



*Planta de potencia 15+5 MW de FONROCHE*

**CONSULTORÍA PARA ESTABLECER UNA  
METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME  
DE UNA PLANTA SOLAR**



*Fonroche Renewable Energies, S.L.U.*

*Avda. del General Perón, 27 E 1º dcha.*

*28020 Madrid (España)*

## INDICE

<b>1</b>	<b>OBJETO Y ALCANCE .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>definiciones.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>energía solar PV.....</b>	<b>5</b>
3.1	Variabilidad y comportamiento.....	6
3.2	Tecnologías disponibles .....	9
3.3	Comportamiento en la red eléctrica .....	10
<b>4</b>	<b>DISEÑO BÁSICO recomendado.....</b>	<b>11</b>
4.1	Estructura de apoyo.....	13
4.2	Módulos PV .....	18
4.3	Inversor de conexión a red .....	22
4.4	Análisis de red y propuesta de adicionales técnicos .....	26
4.4.1	Potencia Reactiva.....	26
4.4.2	Regulación de Frecuencia y variación de potencia .....	27
4.4.3	Gestión de los huecos de tensión .....	27
4.4.4	Sistema de Regulación de Voltaje .....	28
4.4.5	Regulación de variaciones de irradiación.....	30
<b>5</b>	<b>análisis de recurso solar.....</b>	<b>33</b>
5.1	Recurso primario [ Irradiación ] .....	33
5.2	Estadística e incertidumbres .....	38
5.2.1	P50, P75, P90 y P99 .....	40
5.2.2	Uso de medidas reales on site.....	43
5.2.3	Indisponibilidad de equipos.....	45
5.2.4	Grid outage.....	46
5.2.5	Degradoación de los módulos .....	46
<b>6</b>	<b>e<sub>base</sub>: Cálculo energía solar año 1 .....</b>	<b>50</b>
6.1	Ganancia en el plano incidente de radiación.....	51
6.2	Pérdida de sombreado.....	52
6.3	IAM y perdidas por irradiancia en el colector.....	53
6.4	Pérdida por temperatura.....	53
6.5	Pérdidas por suciedad.....	59
6.6	Pérdidas por dispersión.....	59
6.7	Pérdidas óhmicas en corriente continua (DC) y alterna (AC) .....	60

6.8 Pérdidas por inversor.....	60
6.9 Pérdidas de elevación y conexión a red.....	61
6.10 Servicios auxiliares de la planta.....	61
<b>7 APLICACIÓN DE ESTADÍSTICAS A <math>E_{base}</math>: P90-P99.....</b>	<b>62</b>
<b>8 propuesta de formulación de energía firme.....</b>	<b>62</b>
<b>9 EJEMPLOS PRÁCTICOS DE APLICACIÓN .....</b>	<b>68</b>
9.1 Datos climatológicos básicos .....	68
9.2 Configuraciones utilizadas .....	69
9.3 Resultados obtenidos (PVSYST) .....	70
9.4 Aplicación de ratios para el cálculo de probabilidad de excedencia diferentes a P50	71
<b>10 ANÁLISIS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO .....</b>	<b>73</b>
<b>11 conclusiones y recomendaciones.....</b>	<b>78</b>
<b>12 Bibliografía y referencias .....</b>	<b>80</b>
<b>ANEXO: fotos y DATOS PRÁCTICOS .....</b>	<b>81</b>

## 1 OBJETO Y ALCANCE

El objeto de este informe es la propuesta de una metodología, procedimiento y/o ecuación para el cálculo de la Energía Firme de una planta de generación solar fotovoltaica para el Cargo por Confiabilidad.

Es decir, **la máxima energía que puede garantizar durante un año continuo** de operación considerando los parámetros de diseño y factores de disponibilidad.

Adicionalmente se realizará un análisis del cálculo con el uso de sistemas de almacenamiento a través de baterías.

Para ello el informe se enfocará de la siguiente manera:

- a) ¿Qué es la Energía Firme?
- b) ¿Cómo se comporta un sistema solar fotovoltaico (FV en adelante)?

De la aclaración de ambas preguntas y las conclusiones a las mismas se determinarán los resultados y se realizarán las propuestas oportunas en relación al objeto de este informe.

## 2 DEFINICIONES

Para este apartado tomamos como referencia el documento facilitado por la CREG<sup>(1)</sup> donde se explica y resume la actual legislación de Cargo por Confiabilidad y por tanto se detalla el esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia.

<sup>(1)</sup> *Cargo por confiabilidad: Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo*

En él se define textualmente que la **Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)**, es *la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales*.

Es evidente, que la mención a bajos caudales y del contexto general de todo el documento de referencia de la CREG, dicha definición está basada en la energía hidráulica cuya incidencia en el país ronda el 75% de la energía total. Por ello, pensando en la energía solar, quizás propondríamos trabajar con la siguiente definición, que mantiene el concepto y se adapta a la tecnología:

**Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)**, es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación [solar FV] durante un año de manera continua, en condiciones extremas [de baja irradiación].

Por tanto, la OEF (Obligación de energía firme) que corresponde al compromiso de los generadores solares sería la cantidad diaria de energía solar que dicho generador es capaz de producir en condiciones críticas. Dichas condiciones críticas serán consideradas para el peor mes del año dentro del peor año de una serie histórica.

Sobre esta visión, trabajaremos más adelante una vez explicada la energía solar FV con más detalle que facilitará a la CREG una visión clara sobre esta tecnología.

### 3 ENERGÍA SOLAR PV

La **energía solar fotovoltaica** es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Esta es la definición comúnmente aplicada a esta energía. Hay dos equipos o material que son claves en esta tecnología.

- a) Módulo fotovoltaico
- b) Inversor de conexión a red

El módulo PV es el equipo o producto principal de la instalación PV. Es el encargado de transformar la energía solar en energía eléctrica. Dicha energía eléctrica se produce en el formato de corriente directa o continua, generalmente no apta para la red. Por ello, el inversor de conexión a red es el otro equipo crítico de la instalación. Será el encargado de transformar esa energía en corriente continua en electricidad de corriente alterna sincronizada y con estándares de calidad de red.

El resto de equipamiento de una instalación solar son equipos y materiales ya existentes en la actualidad desde hace muchos años y comunes a otras instalaciones eléctricas o civiles.

El principio de funcionamiento de conversión de radiación solar en electricidad es un análisis o proceso que dispone de amplios estudios y no es objeto de este informe. Por ello en este informe sólo nos centraremos más adelante en aquellos aspectos del módulo que afectan a la producción de energía y las variaciones que en esta se produce de sus distintas variantes y modos de uso.

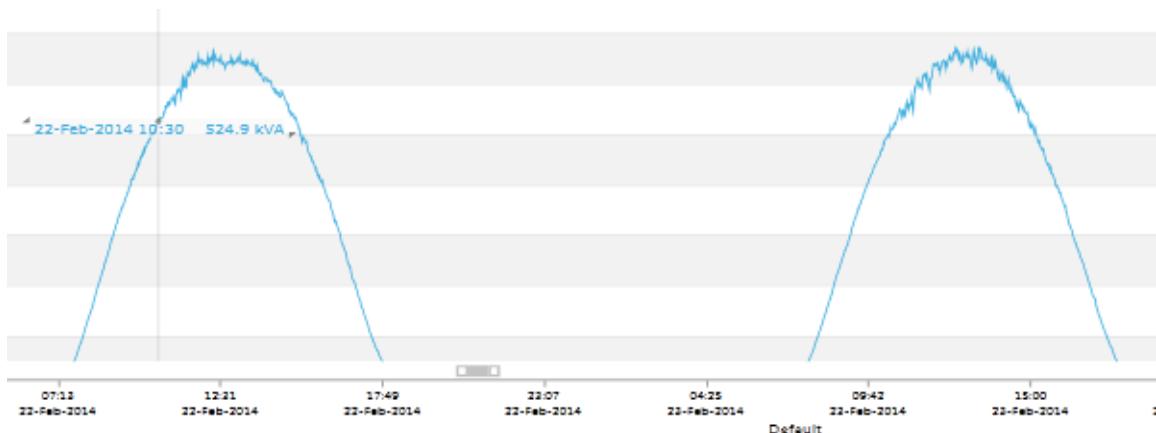
Lo que es importante entender y dejar claro, es que la producción de electricidad está directamente ligada y de forma instantánea a la existencia de recurso solar en los módulos fotovoltaicos. Es decir, sin un mínimo umbral de radiación o sol no se puede producir energía eléctrica por medio solar.

### 3.1 Variabilidad y comportamiento.

En este apartado realizaremos un análisis de la producción solar, donde se analizará su comportamiento diario, así como su estacionalidad anual. En definitiva, ¿qué se puede esperar de la energía Solar?

La energía solar FV tiene como fuente primaria de energía el SOL. Esto conlleva comportamientos estacionales básicos, pero además se ve influenciado en su acceso al módulo fotovoltaico por las nubes. Por tanto, hay conceptos muy básicos que se deben tener en cuenta:

- a) Sin sol y por tanto de noche no hay capacidad de producción de energía eléctrica. En la gráfica inferior se pueden ver datos reales monitorizados donde desde las 18 horas hasta las 7:45 del siguiente día no existe producción (fuente: SFV-India de Fonroche)



- b) Según la época del año y por tanto según la incidencia de la radiación en la tierra varía la capacidad de producción de energía eléctrica (variaciones medias mensuales a tener en cuenta). A continuación se ponen dos balances energéticos correspondientes a Colombia y Francia para ver cómo afecta la localización geográfica en este sentido. Cómo se puede observar, en Colombia las diferencias mensuales son menores.

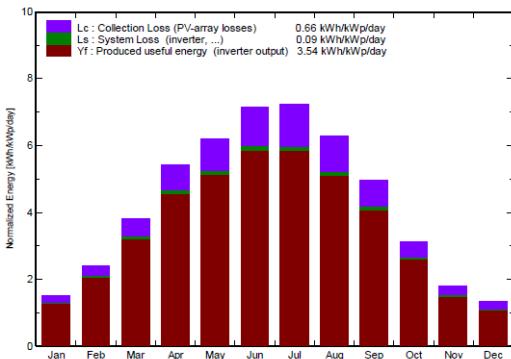


Figura 1

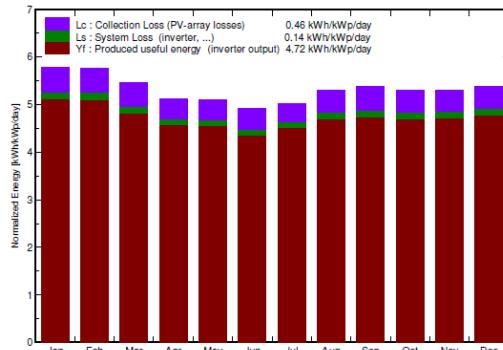
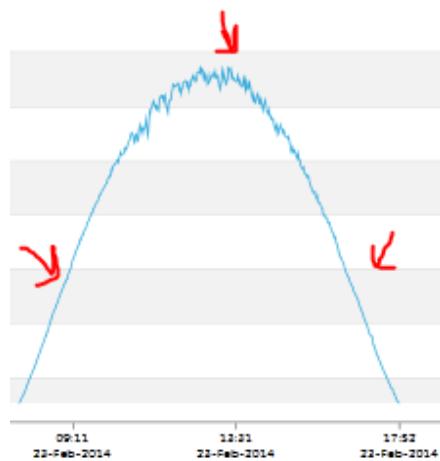


Figura 2

Figura 1: Estudio solar mediante software PVSYST en el sur de Francia

Figura 2: Estudio solar mediante software PVSYST en la zona de Meta (Colombia)

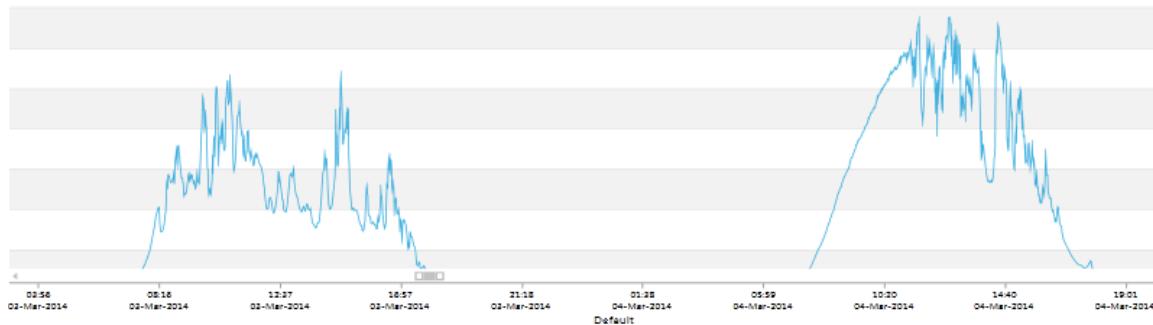
- c) Cada día el sol tiene un determinado comportamiento que hace que la producción de energía eléctrica sea predictible pero variable (Distinta capacidad de producción dependiendo de la hora del día). En la gráfica inferior vemos el comportamiento típico diario de una planta con estructura fija y módulos de capa fina:



Datos obtenidos de un día en la planta propiedad de Fonroche en Gajner (India)

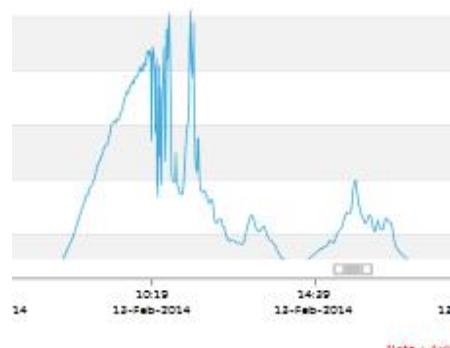
- a) La aparición de nubes y la velocidad de las mismas genera variaciones en la producción, predecibles estadísticamente mensual y anualmente, pero que no permite garantizar el suministro de energía eléctrica en un día determinado. En la

Imagen inferior podemos visualizar dos días consecutivos con aparición de nubes en el emplazamiento y la diferente e impredecible incidencia que puede tener en la producción de energía eléctrica (fuente: SFV-India de Fonroche)



Datos obtenidos de un día en la planta propiedad de Fonroche en Gajner (India)

Por tanto, y volviendo a la pregunta inicial (apartado 1b), de la energía solar se puede esperar una muy buena fiabilidad y predictibilidad en una base anual, pero iremos perdiendo capacidad de predicción con la reducción de ese rango hasta llegar al punto límite donde en un día determinado como el abajo expuesto nos encontramos sin producción energética en un día completo o minutos por una lluvia o un evento nuboso severo.



Datos obtenidos de un día en la planta propiedad de Fonroche en Gajner (India)

Una forma de mitigar estos eventos es el uso de sistemas de almacenamiento de energía que trataremos más adelante en el apartado 10.

### 3.2 Tecnologías disponibles

Los elementos principales que diferencian la energía solar FV son los siguientes:

1. Estructuras soporte de módulos
2. Módulos FV
3. Inversores de conexión a red

En primer lugar y antes de entrar en detalle, se quiere recalcar que la tecnología conocida como *termosolar* no forma parte de este estudio y por tanto no tendrá aplicación en la formulación resultante para la Energía Firme. Esta tecnología se basa en el calentamiento de fluidos para, a través de dicho calor generar electricidad mediante turbinas por un procedimiento clásico. Esta tecnología, es muy diferente en su estudio y por tanto conviene especificar que se excluye.

En segundo lugar, la tecnología de HCPV, es decir, sistemas FV de alta concentración también se excluyen. El motivo es que tanto las condiciones meteorológicas, como financieras y de aplicación en Colombia al sector eléctrico las hace inviables. Dicha tecnología necesita mucha radiación directa y Colombia es un país donde la nubosidad es muy habitual. Aunque pudieran existir algunas zonas aptas, no deja de ser una tecnología necesitada de subvenciones que no existen. Además para el CxC, hablamos de grandes instalaciones donde el HCPV tiene poco historial. Por tanto, también se excluye dicha tecnología que requiere de un estudio más particular y es más difícil de generalizar.

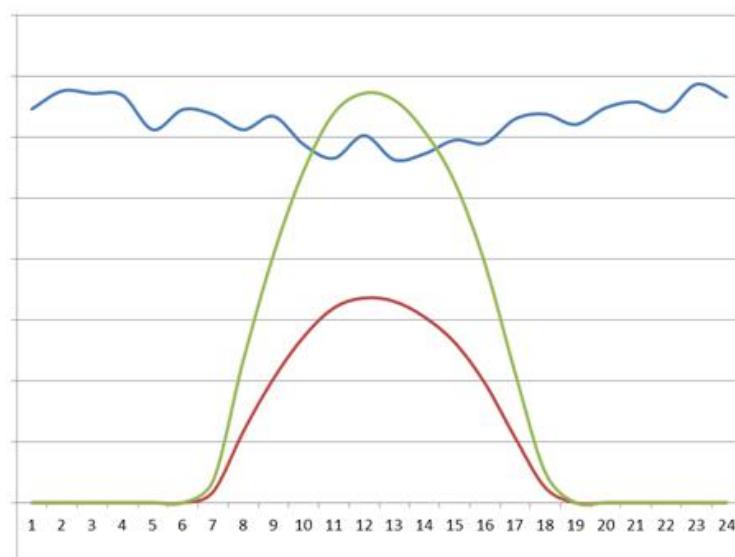
Si bien existen múltiples tecnologías el informe va a simplificar el uso de las tecnologías de la siguiente manera:

- 1) Estructuras soporte de módulos: Se exponen las más generalizadas y se parametrizarán según esta lista para su ganancia de irradiancia sobre plano inclinado respecto a irradiación horizontal.
  - a) Estructuras en posición fija
  - b) Seguidores a un eje
    - i. Con eje horizontal N-S
    - ii. Con eje inclinado N-S
  - c) Seguidores a doble eje
- 2) Módulos FV: Se hará esta diferenciación en dos parámetros basados en las pérdidas de temperatura para la producción de energía.
  - a) Cristalinos
  - b) Capa fina

- 3) Inversores de conexión a red: En este elemento tan importante no realizaremos diferenciaciones a la hora de parametrizar. Si bien la elección de modelo y fabricante suele ser muy importante para el desarrollador de un parque solar el informe reflejará parametrizaciones estándar que son alcanzables en el mercado, dejando las mejoras de eficiencia y coste para el desarrollador del proyecto.

### 3.3 Comportamiento en la red eléctrica

Como ya se ha explicado antes la dependencia del recurso primario para la producción eléctrica supone un factor limitante en la aplicación de energía solar. Al cruzar la curva de carga de una red eléctrica con la curva típica de la energía solar se puede observar que en ningún caso se puede cubrir al 100% la demanda de energía eléctrica. En la imagen inferior vemos esquemáticamente este hecho.



Gráfica esquemática creada por Fonroche para facilitar la descripción del apartado

Para cubrir al 100% esa demanda se debería recurrir a sistemas de almacenamiento, que harían esta tecnología inviable económicoamente en la coyuntura actual. Si por otro lado quisieramos cubrir al menos el 100% de la potencia necesaria en los momentos de sol podríamos provocar problemas en la red derivados de la variabilidad del recurso solar por la aparición de nubes; que el sistema no podría resolver si no es con el apoyo de otras tecnologías.

Todo ello hace recomendable una penetración en la red que la misma pueda asumir. Este estudio es propio de cada red y por tanto el porcentaje de penetración de energía solar es un estudio particular de la misma que en este caso debería coordinar la UPME con los operadores de red. Existen estudios de penetración fotovoltaica que pueden aportar luz sobre este tema, que no es objeto de este informe. Sin embargo, sí se ha estimado oportuno mencionarlo. Algunos comentarios finales al respecto sobre este asunto:

- a) Actualmente redes similares a la colombiana han demostrado una capacidad de integrar esta tecnología sin problemas, aspirando a cubrir un 5-8% de la energía del país.
- b) A mayor distribución de las instalaciones solares (más cantidad y más pequeñas como en los domicilios o industrias) mayor capacidad de penetración.
- c) A mayor tamaño de plantas, la variación en la salida de potencia es más tenue respecto a la variación de radiación solar. Es decir, existe más inercia.

En este sentido existen referencias como la del estudio %El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico: el asunto de las fluctuaciones de potencia+realizado por los autores E. Lorenzo, J. Marcos y L. Marroyo; que detalla en más profundidad lo expresado aquí.

## 4 DISEÑO BÁSICO RECOMENDADO

Las plantas solares se pueden diseñar de varias maneras en función del tamaño, ubicación (cubiertas o suelo, principalmente), localización geográfica (latitud, longitud y altitud), orografía del terreno, condiciones ambientales, obstáculos cercanos y cercanía a centros poblados, entre otros. El diseño de una central solar es un trabajo en el que se deben tomar en cuenta múltiples aspectos con el fin de lograr la mejor solución posible. Cómo es habitual en los trabajos de ingeniería, continuamente se deben tomar decisiones que tienen un efecto en múltiples dimensiones del diseño, siendo fundamental no perder de vista el diseño desde una perspectiva global. Por este motivo no es posible definir un diseño óptimo universal ya que, como se menciona anteriormente, existen factores específicos de cada proyecto, como por ejemplo la orografía del terreno, que afectan al diseño del mismo. No obstante en este apartado se hará mención a las principales consideraciones que se han de tener en cuenta y a lo que son las prácticas habituales del mercado.

Los principales elementos que pueden variar en función de los factores descritos en el párrafo anterior son: (1) la estructura de soporte, pudiendo usarse estructura fija o con seguimiento solar; (2) el tipo de módulo fotovoltaico, bien sea por tecnología de los semiconductores empleados (silicio cristalino versus diversos tipos de capa fina) o bien

sea por tamaño (por ejemplo, de 60 o 72 células) y (3) el inversor, que depende fundamentalmente del tamaño de la instalación (los tamaños varían desde lo 240 W hasta 3 MW).

En plantas solares de gran escala (conocidas en la literatura anglosajona como *Utility Scale*), las configuraciones más utilizadas son: (1) estructura fija y módulos cristalinos, (2) estructura fija y módulos de capa fina y (3) estructura con seguimiento solar en 1 eje y módulos cristalinos. En todos los casos con inversores de gran tamaño, típicamente a partir de 500 kW.

La elección del tipo de módulo depende principalmente de la temperatura ambiente y de la superficie disponible. En aquellos lugares donde la temperatura es extremadamente alta y no hay restricción de espacio se suelen elegir módulos de capa fina. Por el contrario donde la temperatura no es extremadamente elevada o hay restricciones de espacio se suele utilizar módulos cristalinos. El precio de mercado de estas configuraciones es variable y por tanto el estudio financiero final que asume todas las variables suele ser determinante.

En cuanto a la estructura, si no hay restricción de espacio y el terreno es relativamente plano, se suele seleccionar estructura con sistema de seguimiento, principalmente en 1 eje (N-S). Por otro lado, en aquellas zonas donde hay restricción de espacio y el terreno es irregular se tiende utilizar estructura fija. Si bien cuando empezaron a construirse los primeros proyectos fotovoltaicos había mucho interés por los sistemas de estructura con seguimiento en 2 ejes, desde hace unos años este sistema está prácticamente en desuso debido a su elevado costo de instalación y mantenimiento y necesidades de superficie, siendo utilizados principalmente en otras tecnologías solares que requieren estar perfectamente perpendiculares al sol en todo momento para funcionar correctamente como es el caso de los sistemas de concentración solar.

En cuanto a los inversores, depende fundamentalmente del tamaño de la instalación, de la red de media tensión que se utilice. Mientras mayor sea el tamaño de la instalación y el voltaje de la red de media tensión se tenderá a usar inversores mayores, esto sin perder de vista la confiabilidad de los equipos y considerando que dependiendo de la configuración interna del inversor, si existe un fallo la perdida de potencia será mayor cuanto mayor sea el equipo.

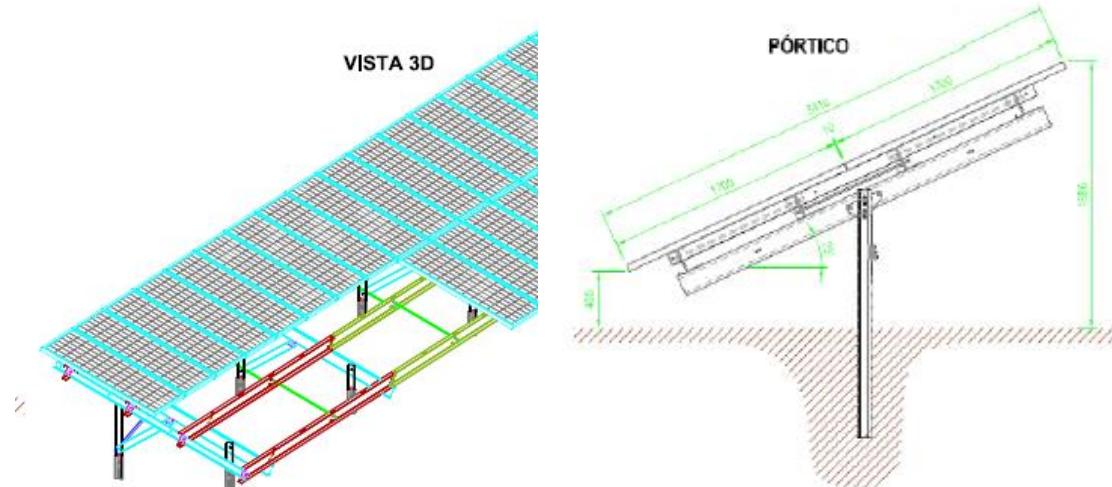
A continuación se describe con detalle los principales elementos que afectan al diseño de una central fotovoltaica.

## 4.1 Estructura de apoyo

En general las opciones más generalizadas y que probablemente se utilizarán en Colombia serán la estructura fija y seguidor a un eje (Single-axis tracker).

### ESTRUCTURA FIJA

En las imágenes inferiores nos podemos hacer una clara idea de lo que estamos hablando:

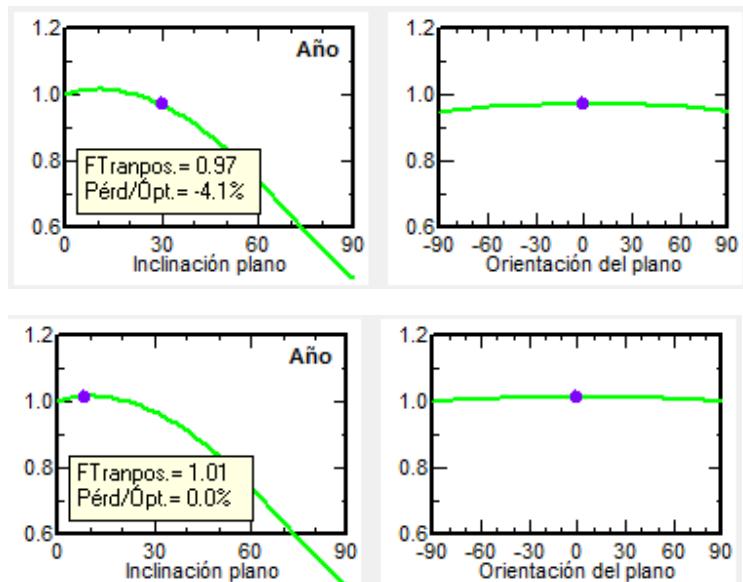


Imágenes correspondientes al fabricante GESTAMP para un proyecto en Ucrania de Fonroche

Principalmente se basan en la idea de que el módulo se instalará en una posición fija durante todo el año y durante todo el día. Significa esto que, si para obtener la máxima producción del módulo debemos buscar la radiación directa, entonces hay que ponerlo en una posición fija que en la media anual de su máxima producción.



En las gráficas inferiores podemos ver las pérdidas y optimización de un sistema con inclinación de  $30^\circ$  y de  $8^\circ$  sucesivamente.



Imágenes correspondientes al software PVSYST de una simulación en Colombia hecha por Fonroche

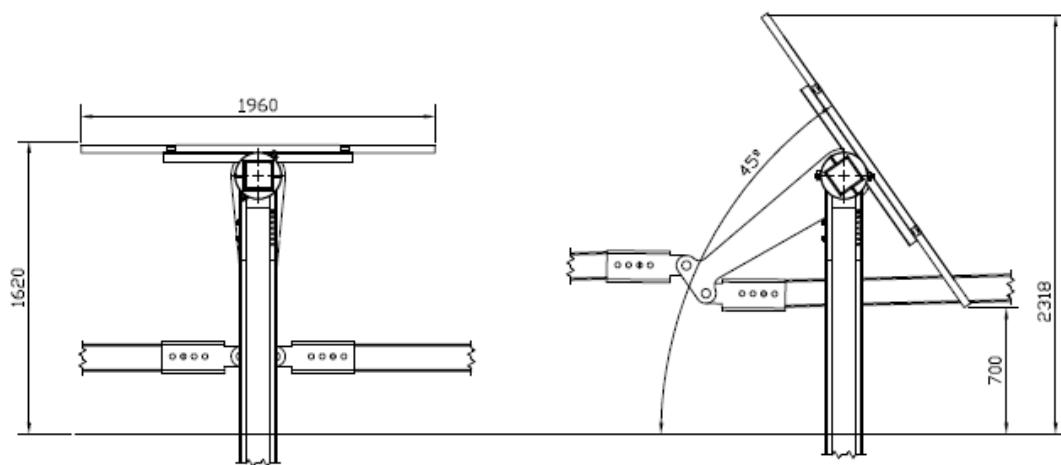
Como reflejan las imágenes y los cálculos de dicho software, en latitudes como las que se manejan en Colombia la inclinación se moverá en rangos entre  $5-10^\circ$  y por ello lo parametrizaremos de esa manera.

Ya finalmente comentar a modo ilustrativo que las estructuras fijas tienen las siguientes ventajas:

- Máxima optimización del espacio utilizado y por tanto terreno necesario, lo que las hace muy habituales cuando el terreno es caro.
- Coste de la estructura más económico de todas las opciones posibles.
- Máxima rigidez y robustez.
- Mínimo mantenimiento y además facilidad para el mismo en el mantenimiento de módulos y limpieza de los mismos.

## SEGUIDOR A UN EJE

Durante los años 2005 y 2009 se desarrollaron múltiples soluciones de seguidor a un eje. Sin embargo, la información retroalimentada de alguno de los principales contratistas EPC (Efasec, OHL, Fonroche, MEPC, etc), dice que en 2015 el modelo que ha prevalecido es seguidor a un eje con orientación N-S y giro del módulo sobre su eje de Este a Oeste a lo largo del día.



Imágenes correspondientes al fabricante CLAVIJO para un proyecto de Fonroche

Este tipo de mecanismo proporciona ganancias en el plano de los módulos respecto a la energía solar disponible en torno al 20-28% dependiendo de la latitud del emplazamiento donde se disponga.

La aplicación de esta solución es más cara que la estructura fija, pero la ganancia suele compensar dicha inversión. Sólo cuando hay restricciones de terreno, coste del terreno muy alto o restricciones de inversión se desecha esta solución técnica.

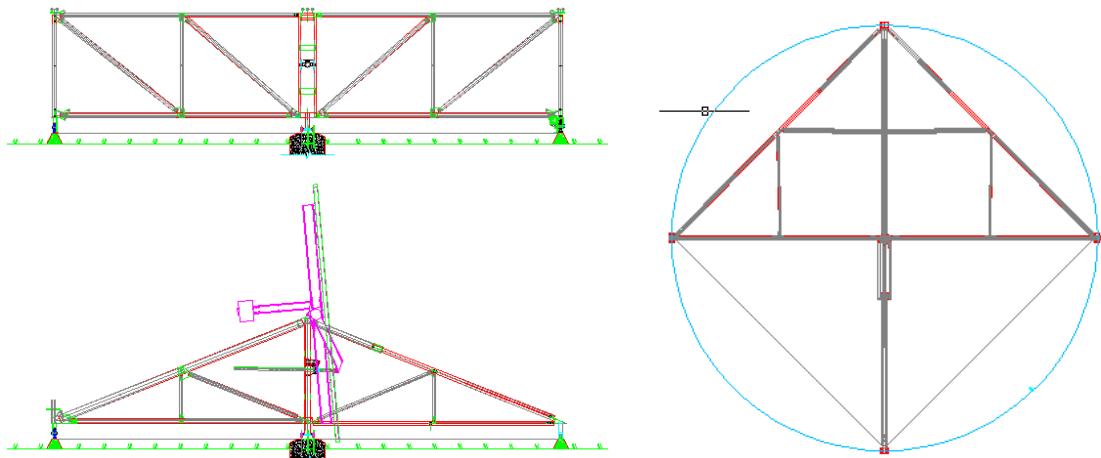


Una variante muy aplicada a esta solución es inclinar el eje N-S para mejorar la captación de energía solar. Sin embargo, en las latitudes que se maneja en Colombia, muy cercanas al ecuador no parece que vayan a ser muy aplicables.

Cada seguidor seguirá al sol desde el este al oeste todos los días y existen algoritmos de optimización de su inclinación E-O dependiendo de la posición GPS del seguidor y del día y hora que sea; donde se estima la posición del sol.

#### **SEGUIDOR A DOBLE EJE**

Durante los años 2005 y 2009 se desarrollaron múltiples soluciones de seguidor a dos ejes. No obstante, como se ha comentado anteriormente en la actualidad el modelo que de seguimiento a un eje ha prevalecido respecto al seguidor de dos ejes.



Imágenes correspondientes al fabricante TITAN TRACKER para un seguidor de hasta 30kWp

Este tipo de mecanismo proporciona ganancias en el plano del módulo respecto a la energía solar disponible en torno al 30-45% dependiendo de la latitud del emplazamiento donde se disponga.

La aplicación de esta solución es más cara que la estructura fija y el seguidor solar de un eje, y la ganancia no suele compensar dicha inversión, salvo en casos concretos. Además el requerimiento de superficie es mucho mayor.

Los mayores campos de aplicación actual de los seguidores de dos ejes son: tecnologías de alta concentración HCPV, y heliostatos para plantas termosolares. En ambas tecnologías se necesita una alineación con la incidencia de los rayos solares muy precisa.



Imágenes correspondientes al fabricante TITAN TRACKER para un seguidor de hasta 30kWp

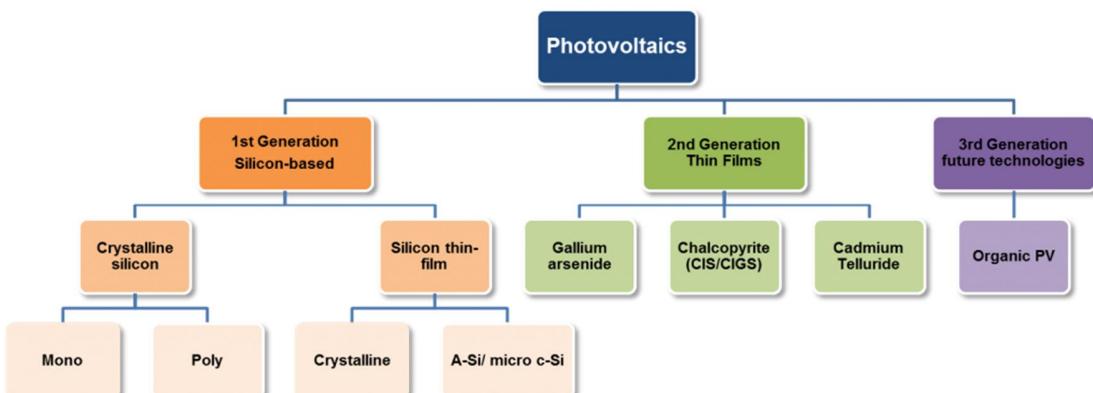
Cada seguidor seguirá al sol desde el este al oeste todos los días y existen algoritmos de optimización de su inclinación E-O y N-S dependiendo de la posición GPS del seguidor y del día y hora que sea; donde se estima la posición del sol.

Si bien es una tecnología en desuso, la parametrizaremos por si hubiese algún promotor interesado en su aplicación.

## 4.2 Módulos PV

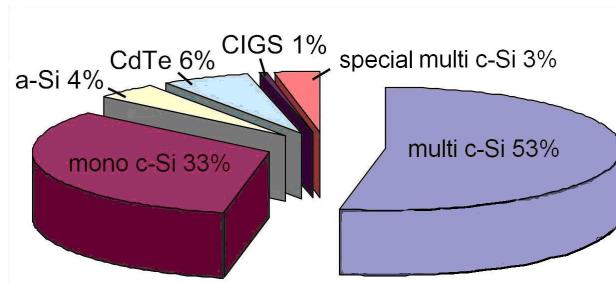
Las tecnologías FV están divididas en dos categorías principales, denominadas *Wafer Based Silicon* y *Thin Film Technologies*. La primera es comúnmente conocida como paneles de silicio o silicio cristalino. Respecto a las tecnologías de capa fina, se suelen denominar dependiendo del material usado para su fabricación.

En la imagen inferior vemos un diagrama de clasificación orientativo que ayudará a la comprensión de este mercado.

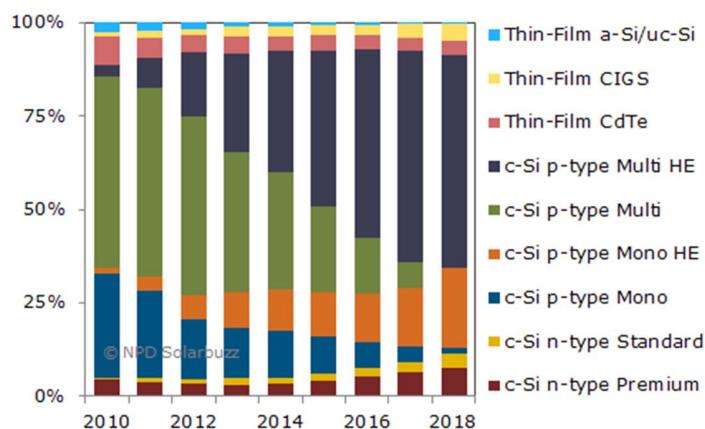


(fuente: <http://www.greenrhinoenergy.com>)

Sin embargo el éxito y aceptación de las diferentes tecnologías en el mercado ha sido dispar. En la imagen inferior vemos una gráfica que orienta sobre el uso de estas tecnologías en el mercado:



Adicionalmente, incorporamos otra gráfica donde vemos las tendencias de estas tecnologías por año; donde podemos ver que unas se imponen sobre las otras y que incluso se espera la desaparición de alguna de ellas:



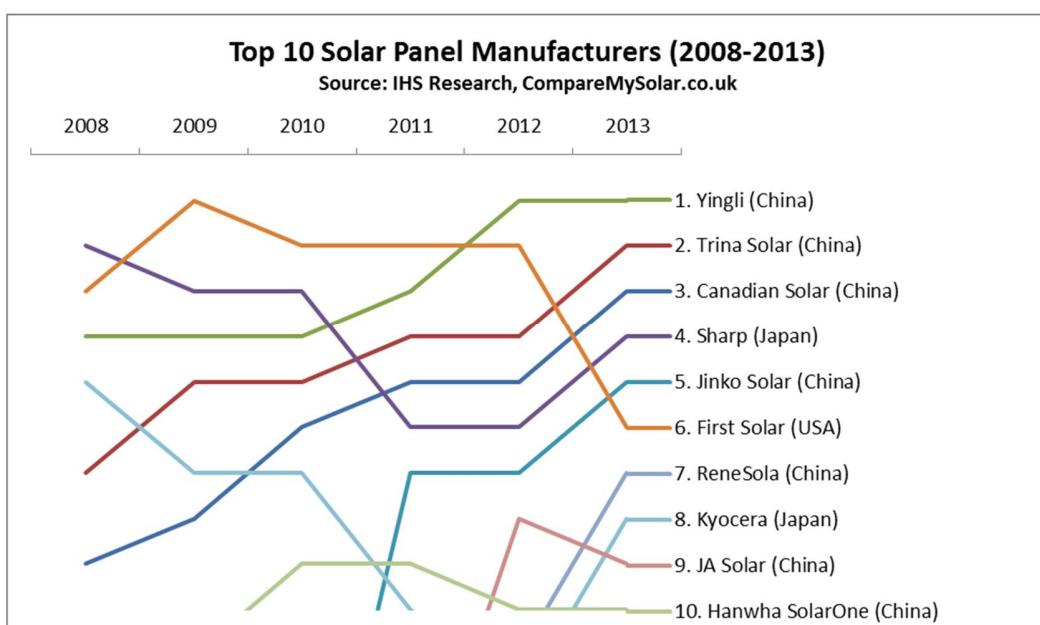
A continuación, exponemos una lista por marcas de los principales fabricantes a nivel mundial publicada en Abril del 2015 (fuente:PVmagazine).

#### TOP TEN SOLAR MODULE SUPPLIERS

Rank	Supplier	Technology	Change 2014
1	Trina Solar	c-Si	1
2	Yingli Green Energy	c-Si	-1
3	Canadian Solar	c-Si	0
4	Hanwha SolarOne	c-Si	6
5	Jinko Solar	c-Si	0
6	JA Solar	c-Si	3

7	Sharp	c-Si	-3
8	ReneSola	c-Si	-1
9	First Solar	CdTe	-3
10	Kyocera	c-Si	-2

fuente:PVmagazine



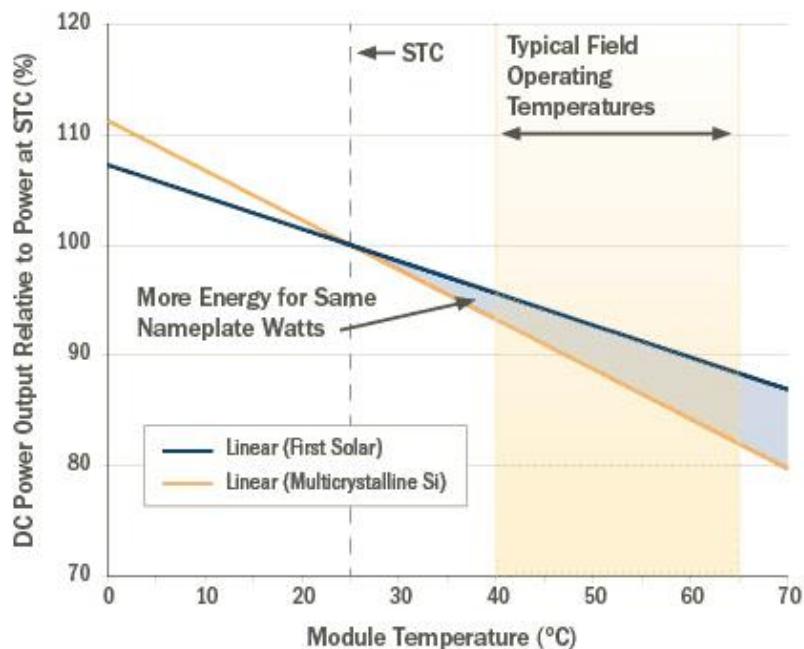
Evolución de fabricantes de módulos en el mercado [fuente:IHS Research, CompareMySolar.co.uk]

Estos datos hablan por sí solos respecto a las tecnologías predominantes y de la evolución en los últimos años. En resumen, podemos considerar en nuestra formulación y estudio los módulos cristalinos y de capa fina.

Hay un aspecto técnico importante que los diferencia que es su comportamiento frente a la temperatura. Cuando se especifica que un módulo fotovoltaico es de 300W significa que bajo condiciones estándar de pruebas (Standard Test Conditions, o STC) el módulo es capaz de generar 300 W. Las STC están definidas por tres parámetros: (1) irradiancia de 1,000 W/m<sup>2</sup>, (2) temperatura de célula de 25 °C y (3) masa de aire igual 1.5. De estos 3 parámetros el que más variación tiene en condiciones operativas reales es la temperatura, ya que las temperaturas reales de operación de los módulos suele ser

entorno 15-20 °C superior a la temperatura ambiente, por lo que para que estos operen a 25 °C la temperatura ambiente debe ser entorno a 5-10 °C. Lo habitual es que en la mayoría de las zonas con elevada radiación solar la temperatura ambiente también sea elevada.

La dependencia de la potencia de un módulo fotovoltaico respecto a la temperatura es debida a las propias características del material semiconductor utilizado en su fabricación. Esta dependencia es lineal y se conoce como coeficiente de temperatura, las unidades son tanto por ciento por grado centígrado (%/°C) y es un valor negativo, es decir, mientras mayor es la temperatura mayor es la bajada de potencia del módulo fotovoltaico. El valor de los coeficientes de temperatura varía en función del material semiconductor utilizado. A continuación se muestra una gráfica con una curva típica para los módulos de capa fina más utilizados en el mercado, fabricados por First Solar, y para módulos multicristalinos.



Fuente: First Solar

A continuación se puede observar una tabla con los coeficientes de temperatura de las principales marcas para distintos materiales semiconductores.

	<b>Mono</b>	<b>Poli</b>	<b>CdTe</b>	<b>CIGS</b>
<b>Trina</b>	-0.41	-0.41	NF	NF
<b>Yingli</b>	-0.42	-0.41	NF	NF

<b>Canadian</b>	-0.45	-0.43	NF	NF
<b>Hanwha</b>	NF	-0.41	NF	NF
<b>Jinko</b>	-0.40	-0.41	NF	NF
<b>JA Solar</b>	-0.41	-0.41	NF	NF
<b>Sharp</b>	-0.40	-0.43	NF	NF
<b>Renesola</b>	-0.43	-0.40	NF	NF
<b>First Solar</b>	NF	NF	-0.29	NF
<b>Kyocera</b>	NF	-0.45	NF	NF
<b>Solar Frontier</b>	NF	NF	NF	-0.31
<b>Promedio</b>	<b>-0.42</b>	<b>-0.42</b>	<b>-0.29</b>	<b>-0.31</b>

Fuente: Hoja de especificaciones de los fabricantes

Como se puede observar en la tabla anterior, la diferencia entre los coeficientes de temperatura de los módulos **cristalinos** (tanto monocristalino como policristalino) es mínima, de hecho el promedio es igual (-0.42 %/°C). La diferencia sustancial existe entre los paneles cristalinos y los conocidos como capa fina, donde se incluyen diversos materiales semiconductores (CdTe y CIGS) y que tienen un coeficiente de temperatura promedio de -0.30 %/°C.

Por todo lo anterior, para los efectos de este reporte, se considerá *un coeficiente de temperatura de -0.42 %/°C para módulos cristalinos y de -0.30 %/°C para módulos de capa fina*.

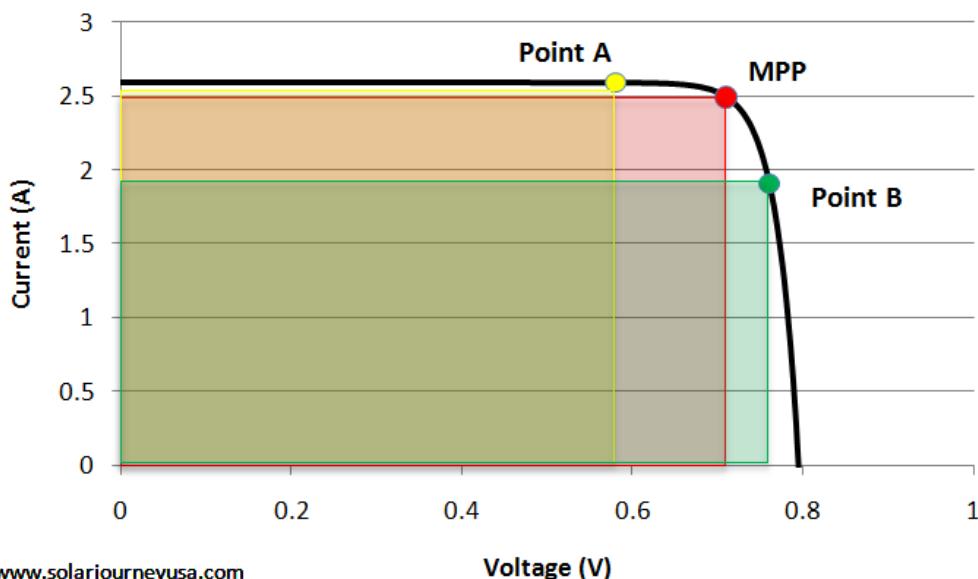
#### 4.3 Inversor de conexión a red

El inversor de conexión a red es un equipo de electrónica de potencia cuya misión principal es convertir la potencia y energía generada en modo de corriente continua por el generador solar; en potencia y energía sincronizada con la red de corriente alterna.

De la configuración en serie y paralelo de los módulos fotovoltaicos tenemos un generador fotovoltaico equivalente que va a proporcionar un voltaje y corriente a la entrada del inversor.

El inversor de conexión a red lo que hará es iterar hasta encontrar el punto de máxima potencia (MPP) en lo que se llama MPPT (Maximum Power Point Tracking). Nos ayudaremos de la figura inferior para explicar este proceso.

## I-V curve for a PV cell



En la figura se ilustran datos para una celda, y el sistema de generación solar no es más que una configuración de n celdas en serie y paralelo. La lectura que hará el inversor será siempre la misma con la diferencia del rango de voltaje e intensidad en función de esa configuración. Por tanto, el inversor de conexión a red busca la máxima área del sistema de generación en cada momento. Hay que entender que según la irradiación y temperatura esa curva de generación fotovoltaica varía y por tanto la búsqueda del MPP debe ser continua en cada momento.

Esta función es muy importante en el inversor de conexión a red y de su algoritmo de búsqueda y tecnología utilizada dependerá en gran parte su eficiencia. También pueden darse casos, donde el inversor reciba una orden concreta y fuerze dicho punto a un voltaje determinado para hacer, por ejemplo, una limitación en la salida de potencia. Sería el caso del punto B de la figura.

El inversor convierte esta intensidad y voltaje de corriente continua, en corriente alterna en la salida del mismo a un voltaje de baja tensión en un rango entre 300-400V (trifásica) o monofásica según el modelo y fabricante.

El proceso es complejo, pero lo simplificaremos explicando que el inversor de conexión a red se conecta a la red a la que se va a conectar y se sincroniza con ella, convirtiendo la energía en corriente continua en corriente alterna según la red a la que se sincroniza.

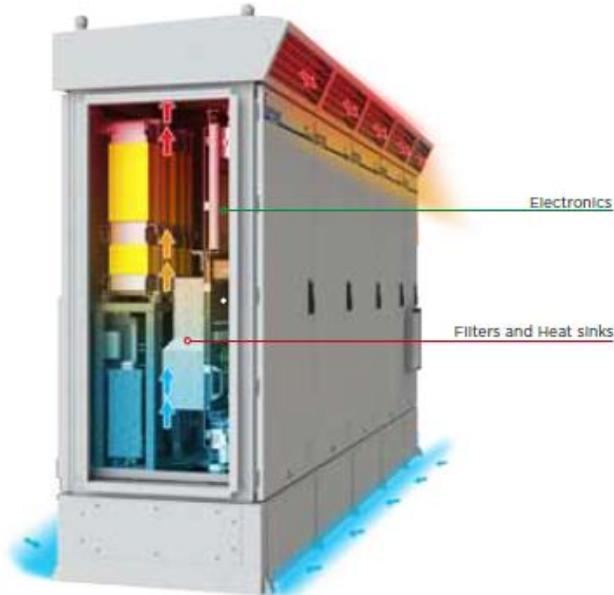


Imagen de inversor centralizado intemperie facilitada por Power-Electronics

Es importante entender que sin esta red de referencia el inversor se desconecta de la misma y por tanto no opera. Generalmente, fuera de un rango de frecuencia y voltaje parametrizados estos inversores se desconectan de la red.

Otro aspecto a tener en cuenta es la configuración o ratio DC/AC con la que se diseña estos equipos. Normalmente la potencia DC disponible varía a lo largo del día, como ya hemos detallado anteriormente. Por ello, a nivel económico resulta interesante sobre dimensionar algo la potencia DC respecto a la salida AC. Es muy habitual rangos del 115% donde prácticamente te garantizas el 100% de la salida en AC de la potencia DC en condiciones STC.

Sin embargo, como veremos en la figura inferior aplicando ratios de hasta el 128% las pérdidas por limitación de potencia apenas llegan al 2,7% y en el conjunto de la instalación apenas suponen el 0,1-0,2%.

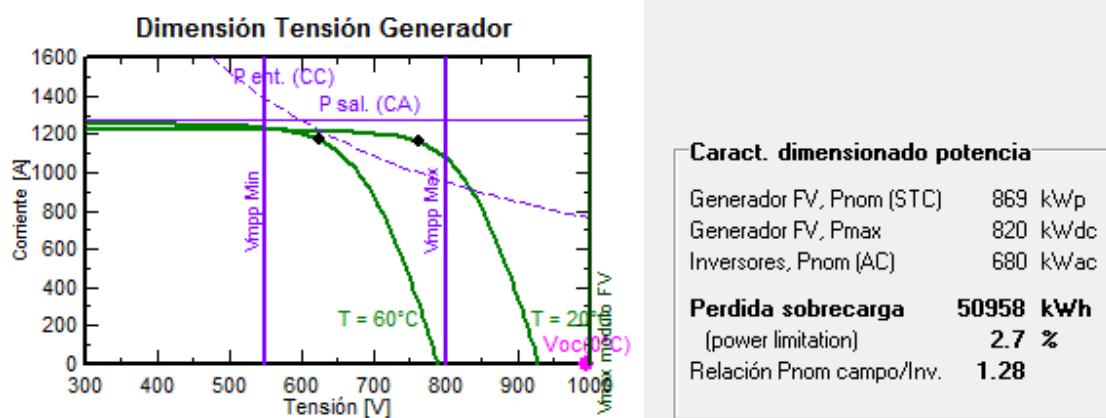


Imagen de generador sobredimensionado y pérdidas según PVSYST creado por Fonroche

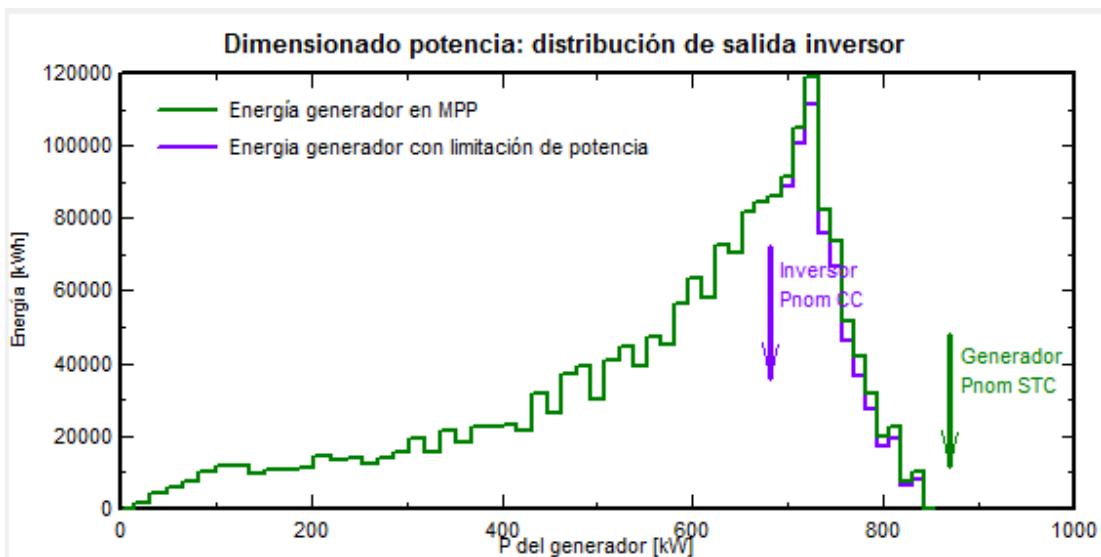


Imagen de generación anual y rangos de limitación de potencia según PVSYST creado por Fonroche

En nuestro análisis ya tendremos en cuenta estas prácticas comunes en el sector que darán viabilidad económica al proyecto.

## 4.4 Análisis de red y propuesta de adicionales técnicos

La tecnología solar fotovoltaica ya es una tecnología madura y fiable, que no supone ningún problema para su conexión a la red eléctrica. Eso no quita que no deban de tenerse en cuenta determinados aspectos técnicos tales como:

- 1) Comportamiento ante variaciones repentinas de voltaje:
  - a. Caídas de tensión:
    - i. La planta debe seguir conectada y operando durante micro huecos de tensión
    - ii. La planta debe seguir operando en un umbral de bajo voltaje según su capacidad
  - b. Sobre voltaje: Debe mantenerse la planta operativa dentro de voltajes por encima de 1.0pu y para valores altos debe soportar un determinado tiempo que la tecnología del inversor de conexión a red permita.
- 2) Regulación de voltaje: Las plantas solares no suelen realizar esta función, si bien los equipos de conversión son capaces de incorporar dicha función (se detallará mas adelante).
- 3) Comportamiento ante variaciones de frecuencia: Deberá desconectarse fuera de unos rangos.
- 4) Calidad de conexión: Deberán detallarse los puntos anteriores así como un estudio de armónicos que garantice una calidad de suministro.

A continuación entramos en detalle de alguno de estos puntos.

### 4.4.1 Potencia Reactiva.

Una planta de solar generadora de potencia activa estará formada por n inversores de conexión a red con una potencia aparente expresada en KVA. Con estos inversores, generalmente se pueden suministrar o consumir potencia reactiva expresada en KVar.

¿Qué se necesita para ello?

- a) Que los inversores de conexión a red estén habilitados para ello y respondan a una señal de mando para facilitar dicha Q inductiva o capacitiva.
- b) Se necesitará un Power Plant Controller (PPC), que no es más que un PLC que con el dato de salida en el punto de interconexión comande las órdenes a todos

los inversores para facilitar la Q inductiva o capacitiva en el punto de conexión requerido, en función de la señal de voltaje.

- c) Red de comunicaciones de alta velocidad en la planta que gestiones todos los equipos y genere respuestas en ms.

En definitiva, que los inversores de conexión a red que convierten la corriente continua del campo fotovoltaico en corriente alterna; funcionan a su vez *similares* a un STATCOM lo que supone un añadido y beneficio a la red. Este funcionamiento a modo STATCOM se puede mantener sin energía solar activa dependiendo de la tecnología utilizada.

#### **4.4.2 Regulación de Frecuencia y variación de potencia**

Con el mismo sistema anterior de PPC y sistema de comunicación, se puede regular la salida de potencia de la planta, reduciéndola ante un evento de sobre frecuencia. Ello ayudará a la gestión de frecuencia de la red e incluso se puede programar para que las variaciones de radiación minimicen su efecto en la salida de potencia.

Frequency (Hz)	Time to Pickup
> 61.5	30 s
> 62.5	Instantaneous
< 57.5	10 s
< 56.5	Instantaneous

Ejemplo de configuración de planta de 40MW de Fonroche con inversores de Schneider Electric

Cada inversor tendrá su capacidad y parámetros de configuración que deberán de acordarse con la compañía eléctrica en el punto de interconexión exacto.

#### **4.4.3 Gestión de los huecos de tensión**

En las redes eléctricas son muy habituales los huecos de tensión y micro fallos de red. Como ya hemos comentado, la instalación solar ~~expone~~ a la red a la que inyecta; por lo que si esta falla la instalación solar interrumpe de golpe su suministro eléctrico. Esto, en general, no es deseable; sobre todo cuando el fallo no es tal sino es una falla

imperceptible por lo general para el usuario. Por ello, estos micro fallos podrían generar una respuesta en el campo solar no deseado.

Por tanto lo ideal es que el campo solar se programe para que ante este tipo de eventos de sobre tensión o falta de tensión; el campo solar reaccione manteniendo su producción solar e inyectando o absorbiendo energía reactiva que facilite a la red la vuelta a su funcionamiento estándar.

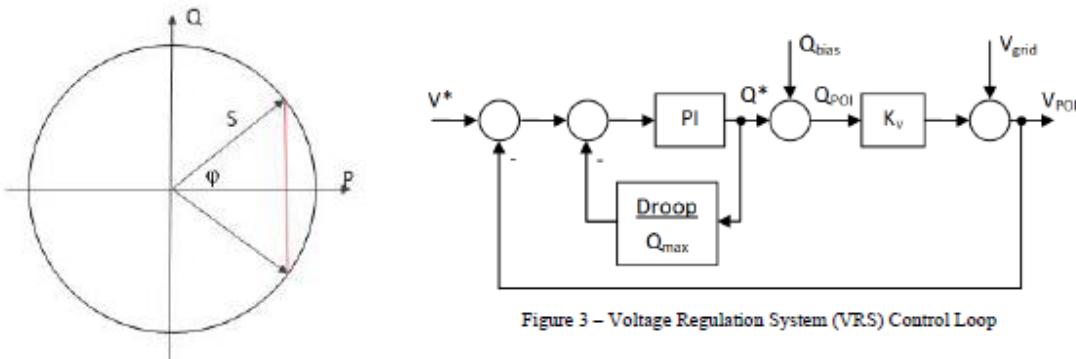
En las imágenes inferiores podemos observar los rangos de configuración de un inversor Schneider Electric XC680 (fuente: Schneider Electric); así como los rangos establecidos por una compañía eléctrica (fuente: PREPA en Puerto Rico).

- |  |  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disconnect LV Threshold           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 0 to 100%</li> <li>• PREPA: 85%</li> </ul> </li> <br/> <li>• Disconnect LV Delay           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 0 to 65.5 sec</li> <li>• PREPA: 3 sec</li> </ul> </li> <br/> <li>• Disconnect Very LV Threshold           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 0 to 100%</li> <li>• PREPA: 10%</li> </ul> </li> <br/> <li>• Disconnect Very LV Delay           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 0 to 65.5 sec</li> <li>• PREPA: 0.6 sec</li> </ul> </li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disconnect Very HV Delay           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 0 to 65.5 sec</li> <li>• PREPA: 1 sec</li> </ul> </li> <br/> <li>• Disconnect Very HV Threshold           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 100 to 140%</li> <li>• PREPA: 125%</li> </ul> </li> <br/> <li>• Disconnect HV Delay           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 0 to 65.5 sec</li> <li>• PREPA: 3 sec</li> </ul> </li> <br/> <li>• Disconnect HV Threshold           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Range: 100 to 140%</li> <li>• PREPA: 115%</li> </ul> </li> </ul> |
|--|--|

Cada inversor tiene distintos rangos y cada red eléctrica debe elegir convenientemente sus valores de forma racional. Lo que se quiere reflejar con los datos expuestos es la capacidad de electrónica de potencia disponible y la posibilidad de consensuar con los técnicos de red dichos valores.

#### **4.4.4 Sistema de Regulación de Voltaje**

Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden ofrecer un control de regulación de voltaje con lazo cerrado continuamente actuando y con respuesta variable; similar a un regulador automático de voltaje. Si el gestor de red proporciona un voltaje objetivo la planta reaccionará consecuentemente variando su ángulo de operación facilitando una respuesta de potencia reactiva según sus posibilidades y acorde a un tiempo respuesta que puede ser de 1-3 segundos.



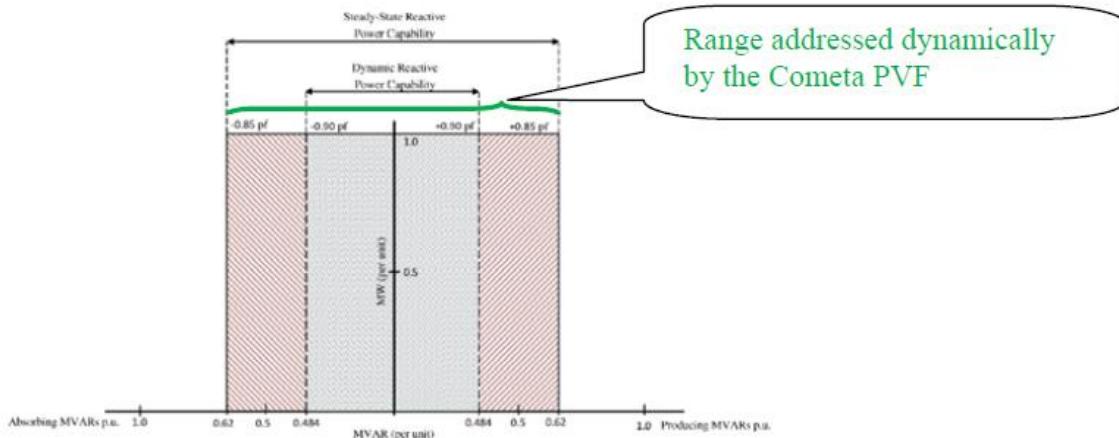
Esquema básico de funcionamiento de una planta de Fonroche con inversores de Schneider Electric

La capacidad de la planta dependerá del número de inversores y convertidores y según la marca y modelo el ángulo de trabajo será diferente. Un  $\cos(\phi)=0,90$  para el vector de potencia aparente de la planta es razonable para la mayoría de los equipos del mercado sin que la potencia activa se vea perjudicada en exceso.

Sin embargo, para poder ofrecer esta respuesta técnica adicional, además de los inversores es necesario un elemento muy importante que denominamos POWER PLANT CONTROLLER (PPC).

Dicho PPC es la integración de una red fibra óptica que interconecta todos los equipos de electrónica de potencia y un PLC programable con los algoritmos necesarios de respuesta. Dicho PLC toma los datos del POI (punto de interconexión) y con los valores de referencia establecidos manda las órdenes correspondientes a todos los equipos en menos de 100ms generando una respuesta adecuada en dicho POI.

En la figura inferior se representa de forma genérica los rangos de potencia activa y reactiva que una planta diseñada con esta función puede alcanzar y operar según acuerdo con la operadora de red.



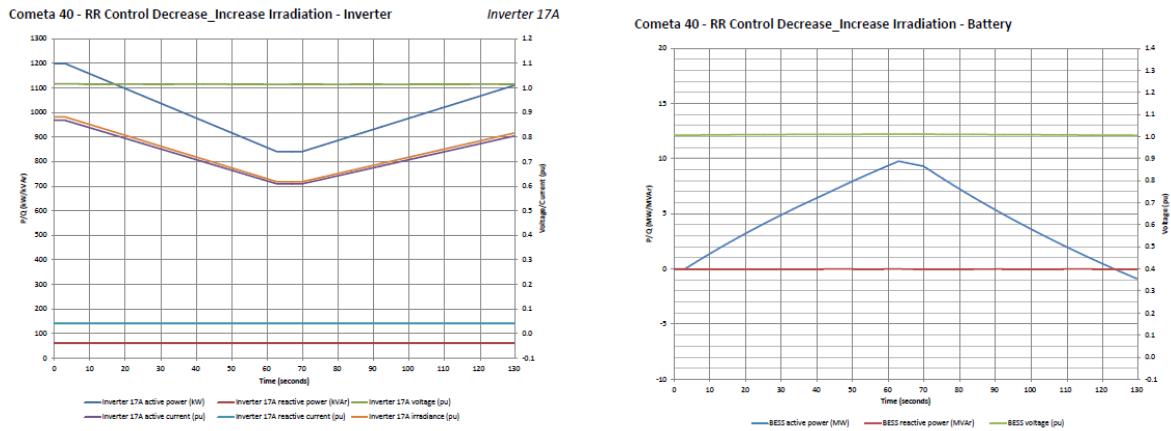
Rangos de Potencia Activa y Reactiva cubiertos por planta de Fonroche con inversores de Schneider Electric

Esta funcionalidad puede ser muy interesante para el sistema eléctrico, si bien tiene un coste y por tanto debería remunerarse dicha funcionalidad.

#### 4.4.5 Regulación de variaciones de irradiación

Para este tipo de estudios además del modelo matemático es conveniente crear un modelo en PSS@E o similar de la red eléctrica afectada. Con la impedancia de Thevenin de nuestro punto de interconexión y con el trabajo en equipo del gestor de red podemos observar que implicaciones tiene la variación de irradiación en el POI y por tanto en la red eléctrica; programando así una respuesta coordinada y que no altere la red.

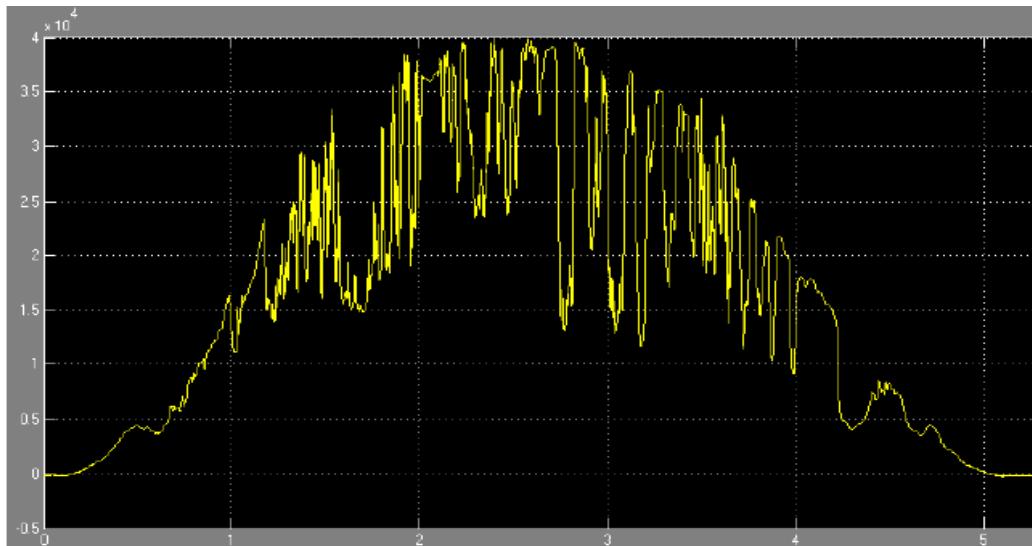
En las imágenes inferiores, vemos los resultados de algunas simulaciones en este software que ayudan a un trabajo de ingeniería y diseño posterior que garantice que la red no sólo no se ve afectada por ningún elemento de la planta solar sino que ésta contribuye positivamente a su estabilidad y calidad.



Inputs de radiación y variaciones de red estudiadas en PSSE para planta 40MW de Fonroche (fuente: Ibérica Solar)

He aquí un pequeño ejemplo de cómo Fonroche ha estudiado la variabilidad de la salida de potencia de una planta fotovoltaica en función del paso de las nubes y cómo ha estudiado la necesidad de incorporar señales y algoritmos de regulación a través del PPC para amortiguar las variaciones y que éstas no perturben la red donde dicha energía es incorporada.

Veamos en la imagen inferior un caso muy crítico de variación de potencia en día nublado con datos tomados cada segundo. Decimos que el caso es muy crítico ya que corresponde a una isla. Generalmente la variación de potencia es más suave.



Variación solar medida en segundos de planta solar en la India (fuente: Fonroche)

En cualquier caso, este fenómeno suele ser preocupante en sistemas eléctricos con poca inercia. Es decir, en islas o sistemas pequeños o aislados, estas variaciones deben de ser tenidas en cuenta.

Si la planta solar se conecta al SIN, este tipo de eventos suele demostrarse imperceptible en la red.

## 5 ANALISIS DE RECURSO SOLAR

### 5.1 Recurso primario [ Irradiación ]

A continuación se muestra una tabla con las bases de datos meteorológicos disponibles para poder simular una planta solar:

BASES DE DATOS DISPONIBLES						
Base de datos	Región	Valores	Fuente	Periodo	Variables	Disponibilidad
Meteonorm	Mundial	Mensuales	1325 estaciones terrestres Interpolación	1981-2010	Gh, Ta, viento, otros	Software, pagando
Meteonorm	Mundial	Horarios	Generados sintéticamente	1981-2010	Gh, Ta, viento, otros	Software, pagando
Satelight	Europa	Horarios	Meteosat - cuadrículas de 5x7 km	1996-2000	Gh	Web, gratis
US TMY2	EEUU	Horarios	NREL, 239 estaciones terrestres	1960-1990	Gh,Dh, Ta, viento	Web, gratis
ISM-EMPA	Suiza	Horarios	22 estaciones terrestres	1981-1990	Gh,Dh, Ta, viento	Incluido en PVsyst
Helioclim (SoDA)	Europa y África	Horarios	Meteosat	Desde 2004	Gh	Web, pagando
NASA-SSE	Mundial	Mensuales	Satelital - cuadrículas de 111x111 km	1983-1993	Gh, Ta	Web, gratis
WRDC	Mundial	Horarios Diarios Mensuales	1195 estaciones terrestres	1964-1993	Gh	Web, gratis
PVGIS-ESRA (EU)	Europa	Mensuales	566 estaciones terrestres interpolación en cuadrículas de 1x1 km	1981-1990	Gh, Ta	Web, gratis
PVGIS-ESRA (AF)	África	Mensuales	Meteosat (Helioclim -1)	1985-2004	Gh, Ta	Web, gratis
Helioclim -1 (SoDA)	Europa y África	Mensuales	Meteosat - cuadrículas de 50x50 km	1985-2005	Gh	Web, pagando
RESTScreen	Mundial	Mensuales	Estaciones terrestres y NASA	1961-1990	Gh, Ta, viento	Software, gratis
SolarGIS	Mundial	Horarios	Meteosat - cuadrículas de 4x5 km	Desde 1994	Gh, Dh, Ta	Web, pagando

En la siguiente tabla se muestra la valoración realizada por Fonroche para este informe que se hace de estas bases de datos:

VALORACIÓN DE LAS BASES DE DATOS							
Base de datos	Región	Variables	Valores	Fuente	Histórico	Actualización	Valoración final
Meteonorm	★★★	★★	★★	★★	★★★	★	13
Meteonorm	★★★	★★	★★★	★★	★★★	★	14
Satelight	★★	★	★★★	★★	★	★	10
US TMY2	★	★★★	★★★	★	★★	★	11
ISM-EMPA	★	★★★	★★★	★	★	★	10
Helioclim (SoDA)	★★	★	★★★	★★	★	★★★	12
NASA-SSE	★★★	★★	★★	★	★	★	10
WRDC	★★★	★	★★★	★	★★	★	11
PVGIS-ESRA (EU)	★★	★★	★★	★	★	★	9
PVGIS-ESRA (AF)	★	★★	★★	★	★	★	8
Helioclim -1 (SoDA)	★★	★	★★	★★	★★	★	10
RESTScreen	★★★	★★★	★★	★	★★	★	12
SolarGIS	★★★	★★★	★★★	★★★	★★	★★★	17

De la tabla anterior se puede observar que en base a la valoración realizada, las mejores bases de datos son SolarGIS y METEONORM, habiendo una diferencia sustancial entre ellas. Sin embargo, como veremos a continuación, cuando analizamos el caso específico de Colombia veremos que SolarGIS es una opción muy recomendable para este país.

## Meteonorm

De acuerdo a la valoración general presentada en la tabla anterior Meteonorm es la segunda mejor base de datos, sin embargo, cuando entramos en la herramienta (Fonroche cuenta con la última versión de Meteonorm, la 7.1.4 del 27 de Mayo de 2015) podemos observar que en Colombia sólo existen 3 estaciones meteorológicas de las cuales obtener datos medidos por lo que si se quieren datos de zonas que se encuentren fuera de las inmediaciones de estas estaciones estos serían generados mediante interpolación, aumentando considerablemente la incertidumbre.

En la siguiente figura se muestran las ubicaciones de las estaciones meteorológicas mencionadas anteriormente.



Fuente: Meteonorm

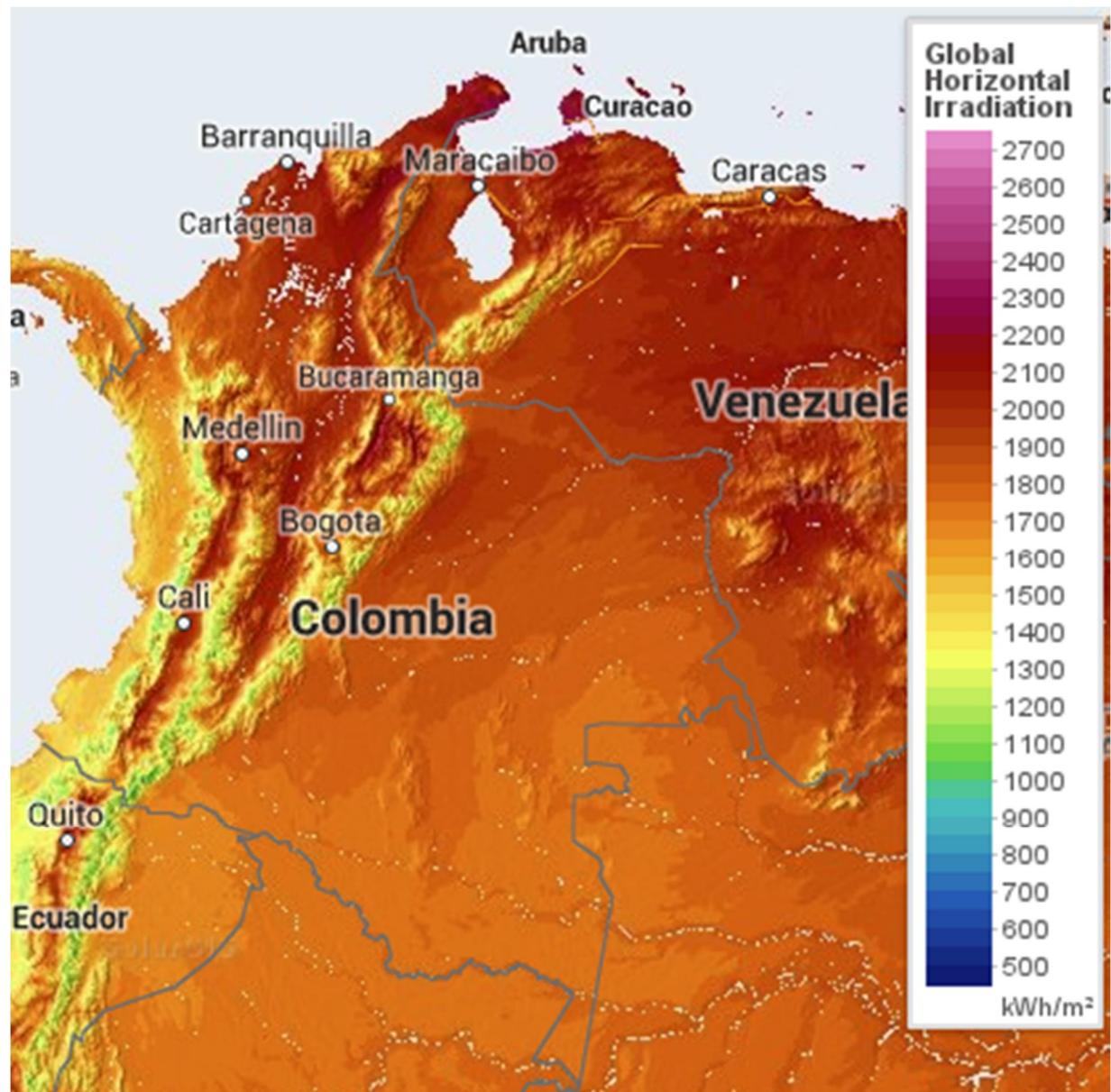
## SolarGIS

Esta es la fuente más usada de datos meteorológicos fuera del área geográfica de Europa y Norteamérica. Son datos satelitales de alta calidad disponibles en cuadrículas muy pequeñas, típicamente de 4x5 km y que han sido reconocida por la Agencia Internacional de la Energía (Solar Heating and Cooling Program . Task 36) como la mejor base de datos del mercado en términos de precisión, confiabilidad y representatividad de los datos. Ver documento anexo.

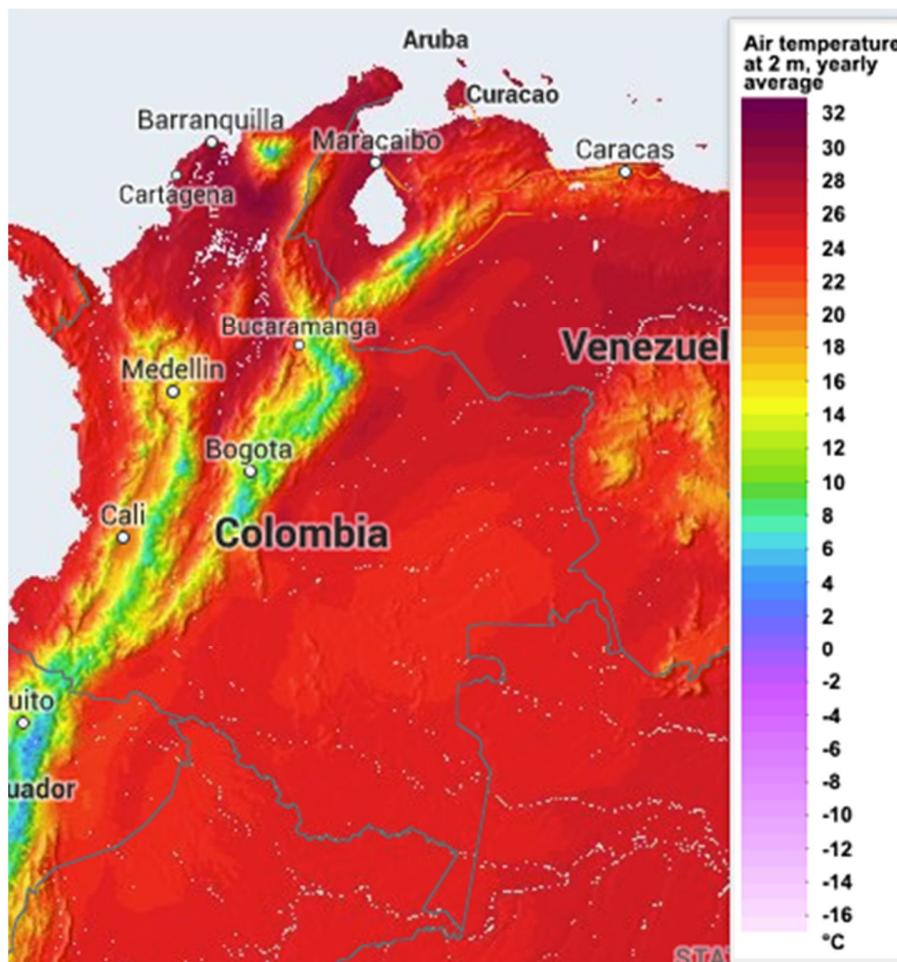
Los datos de SolarGIS provienen de una base de datos con mediciones de la radiación global horizontal (Gh), radiación difusa horizontal (Dh) y temperatura ambiente (Ta) realizadas cada 15-30 minutos dependiendo de la región. A partir de estos datos que abarcan múltiples años se produce la serie más representativa de estos datos que puede ocurrir en un año, esta serie es conocida como el año meteorológico típico (TMY, por sus siglas en inglés). La serie del TMY suele tener una resolución temporal de horas, aunque en algunos casos también se pueden obtener resoluciones temporales menores, por ejemplo 10 minutos.

Esta base de datos también contiene valores para varios tipos de probabilidad de excedencia, típicamente del 50 y 90% (P50 y P90, respectivamente), aunque también existe la posibilidad de obtener valores con otras probabilidad de excedencia (por ejemplo P75, P95, P99). Un valor con una probabilidad de excedencia del 50% (P50) significa que en un 50% de los casos los valores reales estarán por encima de ese valor, de igual manera un valor con una probabilidad de excedencia del 90% (P90) significa que los valores reales serán en un 90% de los casos superiores a ese valor.

A continuación se pueden observar los mapas de radiación solar y temperatura de Colombia obtenidos de SolarGIS.



Fuente: SOLARGIS



Fuente: SOLARGIS

A continuación se especifican las características deseables que debe tener una base de datos meteorológicos para garantizar un mínimo aceptable de fiabilidad en las simulaciones de producción que se realicen:

- La incertidumbre para cualquier punto geográfico no debe ser mayor a  $\pm 15\%$ .
- El histórico de datos debe tener al menos 10 años.
- La resolución temporal de los datos debe ser al menos horaria, siendo preferible que se puedan obtener datos en intervalos de tiempos menores (por ejemplo 30 min).
- Como mínimo debe contener datos de las siguiente variables: radiación global horizontal, radiación difusa y temperatura ambiente.

- La resolución espacial debe ser como máximo de 5 km.
- La temperatura media del aire debe ser a 2 m de altura con respecto al suelo.
- Debe permitir el cálculo o aportar series de datos con probabilidades de excedencia superiores al 50%.

Cualquier base de datos que cumpla con estos requisitos puede aceptarse como fiable, así como cualquier toma de datos en estación terrestre meteorológica que pudiera estar cerca de la planta solar con esos datos históricos.

Como ya se ha comentado un ejemplo de cumplimiento de estos requisitos lo tiene SolarGis tal como se aprecia en las referencias aportadas por ésta:

#### **SolarGIS v1.8 - description of the database**

SolarGIS is high-resolution climate database operated by GeoModel Solar. Primary data layers include solar radiation, air temperature and terrain (elevation, horizon).

**Air temperature at 2 m:** developed from the CFSR and GFS data (© NOAA NCEP, USA); years: 1994 - 2011; recalculated to 15-minute values. The data are spatially enhanced to 1 km resolution to reflect variability induced by high resolution terrain.

**Solar radiation:** calculated from the satellite and atmospheric data:

- Meteosat PRIME satellite (© EUMETSAT, Germany) 1994 - 2010, 15-minute or 30-minute values for Europe, Africa and Middle East,
- Meteosat IODC satellite (© EUMETSAT, Germany) 1999 - 2011, 30-minute values for Asia,
- GOES EAST satellite (© NOAA, USA) 1999 - 2012, 30-minute, partially 3-hourly values for Americas,
- MTSAT satellite (© JMA, Japan) 2007 - 2012, 30-minute values for Pacific,
- MACC (© ECMWF, UK) 1994 - 2012, atmospheric data,
- GFS, CFSR (© NOAA, USA), 1994 - 2012, atmospheric data.

This estimation assumes a year having 365 days. More information about the data and underlying uncertainty can be found at: <http://solargis.info/doc/116>.

Fuente: SOLARGIS

## **5.2 Estadística e incertidumbres**

En los proyectos fotovoltaicos, un área importante de riesgo es la cuantificación de la generación de energía anual de la planta fotovoltaica y la incertidumbre asociada a dicha cuantificación. Una precisa estimación de la energía generada por la planta incorpora información sobre el riesgo de producción de la planta, la cual se cuantifica a través de la cantidad de incertidumbre asociada y las probabilidades de excedencia de dicha producción.

La incertidumbre de la producción de energía podría definirse como el porcentaje que un valor calculado puede diferir del valor real. Hay varios factores que contribuyen a la incertidumbre en las estimaciones de producción de energía. Cada etapa en el análisis de la producción de energía aumenta la incertidumbre del resultado final, por lo que es importante cuantificar la incertidumbre de cada etapa para producir una gama exacta de

valores de producción con niveles de probabilidad asociada. En términos generales, se podría dividir el estudio de producción en cuatro etapas:

- i. selección de la base de datos de radiación,
- ii. cálculo de la variabilidad interanual del recurso solar,
- iii. cálculo de la radiación en el plano de los módulos a partir de la radiación horizontal, y
- iv. cálculo de la producción energética a partir de la radiación en el plano.

Una de las incertidumbres más importantes es la incertidumbre en la estimación del recurso solar, lo que hace que la adecuada selección de una fuente de datos de referencia sea fundamental para aumentar la confianza en la estimación de la energía generada. La incertidumbre del recurso solar se puede dividir en dos categorías.

Por un lado existe la incertidumbre de la base de datos utilizada para el desarrollo del año meteorológico tipo utilizado posteriormente en las simulaciones mediante software. La incertidumbre de la base de datos, dependerá de la calidad de ésta. Normalmente, el rango de incertidumbre para las diferentes fuentes de radiación disponibles puede variar entre el 3% y el 15%.

Por otro lado, para caracterizar el recurso solar en una determinada localización, es necesario conocer la variabilidad interanual de la radiación global horizontal. La variabilidad interanual de la radiación solar es causada principalmente por los cambios en la nubosidad y la carga de aerosoles, impulsados por cambios en los patrones de circulación atmosférica. El valor de ésta dependerá de las condiciones climáticas del sitio específico. En zonas áridas, la variabilidad interanual del recurso solar es menor, en torno al 1%-2%. En zonas húmedas, la variabilidad del recurso solar es mayor, con valores típicos entre el 2.5%-4.5%.

Como en el caso de la radiación global horizontal, el modelo de transposición utilizado para calcular la radiación que alcanza el plano de los módulos, contribuye también a la incertidumbre de la simulación, principalmente a través de su error a largo plazo. Esta incertidumbre afecta a la cantidad de radiación disponible en el plano de los módulos. Los modelos de transposición calculan la radiación horaria en el plano de los módulos dada la radiación horaria en la superficie horizontal. Estos modelos requieren un desglose de la radiación solar en las componentes difusa y directa, proceso que también es modelado. La incertidumbre del modelo dependerá tanto de la calidad de los datos meteorológicos, como de la configuración de la planta. El modelo tendrá más incertidumbre si los módulos de la planta fotovoltaica están montados sobre un seguimiento solar en vez de sobre estructuras fijas. La incertidumbre del modelo de

transposición podrá ser aproximada a un valor de 1.5% en el caso de estructura fija y en torno a un 2% en el caso de seguidores solares.

Además de las incertidumbres mencionadas anteriormente, el modelado de los parámetros que influyen en el rendimiento de la planta, calculados mediante el software, contribuye adicionalmente a la incertidumbre del valor de producción anual. Las incertidumbres del modelo de simulación por ordenador incluyen la estimación de la temperatura del módulo y una representación exacta del rendimiento del módulo en condiciones no ideales. Cada factor de pérdidas eléctricas tendrá una incertidumbre asociada. Un valor típico del agregado de incertidumbres asociadas al modelo estaría representado por una incertidumbre total aproximada del 4%.

Con el fin de combinar las incertidumbres individuales comentadas anteriormente en una incertidumbre global, mediante combinación estadística, se obtiene la incertidumbre total de la producción energética para un determinado proyecto. Esta incertidumbre será representada como una desviación estándar.

### 5.2.1 P50, P75, P90 y P99

El resultado de este análisis será una distribución probabilística de la producción anual de energía que se puede aproximar a una distribución gaussiana definida por (i) la producción media de energía estimada (denominada en también como P50) y (ii) la desviación estándar comentada anteriormente.

Para cuantificar el riesgo de energía generada por un proyecto, existe el concepto de probabilidad de excedencia, o el nivel de confianza en que la producción real de energía de un proyecto sea alcanzada, basado en la incertidumbre la producción de energía. La estimación de la confianza del 50%, conocido como el P50, representa la mejor estimación de la producción de energía esperada de la planta fotovoltaica (en la fórmula la llamaremos  $E_{base}$ ). Teóricamente, existe una probabilidad igual de que la producción generada sea mayor o menor que el P50.

Utilizando el P50 como base, se calculan otros escenarios probabilísticos más conservadoras (P75, P90, P99, etc.) que tienen una mayor probabilidad de ser generado (o superado) durante cualquier año dado de operación de la planta. Por ejemplo, el valor de la energía que se puede esperar con confianza del 90% se llama la P90. Se espera que la generación de energía real sea igual o superar a la estimación P90, el 90% del tiempo. La siguiente figura representa las diferencias entre los dos escenarios probabilísticos para dos incertidumbres dadas.

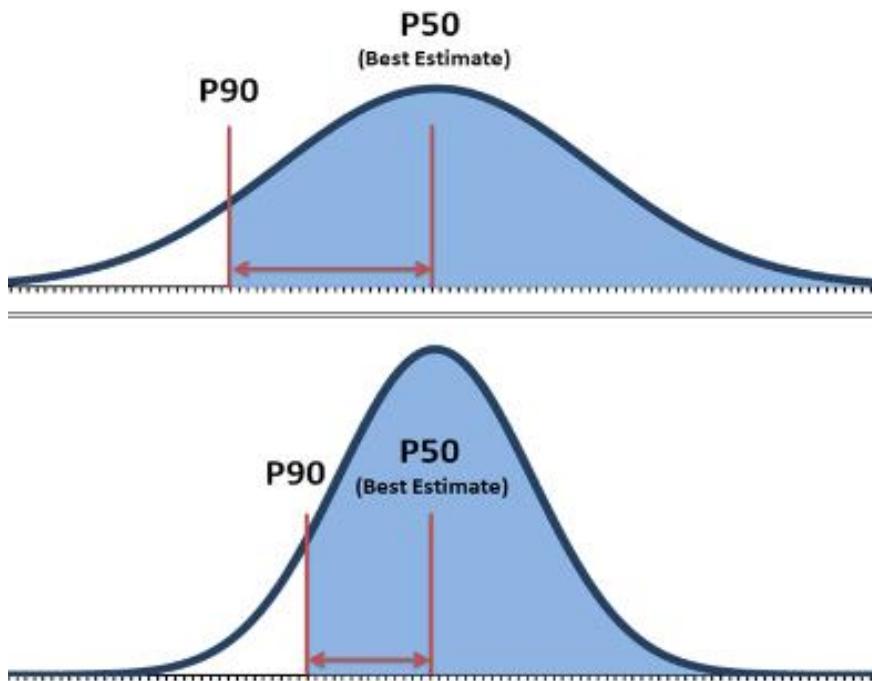


Figura 1. Diferentes escenarios de probabilidad de excedencia en una distribución gaussiana.

Dependiendo del nivel de incertidumbre, tendremos que la relación entre el P90 y el P50 será diferente. Como se muestra en la figura anterior, a mayor incertidumbre, se genera una curva de distribución más amplia (distribución superior en Figura 1) con una mayor distancia entre las estimaciones P90 y P50. Tener una incertidumbre menor, resulta en un endurecimiento de la curva lo que hace que las diferencias P90/P50 sean menores y por lo tanto tener un nivel de confianza más alto (distribución inferior en Figura 1).

Para un proyecto fotovoltaico situado en Colombia, los siguientes datos de incertidumbres pueden ser asumidos, partiendo de una base de datos de radiación fiable, y un conocimiento del diseño de la ingeniería de la planta en detalle que permita un modelado óptimo mediante software.

Incertidumbre de la estimación de energía	
Base de datos de irradiación horizontal	4.0%
Variación interanual del recurso solar	2.5%
Calculo de radiación en el plano	1.5%
Rendimiento de la planta fotovoltaica	4.0%
Incertidumbre total	6.4%

Tabla 1. Incertidumbres asociadas a la generación energética para un Proyecto situado en Colombia (fuente: FONROCHE)

Con los valores de incertidumbre descritos en la tabla anterior, los ratios de probabilidades de excedencia quedarían de la siguiente forma:

Escenario probabilístico	Probabilidad de excedencia	Ratio PXX/P50
P50	50%	100%
P60	60%	98.4%
P70	70%	96.7%
P80	80%	94.6%
P90	90%	91.8%
P95	95%	89.5%
P99	99%	85.2%

Tabla 2. Probabilidades de excedencia para un proyecto fotovoltaico situado en Colombia (fuente: FONROCHE)

Por ejemplo, de acuerdo a la tabla anterior, tendremos que el valor de la energía que se puede esperar con confianza del 99% (P99) será el 85.2% de la estimada con probabilidad 50% (P50), que es el caso base. En la figura siguiente, estos valores son representados gráficamente.

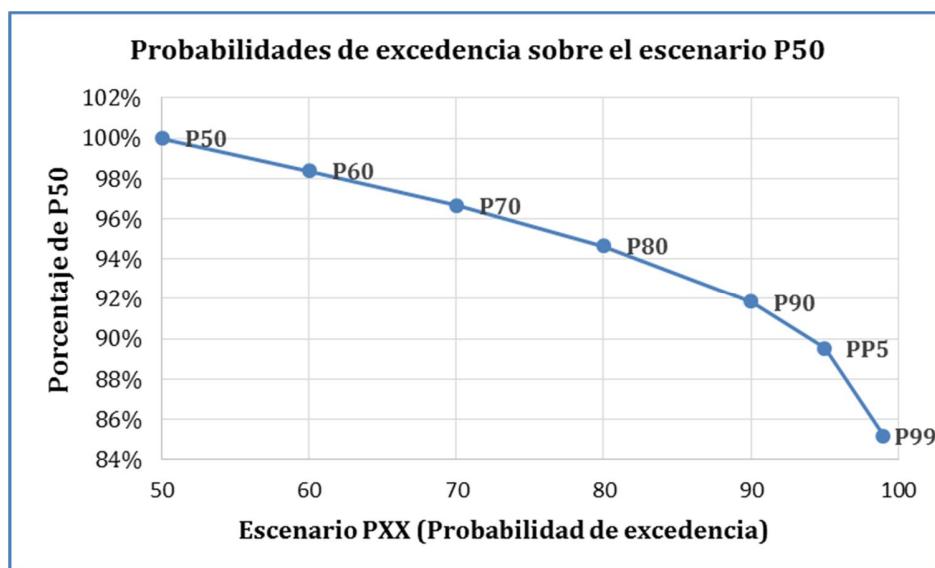


Figura 2. Probabilidades de excedencia para un proyecto fotovoltaico situado en Colombia

Estos escenarios probabilísticos calculados hacen referencia aquí a cada periodo anual, tratando cada año como un año independiente. Si lo que necesitamos es caracterizar la incertidumbre en un periodo mayor, por ejemplo para 20 años, la incertidumbre asociada a la variabilidad interanual del recurso solar (ver Tabla 1) se vería notablemente reducida, con lo que la distribución resultante tendría una menor incertidumbre total, y por ello la separación entre, por ejemplo, la P90 y la P50, sería reducida.

### 5.2.2 Uso de medidas reales on site.

A pesar de que los datos climatológicos obtenidos de bases de datos confiables tienen unas incertidumbres relativamente reducidas, estas se pueden mejorar utilizando medidas obtenidas con estaciones meteorológicas en el emplazamiento de la central durante un periodo de tiempo no menor a un año.

Para ello, es necesario instalar sensores meteorológicos de calidad los cuales deberán ser calibrados regularmente. Con el objeto de medir radiación solar horizontal, es recomendable instalar en las estaciones meteorológicas, piranómetros de patrón secundario, los cuales tienen una respuesta muy plana a los cambios de temperatura ambiente con relación a la temperatura de calibración, que es el factor que más

incertidumbre genera a la hora de medir radiación global horizontal. La incertidumbre de medida de esta clase de sensores puede ser estimada en 2%.

La principal desventaja del uso de datos meteorológicos recogidos en el sitio del proyecto es que típicamente no se dispone de un periodo suficiente largo que sea considerado como representativo del largo plazo, es decir, un año meteorológico tipo. Dicho esto, para obtener una estimación de alta confianza del recurso solar, será necesario utilizar datos de referencia de largo plazo que se utilizarán para conocer la variación del recurso solar y poder ajustar los datos recogidos en el sitio del proyecto. Para ello existen diferentes modelos de corrección, ajuste y modelación de años tipo a partir de datos reales de radiación. Con este enfoque, se pueden obtener años meteorológicos tipo con unas incertidumbres de radiación horizontal aproximadas en torno a 2.5%, siempre y cuando se dispongan de sensores calibrados de calidad, sensores recurrentes que eliminan incertidumbres adicionales y un óptimo mantenimiento de la estación meteorológica.

Asumiendo que se disponen de datos de radiación horizontal fiables en el sitio del proyecto, por un periodo no menor a un año, y datos satelitales de radiación en el largo plazo, los siguientes datos de incertidumbres pueden ser asumidos para un proyecto fotovoltaico situado en Colombia.

Incertidumbre de la estimación de energía	
Base de datos de irradiación horizontal	2.5%
Variación interanual del recurso solar	2.5%
Calculo de radiación en el plano	1.5%
Rendimiento de la planta fotovoltaica	4.0%
<b>Incertidumbre total</b>	<b>5.5%</b>

Tabla 3. Incertidumbres asociadas a la generación energética para un Proyecto situado en Colombia utilizando datos de radiación recogidos en el sitio del proyecto. (FUENTE: FONROCHE)

Con los valores de incertidumbre descritos en la tabla anterior, los ratios de probabilidades de excedencia quedarían de la siguiente forma:

Escenario probabilístico	Probabilidad de excedencia	Ratio PXX/P50
<b>P50</b>	50%	100%
<b>P60</b>	60%	98.6%
<b>P70</b>	70%	97.1%
<b>P80</b>	80%	95.3%
<b>P90</b>	90%	92.9%
<b>P95</b>	95%	90.9%
<b>P99</b>	99%	87.1%

Tabla 4. Probabilidades de excedencia para un proyecto fotovoltaico situado en Colombia (fuente: FONROCHE)

### 5.2.3 Indisponibilidad de equipos

Hay momentos en que, bien sea por fallos o por labores de mantenimiento, los equipos que conforman la instalación no están operativos, produciendo una indisponibilidad parcial o total de la instalación solar provocando una disminución de la generación de electricidad esperada.

Hace 10 años el coeficiente de disponibilidad comúnmente aceptado en el mercado era del 98%, sin embargo, con el aumento de la experiencia en el sector, las mejoras tecnológicas en los equipos y tras 10 años de datos históricos el coeficiente de disponibilidad usado hoy en día es del 99% (fuente:Fonroche).

Este valor es garantizado por la empresa que opera y mantiene la central a lo largo de su vida útil y es cumplido escrupulosamente ya que de lo contrario las penalizaciones aplicadas son muy duras.

$$K_{nd} = 0.99$$

#### 5.2.4 Grid outage

Se utilizará lo que en Colombia se conoce como Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF). Es muy habitual que en la red de distribución y transmisión se produzcan cortes de red o fallas de tensión. Ello provoca la parada de la planta solar.

Otro tipo de evento, puede ser la avería de una línea, o transformador de la subestación receptora. Estos eventos son ajenos a la planta solar de generación pero afectan a la capacidad de evacuación de la misma.

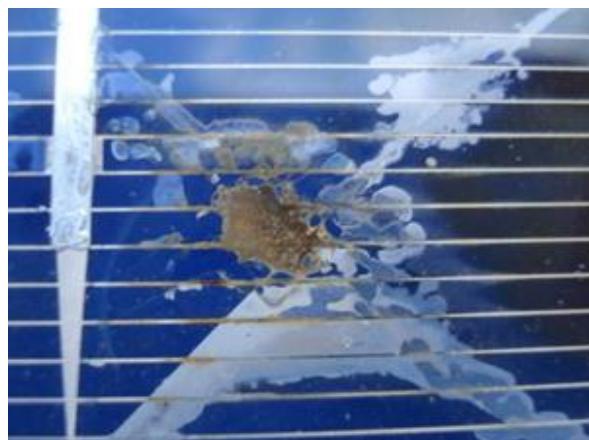
Se incorporará dicho factor a la fórmula y será el propio operador de red el que facilite el dato histórico en el punto de interconexión de la planta.

Un **valor típico y aceptable para el cálculo es un factor 0,99**. Generalmente se evitan puntos de conexión que no proporcionen una evacuación asegurada o que cuyas pérdidas estén por debajo del 1%.

#### 5.2.5 Degradación de los módulos

Además del rendimiento energético del módulo, es importante conocer su durabilidad, es decir, cuál es la vida útil esperada del mismo, y cuánta potencia es normal esperar que perdamos a lo largo de la misma. En general estas condiciones están recogidas en las garantías ofrecidas por los fabricantes.

La durabilidad se define como la resistencia que opone un módulo fotovoltaico a los diferentes mecanismos de degradación que pueden tener lugar en sus componentes.



*Ejemplo de punto caliente causando rotura de la célula y quemadura en la cubierta posterior del módulo*

Algunos de los mecanismos de degradación, comunes a todas las tecnologías de módulos fotovoltaicos, son los siguientes:

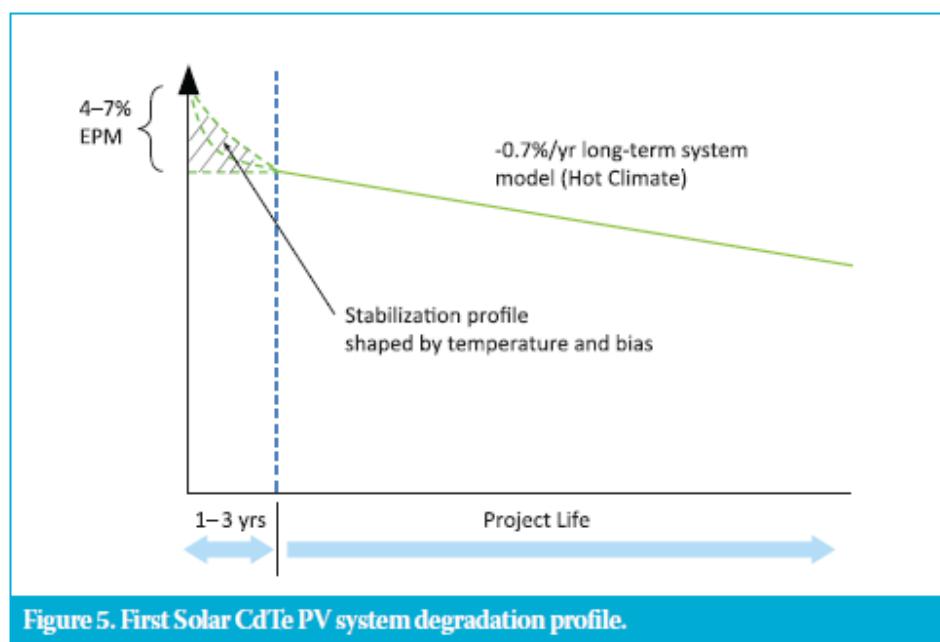
- Pérdida de adhesión entre las capas (**delaminación**) por ingreso de humedad y exposición a altas temperaturas. Este tipo de degradación puede causar daños irreparables en el módulo.
- **Rotura de vidrio** por impacto de granizo, vandalismo o manipulación incorrecta (especialmente, en el caso de módulos de lámina delgada cuando se utilizan vidrios no templados).
- Acumulación de suciedad en el vidrio, que en casos severos puede llegar a producir una coloración permanente en algunas zonas del vidrio (**soiling**), especialmente en la franja horizontal inferior justo sobre el marco, debido a la acumulación de barro.
- **Degradación del encapsulante** por exposición a radiación ultravioleta, ingreso de humedad y altas temperaturas, produciéndose una coloración que podría reducir la transmisión óptica.
- **Degradación de la cubierta plástica posterior** por exposición a radiación ultravioleta, ingreso de humedad y altas temperaturas, pudiendo llegar a quebrarse, permitiendo la entrada de humedad en el módulo o la formación de cortocircuitos.
- **Formación de cortocircuitos** en las células o en la interconexión, por corrosión de los materiales, migración de metales, etc.
- Formación de puntos calientes por **polarización inversa** de las células bajo condiciones de sombreado o acumulación no homogénea de suciedad, llegando a producir quemaduras en la cubierta posterior, las células e incluso rotura del vidrio.
- Formación de puntos calientes en la conexión de terminales por **fallos de resistencia serie**, pudiendo producir también quemaduras en la cubierta posterior.
- **Fallo de los diodos** de paso por sobrecalentamiento.

Existen algunos mecanismos de degradación que son específicos de los módulos de silicio cristalino, como la oxidación o despegue de los contactos metálicos de la célula, la pérdida de adhesión en las cintas de interconexión, el deterioro de la capa antirreflectante de las células o la formación de microfisuras o fisuras en las células.

Por otra parte, otros mecanismos de degradación están asociados específicamente a los módulos de lámina delgada. Se originan principalmente por la falta de cristalinidad y el pequeño espesor de las láminas semiconductoras, así como por el hecho de que el

semiconductor se deposita directamente sobre el substrato, conteniendo por tanto una capa menos de encapsulante. Algunos de estos mecanismos son:

- **Degradación por penetración de vapor de agua.** Los módulos de CIS y CdTe son especialmente sensibles a la introducción de vapor de agua en el módulo. La degradación es debida por un lado a la pérdida de conductividad en las láminas de TCO, y por otro a la difusión de moléculas de agua en los semiconductores, causando un aumento de centros de recombinación. Esto obliga a buscar diseños para el encapsulado de estos módulos con requisitos mucho más exigentes que los módulos de silicio.
- **Delaminación de la capa TCO del vidrio.** Se produce por migración de iones sodio a la interfaz TCO/vidrio, aumentando irreversiblemente la resistencia serie de los módulos
- **Delaminación del encapsulante** en el contacto metálico posterior. Se ha observado en módulos de a-Si y CdTe. Tiene lugar cuando el vidrio posterior queda tensionado tras el laminado, lo que puede producir posteriormente la delaminación en ambas interfaces del encapsulante, o incluso llegar a desprender localmente parte del contacto metálico, produciendo una pérdida de eficiencia en la región.



Fuente: N. Strevel, L. Trippel & M. Gloeckler, First Solar, Perrysburg, Ohio, USA

Tecnología	Año 1 <sup>1</sup>	Años siguientes
Módulos Cristalinos	0,975	0,993 <sup>2</sup>
Módulos de Capa Fina	0,970	0,993 <sup>3</sup>

<sup>1</sup> Especificaciones de los fabricantes.

<sup>2</sup> Photovoltaic Degradation Rate . An Analytical Review. Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz. NREL/JA-5200-51664 June 2012

<sup>3</sup> N. Strevel, L. Trippel & M. Gloeckler, First Solar, Perrysburg, Ohio, USA

Aplicaremos en nuestra formulación los siguientes datos:

	Ratio degradación Ebase año i / Ebase año 0
Año 1	98.75%
Año 2	98.25%
Año 3	97.75%
Año 4	97.25%
Año 5	96.75%
Año 6	96.25%
Año 7	95.75%
Año 8	95.25%
Año 9	94.75%
Año 10	94.25%
Año 11	93.75%
Año 12	93.25%
Año 13	92.75%
Año 14	92.25%
Año 15	91.75%
Año 16	91.25%
Año 17	90.75%
Año 18	90.25%
Año 19	89.75%
Año 20	89.25%
Año 21	88.75%
Año 22	88.25%
Año 23	87.75%
Año 24	87.25%
Año 25	86.75%

Fuente: FONROCHE según estudios referenciados y garantías de fabricante

Este factor promedia la vida útil de la planta tras aplicar los valores de degradación anteriormente mencionados, así como compensa la tolerancia positiva en módulos de capa fina para corregir su degradación inicial superior.

## 6 $E_{BASE}$ : CÁLCULO ENERGIA SOLAR AÑO 1

El cálculo de la energía eléctrica producida por un sistema FV se basa en la energía primaria disponible y las ganancias y pérdidas que se van produciendo en el sistema hasta el punto de interconexión con la red.

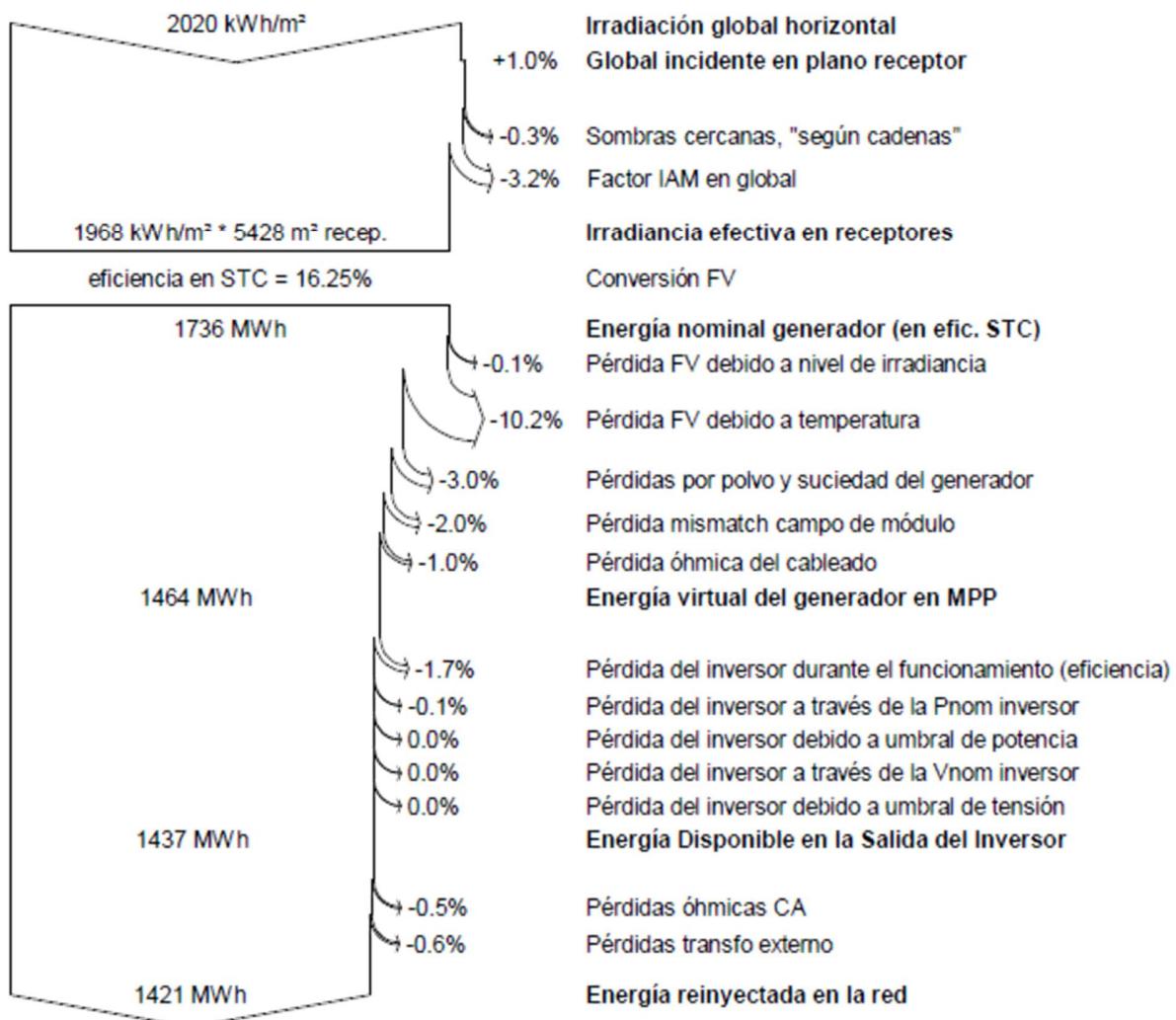
En este apartado analizaremos estas ganancias y pérdidas parametrizándolas y aportando valores de referencia para la formulación final.

Se podrá observar en la capturas de imagen que se utilizará mucho el software PVSYST del que Fonroche tiene licencia. Si bien pueden utilizarse otros software o metodología clásica sobre la que se basan los mismos.

Para un mejor entendimiento de los sucesivos sub-apartados, exponemos la gráfica general de ganancias y pérdidas sobre la que luego trabajaremos.

La idea general es la siguiente:

- a) Disponemos de una energía de radiación solar sobre la superficie horizontal del terreno.
- b) Esa energía se ve incrementada en el plano de incidencia, conocido como POA (Plane of array). Es decir la energía en el plano del módulo una vez este se coloca sobre una estructura. Aquí solemos tener una ganancia.
- c) A partir de ahí se va analizando la energía a través de los distintos puntos del sistema y las diferentes pérdidas que se van produciendo en el mismo



## 6.1 Ganancia en el plano incidente de radiación.

Esta ganancia la parametrizaremos como  $G_{POA}$  [ganancia en el plano del módulo] y dependerá del tipo de tecnología utilizada para el soporte del módulo. Si bien puede haber ligeras variaciones dependiendo del proveedor y diseño final; como por ejemplo la separación entre filas y los rangos de giro de un seguidor, daremos unos valores estándar para cada tecnología.

Según lo ya comentado en el apartado 4 tendremos:

Tecnología de estructura soporte	Factor G <sub>POA</sub>
Estructura fija orientada al SUR e inclinada en su grado óptimo	1,010
Estructura de seguidor a un eje horizontal Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	1,225
Estructura de seguidor a un eje inclinado Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	1,235
Estructura de seguidor a dos ejes sin backtracking	1,330

El uso de *backtracking* exime de la aplicación de pérdidas por sombreado de unas estructuras sobre otras.

## 6.2 Pérdida de sombreado.

Al igual que el punto anterior esta parametrización depende del tipo de tecnología utilizada para el soporte del módulo. Concretamente estas pérdidas son las producidas a lo largo de cada día y durante todo el año por unos módulos sobre otros al salir el sol por la mañana y ponerse por la tarde. Estas pérdidas pueden ser mayores o menores según el diseño pero tomaremos valores estándar.

Además de estas pérdidas, tendremos que considerar las sombras externas que se puedan producir tales como edificios, montañas, árboles, líneas de tendido eléctrico cercanas, etc. Por ello este parámetro lo denominaremos K<sub>fs</sub>, cómo factor **mínimo** de pérdida por factor de sombreado.

Estos valores mínimos serán:

Tecnología de estructura soporte	Factor K <sub>fs</sub>
Estructura fija orientada al SUR e inclinada en su grado óptimo	0,995
Estructura de seguidor a un eje horizontal Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	1
Estructura de seguidor a un eje inclinado Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	1
Estructura de seguidor a dos ejes sin backtracking	0,97

### 6.3 IAM y perdidas por irradiancia en el colector.

El IAM es un factor conocido como incidence effect para el modificador por ángulo de incidencia que corresponde al debilitamiento de la irradiación que realmente acaba alcanzando la superficie de celda fotovoltaica, con respecto a la irradiación directa. Si bien depende de la transmisión y reflexión del cristal y por tanto aplican las leyes de Fresnel en la práctica se simula usando un modelo llamado ASHRAE+con un único parámetro  $b_0$ :

$$FIAM = 1 - b_0 \cdot (1/\cos i - 1), \quad \text{with } i = \text{incidence angle on the plane.}$$

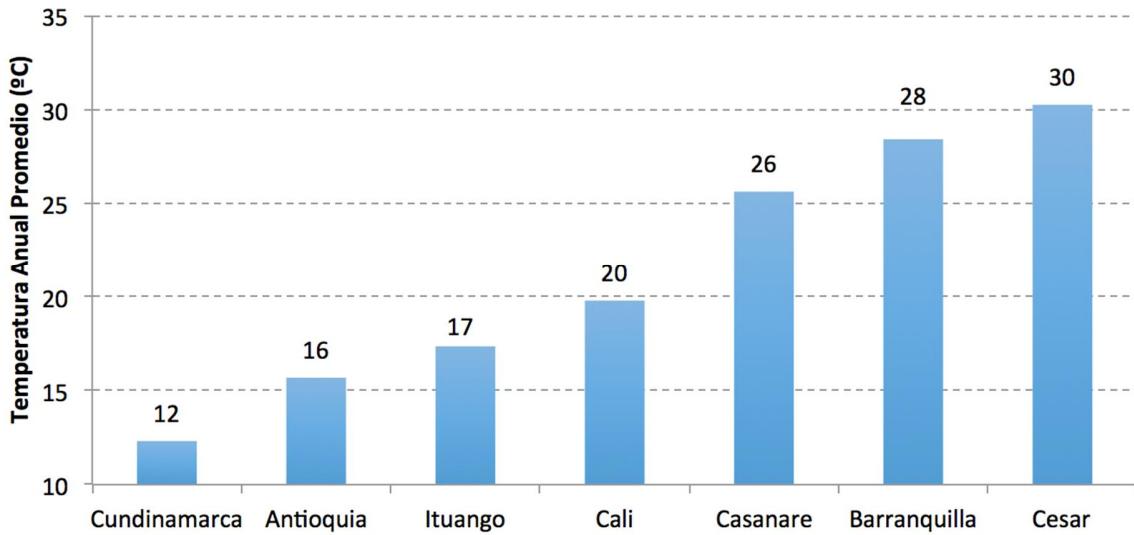
Por tanto lo que va a influir en este parámetro es el tipo de vidrio utilizado en el módulo y lo directa o no que es la irradiación sobre el módulo. Nuevamente, simplificamos los resultados a estándares de mercado bajo un factor de pérdidas que denominamos  $K_{Irr}$ , y que nuevamente vinculamos al tipo de tecnología de soporte aplicada:

Tecnología de estructura soporte	Factor $K_{Irr}$
Estructura fija orientada al SUR e inclinada en su grado óptimo	0,964
Estructura de seguidor a un eje horizontal Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	0,978
Estructura de seguidor a un eje inclinado Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	0,978
Estructura de seguidor a dos ejes sin backtracking	0,984

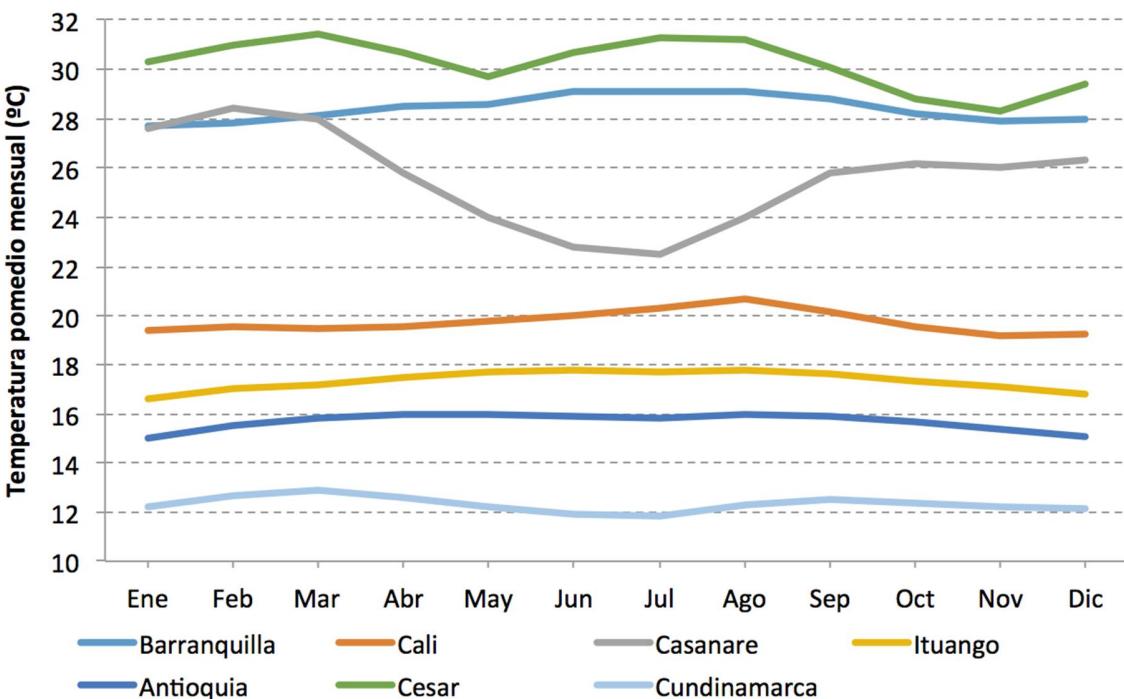
### 6.4 Pérdida por temperatura.

Como se explicó en el punto 4, la potencia de los módulos fotovoltaicos es dependiente de la temperatura ambiente por lo que toda instalación solar tendrá unas pérdidas debido a la temperatura.

Para incluir estas pérdidas en la fórmula de cálculo de la energía firme es necesario definir un coeficiente que las represente, para ello y a modo de ejemplo y sin ser limitativo se han estudiado 7 ubicaciones en Colombia con diferentes temperaturas medias anuales. En la siguiente gráfica se pueden observar los lugares seleccionados y la temperatura promedio anual.

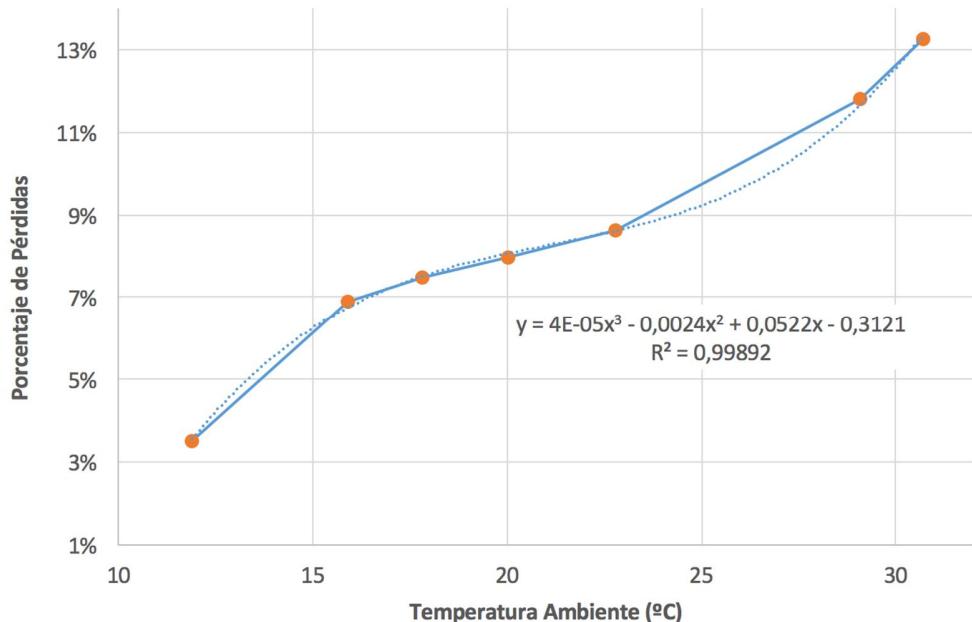


Como se puede observar en la siguiente gráfica, la temperatura para cada una de estas ubicaciones es prácticamente constante a lo largo de todo el año, salvo el caso de Casanare donde hay una diferencia de sólo 6°C entre el mes con mayor temperatura y el de menor temperatura.



Considerando esta característica podemos utilizar la temperatura promedio anual para buscar la correlación entre la temperatura ambiente y las pérdidas que esta genera. Debido a que las pérdidas por temperatura varían en función del tipo de módulo fotovoltaico utilizado y de la estructura de soporte que se utilice, se han realizado simulaciones de producción para 4 configuraciones fotovoltaicas: (1) estructura fija con módulo cristalino; (2) estructura fija con módulo de capa fina; (3) estructura con seguimiento en 1 eje con módulo cristalino; (4) estructura con seguimiento en 1 eje con módulo de capa fina y (5) estructura con seguimiento en 2 ejes con módulo cristalino.

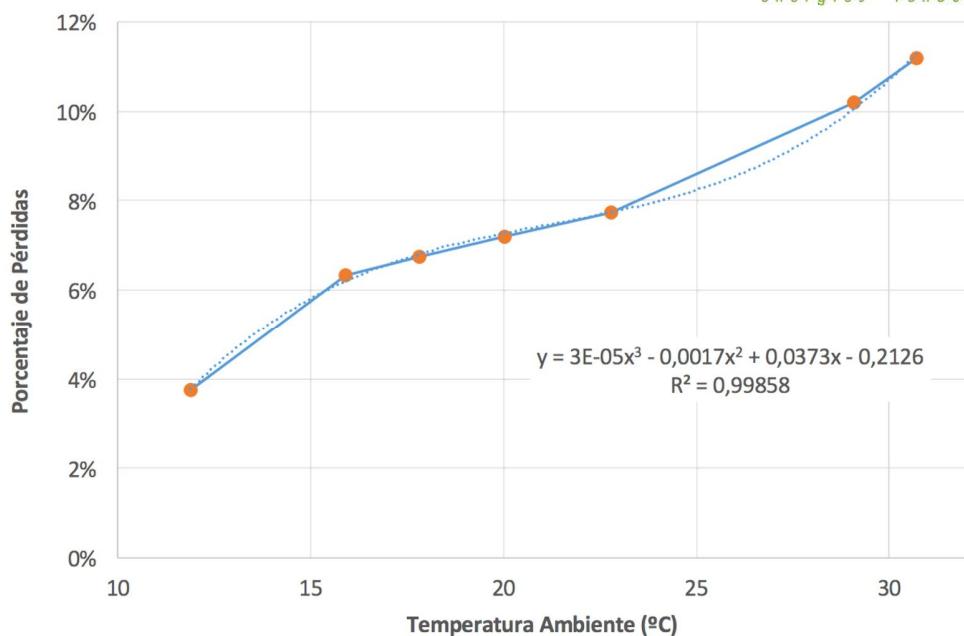
A continuación se muestra la curva obtenida para la configuración (1), estructura fija con módulo cristalino, para el peor mes del año.



La línea de tendencia que mejor se ajusta es la polinomial de 3<sup>er</sup> orden, con un  $R^2$  muy cercano a la unidad. Esto se replica en todos los casos analizados a continuación. Con la ecuación presente en la gráfica anterior podemos definir el factor de pérdidas por temperatura para una instalación solar que use **estructura fija y paneles cristalinos** de la siguiente manera:

$$K_t = 1 - (4E-5 \cdot t_a^3 - 0,0024 \cdot t_a^2 + 0,0522 \cdot t_a - 0,3121)$$

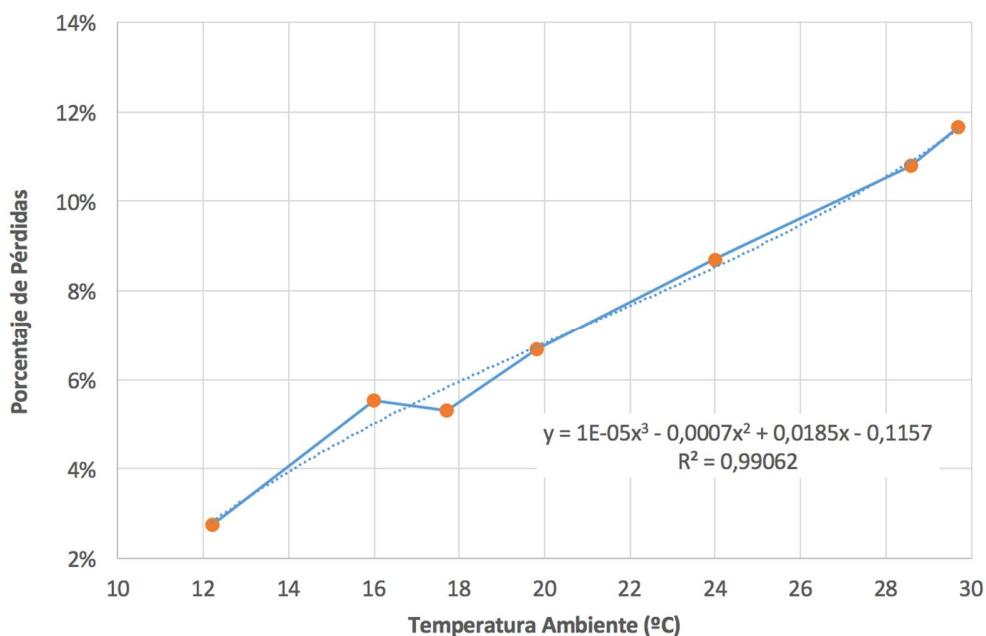
A continuación se muestra la curva obtenida para la configuración (2), estructura fija con módulo de capa fina (TF), para el peor mes del año.



Utilizando la ecuación presente en la gráfica podemos definirnos el factor de pérdidas por temperatura para una instalación solar que use **estructura fija y paneles de capa fina** de la siguiente manera:

$$K_t = 1 - (3E-5 \cdot t_a^3 - 0,0017 \cdot t_a^2 + 0,0373 \cdot t_a - 0,2126)$$

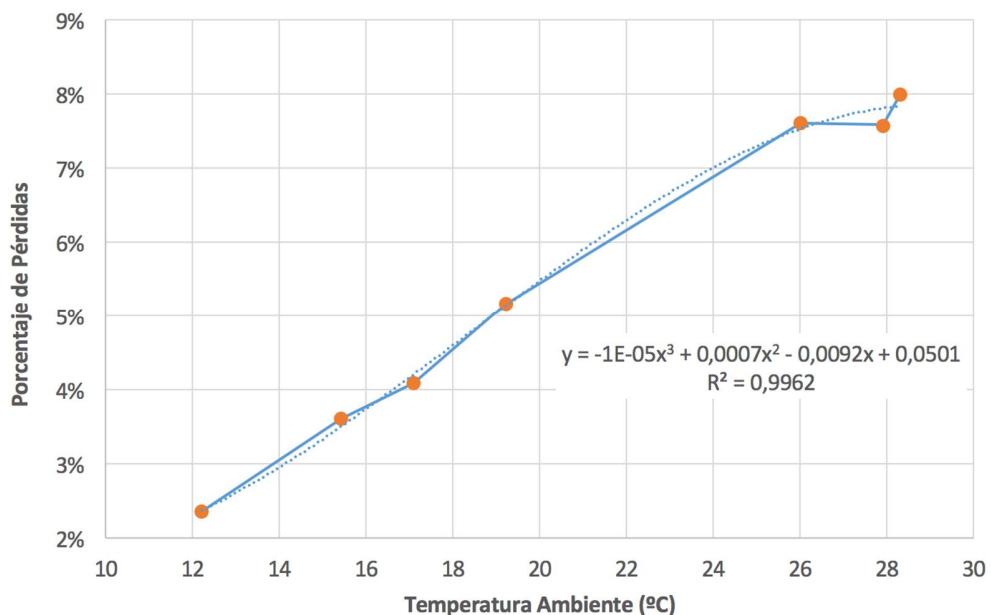
A continuación se muestra la curva obtenida para la configuración (3), estructura con seguimiento en 1 eje y módulo cristalino, para el peor mes del año. Esta gráfica aplica tanto para el caso con la estructura sin inclinar como para la estructura con inclinación óptima.



Igualmente que en los 2 casos anteriores la línea de tendencia arroja un  $R^2$  muy cercano a la unidad. Por lo que utilizamos la ecuación presente en la gráfica para definir el factor de pérdidas por temperatura para una instalación solar que use **estructura con seguimiento en 1 eje y paneles cristalinos** de la siguiente manera:

$$K_t = 1 - (1E-5 \cdot t_a^3 - 0,0007 \cdot t_a^2 + 0,0185 \cdot t_a - 0,1157)$$

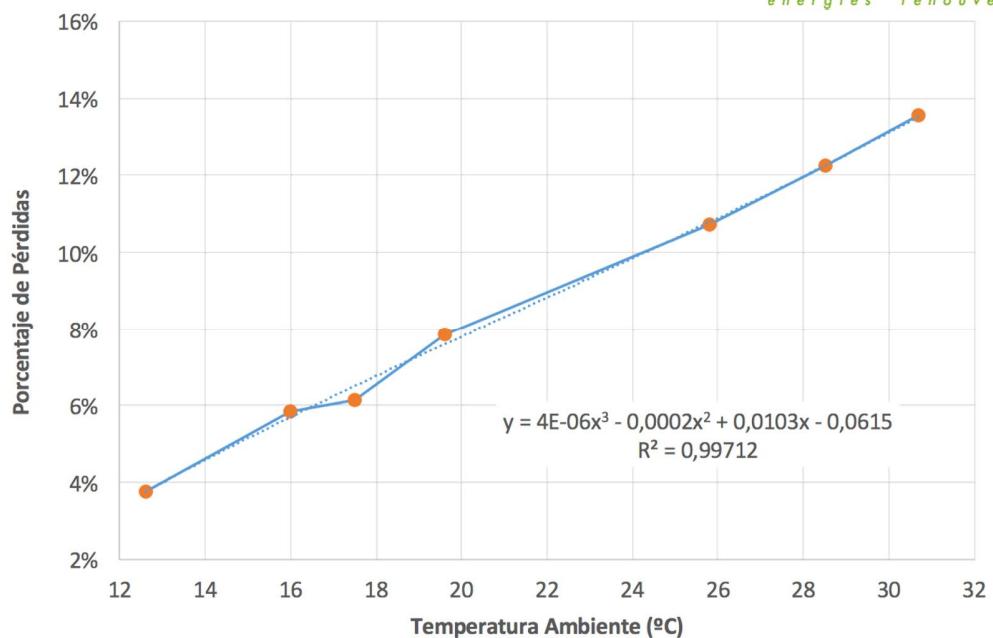
A continuación se muestra la curva obtenida para la configuración (4), estructura con seguimiento en 1 eje y módulo de capa fina, para el peor mes del año. Esta gráfica aplica tanto para el caso con la estructura sin inclinar como para la estructura con inclinación óptima.



El factor de pérdidas por temperatura para una instalación solar que use **estructura con seguimiento en 1 eje y módulos de capa fina** es de la siguiente manera:

$$K_t = 1 - (1E-5 \cdot t_a^3 - 0,0007 \cdot t_a^2 + 0,0092 \cdot t_a - 0,0501)$$

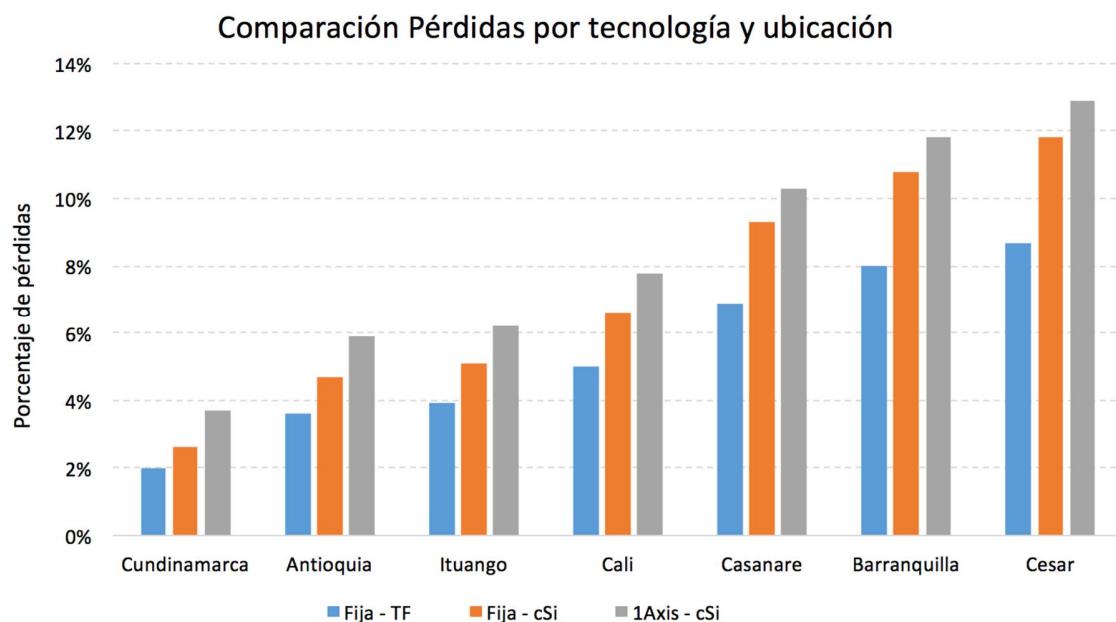
A continuación se muestra la curva obtenida para la configuración (5), estructura con seguimiento en 2 ejes y módulos cristalinos, para el peor mes del año.



El factor de pérdidas por temperatura para una instalación solar que use **estructura con seguimiento en 2 ejes y módulos cristalinos** es de la siguiente manera:

$$K_t = 1 - (4E-5 \cdot t_a^3 - 0,0002 \cdot t_a^2 + 0,0103 \cdot t_a - 0,0615)$$

En la siguiente gráfica se puede observar cómo cambian las pérdidas por temperatura en función de la tecnología utilizada y en cada uno de los ejemplos que hemos señalado para la instalación:



De la gráfica anterior resulta evidente el efecto de la diferencia de los coeficientes de temperatura entre módulos cristalinos y módulos de capa fina en los porcentajes de pérdidas para todas las ubicaciones, siendo mayores en aquellas zonas más calientes. Por otro lado se puede observar el incremento de pérdidas al utilizar estructura con seguimiento solar versus estructura fija, esto se debe a la mayor captación de energía solar por parte del sistema de seguimiento solar que, además de tener un impacto positivo en términos de una mayor producción de energía eléctrica, provoca un calentamiento mayor de los paneles y por tanto unas pérdidas por temperatura mayores.

## 6.5 Pérdidas por suciedad.

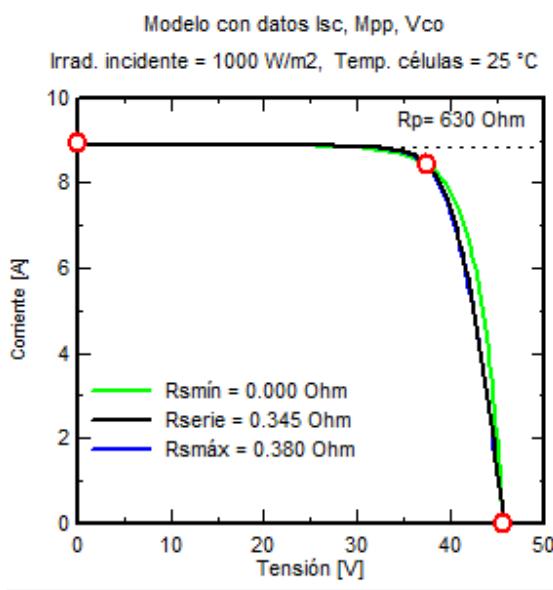
Este parámetro depende de la suciedad que se va acumulando en los módulos y produce pérdidas en el mismo. En zonas desérticas, se puede requerir limpiezas de módulos cada 15 días para alcanzar ratios de suciedad equivalentes en Francia o España con limpiezas semestrales. Por tanto generalmente se aplica el mismo coeficiente y luego se programan limpiezas de módulos para cumplirlo.

Este factor de pérdidas lo denominaremos  $K_s$  en referencia al término *soiling* aplicado en inglés. Su valor será fijo y lo establecemos como:

$$K_s = 0,97$$

## 6.6 Pérdidas por dispersión.

Todo módulo tiene una curva I/V (corriente/Voltaje) típica y característica.



Incluso, dentro de un modelo y marca, cada módulo tiene su propia curva como si fuese su propio ADN. El inversor de conexión a red, mediante electrónica, busca el punto de máxima potencia (denominado MPP). Sin embargo, los módulos se conectan entre sí en series y luego esas series se combinan en paralelo. Esto hace que si un módulo tiene valores aproximados de I/V tales como 8/37; el inversor en su punto de entrada maneja valores combinados del entorno de 1230/760. Al buscar el MPP de esa curva I/V general fija el máximo área de dicha curva global o combinada y por tanto implica que el I/V del módulo fijado no coincide con el MPP de cada módulo; lo que significa una pequeña pérdida de eficacia del módulo.

Estas son las denominadas pérdidas por dispersión y cuyo factor nombramos y valoramos de la siguiente manera:

$$K_d = 0,98$$

## 6.7 Pérdidas óhmicas en corriente continua (DC) y alterna (AC)

Existen varios niveles de pérdidas óhmicas en una planta solar fotovoltaica:

- a) Tramo en DC desde el módulo al String Combiner Box (SCB)
- b) Tramo en DC desde el SCB al inversor de conexión a red
- c) Tramo en AC en baja tensión desde el inversor al transformador de campo.
- d) Tramo en AC en media tensión (10-34,5KV) desde los transformadores de campo hasta la subestación elevadora o punto de salida de la planta

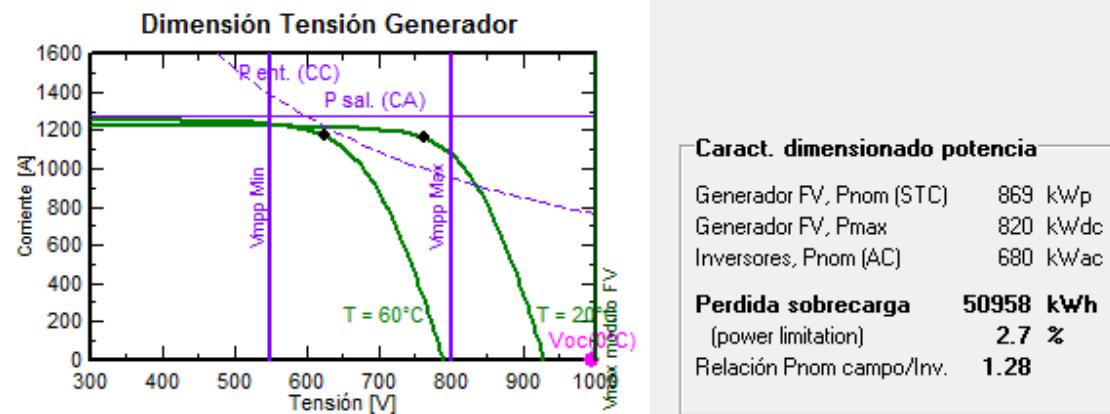
Los puntos (a)+(b) se diseñan para caídas no mayores al 2% en la media ni el 2,5% en su tramo de mayor pérdida o longitud. Sin embargo, hay que recordar que la energía solar no produce al 100% de su capacidad siempre y por tanto las pérdidas medias finalmente rondarán el 1% en estos tramos (a+b).

Por el mismo motivo el diseño en AC se hace para pérdidas inferiores al 1% si bien en la realidad acaban en pérdidas del 0,5-0,6%.

De todo esto, concluimos que denominamos pérdidas óhmicas con el factor  $K_{ohm}$  a estas pérdidas y las evaluamos con un valor de  $K_{ohm} = 0,985$

## 6.8 Pérdidas por inversor.

Las pérdidas en el inversor de conexión a red dependen del tipo de inversor, fabricante y modelo y también del ratio DC/AC en la entrada y salida del mismo. Hemos considerado un inversor bastante común, del que disponemos datos reales y a la vez hemos considerado un ratio DC/AC del 127% que genera pérdidas por limitación de potencia.



A este factor de pérdidas le añadimos las pérdidas por transformación desde bajo voltaje de la salida del inversor (aprox.360-400V) a medio voltaje para la distribución de energía al punto de entrega o elevación final (aprox.10-34,5KV).

Estas pérdidas se producen en lo que se suele denominar PVSTATION y que aquí parametrizaremos como  $K_{PVS} = 0,976$

## 6.9 Pérdidas de elevación y conexión a red.

En ocasiones la conexión a la red no se hace en la misma tensión de distribución interna de la planta y por ello necesitamos una subestación elevadora. Si este es el caso consideraremos el valor mínimo de 0,985. Mantenemos el concepto de mínimo ya que según la línea de interconexión hasta el POI con la compañía distribuidora, el promotor deberá incrementar este valor. Por tanto:

- a) Sin subestación elevadora:  $K_{POI} = 1$
- b) Con subestación elevadora:  $K_{POI} = 0,985$

## 6.10 Servicios auxiliares de la planta.

Nuevamente lo discriminaremos por tecnología de estructura de soporte. La incidencia de los moto-reductores en el consumo hace que tengamos que tener en cuenta este hecho. Por otro lado como mínimo tenemos consumos auxiliares de:

- a) Autoconsumo nocturno de los transformadores de campo
- b) Seguridad e iluminación
- c) Monitoring
- d) Ventilación
- e) Otros usos

Tecnología de estructura soporte	Factor $K_{SA}$
Estructura fija orientada al SUR e inclinada en su grado óptimo	0,993
Estructura de seguidor a un eje horizontal Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	0,990
Estructura de seguidor a un eje inclinado Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	0,990
Estructura de seguidor a dos ejes sin backtracking	0,987

## 7 APPLICACIÓN DE ESTADÍSTICAS A $E_{BASE}$ : P90-P99

Según lo visto en el punto (5.2.1) aplicaremos los siguientes datos al P50 obtenido de la formulación del apartado 8:

Escenario probabilístico	Ratio PXX/P50 sin histórico anual onsite	Ratio PXX/P50 con histórico anual onsite
P50	100%	100%
P60	98.4%	98.6%
P70	96.7%	97.1%
P80	94.6%	95.3%
P90	91.8%	92.9%
P95	89.5%	90.9%
P99	85.2%	87.1%

## 8 PROPUESTA DE FORMULACIÓN DE ENERGÍA FIRME

En base a los resultados del punto anterior se propone una formulación que se adapta al actual marco legal colombiano.

En primer lugar combinamos todos aquellos factores que dependen de la elección de estructura soporte del módulo donde:

$$K_{INC} = K_{SA} \cdot K_{Irr} \cdot K_{fs} \cdot G_{POA}$$

Tecnología de estructura soporte	Factor $K_{SA}$	Factor $K_{Irr}$	Factor $K_{fs}$	Factor $G_{POA}$	Factor combinado [ $K_{INC}$ ]
Estructura fija orientada al SUR e inclinada en su grado óptimo	0,993	0,964	0,995	1,01	<b>0,9620</b>
Estructura de seguidor a un eje horizontal Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	0,990	0,978	1	1,225	<b>1,1861</b>
Estructura de seguidor a un eje inclinado Norte-Sur y rotación Este-Oeste con backtracking	0,990	0,978	1	1,235	<b>1,1958</b>
Estructura de seguidor a dos ejes sin backtracking	0,987	0,984	0,97	1,33	<b>1,25296</b>

Tabla 8.1 del coeficiente  $K_{INC}$  según tecnología de soporte del módulo

Por otro lado combinamos aquellos factores fijos en una CONSTANTE que denominaremos  $K_C$ :

$$K_C = K_{Pvs} \cdot K_{ohm} \cdot K_d \cdot K_s \cdot K_{nd} = 0,976 \cdot 0,985 \cdot 0,98 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,90473$$

Por tanto la energía estimada en la planta será:

$$\text{Energía Base} = E_{base} = K_C \cdot K_{INC} \cdot K_{POI} \cdot K_t(T^a) \cdot G_h \cdot (1-IHF) \cdot \text{POT}_{DC}$$

donde:

- a)  $K_C$  es una constante fija ya calculada
- b)  $K_{INC}$  es una constante a elegir en la tabla 8.1
- c)  $K_{POI}$  se tomará un valor mínimo dependiendo de si su conexión se hace a un valor de tensión menor de 34,5KV o mayor según apartado de referencia de este documento. Si las pérdidas de transmisión son mayores el promotor las declarará y ampliará el coeficiente.
- d)  $G_h$  se tomará de la base de datos los valores medios de la radiación horizontal del peor mes del año.
- e)  $K_t$  se tomará según la tabla 8.2 de este apartado aplicando la  $T^a$  media de la base de datos en el peor mes del año de referencia.
- f) IHF o disponibilidad de red donde se tomarán de los datos facilitados por el operador de red. Considerar un mínimo de  $(1-IHF)=0,99$ . Lo normal es que este sea el valor aplicado generalmente.

- g)  $POT_{DC}$  es la potencia de toda la planta solar expresada según la potencia de los módulos en STC [Standard Test Conditions].

Unidades:

- a)  $G_h$  se tomará en  $kWh/m^2$ .
- b)  $T_a$  se tomará en  $^{\circ}C$
- c)  $POT_{DC}$  se expresa en  $kW_{peak}$ .
- d)  $E_{base}$  expresa valores en  $kWh$

La forma de la ecuación que define el coeficiente de pérdidas por temperatura para el peor mes del año es:

$$K_t(T_a) = a \cdot T_a^3 + b \cdot T_a^2 + c \cdot T_a + d$$

<b>Constants Kt(Ta)</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>d</b>
Fija - cSi	3.8E-05	-0.0024	0.05224	-0.3121
Fija - TF	2.6E-05	-0.0017	0.0373	-0.2126
1Axis - cSi FLAT	1.1E-05	-0.0007	0.0185	-0.1157
1Axis - cSi TILT	1.1E-05	-0.0007	0.0185	-0.1157
1Axis - TF FLAT	-1.3E-05	0.0007	-0.0092	0.0501
1Axis - TF TILT	-1.3E-05	0.00074	-0.0092	0.05011
2Axis - cSi	3.7E-06	-0.0002	0.01032	-0.0615

Tabla 8.2 : coeficiente de TEMPERATURA

$$E[P99] = K_{P99} \cdot E_{base}$$

$$E[P95] = K_{P95} \cdot E_{base}$$

donde,

- a)  $K_{P95}$  es el factor de la tabla 8.3 ó 8.4 que integra el coeficiente de degradación del apartado 5.2.5 junto con el coeficiente probabilístico del apartado 7. Marcamos los valores más habituales.
- b)  $K_{P99}$  es el factor de la tabla 8.3 ó 8.4 que integra el coeficiente de degradación del apartado 5.2.5 junto con el coeficiente probabilístico del apartado 7. Marcamos los valores más habituales.

K <sub>PXX</sub>	Ratio E <sub>base año i</sub> / E <sub>base año 0</sub>	Ratio P50 <sub>año i</sub> / PXX <sub>año 0</sub> SIN DATOS ONSITE						
		P50	P60	P70	P80	P90	P95	P99
Año 1	98.75%	100.00%	98.39%	96.66%	94.64%	91.84%	89.53%	85.20%
Año 2	98.25%	98.25%	96.67%	94.97%	92.99%	90.24%	87.97%	83.70%
Año 3	97.75%	97.75%	96.17%	94.49%	92.51%	89.78%	87.52%	83.28%
Año 4	97.25%	97.25%	95.68%	94.00%	92.04%	89.32%	87.07%	82.85%
Año 5	96.75%	96.75%	95.19%	93.52%	91.57%	88.86%	86.62%	82.43%
Año 6	96.25%	96.25%	94.70%	93.04%	91.09%	88.40%	86.17%	82.00%
Año 7	95.75%	95.75%	94.21%	92.55%	90.62%	87.94%	85.73%	81.57%
Año 8	95.25%	95.25%	93.71%	92.07%	90.15%	87.48%	85.28%	81.15%
Año 9	94.75%	94.75%	93.22%	91.59%	89.68%	87.02%	84.83%	80.72%
Año 10	94.25%	94.25%	92.73%	91.10%	89.20%	86.56%	84.38%	80.30%
Año 11	93.75%	93.75%	92.24%	90.62%	88.73%	86.10%	83.94%	79.87%
Año 12	93.25%	93.25%	91.75%	90.14%	88.26%	85.64%	83.49%	79.44%
Año 13	92.75%	92.75%	91.25%	89.65%	87.78%	85.19%	83.04%	79.02%
Año 14	92.25%	92.25%	90.76%	89.17%	87.31%	84.73%	82.59%	78.59%
Año 15	91.75%	91.75%	90.27%	88.69%	86.84%	84.27%	82.15%	78.17%
Año 16	91.25%	91.25%	89.78%	88.20%	86.36%	83.81%	81.70%	77.74%
Año 17	90.75%	90.75%	89.29%	87.72%	85.89%	83.35%	81.25%	77.31%
Año 18	90.25%	90.25%	88.79%	87.24%	85.42%	82.89%	80.80%	76.89%
Año 19	89.75%	89.75%	88.30%	86.75%	84.94%	82.43%	80.36%	76.46%
Año 20	89.25%	89.25%	87.81%	86.27%	84.47%	81.97%	79.91%	76.04%
Año 21	88.75%	88.75%	87.32%	85.79%	84.00%	81.51%	79.46%	75.61%
Año 22	88.25%	88.25%	86.83%	85.30%	83.52%	81.05%	79.01%	75.18%
Año 23	87.75%	87.75%	86.34%	84.82%	83.05%	80.59%	78.56%	74.76%
Año 24	87.25%	87.25%	85.84%	84.34%	82.58%	80.13%	78.12%	74.33%
Año 25	86.75%	86.75%	85.35%	83.85%	82.10%	79.67%	77.67%	73.91%

Tabla 8.3: Evolución de los valores E<sub>BASE</sub> durante la vida útil de la planta y ratio P50<sub>año i</sub>/PXX<sub>año 0</sub> sin datos históricos

K <sub>PXX</sub>	Ratio E <sub>base año i</sub> / E <sub>base año 0</sub>	Ratio P50 <sub>año i</sub> / PXX <sub>año 0</sub> CON DATOS ONSITE						
		P50	P60	P70	P80	P90	P95	P99
Año 1	98.75%	100.00%	98.60%	97.09%	95.33%	92.89%	90.88%	87.10%
Año 2	98.25%	98.25%	96.87%	95.39%	93.66%	91.27%	89.29%	85.58%
Año 3	97.75%	97.75%	96.38%	94.91%	93.19%	90.80%	88.83%	85.14%
Año 4	97.25%	97.25%	95.88%	94.42%	92.71%	90.34%	88.38%	84.70%
Año 5	96.75%	96.75%	95.39%	93.94%	92.23%	89.87%	87.93%	84.27%
Año 6	96.25%	96.25%	94.90%	93.45%	91.76%	89.41%	87.47%	83.83%
Año 7	95.75%	95.75%	94.40%	92.97%	91.28%	88.95%	87.02%	83.40%
Año 8	95.25%	95.25%	93.91%	92.48%	90.80%	88.48%	86.56%	82.96%
Año 9	94.75%	94.75%	93.42%	91.99%	90.33%	88.02%	86.11%	82.53%
Año 10	94.25%	94.25%	92.93%	91.51%	89.85%	87.55%	85.65%	82.09%
Año 11	93.75%	93.75%	92.43%	91.02%	89.37%	87.09%	85.20%	81.66%
Año 12	93.25%	93.25%	91.94%	90.54%	88.90%	86.62%	84.74%	81.22%
Año 13	92.75%	92.75%	91.45%	90.05%	88.42%	86.16%	84.29%	80.79%
Año 14	92.25%	92.25%	90.95%	89.57%	87.94%	85.69%	83.84%	80.35%
Año 15	91.75%	91.75%	90.46%	89.08%	87.47%	85.23%	83.38%	79.91%
Año 16	91.25%	91.25%	89.97%	88.60%	86.99%	84.77%	82.93%	79.48%
Año 17	90.75%	90.75%	89.48%	88.11%	86.51%	84.30%	82.47%	79.04%
Año 18	90.25%	90.25%	88.98%	87.63%	86.04%	83.84%	82.02%	78.61%
Año 19	89.75%	89.75%	88.49%	87.14%	85.56%	83.37%	81.56%	78.17%
Año 20	89.25%	89.25%	88.00%	86.65%	85.08%	82.91%	81.11%	77.74%
Año 21	88.75%	88.75%	87.50%	86.17%	84.61%	82.44%	80.65%	77.30%
Año 22	88.25%	88.25%	87.01%	85.68%	84.13%	81.98%	80.20%	76.87%
Año 23	87.75%	87.75%	86.52%	85.20%	83.65%	81.51%	79.75%	76.43%
Año 24	87.25%	87.25%	86.02%	84.71%	83.18%	81.05%	79.29%	75.99%
Año 25	86.75%	86.75%	85.53%	84.23%	82.70%	80.59%	78.84%	75.56%

 Tabla 8.4: Evolución de los valores E<sub>base</sub> durante la vida útil de la planta y ratio P50 <sub>año i</sub>/PXX <sub>año 0</sub>

con Datos de irradiación recogidos en el sitio del proyecto

La OEF será el valor de E [P99] dividido por el número de días del peor mes del año y la ENFICC será este último valor multiplicado por 365 días.

Es decir,

- a)  $OEF_{diaria} = E [P99] / \text{nº días del peor mes del año considerado}$
- b)  $ENFICC_{anual} = OEF_{diaria} \cdot 365 \text{ días}$

Datos siempre expresados en kwh.

## 9 EJEMPLOS PRÁCTICOS DE APLICACIÓN

Se han seleccionado 4 puntos de la geografía de Colombia donde existe red eléctrica para aplicar todo lo expuesto anteriormente y mostrar la variabilidad que existe dentro del país para diversas configuraciones tecnológicas fotovoltaicas.

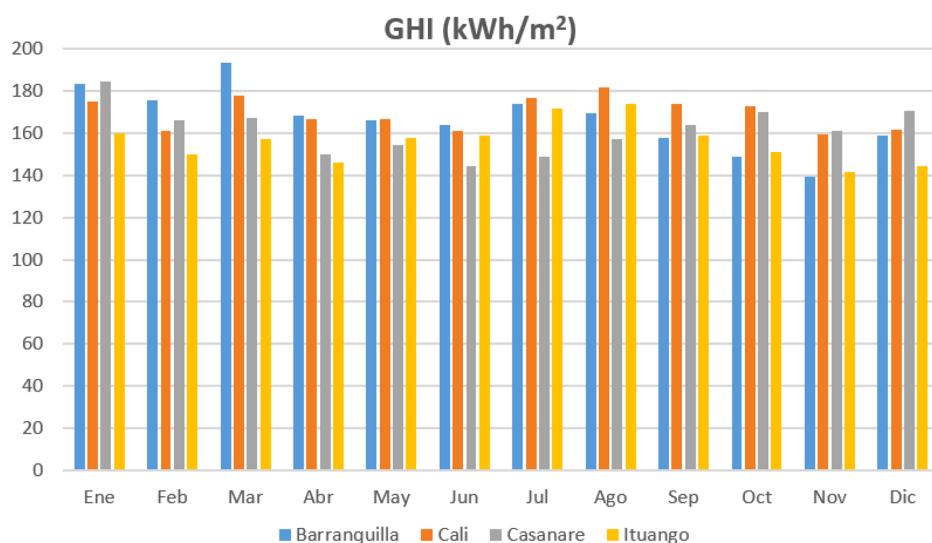
Dichos puntos han sido seleccionados por su variabilidad geográfica y climatológica dentro de Colombia. En ningún caso, supone una recomendación o insinuación de viabilidad de estos puntos; sino que facilitan la comprobación de los estudios dentro de un rango amplio de datos climatológicos.

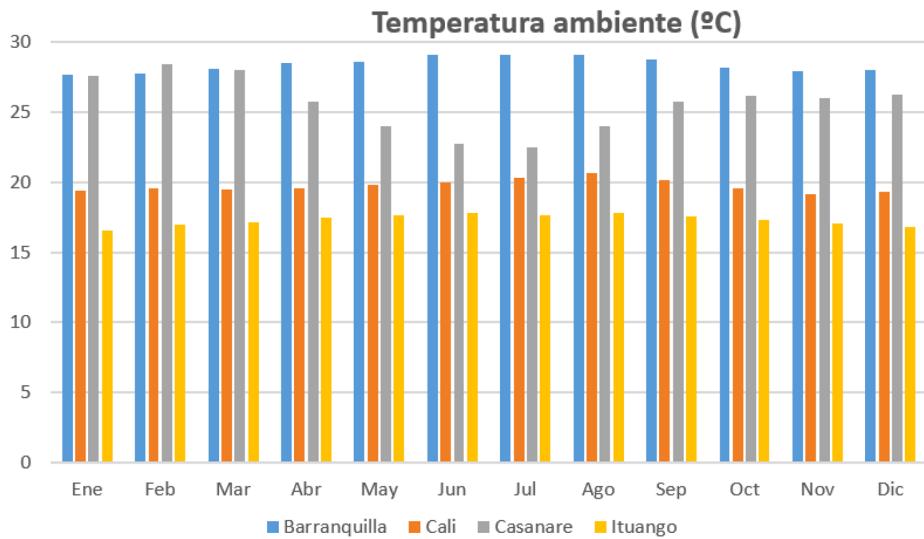
### 9.1 Datos climatológicos básicos

En la tabla que se muestra a continuación se puede observar la ubicación, radiación global horizontal (GHI) y temperatura media anual de estos puntos:

	Norte	Sur	Este	Oeste
Ubicación	Barranquilla	Cali	Casanare	Ituango
GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	2,000	2,035	1,940	1,873
Temperatura Media (°C)	28.4	19.8	25.6	17.3

A continuación se puede observar los valores mensuales de GHI y temperatura para cada una de estas ubicaciones:





## 9.2 Configuraciones utilizadas

La intención de utilizar diversas configuraciones tecnológicas es mostrar un espectro mayor de posibles resultados que ilustrarán aspectos a tomar en cuenta en el cálculo de la energía firme.

Las configuraciones que se muestran a continuación son las más utilizadas en el sector solar fotovoltaico, incluyendo paneles de capa fina (Thin Film, en inglés) con tecnología CIGS (Cooper-Indium-Gallium-Selenide), se ha seleccionado esta tecnología frente a CdTe por ser más limpia al no utilizar metales pesados contaminantes en su fabricación, y de silicio policristalino (cSi) y estructuras de soporte fijas, con seguimiento en 1 eje (E-O) y seguimiento en 2 ejes (E-O y N-S), esta última la menos común de todas. Para todas las configuraciones se consideró el mismo inversor, con una capacidad AC de 1MW. Las configuraciones que emplean estructura de soporte con seguimiento se simularon únicamente utilizando paneles de silicio policristalino ya que su uso con capa fina es poco habitual.

	Fija (CIGS)	Fija (cSi)	Seguidor 1 Eje (cSi)
<b>Potencia por panel (W)</b>	160	315	315
<b># de paneles en serie</b>	8	20	20
<b># de strings por inversor</b>	940	190	190
<b># de inversores</b>	1	1	1
<b>Potencia DC (W)</b>	1,203,200	1,197,000	1,197,000
<b>Potencia AC (W)</b>		1,000,000	
<b>Ratio DC/AC</b>	1.2	1.2	1.2

### 9.3 Resultados obtenidos (PVSYST)

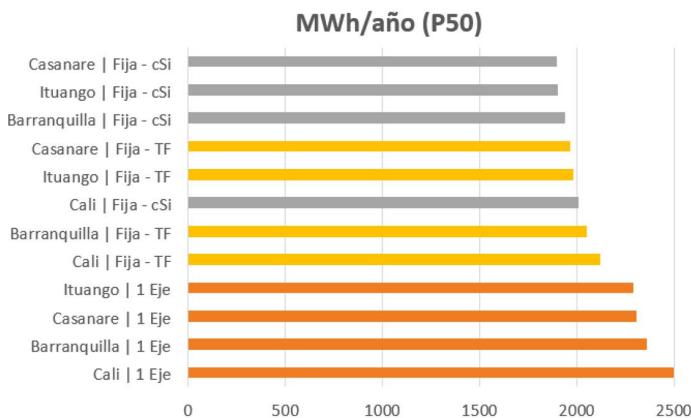
A continuación se muestran las tablas con los resultados obtenidos por configuración (P50) para cada una de las ubicaciones objeto de estudio.

	Fija (CGS)			
	Barranquilla	Cali	Casanare	Ituango
<b>Producción (MWh/año)</b>	2,047	2,119	1,965	1,980
<b>Yield (kWh/kWp)</b>	1,701	1,761	1,633	1,645
<b>PR</b>	83%	86.3%	83.4%	87.2%

	Fija (cSi)			
	Barranquilla	Cali	Casanare	Ituango
<b>Producción (MWh/año)</b>	1,935	2,008	1,893	1,901
<b>Yield (kWh/kWp)</b>	1,616	1,677	1,582	1,588
<b>PR</b>	78.9%	82.2%	80.8%	84.1%

	Seguimiento en 1 Eje			
	Barranquilla	Cali	Casanare	Ituango
<b>Producción (MWh/año)</b>	2,356	2,494	2,303	2,289
<b>Yield (kWh/kWp)</b>	1,968	2,084	1,924	1,912
<b>PR</b>	80%	83.6%	81.3%	84.8%

A continuación se muestran los resultados de producción de todas las configuraciones para todas las ubicaciones estudiadas donde se puede observar que la mayor producción es entorno a 2,500 MWh/año mientras que la menor es 1,893 MWh/año.

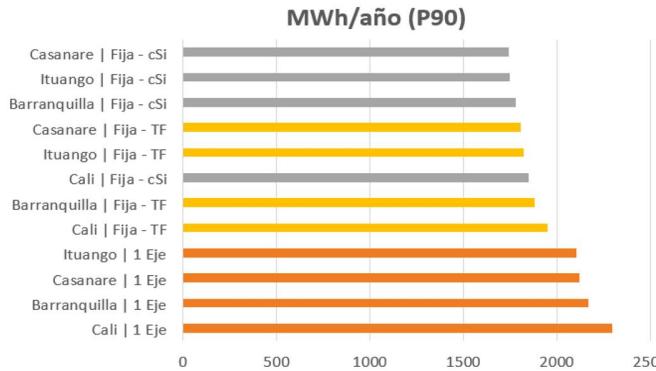


De los resultados obtenidos se puede concluir que dependiendo de la ubicación la producción variará según la climatología del emplazamiento y de la configuración tecnológica aplicada. Esto es algo que se podía anticipar viendo los datos climatológicos básicos donde a mayor radiación solar y menor temperatura, se obtendrá mayor producción eléctrica. También es interesante comparar los resultados obtenidos en Casanare e Ituango ya que, a pesar de haber una diferencia de irradiación considerable, la producción es muy similar y en algunos casos superior en Ituango debido a la considerable diferencia de temperatura.

Todo esto, nos ha ayudado a comprobar la formulación realizada usando distintos parámetros de entrando y comprobando que los resultados son acordes a lo esperado. Volvemos a insistir que en ningún caso los emplazamientos seleccionados son una recomendación sino una herramienta para la formulación objeto de este informe.

#### 9.4 Aplicación de ratios para el cálculo de probabilidad de excedencia diferentes a P50

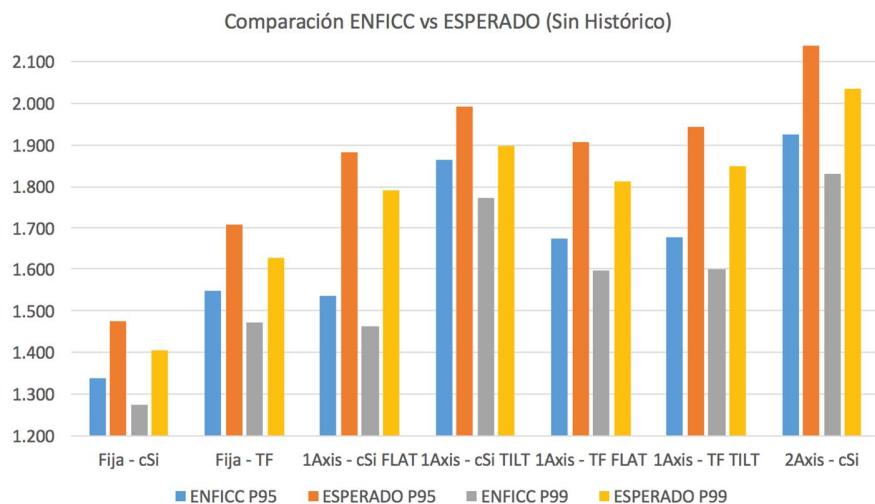
Como se explicó en el apartado 5.2, si deseamos conocer la probabilidad de excedencia diferentes al 50% basta con aplicar los ratios específicos calculados para Colombia a los valores de producción o %yield+ obtenidos anteriormente. De esta manera si deseamos calcular la probabilidad de excedencia del 90% (P90) multiplicaremos por 0.92. Al hacer esto en la gráfica anterior se ve como el valor máximo/mínimo de producción pasa de 2,500/1,893 MWh/año a 2,295/1,742 MWh/año.



Estos resultados son los obtenidos por los cálculos habituales de Energía Solar. A continuación vamos a cotejarlos con la formulación propuesta y ver que la OEF está en el lado conservador siguiendo la definición de la misma comentada en el apartado 2 de este documento. [Nota: Valores correspondientes a plantas de 1,2MWp]

CONFIG	Fija - cSi	Fija - TF	1Axis - cSi FLAT	1Axis - cSi TILT	1Axis - TF FLAT	1Axis - TF TILT	2Axis - cSi
GH	139,2	174,0	139,5	161,0	141,6	144,3	157,8
K <sub>inc</sub>	<b>0,96199</b>	<b>0,96199</b>	<b>1,18607</b>	<b>1,19575</b>	<b>1,18607</b>	<b>1,19575</b>	<b>1,25296</b>
K <sub>sa</sub>	0,9930	0,9930	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9870
K <sub>irr</sub>	0,9640	0,9640	0,9780	0,9780	0,9780	0,9780	0,9840
K <sub>ts</sub>	0,9950	0,9950	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9700
GPOA	1,0100	1,0100	1,2250	1,2350	1,2250	1,2350	1,3300
K <sub>c</sub>	<b>0,90473</b>	<b>0,90473</b>	<b>0,90473</b>	<b>0,90473</b>	<b>0,90473</b>	<b>0,90473</b>	<b>0,90473</b>
K <sub>PVS</sub>	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760	0,9760
K <sub>ohm</sub>	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850
K <sub>d</sub>	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800
K <sub>s</sub>	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700	0,9700
K <sub>nd</sub>	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900	0,9900
K <sub>POI</sub>	<b>0,9850</b>	<b>0,9850</b>	<b>0,9850</b>	<b>0,9850</b>	<b>0,9850</b>	<b>0,9850</b>	<b>0,9850</b>
K <sub>t(Ta)</sub>	<b>0,9643</b>	<b>0,8872</b>	<b>0,8951</b>	<b>0,9336</b>	<b>0,9579</b>	<b>0,9339</b>	<b>0,9429</b>
T <sub>a</sub> (°C)	11,90	30,70	27,90	19,60	17,10	22,80	16,00
a	3,75E-05	2,64E-05	1,08E-05	1,08E-05	-1,34E-05	-1,34E-05	3,69E-06
b	-0,00238	-0,00168	-0,00068	-0,00068	0,00074	0,00074	-0,00024
c	0,05224	0,03730	0,01850	0,01850	-0,00918	-0,00918	0,01032
d	-0,31211	-0,21256	-0,11568	-0,11568	0,05011	0,05011	-0,06154
<b>Energía base [MWh/Mes]</b>	<b>138</b>	<b>159</b>	<b>158</b>	<b>192</b>	<b>172</b>	<b>173</b>	<b>198</b>
<b>Energía según PVsyst POI [MWh/Mes]</b>	<b>134</b>	<b>155</b>	<b>163</b>	<b>192</b>	<b>177</b>	<b>178</b>	<b>192</b>
<b>DIF   %  </b>	<b>2,98%</b>	<b>2,95%</b>	<b>2,97%</b>	<b>0,07%</b>	<b>2,78%</b>	<b>2,99%</b>	<b>2,96%</b>
Exc. Probabilidad (Incl. Degradación)	P95	P95	P95	P95	P95	P95	P95
Sin Histórico	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%
Con Histórico	81,1%	81,1%	81,1%	81,1%	81,1%	81,1%	81,1%
<b>OEF P95 [MWh/dia]</b>							
Sin Histórico	3,67	4,24	4,21	5,11	4,59	4,60	5,27
Con Histórico	3,72	4,30	4,27	5,18	4,66	4,67	5,35
<b>ENFICC P95 [MWh/Año]</b>							
Sin Histórico	1.339	1.548	1.536	1.864	1.677	1.680	1.924
Con Histórico	1.359	1.571	1.559	1.892	1.702	1.705	1.953
Exc. Probabilidad (Incl. Degradación)	P99	P99	P99	P99	P99	P99	P99
Sin Histórico	76,0%	76,0%	76,0%	76,0%	76,0%	76,0%	76,0%
Con Histórico	77,7%	77,7%	77,7%	77,7%	77,7%	77,7%	77,7%
<b>OEF P99 [MWh/dia]</b>							
Sin Histórico	3,49	4,04	4,00	4,86	4,37	4,38	5,02
Con Histórico	3,57	4,13	4,09	4,97	4,47	4,48	5,13
<b>ENFICC P99 [MWh/Año]</b>							
Sin Histórico	1.274	1.473	1.462	1.774	1.596	1.598	1.831
Con Histórico	1.303	1.506	1.494	1.813	1.631	1.634	1.871

Vemos que todos los datos están en un rango inferior al 3%, por lo que la modulación y formulación resulta adecuada. En la siguiente gráfica se comparan los resultados obtenidos con la fórmula y los esperados de acuerdo a la simulación:

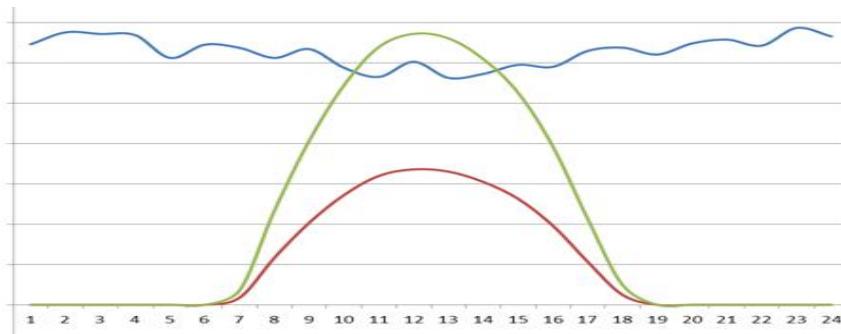


## 10 ANÁLISIS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Uno de las grandes desventajas de la energía solar y en general de muchas fuentes renovables, es no disponer de energía o capacidad de potencia en un momento de demanda requerido por no coincidir con la existencia de recurso primario en ese momento. Tecnológicamente ese problema está resuelto mediante el uso de sistemas de almacenamiento.

Esos sistemas de almacenamiento no son más que baterías que acumulan energía en su momento de producción para liberarla en el momento de demanda más adecuado.

Sin embargo el uso de estos sistemas tiene repercusiones en el coste global de la instalación muy significativas. Recordamos la gráfica ya comentada en este informe:



Gráfica esquemática creada por Fonroche para facilitar la descripción del apartado

Si la línea azul de demanda considerásemos que es aproximadamente 1MW, ello implica que tendremos unas necesidades aproximadas de 24MWh a lo largo del día. Con la línea roja tendríamos una solución solar de aproximadamente 0,5MW lo que supone un 6-7% de la energía global del sistema.

Con este diseño podemos pensar en instalaciones con costes de mercado entre 1,5-1,8\$/Wp que implican costes de energía entre 70\$-90\$/MWh en función de diversos parámetros técnicos y financieros.

Si quisiésemos cubrir el 100% de la energía con energía solar deberíamos hacer una inversión en un sistema de almacenamiento de casi 24MWh junto con una instalación solar de unos 10MW para tener la capacidad de almacenamiento diario para ese conjunto de almacenamiento.

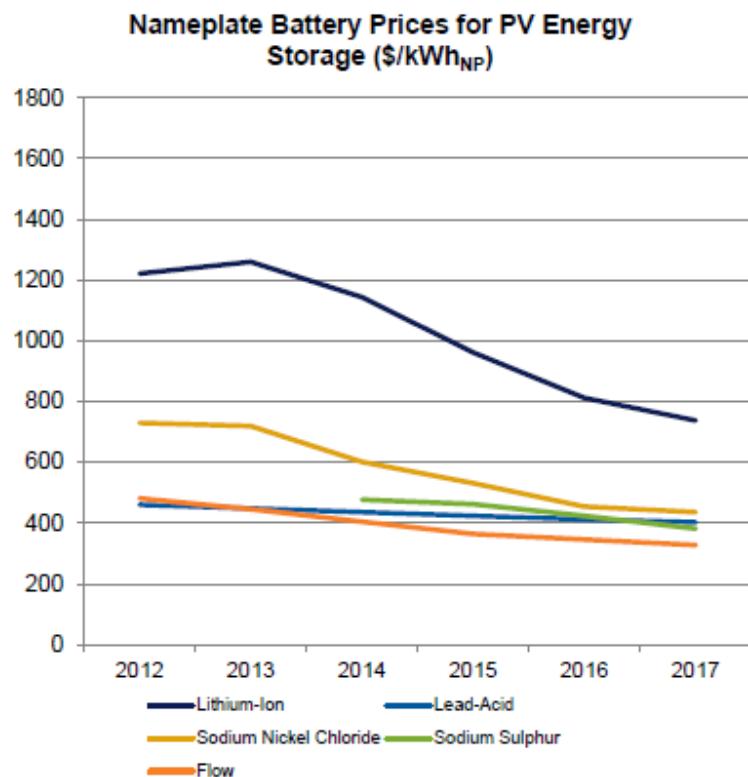
Todo ello hace que con una referencia de coste de baterías de aproximadamente 1m\$ por 1MWh de almacenamiento, el coste total de la instalación solar pasaría del rango 1,5-1,8\$/Wp al rango 3,8-4,2\$/Wp. Para los mismos parámetros financieros implicaría un coste de energía entre 170\$-200\$/MWh como mínimo. Además se incrementa el riesgo técnico ya que para proyectos solares se suelen establecer estudios de viabilidad de al menos 20 años y la vida útil de las baterías se estima menor. Por tanto, cubrir estos riesgos suele aumentar dichos costes por encima de los 240\$/MWh.

Nota: Todas estas referencias están facilitadas en US dollars.

Todos estos datos llevan a las siguientes conclusiones:

- a) La manera más económica de aportar energía solar es que ésta no utilice sistemas de almacenamiento y por tanto no tenga un compromiso de potencia, sino sólo de energía aportada a lo largo del año que es muy predecible. Para sistemas de conexión a red se desaconseja el uso de baterías ya que la propia red funciona como una batería.
- b) Aportar 100% de energía solar es caro y por ello el mercado está delimitando este uso a aquellos consumos que no pueden tener acceso a suministro en red eléctrica.
- c) Actualmente el uso de energía solar con baterías está teniendo una aceptable penetración para sistemas híbridos; es decir, aquellos sistemas que no están conectados a red pero cuyo suministro está garantizado por otra fuente que resulta cara. En este escenario se pueden buscar el ahorro de esa otra fuente cuyos

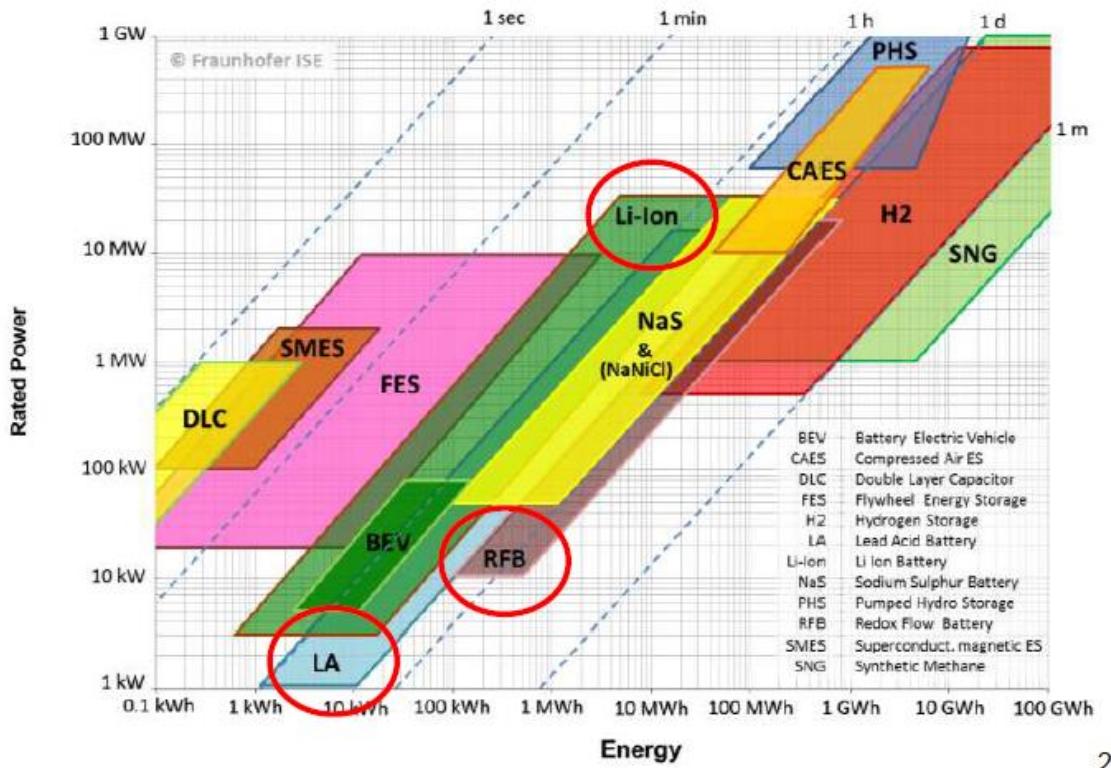
costes de energía sea superior al coste de la solar con almacenamiento. El grado de penetración será un coste financiero individualizado a cada sistema.



Fuente: IHS Inc [2013]

En la gráfica superior, podemos ver una comparativa de costes según la tecnología. Como se puede apreciar, la tecnología Li-Ion es actualmente la más cara. Sin embargo, es la tecnología que más se estaría considerando en la actualidad para este tipo de soluciones. El motivo es que para una vida útil de una planta solar de 20-30 años, las soluciones, por ejemplo, de ácido-plomo sólo ofrecen una durabilidad aproximada de 4 años.

En la gráfica inferior, vemos las diferentes tecnologías de almacenamiento del sector ordenadas según su capacidad de potencia y de energía. Cómo se puede ver hay tecnologías mejor orientadas al almacenamiento de energía y otras con mejor capacidad de dar potencia instantánea. La tecnología Li-Ion cubre un abanico muy amplio y por ello resulta muy adecuada.



2

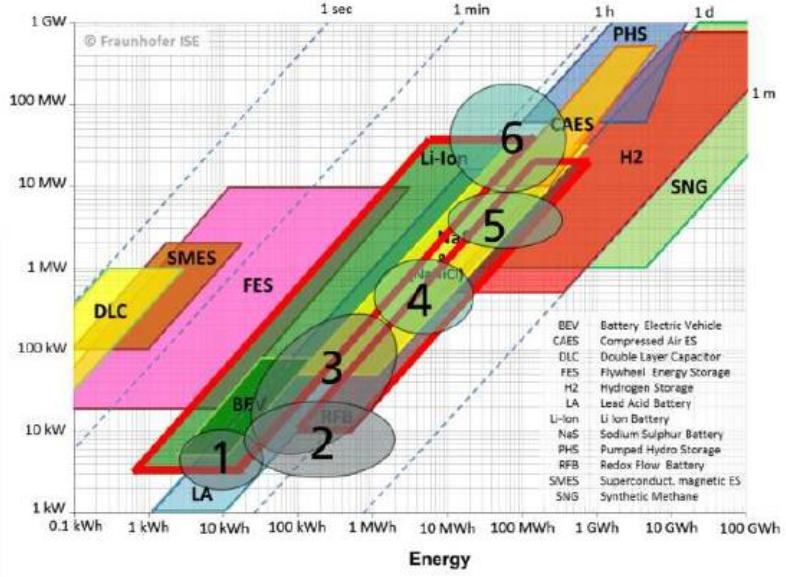
Fuente: Fraunhofer

La tecnología de Redox Flow proporciona un mejor rendimiento en energía que en potencia y además es muy fiable en vida útil. Es una buena opción para descargar energía de forma paulatina.

Las baterías de plomo-ácido se usan principalmente en sistemas aislados domésticos o de comunicaciones de muy baja potencia, dado que son baterías con una vida útil de no más de 10 años.

En resumen podemos concluir este apartado diciendo que la aplicación de sistemas de almacenamiento no es viable económicamente para venta a mercado en red y para acceder a mecanismos como el cargo por confiabilidad, donde la competitividad del mercado exige los mínimos costes posibles en el diseño e instalación de un sistema solar.

- From kW to MW
  - From kWh to MWh
  - Many competitors
  - NaS
  - Lead-Acid
  - Li-Ion
- 1 – PV home storage  
 2 – Offgrid  
 3 – Small PV-park  
 4 – Middle PV-park  
 5 – Wind park onshore big PV-plant  
 6 Wind park offshore



Fuente: Fraunhofer and Gildemeister

Para terminar, mostramos en la imagen superior los rangos más adecuados para diferentes tecnologías con susceptibilidad de ser aplicadas con sistemas de almacenamiento. Del cruce de esos rangos con la gráfica de sistemas de almacenamientos podemos ver cuáles son las más adecuadas a cada uso.

## 11 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objeto principal de este informe, como se ha explicado al comienzo del mismo es aportar el cálculo de energía firme según la descripción de la misma en la legislación actual; dotando pues de las mismas oportunidades que a otras tecnologías que ya acuden al sistema de retribución por cargo por confiabilidad.

Sin embargo, cabe recordar o destacar cuales son los principios básicos para que una inversión de energía solar se produzca:

- a) Recurso solar suficiente para poder producir electricidad al menor coste posible.
- b) Garantía de compra de esa electricidad en al menos 20 años para poder amortizar la inversión convenientemente.
- c) Seguridad jurídica y compromiso del gobierno o país por esta energía que den esa seguridad por la vida útil de la inversión.
- d) Un mínimo de ingresos garantizado para que la entidad financiera que participa en el apalancamiento financiero, tenga garantizado el cobro de la deuda.

De hecho, es este último punto, el que sería más crítico en Colombia a la hora de invertir en instalaciones solares. Los proyectos solares que venden a mercado son difíciles de financiar ya que al tener un valor de precio de venta variable que además compite con otras energías hace que el suelo de tarifa de la misma para el repago de la deuda pueda verse comprometido.

Sin embargo, la energía solar puede aportar aspectos importantes a la red eléctrica tales como:

- 1) Generación de energía eléctrica de forma distribuida
- 2) Aportación al sistema de regulación de potencia reactiva
- 3) Mejora del sistema de almacenamiento de energía nacional, ya que la energía solar aportada evita el uso de energía hidráulica que puede usarse en otro momento.
- 4) Rapidez de instalación y por tanto capacidad de aportar energía a un sistema cuya demanda crece continuamente y donde otras tecnologías necesitan tiempos de adaptación más amplios.

De hecho la LEY 1715 de 13 de Mayo de 2014 en su CAPÍTULO II y artículo 8 menciona en el apartado (c):

**Venta de energía por parte de generadores distribuidos:** La energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc., según la regulación que expida la CREG para tal fin, conforme a los principios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para el mismo.

Este artículo da pie a pensar que una planta solar, podría optar en subasta pública a una tarifa específica en aquellos puntos de interconexión donde el operador nacional de red estimase útil. Con este sistema, ya utilizado en países como Perú, Brasil, India y probablemente México; se lograría alcanzar aquel porcentaje de energía solar que el gobierno por indicación de la UPME y la CREG estimase útil para el sistema sin comprometer el coste de generación eléctrica y garantizando la inversión en energía solar.

Colombia tiene un potencial de 1,5GWp de instalaciones solares que aportarían unos 3.000GWh al sistema; pero difícilmente se producirán sin que los riesgos financieros se mitiguen.

Por tanto, es una recomendación exclusiva de quién ha redactado este informe que la CREG debiera pensar en regular la energía solar fuera de los métodos existentes actuales; basado en las ventajas adicionales que ésta conlleva. Al respecto existen numerosos ejemplos en otros países como referencia.

## 12 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- (1) Cargo por confiabilidad: Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo. Autor: CREG
- (2) Datos de monitorización de las plantas solares FREPL y FSEPL ubicadas en Gajner (India) y de propiedad de Fonroche
- (3) Estudio solar mediante software PVSYST ([www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com))
- (4) Estudio %El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico: el asunto de las fluctuaciones de potencia+realizado por los autores E. Lorenzo, J. Marcos y L. Marroyo
- (5) Documentación y catálogos de estructuras del fabricante GESTAMP STEEL.
- (6) Documentación y catálogos de estructuras del fabricante CLAVIJO para un proyecto de Fonroche
- (7) Documentación y catálogos de estructuras del fabricante TITAN TRACKER para un seguidor de hasta 30kWp
- (8) Datos publicados en <http://www.greenrhinoenergy.com>
- (9) Datos publicados en PVMAGAZINE
- (10) Fuente: Evolución de fabricantes de módulos en el mercado (fuente:IHS Research, CompareMySolar.co.uk)
- (11) Datos de publicaciones de First Solar y facilitados por ésta a Fonroche.
- (12) Datos publicados en [www.solarjourneyusa.com](http://www.solarjourneyusa.com)
- (13) Datos publicados y facilitados directamente por Power-Electronics a Fonroche.
- (14) Datos publicados y facilitados directamente por Schneider Electric.
- (15) Fuente: PREPA en Puerto Rico
- (16) Inputs de irradiación y variaciones de red estudiadas en PSSE para planta 40MW de Fonroche (fuente:Ibérica Solar)
- (17) Datos de la base de datos meteorológica METEONORM
- (18) Datos de la base de datos meteorológica SOLARGIS
- (19) Publicaciones: N. Strevel, L. Trippel & M. Gloeckler, First Solar, Perrysburg, Ohio, USA
- (20) Publicaciones: Photovoltaic DEgradation Rate . An Analytical Review. Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz. NREL/JA-5200-51664 June 2012
- (21) Publicaciones :N. Strevel, L. Trippel & M. Gloeckler, First Solar, Perrysburg, Ohio, USA
- (22) Publicaciones: IHS Inc [2013]
- (23) Datos facilitados y publicados por Fraunhofer and Gildemeister
- (24) Ley 1715 de 13 de Mayo de 2014 : Integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional

## ANEXO: FOTOS Y DATOS PRÁCTICOS

Algún ejemplo para que la CREG sea consciente de aspectos como:

- a) Área utilizada

El área necesitada depende de varios condicionantes:

- “ Es mayor con la utilización de seguidores que con estructura fija.
- “ Es mayor con módulos de capa fina que policristalinos.
- “ A mayor latitud, se necesita mayor separación entre filas.
- “ Necesidad de espacio para el resto de elementos de la planta: edificios que alojan inversores y transformadores, subestación de elevación, oficina de planta, etc.

Teniendo en cuenta estos condicionantes para Colombia, con la realización de estudios solares, y la experiencia en zonas de similar latitud, se puede sintetizar la relación de superficie-potencia en la siguiente tabla:

Relación superficie / potencia		
Módulos policristalinos	Módulos capa fina	
Estructura fija	Seguidor 1 eje	Estructura fija
<b>1,50 ha/MW</b>	<b>2,35 ha/MW</b>	<b>2,00 ha/MW</b>

Nota: Datos orientativos que dependen mucho de la forma y orografía del terreno

No obstante, se debe tener en cuenta también, según condiciones específicas para cada proyecto:

- “ Espacio de reserva para posibles repotenciaciones.
- “ Adaptación a obstáculos existentes que se deseen evitar.

b) Incidencia visual y ambiental

El impacto visual de una planta solar, a pesar de la gran superficie ocupada, no es muy elevado, debido a la baja altura de las instalaciones:



Foto N°1 Vista de un observador de pie



Foto N°2 Vista de pájaro de la misma planta

En cuanto al impacto ambiental, es similar al que pueda tener un desarrollo típico urbanístico de baja densidad.

Por ello, para la elección de áreas adecuadas para una planta solar, se debe tener en cuenta:

- “ Zonas de especial protección de fauna y flora.

Se deben evitar estas zonas, y en caso necesario, realizar actuaciones compensatorias según los estudios medioambientales.

- “ Recursos hidrológicos, cauces y humedales.

Se deben evitar las zonas inundables y cauces de ríos, aunque estos estén aparentemente secos. En determinadas ocasiones puede ser necesario realizar un estudio hidrológico-hidráulico, tanto para proteger la planta solar de posibles inundaciones, como preservar los recursos hidrológicos.

Situaciones como en la siguiente imagen de satélite, con plantas situadas en zonas de ribera e inundabilidad de ríos, deben ser evitadas:



Foto N°3      Planta construida en zona de ribera

c) Entorno adecuado y restricciones

Los terrenos más adecuados para una planta solar son llanos, con poca pendiente, sin sombras, y con una trabajabilidad del terreno adecuada.

Por tanto, para elegir un área de desarrollo para la planta solar se deben evitar, las zonas no recomendables son:

“ Zonas montañosas y de elevadas pendientes. La construcción resulta más costosa y restringida a estructura fija. Por otro lado, las diferentes pendientes y sombras sobre la planta, no son adecuadas a la producción con módulos fotovoltaicos.



Foto N°4      Planta construida en ladera de montaña

“ Franjas de sombra producidas por líneas eléctricas, edificaciones, arbolado.



Foto N°5      Sombras producidas por línea AT

“ Terrenos muy duros (roca) o pantanosos. (Evitar)



Foto N°6      Construcción en terreno rocoso

d) Edificabilidad de la planta.

“ Edificios de inversores / media tensión.

Se distribuyen de forma uniforme por toda la planta, en una sola altura.



Foto N°7      Distribución de edificios de inversores



Foto N°8      Edificio de inversor

" Oficina de control y subestación elevadora.



Foto N°9      Oficina y subestación