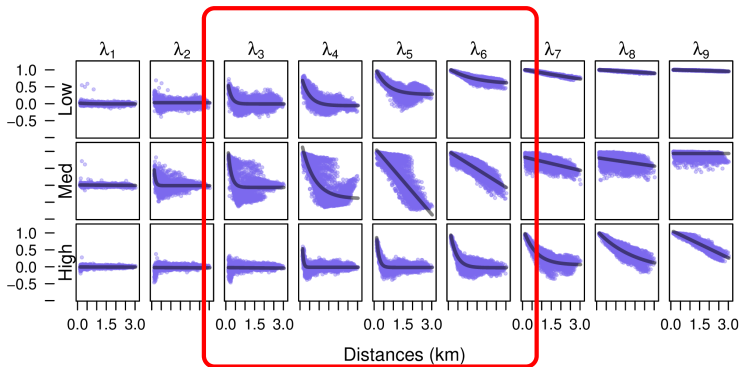
Dispersión espacial dentro de una central

Escalas temporales bajas ($\tau < 1$ min): correlaciones bajas.



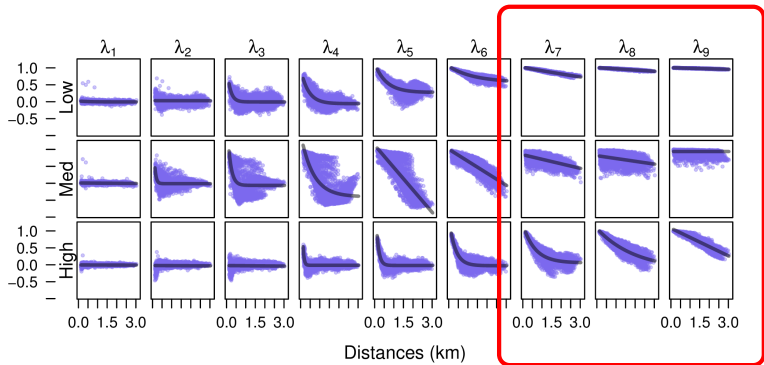
Dispersión espacial dentro de una central

Escalas temporales intermedias: la correlación depende fuertemente del nivel de fluctuación diario.



Dispersión espacial dentro de una central

Escala temporal alta, $\tau > 20$ min: correlaciones altas y positivas que decrecen de forma exponencial con la distancia; clara dependencia con el nivel de fluctuación diaria.



Normativas de red

- ▶ La variabilidad en escalas de tiempo bajas puede influir en mayor o menor medida en el funcionamiento de la red eléctrica.
- ▶ Existencia de normativas y recomendaciones para la integración de sistemas fotovoltaicos en la red.
- ▶ Ejemplo clásico: Autoridad Eléctrica de Puerto Rico incluye en su normativa el concepto de rampa para cuantificar las fluctuaciones admisibles:

A 10% per minute rate (based on AC contracted capacity) limitation shall be enforced. This ramp rate limit applies both to the increase and decrease of power output and is independent of meteorological conditions.

Definiciones de rampas

Uno de los problemas principales en este requerimiento (y otros similares) es que, aunque es fácil identificar visualmente una rampa en una serie temporal de potencia, no existe consenso en una definición formal que permita identificarla y cuantificarla.

Ejemplos de definiciones de rampas

- ▶ Existe una rampa al inicio de un intervalo temporal si la magnitud del cambio en un instante temporal posterior es mayor que un umbral predeterminado.

$$|P(t + \Delta_t) - P(t)| > \tau$$

- ▶ Existe una rampa en un intervalo temporal si la diferencia entre los valores máximo y mínimo supera un determinado umbral.

$$\max(\{P_t : t = t_0, \dots, t_0 + \Delta_t\}) - \min(\{P_t : t = t_0, \dots, t_0 + \Delta_t\}) > \tau$$

- ▶ Existe una rampa dentro de un intervalo si el ratio entre el valor absoluto de la diferencia entre las medidas de potencia en dos instantes temporales, y la longitud del intervalo supera un determinado umbral.

$$\frac{|P(t + \Delta_t) - P(t)|}{\Delta_t} > \tau$$

- ▶ Existe una rampa en un intervalo si el valor absoluto de la señal de diferencias filtrada (por ejemplo, mediante una media móvil) supera un determinado umbral.

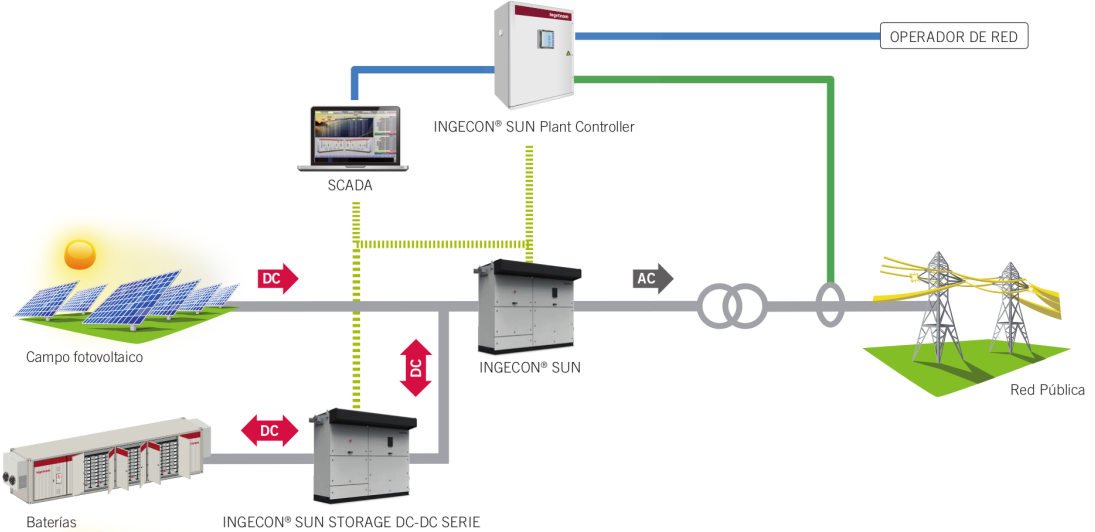
Limitación de rampas

La limitación de las rampas de los sistemas fotovoltaicos es un requerimiento que se debe afrontar, principalmente en el caso de las centrales fotovoltaicas de gran tamaño.

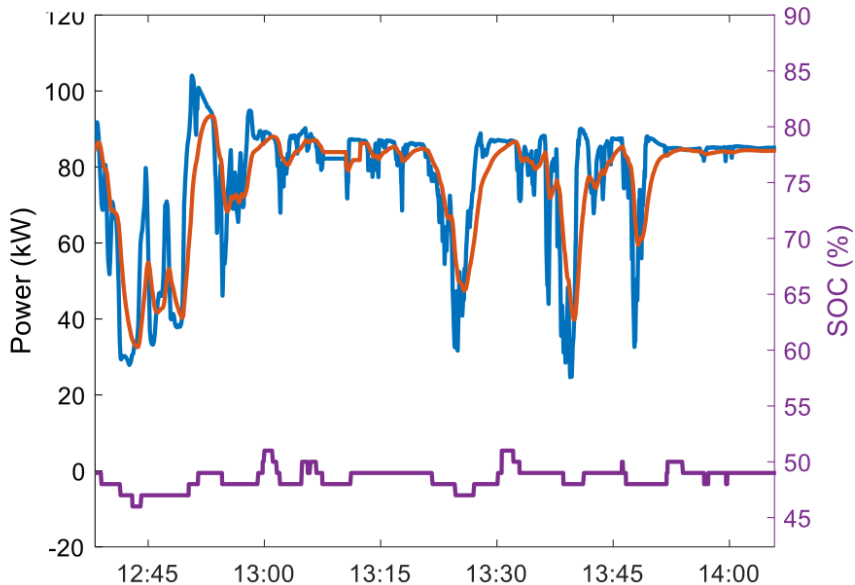
Existen tres estrategias principales:

- ▶ el uso de sistemas de acumulación energética;
- ▶ acumulación energética combinada con predicción de rampas;
- ▶ predicción de rampas sin acumulación.

SFCR con acumulación



Suavizado de rampas con acumulación



Cálculo del sistema de acumulación

La inclusión de sistemas de acumulación conlleva **aumentos en los costes** de instalación y en la **complejidad y mantenimiento** del sistema.

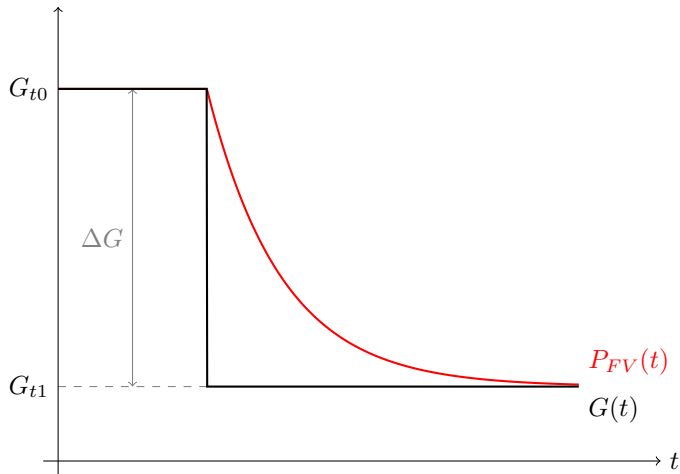
Las herramientas de **predicción** de rampas combinadas con **mecanismos de control en el inversor** fotovoltaico permiten **reducir** el tamaño de la acumulación necesaria.

Objetivos

- ▶ Dimensionar, en **potencia y energía**, la batería mínima necesaria.
- ▶ **Desarrollar estrategias de gestión** que permitan, cumpliendo con la rampa máxima, minimizar el coste de la energía:
 - ▶ Minimizar Batería
 - ▶ Minimizar Degradación
 - ▶ Minimizar Pérdidas

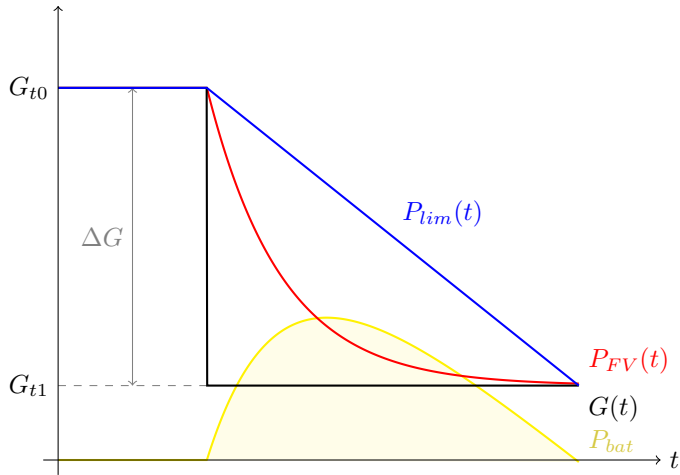
Modelo de la peor fluctuación

Un pulso de irradiancia se transforma en una exponencial decreciente (la central actúa como filtro paso bajo).

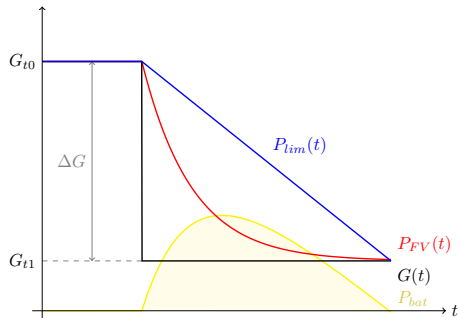


Modelo de la peor fluctuación

El sistema de acumulación regula la potencia de salida para limitar la rampa.



Modelo de la peor fluctuación

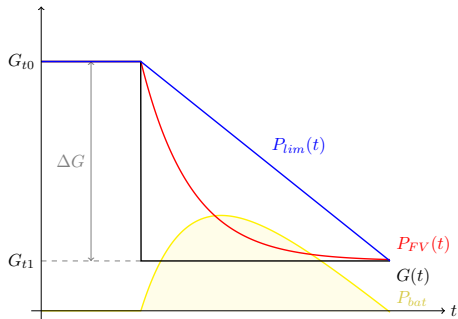


$$P_{FV}(t) = 90 \cdot \exp(-t/\tau) + 10$$

$$\tau = 42 \cdot L_{min} - 0.55$$

- ▶ τ [s]: constante de tiempos de la fluctuación
- ▶ L_{min} [km]: dimensión menor de la central

Modelo de la peor fluctuación



$$P_{bat,max} = \frac{P_g^*}{100} \cdot \left(90 - \tau \cdot RR_{max} \cdot \left(1 + \ln \frac{90}{\tau \cdot RR_{max}} \right) \right)$$

$$E_{bat} = \frac{0.9 \cdot P_g^*}{3600} \cdot \left(\frac{90}{2 \cdot RR_{max}} - \tau \right)$$

- ▶ $P_g^*[\text{kW}]$: potencia del generador fotovoltaico
- ▶ $RR_{max}[\%/ \text{sec}]$: límite de rampa en potencia
- ▶ $P_{bat,max}[\text{kW}]$: potencia máxima del sistema de acumulación
- ▶ $E_{bat}[\text{kWh}]$: capacidad del sistema de acumulación.

Ejemplo: cálculo de potencia

Datos:

$$P_g^* = 38,5 \text{ MW}$$

$$L_{min} = 1,786 \text{ km}$$

$$RR_{max} = 10 \% / \text{min}$$

Resultados:

$$\tau = 42 \cdot 1,786 - 0,55 = 74,46 \text{ s}$$

$$P_{bat,max} = \frac{38\,500}{100} \cdot \left(90 - 74,46 \cdot (10/60) \cdot \left(1 + \ln \frac{90}{74,46 \cdot (10/60)} \right) \right) = 20,4 \text{ MW}$$

$$\frac{P_{bat,max}}{P_g^*} = 0,53$$

Ejemplo: cálculo de capacidad

Datos:

$$P_g^* = 38,5 \text{ MW}$$

$$L_{min} = 1,786 \text{ km}$$

$$RR_{max} = 10 \% / \text{min}$$

Resultados:

$$E_{bat} = \frac{0,9 \cdot 38\,500}{3600} \cdot \left(\frac{90}{2 \cdot (10/60)} - 74,46 \right) = 1882,05 \text{ kWh}$$

$$\frac{E_{bat}}{P_g^*} = 0,049 \text{ h}$$