

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA –CURSO 2024

DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Ing. Diego Oroño
Ing. Gonzalo Hermida



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY

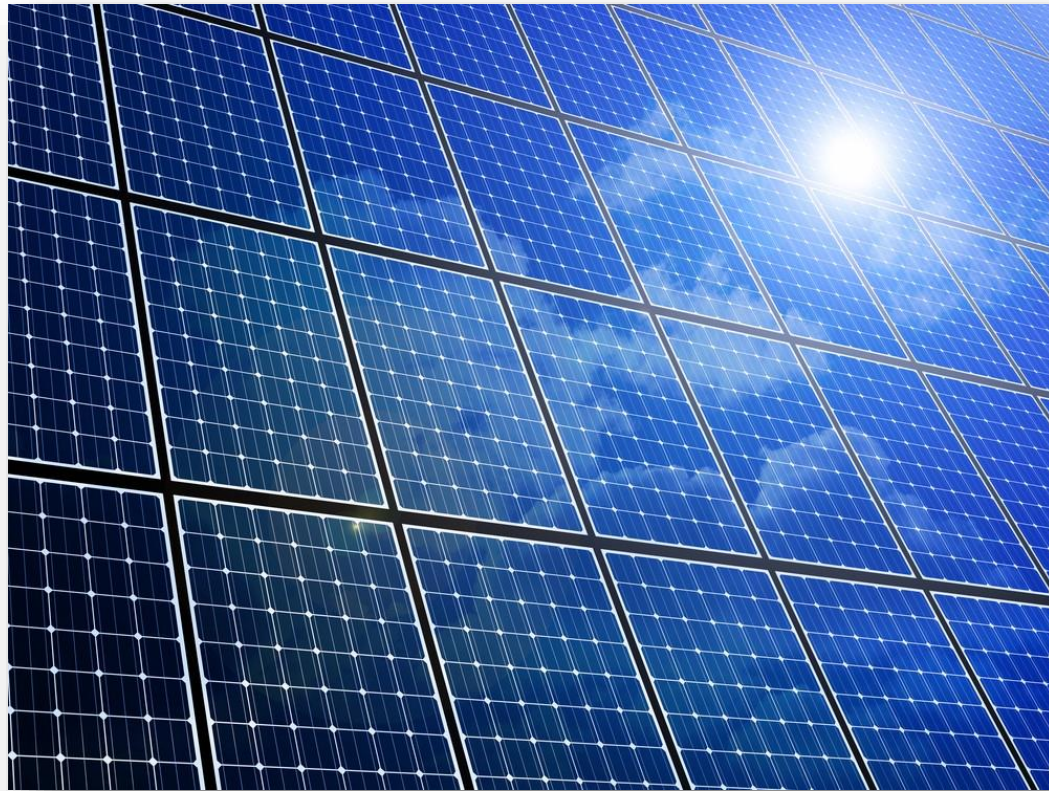


Temario de este capítulo

- Parámetros característicos
- Pérdidas de sistemas
- Diseño de sistemas con conexión a red



Parámetros característicos



- **Energía solar diaria recibida por el generador fotovoltaico**
 E_{solar} : Producto de la irradiación diaria y el área del generador en m², y se mide en Wh

$$E_{solar} = G_{d,\beta} \cdot Area$$

- **Energía diaria generada en continua E_{DC}** : Energía a la entrada del inversor

$$E_{DC} = \int P_{DC} dt = \int I_{DC} V_{DC} dt$$

- **Energía diaria generada en alterna E_{AC}** : Energía a la salida del inversor

$$E_{AC} = \int P_{AC} dt$$

Donde: $P_{AC} = I_{AC} \cdot V_{AC} \cdot \cos \varphi$



- Rendimiento del inversor

$$\eta_{inv} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \times 100$$

- Rendimiento del sistema

$$\eta_{sistema} = \frac{E_{AC}}{E_{solar}} \times 100$$



Performance Ratio (PR)

- Es un indicador del rendimiento energético de la instalación, se calcula como el cociente entre la energía diaria generada y la que generaría el sistema en condiciones ideales

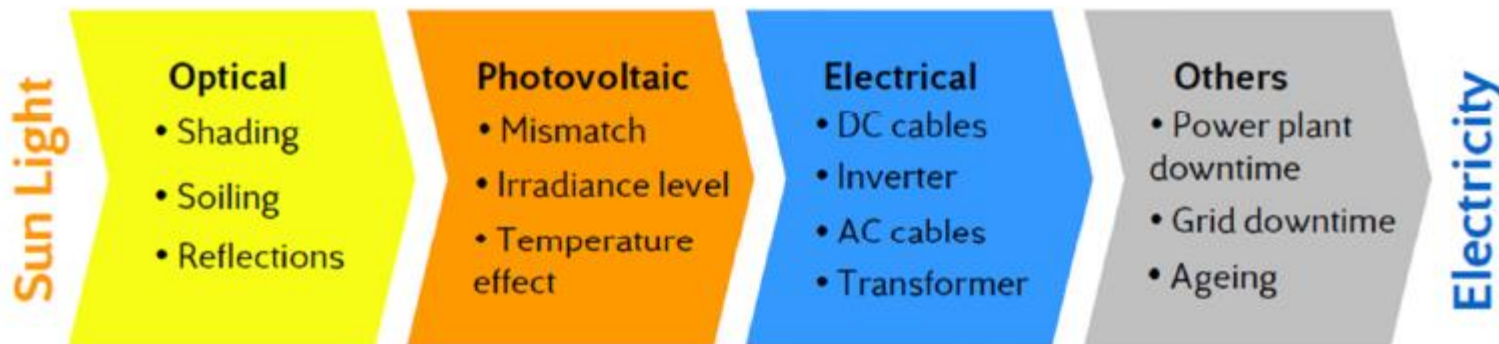
$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{ideal}} \times 100$$

- E_{AC} es la medida a la salida del inversor mientras que la energía ideal se calcula como:

$$E_{ideal} = E_{solar} \cdot \eta_{STC}$$



- El PR es utilizado para calcular de un modo sencillo la producción de una planta aplicando simplemente un factor de rendimiento sobre la radiación incidente esperada
- Un valor de $PR = 1$ significa que el sistema no tiene pérdidas y que durante todo el día funciona a la potencia del generador en condiciones STC
- Usualmente se manejan PR de entre 0.75 y 0.85



Productividad o Yield

- Es un indicador de las horas de producción promedio que tiene un sistema fotovoltaico
- Se define como el cociente entre la energía producida en un período de tiempo y los Wp instalados

$$Yield = \frac{E_{CA}}{P_{n,PV}}$$



Pérdidas



Clasificación de pérdidas

- Existen diferentes tipos de pérdidas en los sistemas PV
 - Pérdidas ópticas
 - Pérdidas en el generador fotovoltaico
 - Pérdidas eléctricas
 - Pérdidas por condiciones ambientales



Pérdidas ópticas

- **Pérdidas por sombreado (2 – 3%):** Cuando se produce el fenómeno de sombreado, además de reducirse la producción de energía debido a la falta de irradiación directa recibida en los paneles afectados, la potencia máxima de todo el arreglo disminuye. Pueden estimarse de manera precisa por medio de software de simulación.



- **Pérdidas por Soiling (2 - 3%):** Las pérdidas por soiling o suciedad son debidas al polvo que se deposita en los módulos y filtran parte de la irradiación. Las mismas son muy dependientes de las características específicas del sitio (tipo de suelo, régimen de precipitaciones anual, etc.) así como de la operativa y frecuencia de limpieza de los paneles en caso que existiese.

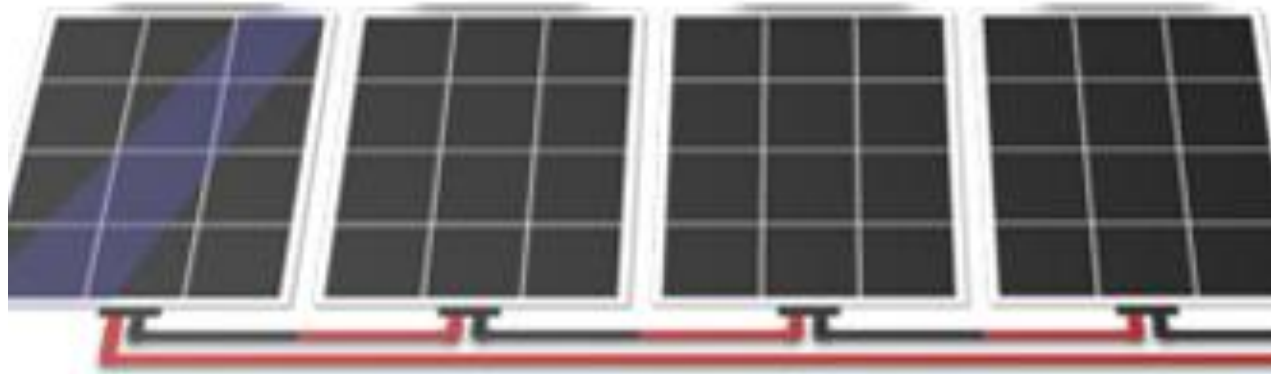


- **Pérdidas por reflectancia angular (2- 3 %):** Se genera cuando parte de la irradiación incidente en los paneles es reflejada. Esto se produce en mayor medida cuando el ángulo de incidencia de la irradiación no es perpendicular a la superficie del panel, como se asume en las condiciones estándar de ensayo. Este factor de pérdida depende de la tecnología del panel, ya que algunos cuentan con superficies anti-reflexivas, lo cual disminuye este efecto

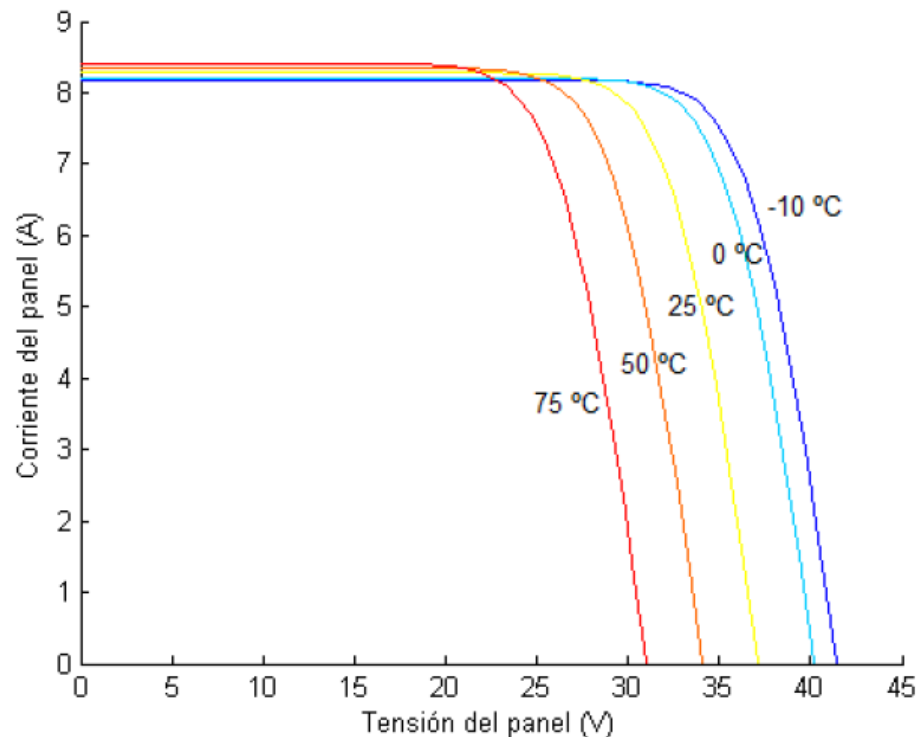


Pérdidas en el generador PV

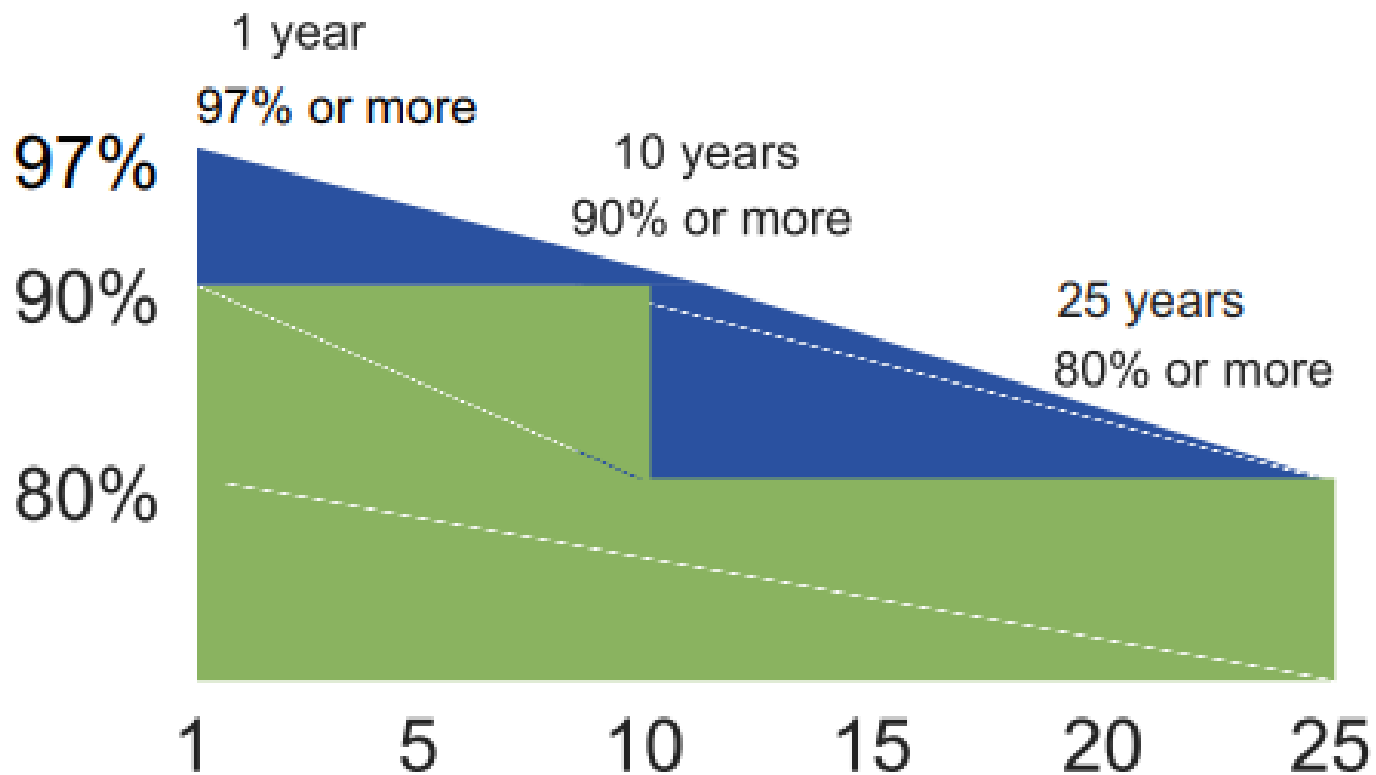
- **Pérdidas por mismatch (2 - 5%):** Las pérdidas por mismatch o de conexionado, se originan por la conexión en serie o en paralelo de módulos con potencias individuales ligeramente diferentes entre ellas. En la conexión en serie, la corriente total estará limitada por el panel de menor potencia. En el caso de conexión en paralelo, el panel de menor potencia limitará la tensión del conjunto.



- **Pérdidas por temperatura del panel (3 - 10 %):** La potencia nominal de un modulo fotovoltaico esta asociada a condiciones de temperatura de modulo y velocidad de viento estandar (25°C y 1m/s). Trabajando fuera de esas condiciones (a mayor temperatura) se registra una potencia menor a la salida



- **Pérdidas por decaimiento de eficiencia (0.7 % anual):** Con el paso del tiempo, la eficiencia de los módulos comienza a disminuir. Diversos estudios sobre este tema coinciden en que el decaimiento es aproximadamente lineal.



Pérdidas eléctricas

- **Pérdidas en el inversor (1 - 3 %):** Teniendo en cuenta la hoja de datos de los inversores se encuentra una “Eficiencia Pico” y una “Eficiencia Ponderada”, este valor ronda los 98%. Por otra parte se le adjudica otra pérdida al inversor asociada a un seguimiento impreciso del punto de máxima potencia del entorno del 1%.



- **Pérdidas óhmicas (1 - 3 %):** Se deben al calentamiento de los cables por efecto Joule ante el pasaje de corriente. Se pueden minimizar utilizando cables de longitud y sección adecuadas.



- **Pérdidas en el transformador (1 - 2 %):** Dentro de la instalación es necesario contar con un transformador de potencia que eleve la tensión a la salida del inversor, para luego ser despachada a la red de UTE. Estos tienen pérdidas magnéticas y resistivas



Cálculo de PR

Tipo de perdidas		Porcentaje
Opticas	Sombras	3%
	Soiling	2 %
	Reflectancia angular	2,5 %
Generador	Mismatch	3 %
	Temperatura	7 %
Electricas	Óhmicas	2 %
	Inversor	2 %
	Transformador	1,5 %
Performance Ratio - PR		77%



Diseño de sistemas con conexión a red



Diseño de sistemas con conexión a red

- El diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red comienza por conocer la potencia nominal del sistema.
- Factores que la determinan:
 - Área disponible para la colocación de módulos
 - Potencia máxima permitida en el punto de conexión
 - Inversión que se desea realizar



Tareas implicadas en el diseño del sistema

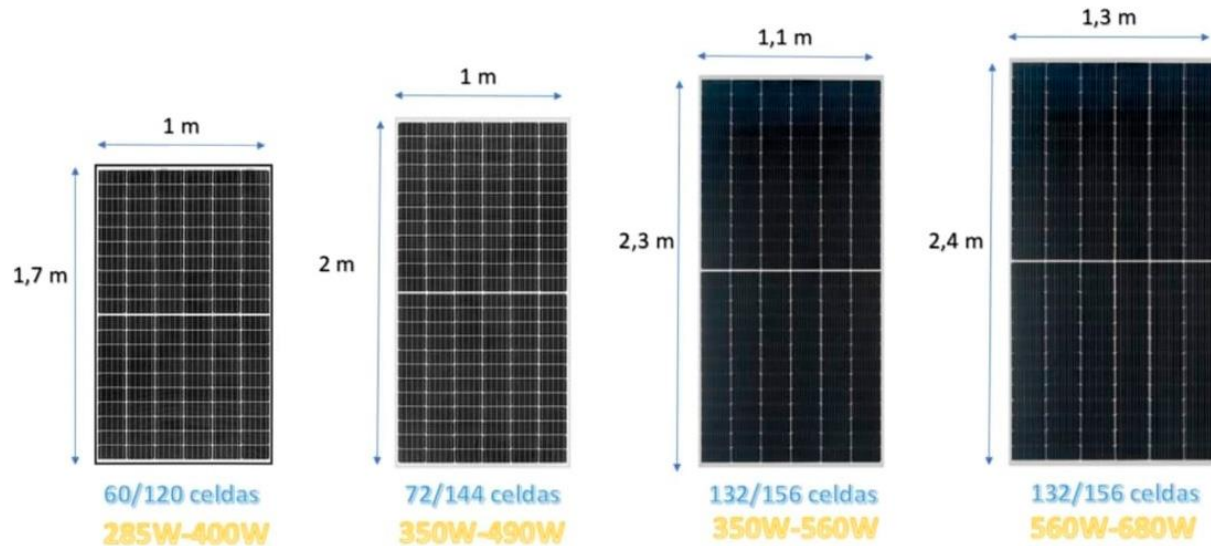
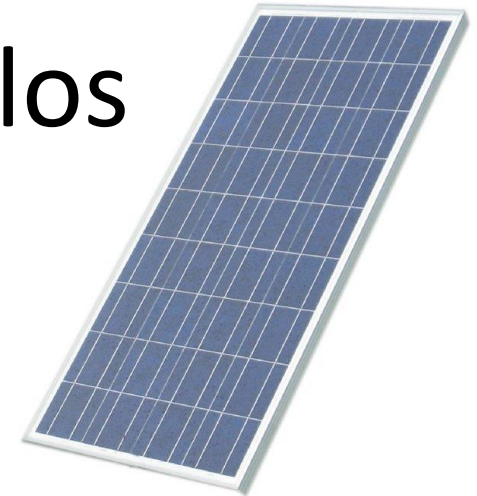
- Elección de los módulos
- Elección del inversor
- Configuración del generador
- Diseño y dimensionado del cableado
- Diseño del cuadro de conexión en continua
- Diseño de las protecciones
- Diseño de la conexión a red

Estimar la energía que va a producir ese sistema a lo largo de su vida útil y hacer una estimación de los factores de pérdidas del sistema (cálculo de PR y Yield).



Elección de los módulos

- Tipo de tecnología
- Aplicación – (necesidades particulares)
- Presupuesto
- Área



Parámetros módulos fotovoltaicos (de hoja de datos)

Parámetro	Símbolo
Coefficiente de temperatura de la intensidad de cortocircuito ($\text{mA}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	$\alpha I_{MOD,SC}$
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto ($\text{mV}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	$\beta V_{MOD,OC}$
Intensidad en el punto de máxima potencia en CEM (A)	$I_{MOD,M,STC}$
Intensidad de cortocircuito en CEM (A)	$I_{MOD,SC,STC}$
Número de células en paralelo	N_{CP}
Número de células en serie	N_{CS}
Potencia máxima en CEM (Wp)	$P_{MOD,M,STC}$
Temperatura de operación nominal de la célula ($^{\circ}\text{C}$)	$TONC$
Tensión en el punto de máxima potencia en CEM (V)	$V_{MOD,M,STC}$
Tensión de circuito abierto en CEM (V)	$V_{MOD,OC,STC}$



Elección y dimensionado del inversor

- Elegir el tipo de configuración
- Consideraciones adicionales (MPPT, aislación galvánica)
- Potencia nominal: se define el factor de dimensionado $F_S = P_{INV,DC} / P_{MAX,GFV}$

<i>Zona</i>	<i>F_s</i>
Europa Septentrional (lat. 55 - 70°)	0,65 – 0,8
Europa Central (lat. 45 - 55°)	0,75 – 0,9
Europa Meridional (lat. 35 - 45°)	0,85 – 1,0

IDEM URUGUAY!



Parámetros inversores (de hojas de datos)

Parámetro	Símbolo
Eficiencia máxima (adim)	$\eta_{INV,M}$
Factor de potencia (adim)	$\cos \varphi$
Frecuencia de red (Hz)	f
Intensidad máxima a la entrada (A)	$I_{INV,M,DC}$
Intensidad nominal a la salida (A)	$I_{INV,AC}$
Límite inferior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia (V)	$V_{INV,m,MPP}$
Límite superior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia (V)	$V_{INV,M,MPP}$
Potencia de entrada nominal(W)	$P_{INV,DC}$
Potencia de salida nominal(W)	$P_{INV,AC}$
Tensión máxima a la entrada (V)	$V_{INV,M}$
Tensión nominal a la salida (V)	$V_{INV,AC}$



Generador fotovoltaico

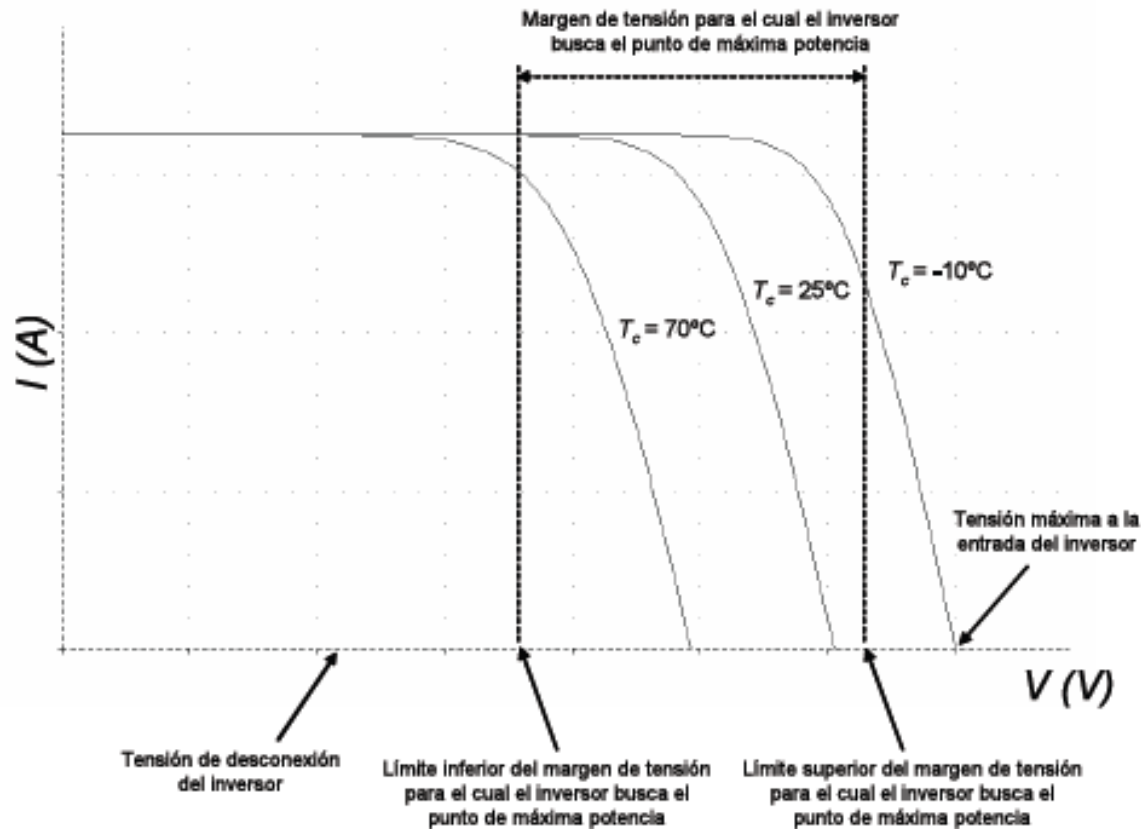
- Lo primero a determinar es el número de módulos:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right]$$

- Configuración: Determinar N_s y N_p
 - **N_s** : Tal que en cualquier condición la suma de tensiones en el MPP se encuentre dentro del margen de búsqueda, y además nunca se supere la máxima tensión admisible
 - **N_p** : Completar N , y nunca se supere la máxima intensidad a la entrada del inversor.



Generador fotovoltaico



Curvas V-I de un generador fotovoltaico a distintas temperaturas de célula (T_c) e idéntica irradiancia (G) junto con tensiones características del inversor. *N.B.*: se ha despreciado el efecto de segundo orden que ejercen los aumentos de T_c sobre la intensidad de cortocircuito, incrementando esta última

Generador fotovoltaico

- Calculo los valores de V_{mpp} y V_{oc} en temperaturas extremas:

$$- V_{MPP}^{panel}(T_c = -10^\circ C) = V_{mpp_{STC}}^{panel}(1 + \beta(T_c - 25^\circ))$$

$$- V_{MPP}^{panel}(T_c = 70^\circ C) = V_{mpp_{STC}}^{panel}(1 + \beta(T_c - 25^\circ))$$

$$- V_{OC}^{panel}(T_c = -10^\circ C) = V_{oc_{STC}}^{panel}(1 + \beta(T_c - 25^\circ))$$



Generador fotovoltaico

- Valor máximo de módulos en serie

$$- N_S^{MAX} \times V_{OC}^{panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX,INV}$$

$$- N_S^{MAX} \times V_{MPP}^{panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX,INV,MPP}$$

- Valor mínimo de módulos en serie

$$- N_S^{min} \times V_{MPP}^{panel}(T_C = 70^\circ C) > V_{min,INV,MPP}$$



Generador fotovoltaico

- Número de módulos en paralelo

$$- N_P = \text{Int} \left[\frac{N}{N_S} \right]$$

- Pero debo chequear no superar la intensidad máxima de entrada del inversor:

$$- N_P^{MAX} \times I_{SC,STC}^{panel} < I_{MAX,INV,DC}$$



Inclinación Óptima

- Según “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red – IDEA” España ($\phi = 36^\circ - 43^\circ$)

$$\beta_{opt} = 3.7^\circ + 0.69 \times |\phi|$$

- Utilizando la fórmula para el territorio Uruguayo:
 - Montevideo $\rightarrow \phi = -34.9^\circ \Rightarrow \beta_{opt} = 27.8^\circ$
 - Paysandú $\rightarrow \phi = -32.3^\circ \Rightarrow \beta_{opt} = 26^\circ$
 - Salto $\rightarrow \phi = -31.4^\circ \Rightarrow \beta_{opt} = 25.4^\circ$



Distancia entre los paneles

- Con la siguiente ecuación se garantiza un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno:

$$d_{min} = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - |\phi|)}$$

