

<b>Revisión Revisión</b>	<b>Fecha Fecha</b>	<b>Descripción Descripción</b>
0	2023-06-09	Acuerdo específico 7 CNO – Uniandes: Desarrollo de los protocolos asignados al CNO por las Resoluciones CREG 101-006 y 101-007 de 2023 <sup>1</sup>
1	2023-07-12 y 13	El SURER dio concepto favorable al protocolo en las reuniones 488 y 489.
2	2024-10-30	Se eliminó la restricción de cifras decimales de los parámetros, se eliminó la restricción de los rangos para los parámetros de los módulos y de los inversores, se agregó la descripción de la fórmula para el cálculo de la degradación acumulada de la planta.
3	2025 -05- 15	Ajuste del cálculo de la degradación del panel incluyendo el coeficiente de degradación del panel en el primer año y ajuste de la definición del número de años en el cálculo de la degradación, diferenciando entre plantas nuevas, especiales y existentes.

<sup>1</sup> Autores: María Alejandra Vargas Torres, Camilo Andrés Sedano Quiroz, M.Sc. Nelson Andrés Salazar Peña, M.Sc. Oscar David Salamanca Gómez, M.Sc. Andrés Leonardo González Mancera, Ph.D. Universidad de los Andes

## 1. Objetivo

El presente protocolo define la metodología del modelamiento energético de plantas solares fotovoltaicas conforme con lo establecido en Artículo 5 de la Resolución CREG 101 007 de 2023.

## 2. Ámbito de aplicación

Plantas de generación solar fotovoltaica que van a participar en algún mecanismo de asignación de obligaciones del cargo por confiabilidad de que trata la Resolución CREG 071 de 2006 (o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan), a plantas solares fotovoltaicas que apliquen procedimientos relacionados con asignación de obligaciones del cargo por confiabilidad, y a plantas solares fotovoltaicas que tengan Obligaciones de Energía Firme (OEF) previamente asignadas a la expedición de la presente resolución.

## 3. Etapas del modelamiento energético

El modelamiento energético de una planta solar fotovoltaica definida mediante Acuerdo por el Consejo Nacional de Operación (CNO) consiste en una serie de cinco etapas que representan la cadena de transformaciones, transporte de energía y pérdidas durante el proceso de conversión desde el recurso hasta la frontera comercial:

1. Diseño técnico y eléctrico de la planta solar fotovoltaica.
2. Modelamiento de irradiancia en el plano del arreglo (POA, por sus siglas en inglés).
3. Modelamiento de la temperatura del panel fotovoltaico ( $T_{panel}$ ).
4. Modelamiento de la producción DC.
5. Modelamiento de la producción AC y generación de energía.

Las series de datos a utilizar en el modelo CNO de una planta fotovoltaica deben haber sido adquiridas conforme con lo dispuesto en el Acuerdo CNO 1724 de 2023 o aquel

que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1725 de 2023 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.

**Nota:** En los diagramas presentados en el protocolo, los recuadros color azul indican los parámetros de entrada y los recuadros color naranja indican los parámetros de salida para cada proceso.

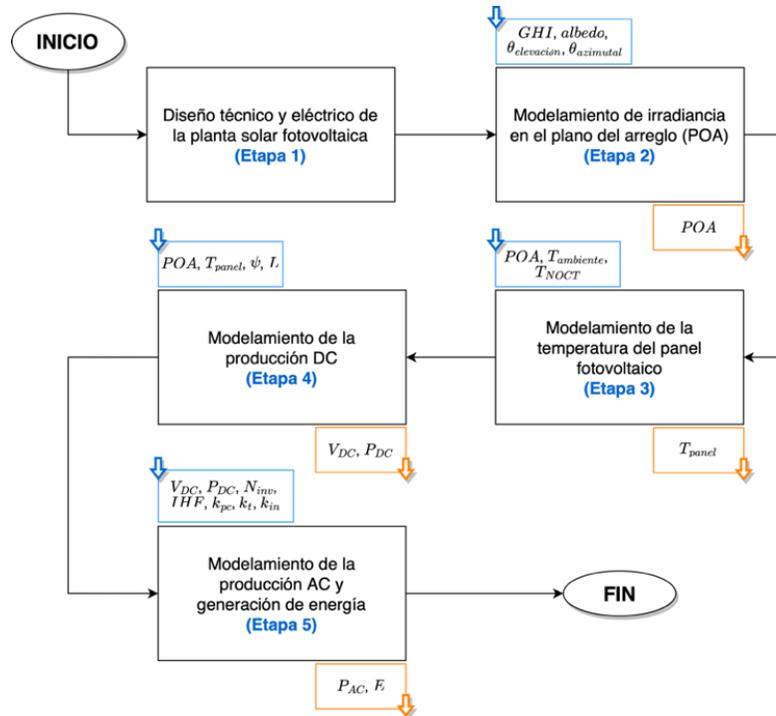


Figura 3.1. Diagrama de flujo general del modelo CNO de una planta solar fotovoltaica.

## 4. Diseño técnico y eléctrico de la planta solar fotovoltaica

En el modelo CNO de una planta solar fotovoltaica, el diseño técnico y eléctrico de la planta solar fotovoltaica se debe realizar para **cada configuración única de inversor disponible** en la planta. Dicho diseño, junto con las series de datos en resolución horaria de irradiancia global horizontal (GHI, por sus siglas en inglés) y temperatura ambiente ( $T_{ambiente}$ ), son la entrada al modelo CNO para el modelamiento energético de la planta solar fotovoltaica.

El diseño técnico y eléctrico de la planta solar fotovoltaica se compone de cuatro grupos de parámetros:

1. **Ubicación geográfica:** Abarca la información de localización de la planta solar fotovoltaica.
2. **Paneles fotovoltaicos:** Abarca el tipo de tecnología y eficiencia de conversión, incluyendo si son de una sola cara o bifaciales.
3. **Inversores:** Abarca sus características técnicas.
4. **Diseño de la planta fotovoltaica:** Abarca (i.) el tipo de estructura a utilizar: fija con algún grado de orientación o con seguidor de uno o dos ejes, y (ii.) el número de inversores y configuración de paneles fotovoltaicos por inversor.
5. **Parámetros globales:** Abarca la información de pérdidas por temperatura, pérdidas por tipo de estructura, pérdidas en la instalación y pérdidas eléctricas consideradas hasta el punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

#### 4.1. Ubicación geográfica

La ubicación geográfica se define a partir de cinco parámetros.

**Tabla 4.1.** Parámetros para la definición de la ubicación geográfica.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
Latitud	°	Latitud de la ubicación geográfica de la planta solar fotovoltaica.	-5 a 15	Decimal
Longitud	°	Longitud de la ubicación geográfica de la planta solar fotovoltaica.	-80 a -60	Decimal
Zona horaria	-	Zona horaria de la localización de la planta solar fotovoltaica.	-	Texto
Altitud	m	Altura sobre el nivel del mar de la ubicación geográfica de la planta solar fotovoltaica	-200 a 6000	Decimal
Albedo	-	Albedo característico de la superficie.	0 a 1	Decimal

\* Rango de la forma  $a \leq x \leq b$ .

#### 4.2. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos se definen a partir de doce parámetros. Si los paneles fotovoltaicos son bifaciales, se deben incorporar tres parámetros adicionales

resultados en verde en la Tabla 4.2. (i.e., bifacialidad, alto de fila de paneles fotovoltaicos y ancho de fila de paneles fotovoltaicos).

**Tabla 4.2.** Parámetros para la definición de los paneles fotovoltaicos.

Parámetro	Unidad	Descripción	Tipo de Dato
Referencia Panel	-	Nombre del fabricante y modelo de referencia del panel fotovoltaico.	Texto
$T_{NOCT}$	°C	Temperatura nominal de funcionamiento del panel fotovoltaico (NOCT, por sus siglas en inglés).	Decimal
Tecnología	-	Tecnología del panel fotovoltaico. Puede ser: Mono-Si, Multi-Si, Poli-Si, CIS, CIGS, CdTe o Amorfo.	Texto
$N_s$	-	Número de celdas en serie del panel fotovoltaico.	Entero
$I_{SC,STC}$	A	Corriente de corto circuito en condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés).	Decimal
$V_{OC,STC}$	V	Voltaje de circuito abierto en condiciones STC.	Decimal
$I_{MP,STC}$	A	Corriente en el punto de máxima potencia en condiciones STC.	Decimal
$V_{MP,STC}$	V	Voltaje en el punto de máxima potencia en condiciones STC.	Decimal
$\alpha_{SC}$	A/°C	Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ).	Decimal
$\beta_{OC}$	V/°C	Coefficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto ( $V_{OC}$ ).	Decimal
$\gamma_{PMP}$	%/°C	Coefficiente de temperatura de la potencia DC en el punto de máximo.	Decimal
$P_{nominal,STC}$	W	Potencia nominal del módulo fotovoltaico en condiciones STC.	Decimal
$\psi$	%	Degradación acumulada del parque fotovoltaico (ver ecuación 4.1). En caso de haber repotenciación por reemplazo de paneles fotovoltaicos,	Decimal

se debe estimar la degradación según la ecuación 4.2.

Bifacialidad	-	Relación entre la eficiencia del lado frontal y posterior del panel fotovoltaico, medida en condiciones STC.		Decimal
Alto fila paneles	m	Altura de las filas de paneles fotovoltaicos medida en su centro.		Decimal
Ancho fila paneles	m	Ancho de las filas de paneles fotovoltaicos en el plano 2D (e.g., 1P, 2P, 4L).		Decimal

La degradación del panel fotovoltaico ( $\psi$ ) se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$\psi = \text{Coeficiente de degradación del fabricante}_{\text{primer año}} + \text{Coeficiente Degradación Fabricante} * (\text{Número de años} - 1) \quad (4.1)$$

Donde:

- $\psi$  es la degradación del parque fotovoltaico [%]
- *Coeficiente de degradación del fabricante<sub>primer año</sub>* es coeficiente de degradación del panel en el primer año reportado por el fabricante [%/año]. En los casos en los que no se cuente con este parámetro de manera explícita en la información entregada por el fabricante, el agente deberá estimarlo a partir de la curva de degradación del panel, relacionando las memorias de cálculo correspondientes.
- **Coeficiente Degradación Fabricante** es coeficiente de degradación reportado por el fabricante [%/año].
- **Número de años** dependerá de:
  - o **Proceso de Verificación anual (Resolución CREG 127 de 2020):** número de años desde la Fecha de inicio de pruebas de puesta en servicio - FIPPS - hasta el último día del mes inmediatamente anterior a la declaración del parámetro.
  - o **Mecanismos del cargo por confiabilidad:** número de años de la obligación a la que se está participando. En el caso de las *plantas existentes y especiales en pruebas*, el número de años cuenta desde la

Fecha de inicio de pruebas de puesta en servicio - FIPPS - hasta el último año del período al que se está optando por asignación. Para el caso de las plantas nuevas y especiales en construcción, cuenta desde la FPO definida en el cronograma de curva S hasta el último año del período al que se está optando por asignación.

En el caso de que exista una repotenciación de la planta, la degradación se deberá calcular de la siguiente manera:

$$\Psi = \Psi_{no\_repotenciada} \left( \frac{Capacidad_{no\_repotenciada}}{Capacidad_{Total}} \right) + \Psi_{repotenciada} * \left( \frac{Capacidad_{repotenciada}}{Capacidad_{Total}} \right) \quad (4.2)$$

Donde:

- $\Psi_{no\_repotenciada}$  corresponde a la degradación de la fracción del parque fotovoltaico que no ha sido repotenciada [%]
- $\Psi_{repotenciada}$  corresponde a la degradación de la fracción del parque fotovoltaico que fue repotenciada [%]
- $Capacidad_{no\_repotenciada}$  corresponde a la capacidad de generación de la fracción del parque fotovoltaico que no fue repotenciada [MW]
- $Capacidad_{repotenciada}$  corresponde a la capacidad de generación de la fracción del parque fotovoltaico que fue repotenciada [MW]
- $Capacidad_{Total}$  corresponde a la capacidad de generación total del parque fotovoltaico [MW]

### 4.3. Inversores

La conversión DC-AC de los inversores se realiza mediante el modelo de *Sandia National Laboratories* (SNL), el cual se define a partir de ocho parámetros.

**Tabla 4.3.** Parámetros para la definición del inversor con modelo SNL.

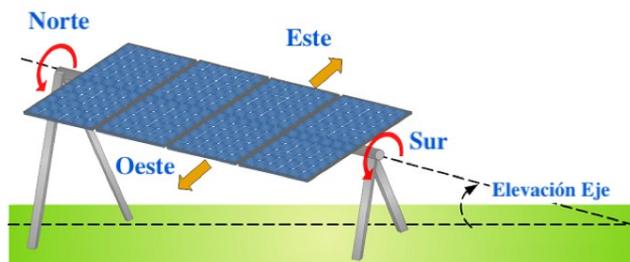
Parámetro	Unidad	Descripción	Tipo de Dato
Referencia Inversor	-	Nombre del fabricante y modelo de referencia del inversor.	Texto

$P_{ACnominal}$	W	Potencia AC nominal del inversor.	Decimal
$P_{DCnominal}$	W	Potencia DC nominal del inversor.	Decimal
$V_{DCnominal}$	V	Voltaje DC al que se alcanza la potencia AC nominal ( $P_{ACnominal}$ ) con la entrada de potencia DC.	Decimal
$P_{DCarranque}$	W	Potencia DC necesaria para iniciar el proceso de inversión.	Decimal
Curva $P_{AC}$ vs. $P_{DC}$ en $V_{DCmin}$	W	Curva de potencia AC con respecto a la potencia DC tomada al voltaje DC mínimo de prueba de desempeño de Sandia [10]. <b>La curva requiere siete puntos de medición.</b>	Lista Decimal
Curva $P_{AC}$ vs. $P_{DC}$ en $V_{DCnominal}$	W	Curva de potencia AC con respecto a la potencia DC tomada al voltaje DC nominal del inversor ( $V_{DCnominal}$ ). <b>La curva requiere siete puntos de medición.</b>	Lista Decimal
Curva $P_{AC}$ vs. $P_{DC}$ en $V_{DCmax}$	W	Curva de potencia AC con respecto a la potencia DC tomada al voltaje DC máximo de prueba de desempeño de Sandia [10]. <b>La curva requiere siete puntos de medición.</b>	Lista Decimal
$P_{ACnocturno}$	W	Potencia AC consumida por el inversor durante la noche.	Decimal

#### 4.4. Diseño de la planta fotovoltaica

El tipo de estructura de los paneles fotovoltaicos puede ser: fija con algún grado de orientación o con seguidor de uno o dos ejes. Los ángulos de la Tabla 4.4 son aquellos vistos por el panel fotovoltaico para la estructura fija con algún grado de orientación. Por el contrario, para la estructura con seguidor de uno o dos ejes, los ángulos de la Tabla 4.5 son aquellos vistos por el eje (ver Figura 4.1). En este caso, el ángulo de rotación se determina en un sistema de coordenadas diestro. El seguidor define el eje-y positivo, el eje-x positivo está a  $90^\circ$  en sentido horario desde el eje-y y es paralelo a la superficie, y el eje-z positivo es normal a ambos ejes (-x y -y), y está orientado hacia el cielo. El ángulo de rotación es una rotación hacia la derecha alrededor del eje-y en el sistema de coordenadas e indica la posición del seguidor en relación con la horizontal. Por ejemplo, si  $\theta_{azimutal}$  es  $180^\circ$  (i.e., orientado al sur) y  $\theta_{elevación}$  es  $0^\circ$ , entonces un

ángulo del seguidor de 0° es horizontal, de 30° es una rotación hacia el oeste, y 90° es una rotación al plano vertical hacia el este.



**Figura 4.1.** Parámetros para la definición de una estructura con seguidor de un eje [1].

**Tabla 4.4.** Parámetros para la definición de la estructura fija con algún grado de orientación.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
$\theta_{azimutal}$	°	Ángulo azimutal del panel fotovoltaico en grados decimales (Norte = 0, Sur = 180, Este = 90, Oeste = 270).	0 a 359.9	Decimal
$\theta_{elevación}$	°	Ángulo de inclinación del panel fotovoltaico desde la horizontal.	0 a 90	Decimal
Racking	V	Tipo de ventilación del montaje. Debe ser <i>open rack**</i> , <i>close mount**</i> o <i>insulated back**</i> .	-	Texto

\* Rango de la forma  $a \leq x \leq b$ .

\*\* **Open rack:** Montaje sobre estructura abierta que permite que el aire circule libremente alrededor del panel fotovoltaico; **Close mount:** Montaje sobre estructura con poco espacio entre la superficie del edificio y la parte posterior del panel fotovoltaico, causando poco flujo de aire; **Insulated back:** Montaje directamente en la superficie de un edificio en una aplicación fotovoltaica integrada en el edificio (BIPV, por sus siglas en inglés) que evita que el aire fluya sobre la parte posterior del panel fotovoltaico.

**Tabla 4.5.** Parámetros para la definición de la estructura con seguidor de uno o dos ejes.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
$\theta_{azimutal}$	°	Ángulo perpendicular por regla de la mano derecha al eje de rotación. Por ejemplo, un valor de 180° (i.e., dirección sur) indica una rotación de este a oeste.	0 a 359.9	Decimal

$\theta_{elevation}$	°	Ángulo de inclinación del eje de rotación con respecto a la horizontal. Por ejemplo, un valor de 0° indica que el eje de soporte de los paneles fotovoltaicos está horizontal.	0 a 90	Decimal
$\theta_{max}$	°	Ángulo de rotación máximo del seguidor desde su posición horizontal. Por ejemplo, un valor de 90° permite que el seguidor gire desde y hasta una posición vertical en la que el panel mira hacia el horizonte.	0 a 90	Decimal
Racking	-	Tipo de ventilación del montaje. Debe ser <i>open rack**</i> , <i>close mount**</i> o <i>insulated back**</i> .	-	Texto

\* Rango de la forma  $a \leq x \leq b$ .

\*\* **Open rack:** Montaje sobre estructura abierta que permite que el aire circule libremente alrededor del panel fotovoltaico; **Close mount:** Montaje sobre estructura con poco espacio entre la superficie del edificio y la parte posterior del panel fotovoltaico, causando poco flujo de aire; **Insulated back:** Montaje directamente en la superficie de un edificio en una aplicación fotovoltaica integrada en el edificio (BIPV, por sus siglas en inglés) que evita que el aire fluya sobre la parte posterior del panel fotovoltaico.

Adicionalmente, los parámetros del número de inversores y configuración de paneles fotovoltaicos por inversor se presentan en la Tabla 4.6.

**Tabla 4.6.** Parámetros para la definición del número de inversores y correspondiente configuración de paneles fotovoltaicos.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango	Tipo de Dato
$N_{inv}$	-	Cantidad de inversores con configuración eléctrica exactamente igual a la definida.	$\geq 1$	Entero
$N_{subarrays}$	-	Conjunto de arreglos conectados a un inversor. Cada <i>subarray</i> se compone de cantidad de paneles fotovoltaicos conectados en serie ( <i>PS</i> ) y cantidad de cadenas de paneles fotovoltaicos conectadas en paralelo por inversor ( <i>PP</i> ).	$\geq 1$	Entero

$PS$	–	Cantidad de paneles fotovoltaicos conectados en serie por cadena en cada <i>subarray</i> .	$\geq 1$	Entero
$PP$	–	Cantidad de cadenas de paneles fotovoltaicos conectadas en paralelo en cada <i>subarray</i> .	$\geq 1$	Entero

## 4.5. Parámetros globales

Las pérdidas generales en corriente directa (i.e., por temperatura, por tipo de estructura, en la instalación y eléctricas) y las pérdidas eléctricas de transformación y transmisión hasta el punto de conexión al SIN en corriente alterna se presentan en la Tabla 4.7.

**Tabla 4.7.** Parámetros del diseño técnico y eléctrico de la planta solar fotovoltaica.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
$L$	%	Pérdidas globales en corriente directa (i.e., DC).	0 a 100	Decimal
$k_{pc}$	%	Pérdidas de transmisión hasta el punto común de acople de los inversores.	0 a 100	Decimal
$k_t$	%	Pérdidas asociadas a la transformación (elevación de tensión).	0 a 100	Decimal
$k_{in}$	%	Pérdidas de interconexión, transmisión hasta el punto de conexión.	0 a 100	Decimal
IHF	%	Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF) según lo estipulado en Resolución CREG 071 de 2006 (o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan).	0 a 100	Decimal
$P_{PI}$	W	Potencia límite del punto de inyección.	$\geq 0$	Decimal

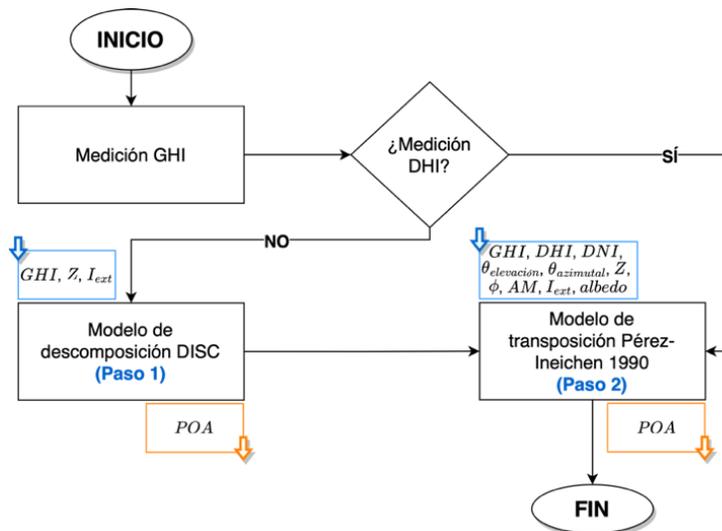
\* Rango de la forma  $a \leq x \leq b$ .

## 5. Irradiancia en plano del arreglo (POA)

El modelo CNO de una planta solar fotovoltaica requiere estimar la irradiancia en el plano del arreglo (POA, por sus siglas en inglés). De acuerdo con el estándar IEC 61724-

1:2017, la irradiancia POA es la suma de la irradiancia directa (DNI, por sus siglas en inglés) y difusa (DHI, por sus siglas en inglés) que incide sobre una superficie inclinada paralela al plano de los paneles fotovoltaicos. Al no contar con medición de las componentes DNI y DHI, dado que el Artículo 3 de la Resolución CREG 101 007 de 2023 no establece el reporte de dichas componentes, se requiere una secuencia de tres pasos para lograr estimar la irradiancia POA.

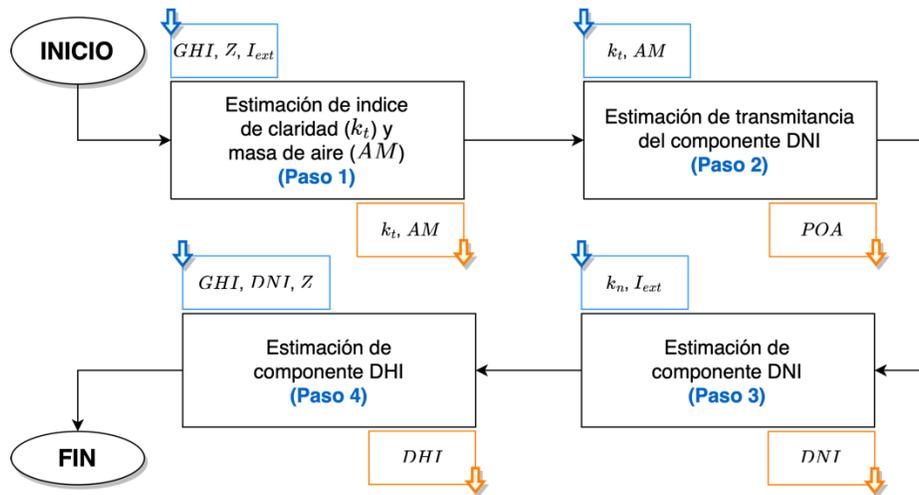
El primer paso consiste en emplear el modelo de descomposición DISC (*Direct Insolation Solar Code*) para estimar la componente DNI. En el segundo paso se estima la componente DHI a partir de una relación matemática. Finalmente, el tercer paso permite estimar la irradiancia POA a partir de las componentes GHI, DNI y DHI mediante el modelo de transposición de Pérez-Ineichen 1990. El proceso de modelado sigue el flujo de trabajo sintetizado en la Figura 5.1.



**Figura 5.1.** Diagrama de flujo para estimación de irradiancia en plano de arreglo (POA).

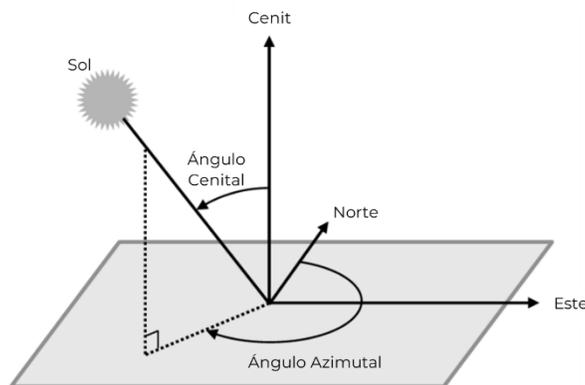
## 5.1. Descomposición con modelo DISC

El modelo de descomposición DISC requiere cuatro parámetros de entrada: (i.) GHI, (ii.) ángulo cenital del sol ( $Z$ ), (iii.) estampas temporales, e (iv.) irradiancia extraterrestre ( $I_{ext}$ ). Estos cuatro parámetros deben corresponder según la estampa temporal.



**Figura 5.2.** Diagrama de flujo del modelo de descomposición DISC.

El ángulo cenital del sol ( $Z$ ) corresponde al ángulo entre la dirección del sol y el horizonte ideal (ver Figura 5.3). El valor de  $Z$  puede estimarse mediante el modelo SPA propuesto por Reda y Andreas (2004) disponible en [21], o a través de las herramientas [PVLIB Solar Position](#).



**Figura 5.3.** Ángulos que describen la posición del sol. Adaptado de [2].

Por otra parte, la irradiancia extraterrestre ( $I_{ext}$ ) es la cantidad teórica de irradiancia solar (en unidades de  $W/m^2$ ) que estaría disponible en la superficie de la tierra perpendicular al sol y fuera de la atmósfera. El valor de  $I_{ext}$  puede estimarse a través de la herramienta [PVLIB Extraterrestrial Radiation](#) o mediante la Ecuación 5.1, donde  $DOY$  es el número del día en el año.

$$I_{ext} = 1361 \cdot \left( 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot DOY}{365}\right) \right) \quad (5.1)$$

A partir de estos parámetros se estima:

1. El índice de claridad ( $k_t$ ) a partir de la Ecuación 5.2. El índice de claridad es una medida de la claridad de la atmósfera.
2. La masa de aire (AM) con el modelo Kasten-Young 1989 definido en la Ecuación 5.3. La masa de aire es la longitud del camino que toma la luz a través de la atmósfera, normalizada a la longitud del camino más corta posible (es decir, cuando el sol está directamente sobre la cabeza). La masa de aire cuantifica la reducción en el poder de la luz a medida que atraviesa la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo.

$$k_t = \frac{GHI}{I_{ext} \cdot \max(\cos(Z), 1.52)} \quad (5.2)$$

$$AM = \frac{1}{\cos(Z) + 0.50572 \cdot (6.07995 + (90 - Z))^{-1.6364}} \quad (5.3)$$

Luego, se calcula la transmitancia del componente DNI ( $k_n$ ) a partir de la Ecuación 5.4.

$$k_n = k_{n_c} - \Delta k_n \quad (5.4)$$

Donde:

$$k_{n_c} = 0.866 - 0.122 \cdot AM + 0.0121 \cdot AM^2 - 0.000653 \cdot AM^3 + 0.000014 \cdot AM^4 \quad (5.5)$$

y

$$\Delta k_n = a + b \cdot \exp(c \cdot AM) \quad (5.6)$$

Ahora, si  $k_t \leq 0.6$ , se tiene que:

$$\begin{aligned} a &= 0.512 - 1.56 \cdot k_t + 2.286 \cdot k_t^2 - 2.222 \cdot k_t^3 \\ b &= 0.370 + 0.962 \cdot k_t \\ c &= -0.280 + 0.932 \cdot k_t - 2.048 \cdot k_t^2 \end{aligned} \quad (5.7)$$

De lo contrario (i.e.,  $k_t > 0.6$ ), se tiene que:

$$\begin{aligned} a &= -5.743 + 21.77 \cdot k_t - 27.49 \cdot k_t^2 + 11.56 \cdot k_t^3 \\ b &= 41.40 - 118.5 \cdot k_t + 66.05 \cdot k_t^2 + 31.90 \cdot k_t^3 \\ c &= -47.01 + 184.2 \cdot k_t - 222.0 \cdot k_t^2 + 73.81 \cdot k_t^3 \end{aligned} \quad (5.8)$$

Finalmente, se calculan los componentes DNI (ver Ecuación 5.9) y DHI (ver Ecuación 5.10).

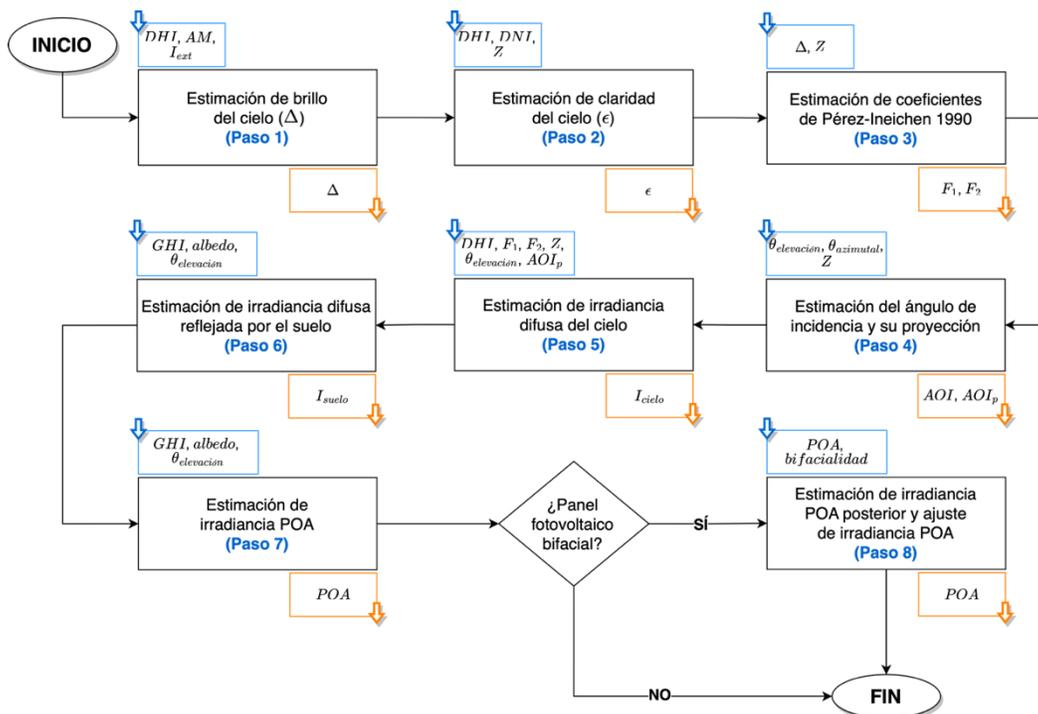
$$DNI = k_n \cdot I_{ext} \quad (5.9)$$

$$DHI = GHI - DNI \cdot \cos(Z) \quad (5.10)$$

Los valores obtenidos de DNI y DHI deben ser filtrados a cero si el ángulo cenital del sol para la estampa temporal correspondiente es mayor a  $87^\circ$ , o si los valores obtenidos son negativos (i.e.,  $DHI < 0$  y  $DNI < 0$ ).

## 5.2. Transposición con modelo Pérez-Ineichen 1990

A partir de la medición de GHI y la estimación de los componentes de irradiancia (i.e., DNI y DHI), se determina la irradiancia POA, utilizando el modelo de irradiancia difusa del cielo de Pérez-Ineichen 1990.



**Figura 5.4.** Diagrama de flujo del modelo de transposición Pérez-Ineichen 1990.

El modelo de transposición Pérez-Ineichen 1990 requiere diez parámetros de entrada que deben corresponder según la estampa temporal:

1. Ángulo de elevación del panel fotovoltaico ( $\theta_{elevación}$ ) respecto a la horizontal. En caso de tener un seguidor de uno o dos ejes, el ángulo de elevación corresponde a una serie de datos cuyo valor varía en el tiempo.
2. Ángulo azimutal del panel fotovoltaico ( $\theta_{azimutal}$ ) tomando como referencia el norte (i.e., Norte = 0°, Este = 90°, Sur = 180° y Oeste = 270°). En caso de tener un seguidor de uno o dos ejes, el ángulo de elevación corresponde a una serie de datos cuyo valor varía en el tiempo.
3. Ángulo cenital del sol ( $Z$ ), el cual corresponde al ángulo entre la dirección del sol y el horizonte ideal (ver Figura 5.3).
4. Ángulo azimutal del sol ( $\phi$ ) tomando como referencia el norte (i.e., Norte = 0°, Este = 90°, Sur = 180° y Oeste = 270°).
5. GHI.
6. Componente DNI, estimada con la Ecuación 5.9.
7. Componente DHI, estimada con la Ecuación 5.10.
8. Irradiancia extraterrestre ( $I_{ext}$ ), estimada con la Ecuación 5.1.
9. Masa de aire (AM), estimada con la Ecuación 5.3.
10. Albedo de la superficie. El albedo se define como la proporción existente entre la energía luminosa que incide en una superficie y la que se refleja. Si el albedo de la superficie no se conoce, es posible utilizar alguno de los valores típicos de albedo se presentan en la Tabla 5.1. **En caso de no encontrar una superficie exacta, se debe tomar la más próxima y agregar 3% a las pérdidas globales en corriente directa ( $L$ ).**

**Tabla 5.1.** Valores de albedo según la superficie. Definido por *Sandia National Laboratories*.

Superficie	Albedo
Urbano	0.18
Césped	0.20
Césped Fresco	0.26
Tierra	0.17
Arena	0.40
Nieve	0.65
Nieve Fresca	0.75
Asfalto	0.12
Hormigón	0.30
Aluminio	0.85
Cobre	0.74
Acero	0.35
Acero Sucio	0.08

Mar

0.06

Con estos parámetros de entrada primero se estima la irradiancia difusa del cielo ( $I_{cielo}$ ). Para esto, se inicia con el cálculo del brillo del cielo ( $\Delta$ ) con la Ecuación 5.11.

$$\Delta = \frac{DHI \cdot AM}{I_{ext}} \quad (5.11)$$

Se continúa con el cálculo del parámetro de claridad del cielo ( $\epsilon$ ) con la Ecuación 5.12.

$$\epsilon = \frac{\left( \frac{DHI + DNI}{DHI + 1.041 \cdot Z^3} \right)}{1 + 1.041 \cdot Z^3} \quad (5.12)$$

Luego, se estiman los coeficientes  $F_1$  y  $F_2$  empleando la Ecuación 5.13 y Ecuación 5.14, respectivamente, y teniendo en cuenta los valores calculados de  $\epsilon$  y las tablas de búsqueda Tabla 5.2 y Tabla 5.3.

**Tabla 5.2.** Categorías discretas del parámetro claridad del cielo ( $\epsilon$ ).

Categoría de $\epsilon$	Límite inferior*	Límite superior*
1. Nublado	1	1.065
2.	1.065	1.230
3.	1.230	1.500
4.	1.500	1.950
5.	1.950	2.800
6.	2.800	4.500
7.	4.500	6.200
8. Claro	6.200	-

\* Límites de la forma: límite inferior  $\leq \epsilon <$  límite superior.

**Tabla 5.3.** Coeficientes de irradiancia del modelo Perez-Ineichen 1990.

Categoría de $\epsilon$	$F_{11}$	$F_{12}$	$F_{13}$	$F_{21}$	$F_{22}$	$F_{23}$
1	-0.008	0.588	-0.062	-0.060	0.072	-0.022
2	0.130	0.683	-0.151	-0.019	0.066	-0.029
3	0.330	0.487	-0.221	0.055	-0.064	-0.026
4	0.568	0.187	-0.295	0.109	-0.152	-0.014

5	0.873	-0.392	-0.362	0.226	-0.462	0.001
6	1.132	-1.237	-0.412	0.288	-0.823	0.056
7	1.060	-1.600	-0.359	0.264	-1.127	0.131
8	0.678	-0.327	-0.250	0.156	-1.377	0.251

$$F_1 = F_{11} + F_{12} \cdot \Delta + F_{13} \cdot Z \quad (5.13)$$

$$F_2 = F_{21} + F_{22} \cdot \Delta + F_{23} \cdot Z \quad (5.14)$$

El valor del coeficiente  $F_1$  se debe filtrar a cero en caso de ser negativo, es decir,  $F_1 = \max(F_1, 0)$ .

Ahora, a partir del ángulo de elevación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal ( $\theta_{elevación}$ ), el ángulo azimutal del panel fotovoltaico ( $\theta_{azimutal}$ ), el ángulo cenital del sol ( $Z$ ) y el ángulo azimutal del sol ( $\phi$ ), se estiman las proyecciones del ángulo de incidencia (AOI, por sus siglas en inglés) a partir del vector unitario perpendicular a la posición de los paneles fotovoltaicos y el vector unitario de posición del sol.

**Nota:** Cuando la posición del sol está detrás de la superficie del panel fotovoltaico, el valor devuelto es negativo. Estos valores negativos se deben filtrar a cero, es decir,  $AOI_p = \max(AOI_p, 0)$ .

$$AOI_p = \cos(\theta_{elevación}) \cdot \cos(Z) + \sin(\theta_{elevación}) \cdot \sin(Z) \cdot \cos(Z - \theta_{azimutal}) \quad (5.15)$$

Finalmente, se estima  $I_{cielo}$  con la Ecuación 5.16.

$$I_{cielo} = DHI \cdot (A + B + C) \quad (5.16)$$

Donde:

$$A = 0.5 \cdot (1 - F_1) \cdot (1 + \cos(\theta_{elevación})) \quad (5.17)$$

$$B = F_1 \cdot \frac{AOI_p}{\max(\cos(Z), 1.48)} \quad (5.18)$$

$$C = F_2 \cdot \sin(\theta_{elevación}) \quad (5.19)$$

Los valores de  $I_{cielo}$  se debe filtrar a cero:

1. En caso de ser negativos, es decir,  $I_{cielo} = \max(I_{cielo}, 0)$ .

2. En caso de que la operación matemática resulte en inconsistencia numérica (i.e., NaN). Esto puede suceder cuando la posición del sol es próxima al horizonte.

El modelo continúa con la estimación de la irradiancia difusa reflejada desde el suelo ( $I_{suelo}$ ). Para esto, se requieren la GHI, el valor del albedo y el ángulo de elevación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal ( $\theta_{elevación}$ ). En caso de tener un seguidor de uno o dos ejes, el ángulo de elevación corresponde a una serie de datos cuyo valor varía en el tiempo.

$$I_{suelo} = GHI \cdot albedo \cdot (1 - \cos(\theta_{elevación})) \cdot 0.5 \quad (5.20)$$

Finalmente, se estima la irradiancia POA a partir de la Ecuación 5.21 para el caso de paneles fotovoltaicos de una sola cara.

$$POA = \max(DNI \cdot \cos(AOI), 0) + I_{cielo} + I_{suelo} \quad (5.21)$$

Donde:

$$AOI = \arccos(AOI_p) \quad (5.22)$$

Si el montaje es una estructura con seguidor de dos ejes, se asume que el panel fotovoltaico siempre está en dirección perpendicular al sol y, por lo tanto,  $AOI = 0$ .

Por otra parte, para el caso de paneles bifaciales, se debe estimar la irradiancia POA en la cara frontal y posterior del panel fotovoltaico, además de tener en cuenta el factor de bifacialidad. Para este fin, se recomienda el uso de la librería [PVLIB BIFACIAL PVFACTORS TIMESERIES](#), la cual realiza las siguientes estimaciones:

$$POA = POA_{frontal} + bifacialidad \cdot POA_{posterior} \quad (5.23)$$

La irradiancia POA en la cara frontal del panel fotovoltaico ( $POA_{frontal}$ ) es equivalente a la obtenida en la Ecuación 5.21 para paneles fotovoltaicos de una cara, es decir,  $POA_{frontal} = POA$ . Por otra parte, la irradiancia POA en la cara posterior del panel fotovoltaico ( $POA_{posterior}$ ) se estima mediante la solución del siguiente sistema de ecuaciones:

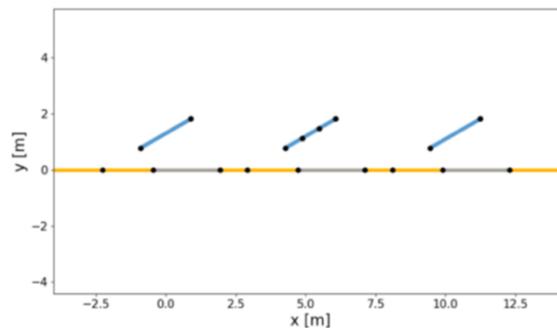
$$POA_{posterior} = F \cdot R \cdot POA + I_{cielo} \quad (5.24)$$

Donde  $F$  es el factor de vista entre dos superficies. Por ejemplo,  $F_{1,2}$  es el factor de vista de la superficie 1 a la superficie 2, y representa la fracción del espacio circundante y visto por la superficie 1, y ocupado por la superficie 2.  $R$  es la reflectividad de la superficie.  $R = 0.03$  para las superficies frontales de los paneles fotovoltaicos, y  $R = 0.05$  para las superficies posteriores de los paneles fotovoltaicos.

Aunque el factor de vista puede obtenerse a través de las tablas analíticas utilizadas en transferencia de calor, la librería recomendada emplea en su metodología el método de cuerdas cruzadas de Hottel (con las funciones [CALCULATE VF TO GND](#) y [CALCULATE VF TO PVROW](#) de la librería [PVFACTORS VIEWFACTORS VFTSMETHODS](#)).

La Ecuación 5.24 puede resolverse utilizando el total de las filas de paneles fotovoltaicos de la planta solar fotovoltaica. Sin embargo, típicamente el cálculo se ejecuta para tres filas de paneles fotovoltaicos, obteniendo un resultado de  $POA_{posterior}$ .

$$\begin{bmatrix} POA_{posterior,1} \\ POA_{posterior,2} \\ POA_{posterior,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{1,1} & F_{1,2} & F_{1,3} \\ F_{2,1} & F_{2,2} & F_{2,3} \\ F_{3,1} & F_{3,2} & F_{3,3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 \\ 0 & R_2 & 0 \\ 0 & 0 & R_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} POA \\ POA \\ POA \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{cielo} \\ I_{cielo} \\ I_{cielo} \end{bmatrix} \quad (5.25)$$



**Figura 5.6.** Tres filas de paneles fotovoltaicos (líneas azules) con seguidor de un eje orientados de norte a sur en un ángulo de rotación de 30°. Las líneas amarillas representan el suelo sin sombra, mientras que las líneas grises representan el suelo sombreado por los paneles fotovoltaicos. Ilustración tomada de [4].

## 6. Modelamiento de la temperatura del panel fotovoltaico

La temperatura del panel fotovoltaico ( $T_{panel}$ ) se estima a partir de la serie de datos de temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ), la temperatura nominal de funcionamiento del panel fotovoltaico ( $T_{NOCT}$ ), ambas en unidades de °C, y la irradiancia POA en unidades de  $W/m^2$ , mediante la Ecuación 6.1.

$$T_{panel} = T_{amb} + \left( \frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot POA \quad (6.1)$$

El resultado es una serie de datos de la temperatura del panel fotovoltaico con la misma resolución de las estampas temporales de la serie de datos de la temperatura ambiente (i.e., resolución horaria).

## 7. Producción DC

Una vez se conoce la irradiancia POA, la siguiente etapa consiste en modelar la conversión a energía eléctrica en corriente directa (i.e., DC).

La estimación de la producción DC se realiza a partir del circuito equivalente de un solo diodo propuesto por De Soto (2006) y ajustado por la *California Energy Commission* (CEC), el cual permite estimar la producción eléctrica DC en función de la irradiancia POA, la temperatura del panel fotovoltaico ( $T_{panel}$ ) y las características técnicas de los paneles fotovoltaicos. En esta etapa también se incluyen las pérdidas asociadas al proceso de transformación y transmisión en DC.

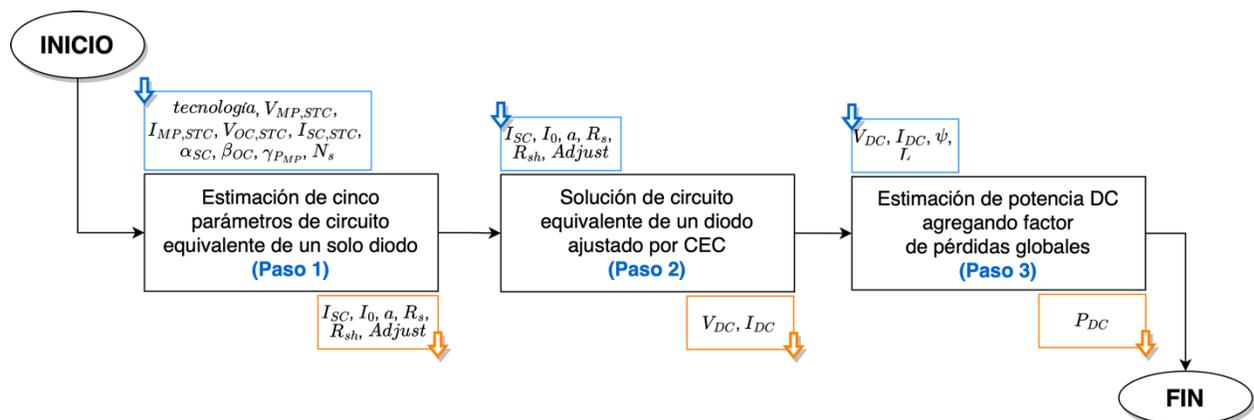
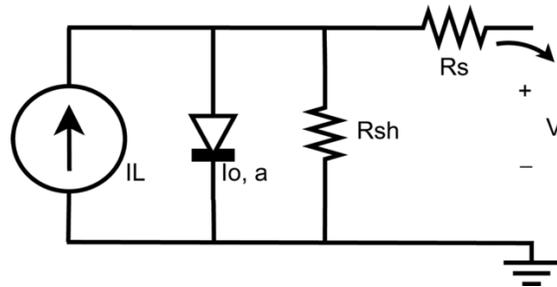


Figura 7.1. Diagrama de flujo de la producción DC.

**Para la estimación de la producción DC de la planta solar fotovoltaica, se tendrán en cuenta todas aquellas horas donde se tenga una irradiancia POA diferente a cero.**



**Figura 7.2.** Circuito equivalente de un solo diodo par la estimación de la producción DC. Ilustración tomada de Dobos (2012) [6].

A partir del circuito equivalente de un solo diodo ajustado por la CEC se estiman los siguientes cinco parámetros para cada estampa de tiempo, es decir, se obtienen cinco series de datos.

1. La corriente de fotoluminiscencia ( $I_L$ ), la cual representa la corriente inducida por el efecto fotoeléctrico. Este parámetro se estima con la Ecuación 7.1, donde  $I_{Lref}$  es la corriente de fotoluminiscencia de referencia en unidades de A,  $T_{panel}$  es la temperatura del panel fotovoltaico en unidades de °C y  $\alpha_{sc}$  es el coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito en unidades de A/°C (este valor se obtiene de la ficha técnica del panel fotovoltaico) ajustada por el parámetro *Adjust* con le Ecuación 7.2. El parámetro *Adjust* puede encontrarse en repositorios de paneles fotovoltaicos (e.g., de CEC, NREL SAM o SNL), también se puede estimar con NREL SAM SDK, PVLIB FIT CEC SAM de SNL (requiere el parámetro de tecnología del panel fotovoltaico definido según la Tabla 2.2) o **puede establecerse con un valor de cero penalizando la potencia DC obtenida con 2.5%.**

$$I_L = \frac{POA}{1000} \cdot \left( I_{Lref} + \alpha'_{sc} \cdot \left( (T_{panel} + 273.15) - 298.15 \right) \right) \quad (7.1)$$

$$\alpha'_{sc} = \alpha_{sc} \cdot \left( 1 - \frac{Adjust}{100} \right) \quad (7.2)$$

2. La corriente de saturación inversa ( $I_o$ ) que causa el fenómeno de difusión en la unión P-N del panel fotovoltaico. Este parámetro se estima con la Ecuación 7.3, donde  $I_{o,ref}$  es la corriente de saturación inversa en unidades de A,  $T_{panel}$  es la

temperatura del panel fotovoltaico en unidades de °C,  $\kappa$  es la constante de Boltzmann ( $\kappa = 8.617332478 \cdot 10^{-5}$  eV/K) y  $E_g$  se estima con la Ecuación 7.4.

$$I_o = I_{o_{ref}} \cdot \left( \frac{T_{panel} + 273.15}{298.15} \right)^3 \cdot \exp \left( \frac{1.121}{298.15 \cdot \kappa} - \frac{E_g}{(T_{panel} + 273.15) \cdot \kappa} \right) \quad (7.3)$$

$$E_g = 1.121 \cdot \left( 1 - 0.0002677 \cdot ((T_{panel} + 273.15) - 298.15) \right) \quad (7.4)$$

3. El factor de no idealidad modificado ( $a$ ). Este parámetro se estima con la Ecuación 7.5, donde  $a_{ref}$  es el producto del factor de idealidad del diodo, el número de celdas en serie y el voltaje térmico de la celda en condiciones de estándar y  $T_{panel}$  es la temperatura del panel fotovoltaico en unidades de °C.

$$a = a_{ref} \cdot \frac{(T_{panel} + 273.15)}{298.15} \quad (7.5)$$

4. La resistencia de derivación ( $R_{sh}$ ) que limita el flujo de corriente causada por defectos de manufactura. Este parámetro se estima con la Ecuación 7.6, donde  $R_{sh_{ref}}$  es la resistencia de derivación de referencia en unidades de Ohm.

$$R_{sh} = R_{sh_{ref}} \cdot \frac{1000}{POA} \quad (7.6)$$

5. La resistencia en serie ( $R_s$ ) que reduce la eficiencia por la generación de calor en unidades de Ohm.

Los parámetros  $I_{L_{ref}}$ ,  $I_{o_{ref}}$ ,  $a_{ref}$ ,  $R_{sh_{ref}}$  y  $R_s$  deben estimarse siguiendo las heurísticas desarrolladas por Dobos (2012) presentados en [6]. Se sugiere el uso de software abiertos como [PVLIB FIT CEC SAM de SNL](#) o [PVLIB FIT CEC DE SOTO de SNL](#) (requiere el parámetro de tecnología del panel fotovoltaico definido según la Tabla 2.2).

A partir de la serie de datos de estos cinco parámetros, se estima la curva de voltaje con respecto a la corriente (i.e., curva I-V) para cada estampa temporal al solucionar el circuito equivalente de un solo diodo con la Ecuación 7.7.

$$I = I_L - I_o \cdot \left( \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{a} \right) - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (7.7)$$

La solución de la Ecuación 7.7 requiere métodos iterativos de búsqueda de raíces como Lambert-W, Netwon-Raphson o Brent. Luego, la solución de la Ecuación 7.7 permite obtener las series de datos de voltaje ( $V_{DC}$ ) y corriente ( $I_{DC}$ ) en corriente directa y en el punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés). Luego, la serie de datos de potencia DC ( $P_{DC}$ ) se obtiene a partir del producto entre  $V_{DC}$  e  $I_{DC}$  para cada estampa temporal.

La serie de datos de  $P_{DC}$  debe escalarse según la arquitectura eléctrica de la planta solar fotovoltaica, específicamente, según la cantidad de paneles fotovoltaicos conectados en serie ( $PS$ ) y según la cantidad de cadenas de paneles fotovoltaicos conectadas en paralelo por inversor ( $PP$ ).

$$P_{DC} = V_{DC} \cdot I_{DC} \cdot PS \cdot PP \quad (7.8)$$

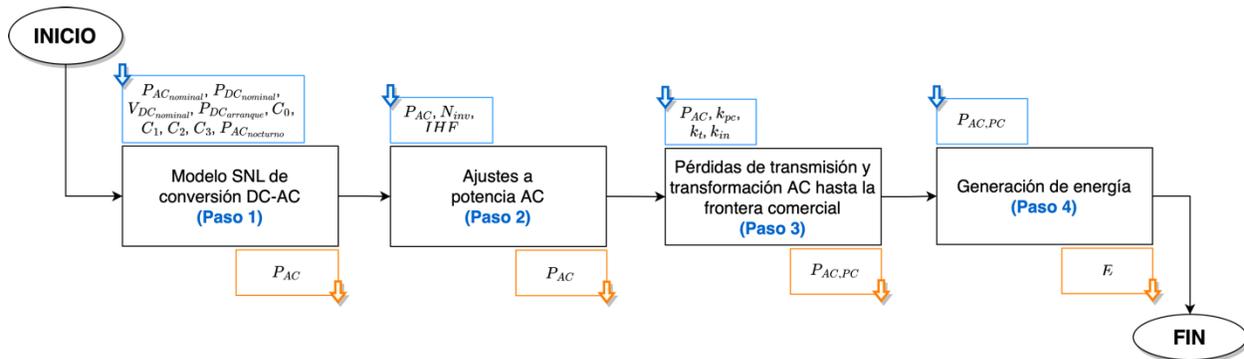
Finalmente, a la serie de datos de  $P_{DC}$  se agrega el factor de degradación ( $\psi$ ) en porcentaje y el factor de pérdidas globales DC ( $L$ ) de la planta solar fotovoltaica en porcentaje.

$$P_{DC} = P_{DC} \cdot \left(1 - \frac{\psi}{100} - \frac{L}{100}\right) \quad (7.9)$$

El factor de pérdidas globales DC ( $L$ ) se define como el porcentaje de pérdidas causado por efecto de la suciedad, sombreado, el desajuste entre paneles fotovoltaicos, entre otros. **Se recomienda un valor por defecto de  $L$  igual a 14.6%**. Sin embargo, si se cuenta con un modelo que permita estimar un valor más adecuado para la planta, este se puede usar.

## 8. Producción AC y generación de energía

En la última etapa se modela la conversión DC-AC. El modelo de conversión DC-AC de *Sandia National Laboratories* (SNL) incluye las no linealidades del proceso de transformación y su dependencia con la temperatura y otros parámetros de operación. En esta etapa también se incluyen las pérdidas asociadas a la transmisión y transformación AC hasta la frontera comercial, así como la disponibilidad de la planta solar fotovoltaica.



**Figura 8.1.** Diagrama de flujo de la producción AC y generación de energía.

El modelo SNL de conversión DC-AC requiere nueve parámetros técnicos del inversor como entrada:

1.  $P_{AC_{nominal}}$ : Potencia AC nominal del inversor en unidades de vatios (W).
2.  $P_{DC_{nominal}}$ : Potencia DC nominal del inversor en unidades de W.
3.  $V_{DC_{nominal}}$ : Voltaje DC al que se alcanza la potencia AC nominal ( $P_{AC_{nominal}}$ ) con la entrada de potencia DC, en unidades de voltios (V).
4.  $P_{DC_{arranque}}$ : Potencia DC necesaria para iniciar el proceso de inversión, en unidades de W.
5.  $C_0$ : Parámetro que define la curvatura de la relación entre la potencia AC y potencia DC en condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés); en unidades de 1/W. Típicamente en un rango de -0.00028 a 0.000062.
6.  $C_1$ : Coeficiente empírico que permite que la potencia DC nominal ( $P_{DC_{nominal}}$ ) varíe linealmente con el voltaje DC, en unidades de 1/V. Típicamente en un rango de -0.0045 a 0.0042.
7.  $C_2$ : Coeficiente empírico que permite que la potencia DC de arranque ( $P_{DC_{arranque}}$ ) varíe linealmente con el voltaje DC, en unidades de 1/V. Típicamente en un rango de -0.11 a 0.27.
8.  $C_3$ : Coeficiente empírico que permite que  $C_0$  varíe linealmente con el voltaje DC, en unidades de 1/V. Típicamente en un rango de -0.35 a 3.80.
9.  $P_{AC_{nocturno}}$ : Potencia AC consumida por el inversor durante la noche en unidades de W.

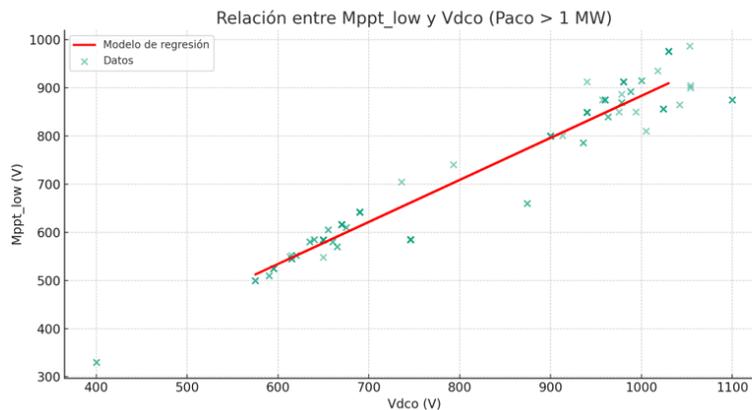
Los parámetros  $C_0$ ,  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  se estiman siguiendo las heurísticas desarrolladas por PV Performance Modelling Collaborative de SNL presentados en [9], las cuales se basan en los protocolos de pruebas de inversores de la Comisión de Energía de California - CEC. Para implementación computacional de dicho procedimiento se recomienda el uso de la función [pvl-lib.inverter.fit\\_sandia](https://pvl-lib.org/docs/inverter_fit_sandia) de la librería PVLIB de SNL. Esta función

requiere como entrada las curvas de potencia  $P_{AC}$  vs.  $P_{DC}$  a tres voltajes DC diferentes, específicamente  $V_{DC_{min}}$ ,  $V_{DC_{nominal}}$  y  $V_{DC_{max}}$ , los cuales deben ser definidos como entrada a la función. El voltaje DC nominal,  $V_{DC_{nominal}}$ , se define en la Tabla 4.3. Los voltajes  $V_{DC_{min}}$  y  $V_{DC_{max}}$  corresponden a los voltajes mínimo y máximo de operación de los MPPTs del inversor, respectivamente, y están disponibles en las referencias técnicas de las pruebas de los inversores. Mediante un análisis de la base de datos de inversores de la CEC, se determinó que el valor de  $V_{DC_{min}}$  y  $V_{DC_{max}}$  se puede estimar con los siguientes modelos de regresión lineal.

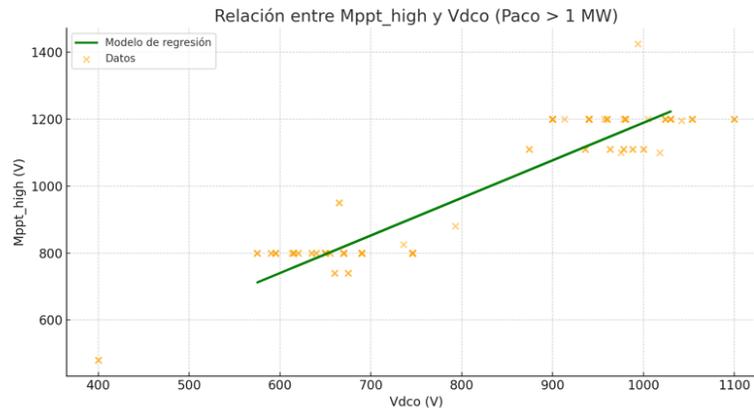
$$V_{DC_{min}} = 9.93 + 0.874 \cdot V_{DC_{nominal}} \quad (8.a)$$

$$V_{DC_{max}} = 66.45 + 1.123 \cdot V_{DC_{nominal}} \quad (8.b)$$

Para  $V_{DC_{min}}$ , el modelo de regresión lineal presentó un error cuadrático medio (RMSE) de 39.96 V y un coeficiente de determinación ( $R^2$ ) de 0.922. Para el caso de  $V_{DC_{max}}$ , el modelo de regresión lineal tuvo un RMSE de 72.54 V y un  $R^2$  de 0.851. La Figura 8.2 y la Figura 8.3 muestra el modelo de regresión lineal ajustado para  $V_{DC_{min}}$  y  $V_{DC_{max}}$ , respectivamente.



**Figura 8.2.** Relación entre  $V_{DC_{min}}$  y  $V_{DC_{nominal}}$ .



**Figura 8.3.** Relación entre  $V_{DC_{max}}$  y  $V_{DC_{nominal}}$ .

### 8.1. Modelo SNL de conversión DC-AC

El modelo SNL estima la serie de datos de potencia AC en unidades de W a partir de las características técnicas del inversor, la serie de datos del voltaje DC ( $V_{DC}$ ) en unidades de V y la serie de datos de la potencia DC ( $P_{DC}$ ) en unidades de W. El modelo SNL se define en la Ecuación 8.1.

$$P_{AC} = \left( \frac{P_{AC_{nominal}}}{A - B} - C \cdot (A - B) \right) \cdot (P_{DC} - B) - C \cdot (P_{DC} - B)^2 \quad (8.1)$$

Donde:

$$A = P_{DC_{nominal}} \cdot \left( 1 + C_1 \cdot (V_{DC} - V_{DC_{nominal}}) \right) \quad (8.2)$$

$$B = P_{DC_{arranque}} \cdot \left( 1 + C_2 \cdot (V_{DC} - V_{DC_{nominal}}) \right) \quad (8.3)$$

$$C = C_0 \cdot \left( 1 + C_3 \cdot (V_{DC} - V_{DC_{nominal}}) \right) \quad (8.4)$$

La principal cualidad del modelo de SNL es que toma en cuenta las fuentes que causan una no linealidad entre la potencia DC y AC para un voltaje DC dado. De esta manera, se consigue una eficiencia variable del sistema, lo cual es más acertado que asumir una eficiencia lineal. Algunas de las fuentes de pérdidas que alteran la eficiencia del inversor y que el modelo SNL tiene en cuenta son: (i.) autoconsumo del inversor mediante los parámetros  $P_{DC_{arranque}}$  y  $P_{AC_{nocturno}}$ , y (ii.) pérdidas proporcionales a  $P_{AC}$  debido a caídas fijas de voltaje en semiconductores.

La potencia AC generada ( $P_{AC}$ ) no debe superar la potencia nominal del inversor ( $P_{ACnominal}$ ), es decir,  $P_{AC} = \max(P_{AC}, P_{ACnominal})$ .

## 8.2. Ajustes a potencia AC

La serie de datos de potencia AC corresponde a la producción de un único inversor. Por lo tanto, estos valores deben escalarse a la cantidad de inversores ( $N_{inv}$ ) con la misma arquitectura técnica y eléctrica.

$$P_{AC,N_{inv}} = P_{AC} \cdot N_{inv} \quad (8.5)$$

## 8.3. Pérdidas de transmisión y transformación AC hasta la frontera comercial

Si bien el modelo tiene en cuenta los principales fenómenos AC de la planta solar fotovoltaica, incluyendo las pérdidas asociadas a la conversión y transmisión de energía, es necesario incluir factores que incorporen las pérdidas de transformación y transmisión hasta el punto de conexión. En este sentido se requieren tres factores asociados a estos procesos, los cuales deben ser estimados mediante un modelo eléctrico específico a la planta solar fotovoltaica.

- $k_{pc}$ : Pérdidas de transmisión hasta el punto común de acople de los inversores, en porcentaje.
- $k_t$ : Pérdidas asociadas a la transformación (elevación de tensión), en porcentaje.
- $k_{in}$ : Pérdidas de interconexión, transmisión hasta el punto de conexión, en porcentaje.

Luego, la potencia AC de la planta solar fotovoltaica en el punto de conexión común ( $P_{AC,PCC}$ ) en unidades de W se calcula con la Ecuación 8.6, donde  $P_{AC}$  es la potencia AC en los inversores escalada y ajustada según la Ecuación 8.5 en unidades de W. Adicionalmente, se incorpora el efecto de la Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF) según lo estipulado en la Resolución CREG 071 de 2006 (o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan). La potencia resultante ( $P_{AC,PCC}$ ) no debe ser negativa; en tales casos se deberán filtrar dichos valores a cero.

$$P_{AC,PCC} = P_{AC,N_{inv}} \cdot \left( 1 - \frac{k_{pc}}{100} - \frac{k_t}{100} - \frac{k_{in}}{100} - \frac{IHF}{100} \right) \quad (8.6)$$

Finalmente, se debe limitar la inyección de potencia AC en el punto de inyección. Para ello, si la potencia AC de la planta solar fotovoltaica ( $P_{AC,PCC}$ ) supera la potencia límite del punto de inyección ( $P_{PI}$ ), es decir,  $P_{AC,PCC} > P_{PI}$ , entonces  $P_{AC,PCC} = P_{PI}$  para dicha estampa temporal de la serie de datos.

#### 8.4. Generación de energía

La energía horaria generada por la planta solar fotovoltaica (en unidades de kWh) es la sumatoria de los  $n$  datos presentes en la serie de datos de potencia AC en el punto de conexión común ( $P_{AC,PCC}$ , en unidades de W) según el rango horario de las estampas de tiempo, multiplicado por el factor  $\frac{r}{60}$ , donde  $r$  es la resolución de las estampas temporales en unidades de minutos. Dado que las series de datos deben estar en resolución horaria según lo establecido en el Artículo 5 de la Resolución CREG 101 007 de 2023, este factor equivale a 1.

$$E_{PCC} = \frac{r}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{i=1}^n (P_{AC,PCC})_i \quad (8.7)$$

El resultado final es una serie de datos de energía horaria ( $E_{PCC}$ ) de mínimo ( $\geq$ ) 10 años en resolución horaria.

**Tabla 8.2.** Serie de datos de energía horaria ( $E_{PCC}$ ) para 10 años en resolución horaria.

Año	Mes	Día	Hora	$E_{PCC}$
20XX – 10	12	1	0	
20XX – 10	12	1	1	
20XX – 10	12	1	2	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	1	23	
20XX – 10	12	2	0	
20XX – 10	12	2	1	
20XX – 10	12	2	2	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	2	23	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	31	0	
20XX – 10	12	31	1	
20XX – 10	12	31	2	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	31	23	

∴	∴	∴	∴	∴
20XX	11	30	0	
20XX	11	30	1	
20XX	11	30	2	
∴	∴	∴	∴	∴
20XX	11	30	23	

## 9. Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento energético para el cálculo de la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas

El Artículo 12 de la Resolución CREG 101 007 de 2023 establece el requerimiento de la revisión periódica del modelo definido para el cálculo de la ENFICC de acuerdo a lo establecido en los protocolos desarrollados conforme al Artículo 5 de dicha resolución o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Este documento establece la metodología para la realización de dicha actualización y las consideraciones a tener en cuenta.

Como **máximo cada cinco (5) años** se realizará una revisión de la metodología de modelamiento de las plantas solares usada para el cálculo de la ENFICC. Esta revisión tendrá en cuenta la aplicación de los modelos existentes, los avances tecnológicos en la generación con esas plantas y el avance en los métodos de modelamiento y algoritmos asociados.

La revisión deberá incluir la literatura especializada, así como los paquetes de software especializados utilizados en la industria.

De esta revisión deberán identificarse aspectos de mejora y recomendaciones de ajuste de la metodología, y a partir de lo anterior realizar los cambios relevantes en el Acuerdo de Modelamiento Energético asociado al Artículo 5 de la Resolución CREG 101 007 de 2023 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Cada vez que se modifique dicho Acuerdo, este será considerado para la actualización del aplicativo de cálculo por parte del CND y posterior publicación por la CREG.

## Referencias

1. O. Papathanasiou, «Background On The Different Concepts of Single Axis Solar Trackers», 2021. [En línea]. Disponible en: <http://taiyangnews.info/technology/classification-of-single-axistrackers/>.
2. Nou, Julien & Chauvin, Rémi & Thil, Stéphane & Grieu, Stéphane. (2016). A new approach to the real-time assessment of the clear-sky direct normal irradiance. Applied Mathematical Modelling. 40. 10.1016/j.apm.2016.03.022.
3. Maxwell, E. L., "A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation", Technical Report No. SERI/TR-215-3087, Golden, CO: Solar Energy Research Institute, 1987.
4. Anoma, M., Jacob, D., Bourne, B.C., Scholl, J.A., Riley, D.M. and Hansen, C.W., 2017. View Factor Model and Validation for Bifacial PV and Diffuse Shade on Single-Axis Trackers. In 44th IEEE Photovoltaic Specialist Conference.
5. R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance," Solar Energy, vol. 44, no. 5, pp. 271-289, 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
6. A. Dobos, "An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter Photovoltaic Module Model", Journal of Solar Energy Engineering, vol 134, 2012.
7. W. De Soto et al., "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance", Solar Energy, vol 80, pp. 78-88, 2006.
8. D. King, S. Gonzalez, G. Galbraith, W. Boyson, "Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters", SAND2007-5036, Sandia National Laboratories.
9. Sandia National Laboratories, "PV Performance Modeling Collaborative: Sandia Inverter Model", <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/dc-to-ac-conversion/sandia-inverter-model/>.
10. W. Bower, et al., "Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems", available at [https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2020-06/2004-11-22\\_Sandia\\_Test\\_Protocol\\_ada.pdf](https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2020-06/2004-11-22_Sandia_Test_Protocol_ada.pdf)
11. A. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. A. C. M. M. Van Swaaij, y M. Zeman, Solar Energy – The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems, 2016.
12. C. Hansen, J. Johnson, R. Darbali-Zamora, N. Gurule. "Modeling Efficiency Of Inverters With Multiple Inputs", 49th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, Philadelphia, PA, USA. June 2022.
13. Acuerdo CNO 1226 (2019). Protocolo de confiabilidad de la medición, verificación de calidad y reporte de variables meteorológicas en Plantas Solares Fotovoltaicas conectadas al STN Y STR, Universidad de los Andes y Consejo Nacional de Operación. Bogotá D.C., Colombia.
14. Acuerdo CNO 1042 (2018). Protocolo: Verificación y medición de series históricas para cálculo de ENFICC en plantas solares fotovoltaicas, Universidad de los Andes y Consejo Nacional de Operación. Bogotá D.C., Colombia.
15. M. Mikofski, S. Ayala-Pelaez & K. Anderson (n.d.) PVSC 48 Python Tutorial. [online]. Retrieved from: <https://pvsc-python-tutorials.github.io/PVSC48-Python-Tutorial/Tutorial%20%20-%20Overview.html>.

16. M. Lave, C. Hansen, A. Pohl and B. Hayes (2014). Evaluation of Irradiance Decomposition and Transposition Models at Locations Across the United States, SAND2014-15017PE, First Solar & Sandia National Laboratories. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1569197>.
17. D. G. Erbs, S. A. Klein and J. A. Duffie, Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, Solar Energy 28(4), pp 293-302, 1982. Eq. 1.
18. A.P. Dobos (2014). PVWatts Version 5 Manual, National Renewable Energy Lab.(NREL), US DOE Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), doi: 10.2172/1158421.
19. B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, B. Hammond, T. Fletcher, B. Canada, D. Narang, A. Kimber, L. Mitchell, G. Rich and T. Townsend (2005). Performance parameters for grid-connected PV systems. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1601–1606, doi: 10.1109/PVSC.2005.1488451.
20. Perez, R., P. Ineichen, E. Maxwell, R. Seals and A. Zelenka, (1992). Dynamic Global-to-Direct Irradiance Conversion Models. ASHRAE Transactions-Research Series, pp. 354-369.
21. I. Reda and A. Andreas (2004), Solar position algorithm for solar radiation applications. Solar Energy, vol. 76, no. 5, pp. 577-589, 2004.
22. IEC (2021), The International Electrotechnical Commission, Photovoltaic system performance Part 3: Energy evaluation method, IEC 61724-3, IEC, Geneve, 2021.

## Anexo. Auditoría de parámetros para el modelamiento energético

Se anexan las siguientes especificaciones para cada parámetro del modelamiento y las series de datos: (i.) documentos base, (ii.) alcance, (iii.) actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros y (iv.) tolerancia.

**Tabla A.1.** Auditoría de la curva de potencia alterna (AC) respecto a la potencia directa (DC) a niveles de voltaje DC mínimo, nominal y máximo. Dicha auditoria aplica únicamente para plantas solares fotovoltaicas que no han entrado en operación.

<b>Documentos base</b>	Protocolo de prueba de rendimiento para evaluar inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. <i>CEC Guideline</i> preparado por Bower, Whitaker, Erdman, Behnke y Fitzgerald (2005).
<b>Alcance</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar y certificar el rendimiento de los inversores para aplicaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.</li> <li>• Identificar si la producción de potencia AC del (los) inversor(es) opera igual o por debajo de las expectativas en las condiciones de referencia (i.e., parámetros de diseño) conforme con los requerimientos establecidos en el protocolo de prueba de la <i>California Energy Commission</i> (CEC).</li> </ul>
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li> <li>• Solicita a cada agente los reportes de resultados oficiales de la última prueba realizada.</li> <li>• Compara lo declarado con el resultado de la prueba.</li> <li>• Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li> </ul> <p>Debe realizarse para niveles de voltaje DC mínimo, nominal y máximo.</p>
<b>Tolerancia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipos de medición conforme a la Clase A del estándar IEC 61724-1.</li> <li>• La incertidumbre de la medición de irradiancia global horizontal debe tener un rango de 0 a 1500 W/m<sup>2</sup>, una</li> </ul>

resolución menor o igual ( $\leq$ ) a 1 W/m<sup>2</sup> y una incertidumbre menor o igual ( $\leq$ ) a 3%.

- La incertidumbre de la medición de temperatura ambiente debe tener una resolución menor o igual ( $\leq$ ) a 0.1°C y una incertidumbre máxima de  $\pm 1^\circ\text{C}$ .
- Si se disponen de seguidores de uno o dos ejes, los ángulos de inclinación y azimutal del seguidor se deben medir.
- La incertidumbre de la medición de potencia AC debe tener un rango de al menos 120% del mínimo entre el valor operativo en condiciones de prueba estandar (i.e., STC) o el valor nominal del inversor y una precisión de  $\pm 2\%$ .

**Tabla A.2.** Auditoría de parámetros de diseño técnico y eléctrico de la planta solar fotovoltaica definidos en la Sección 4.

<p><b>Documentos base</b></p>	<p>Planos <i>as-built</i>, planos unifilares, hojas de cálculo, fichas técnica de los equipos, certificados de pruebas de equipos, manuales operacionales y demás documentación técnica aplicable que muestre datos, especificaciones, cálculos y descripciones de la planta solar y sus equipos correspondientes.</p>
<p><b>Alcance</b></p>	<p>Determinar si los parámetros de diseño técnico y eléctrico de la planta solar definidos en la Sección 4 del presente protocolo, a excepción de la curva de potencia alterna (AC) respecto a la potencia directa (DC) a niveles de voltaje DC mínimo, nominal y máximo (auditada según Tabla A.1), corresponden a los declarados por el agente.</p>
<p><b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li> <li>• Solicita a cada agente la documentación base requerida.</li> <li>• Realiza las mediciones aplicables y/o verificaciones requeridas para la cuantificación de todos los parámetros de diseño técnico y eléctrico de la planta solar fotovoltaica definidos en la Sección 4 del presente protocolo, a excepción de la curva de potencia alterna (AC) respecto a la potencia directa (DC) a niveles de voltaje DC mínimo, nominal y máximo (auditada según Tabla A.1).</li> <li>• Compara lo declarado con la información medida y/o verificada.</li> <li>• Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li> </ul>

<b>Tolerancia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los valores declarados deben coincidir con la información de los documentos base verificadas mediante mediciones; es decir, no debe haber ninguna desviación.</li> </ul>
<b>Tabla A.3.</b> Auditoría de la series de datos de irradiancia global horizontal reportada para el cálculo de la ENFICC.	
<b>Documentos base</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acuerdo CNO 1726 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.</li> </ul>
<b>Alcance</b>	<p>Determinar si la serie de datos de irradiancia global horizontal reportada para el cálculo de la ENFICC sigue el protocolo de aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Recibe de la CREG la serie de tiempo declarada por los agentes.</li> <li>Solicita a cada agente las memorias de cálculo que detallan el procedimiento de aplicación de los protocolos Acuerdo CNO 1726 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya hasta obtener la serie de tiempo declarada.             <ul style="list-style-type: none"> <li>Las memorias de cálculo deben anexar (i.) la serie de datos de medición en sitio en resolución horaria procesada según lo establecido en los protocolos Acuerdo CNO 1724 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1725 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya; (ii.) la serie de datos de la fuente secundaria en resolución horaria; y (iii.) la reconstrucción temporal histórica de la serie de datos en resolución horaria.</li> </ul> </li> <li>Compara lo declarado con la serie de tiempo ajustada según los procedimientos indicados en los documentos base.</li> <li>Determina la veracidad o no de la serie de tiempo declarada por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li> </ul>
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	
<b>Tolerancia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El instrumento de medición debe tener las características técnicas estipuladas en el Acuerdo CNO 1724 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.</li> <li>La serie declarada debe coincidir con los procedimientos establecidos en los documentos base evidenciados en las memorias de cálculo aplicadas, es decir, no debe haber ninguna desviación.</li> </ul>

**Tabla A.4.** Auditoría de la series de datos de temperatura ambiente reportada para el cálculo de la ENFICC.

<b>Documentos base</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acuerdo CNO 1726 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.</li> </ul>
<b>Alcance</b>	<p>Determinar si la serie de datos de temperatura ambiente reportada para el cálculo de la ENFICC sigue el protocolo de aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos.</p>
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recibe de la CREG la serie de tiempo declarada por los agentes.</li> <li>• Solicita a cada agente las memorias de cálculo que detallen el procedimiento de aplicación de los protocolos Acuerdo CNO 1726 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya hasta obtener la serie de tiempo declarada.             <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Las memorias de cálculo deben anexar (i.) la serie de datos de medición en sitio en resolución horaria procesada según lo establecido en los protocolos Acuerdo CNO 1724 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1725 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya; (ii.) la serie de datos de la fuente secundaria en resolución horaria; y (iii.) la reconstrucción temporal histórica de la serie de datos en resolución horaria.</li> </ul> </li> <li>• Compara lo declarado con la serie de tiempo ajustada según los procedimientos indicados en los documentos base.</li> <li>• Determina la veracidad o no de la serie de tiempo declarada por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li> </ul>
<b>Tolerancia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El instrumento de medición debe tener las características técnicas estipuladas en el Acuerdo CNO 1724 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.</li> <li>• La serie declarada debe coincidir con los procedimientos establecidos en los documentos base evidenciados en las memorias de cálculo aplicadas, es decir, no debe haber ninguna desviación.</li> </ul>

**Tabla A.5.** Auditoría de la producción de energía de la planta solar fotovoltaica. Dicha auditoria aplica únicamente para plantas solares fotovoltaicas que llevan al menos un (1) año en operación.

<p><b>Documentos base</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estándar IEC 61724-3 el cual establece el procedimiento para medir y analizar la producción de energía de un sistema fotovoltaico específico con el objetivo de evaluar la calidad del rendimiento del sistema fotovoltaico.</li> <li>• Acuerdo CNO 1729 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.</li> </ul>
<p><b>Alcance</b></p>	<p>Identificar si la producción de energía mensual de la planta solar fotovoltaica opera por encima o por debajo de las expectativas en las condiciones ambientales observadas y según los parámetros de diseño, conforme con los requerimientos establecidos en el estándar IEC 61724-3.</p>
<p><b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li> <li>• Solicita a cada agente los reportes oficiales de generación de energía agregada mensualmente durante más recientes que abarquen un periodo de un (1) año a partir de la fecha de solicitud.</li> <li>• Compara lo declarado con el resultado de la prueba de aplicación de la metodología del modelamiento de plantas solares.</li> <li>• Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li> </ul>
<p><b>Tolerancia</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipos de medición conforme a la Clase A del estándar IEC 61724-1.</li> <li>• La incertidumbre de la medición de irradiancia global horizontal debe tener un rango de 0 a 1500 W/m<sup>2</sup>, una resolución menor o igual (<math>\leq</math>) a 1 W/m<sup>2</sup> y una incertidumbre menor o igual (<math>\leq</math>) a 3%.</li> <li>• La incertidumbre de la medición de temperatura ambiente debe tener una resolución menor o igual (<math>\leq</math>) a 0.1°C y una incertidumbre máxima de <math>\pm 1^\circ\text{C}</math>.</li> <li>• Si se disponen de seguidores de uno o dos ejes, los ángulos de inclinación y azimutal del seguidor se deben medir.</li> <li>• La desviación de la medición de energía no debe ser mayor a 10% con respecto a la energía estimada mediante con la metodología de modelamiento de plantas solares fotovoltaicas en condiciones ambientales observadas.</li> </ul>