



**Evaluación técnica y económica de Parques Solares fotovoltaicos en  
Colombia.**

**Autor**

David José Gastelbondo Mercado

**Asesores**

Álvaro Jaramillo Duque

Santiago Hoyos Velásquez

**Informe final de practica para la obtención del título de**

Ingeniero Electricista

**Facultad**

Facultad de ingeniería

**Programa académico**

Ingeniería Eléctrica

**Universidad de Antioquia**

**2019**

## **Evaluación técnica y económica de Parques Solares fotovoltaicos en Colombia.**

---

### **Resumen.**

En el siguiente informe se realizó un análisis técnico-económico para la implementación de Parques Solares en Colombia, donde se plantea el proceso de desarrollo que sigue una instalación solar fotovoltaica en su ingeniería conceptual.

Inicialmente se definió la potencia del Parque Solar, donde aquella está limitada por la capacidad de las subestaciones eléctricas cercanas, entre otros aspectos. Para este caso la potencia es definida en 100 MW correspondientes a un terreno aproximado de 200 hectáreas. Una vez definida la potencia del Parque Solar se buscó zonas favorables para su implementación.

Para la búsqueda de las zonas favorables se hizo en primer lugar un análisis energético, observando factores tales como; la radiación solar, el brillo solar y las precipitaciones. Se descartaron zonas donde los índices de radiación solar y brillo solar son relativamente bajos, tomando como referencia el promedio mundial, igualmente se descartaron zonas donde las precipitaciones son muy altas y que afecten en gran medida el rendimiento del Parque Solar. En segundo lugar, se hizo un análisis ambiental y social con el fin de evitar terrenos donde estén presentes parques naturales, zonas protegidas, resguardos indígenas, entre otros y además se descartaron zonas muy montañosas que dificulten la instalación del Parque Solar de 100 MW. Y por último se realizó un análisis eléctrico, observando el sistema de transmisión actual y descartando zonas no interconectadas o que no tengan capacidad para conectar la generación del Parque Solar al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Se realizó el diseño conceptual del Parque Solar, este diseño consiste en la selección de componentes, determinación de las conexiones entre paneles, determinación del ángulo óptimo y distancia entre paneles, configuración física del Parque Solar, cálculo de cableado tanto DC como AC, entre otros aspectos, basándose en normativas técnicas nacionales e internacionales y de fórmulas validadas mediante conceptos de fundamentos de energía solar. El desarrollo del diseño conceptual permitió estimar la energía que producirá el Parque Solar en un año, utilizando el software de simulación PVsyst.

Finalmente, se realizó un análisis financiero usando un flujo de caja descontado, que permite determinar los costos, gastos e ingresos que tiene el proyecto durante su vida útil y usando indicadores financieros como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN), se determinó que el proyecto es financieramente viable.

## Contenido

1. Introducción.....	8
2. Objetivos .....	11
2.1. Objetivo general .....	11
2.2. Objetivos específicos .....	11
3. Marco teórico.....	12
3.1. Aspectos energéticos.....	12
3.1.1. Energía solar Fotovoltaica. ....	12
3.1.2. Radiación solar. ....	12
3.1.2.1. Radiación directa.....	13
3.1.2.2. Radiación difusa.....	13
3.1.2.3. Albedo o radiación reflejada.....	14
3.1.3. Brillo Solar.....	14
3.1.4. Precipitaciones.....	14
3.1.5. Temperatura ambiente.....	14
3.2. Aspectos ambientales y sociales.....	14
3.2.1. Zonas protegidas. ....	14
3.2.2. Resguardos indígenas.....	15
3.3. Aspectos eléctricos. ....	15
3.3.1. Subestación eléctrica.....	15
3.3.2. Líneas de transmisión eléctricas.....	15
3.3.3. Parque Solar Interconectado. ....	16
3.3.4. Sistema interconectado Nacional (SIN). ....	17
3.3.4.1. Sistema de transmisión nacional (STN). ....	17
3.3.4.2. Sistema de transmisión regional (STR).....	17
3.3.5. Oportunidad de conexión en Generación (OCG).....	18
3.4. Aspectos Financieros .....	18
3.4.1. Flujo de caja descontado .....	18
3.4.2. Valor presente neto (VPN) .....	18
3.4.3. Tasa interna de retorno (TIR).....	18
3.4.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI).....	19
4. Metodología.....	19
4.1. Análisis energético. ....	19
4.1.1. Radiación solar. ....	20
4.1.1.1. Región Caribe. ....	21

4.1.1.2.	Región Andina.....	21
4.1.1.3.	Región Orinoquía. ....	21
4.1.1.4.	Región Pacífica. ....	22
4.1.1.5.	Región Amazonas.....	22
4.1.2.	Brillo solar. ....	22
4.1.2.1.	Región caribe. ....	23
4.1.2.2.	Región Andina.....	24
4.1.2.3.	Región Orinoquía. ....	24
4.1.2.4.	Región pacífica.....	24
4.1.2.5.	Región Amazonas.....	24
4.1.3.	Precipitaciones.....	25
4.1.4.	Elección de zonas tentativas.....	26
4.2.	Análisis Ambiental y social. ....	27
4.2.1.	Análisis topográfico.....	28
4.2.2.	Zonas protegidas y resguardos indígenas.....	30
4.3.	Análisis eléctrico.....	32
4.3.1.	Terreno elegido.....	35
4.3.2.	Subestaciones cercanas.....	36
4.4.	Diseño de Parque Solar .....	38
4.4.1.	Selección de paneles fotovoltaico.....	38
4.4.2.	Selección del inversor.....	40
4.4.3.	Caja de combinación. ....	42
4.4.4.	Conductores y tuberías.....	42
4.4.5.	Conexión entre paneles.....	43
4.4.6.	Ángulo óptimo de los paneles.....	47
4.4.7.	Estructuras de paneles fotovoltaicos. ....	48
4.4.8.	Configuración física del Parque Solar.....	49
4.4.9.	Calculo de conductores y protecciones DC. ....	52
4.4.9.1.	Circuito fuente.....	53
4.4.9.1.1.	Corrección por temperatura.....	53
4.4.9.1.2.	Corrección por ocupación.....	54
4.4.9.2.	Circuito de salida fotovoltaico.....	55
4.4.9.3.	Caída de tensión.....	56
4.4.10.	Canalización para cableado DC .....	57
4.4.11.	Dimensionamiento de transformadores de baja a alta tensión .....	58
4.4.11.1.	Refrigeración de transformadores.....	60
4.4.11.2.	Sistema puesto a tierra.....	60

4.4.12.	Cálculos de conductores y protecciones AC .....	61
4.5.	Subestación eléctrica. ....	63
4.5.1.	Subestación eléctrica 34,5 kV.....	63
4.5.2.	Subestación eléctrica 220 kV.....	64
4.6.	Simulaciones PVsyst.....	64
4.7.	Evaluación Financiera. ....	68
4.7.1.	Inversiones.....	68
4.7.2.	Costos de operación y mantenimiento.....	70
4.7.3.	Ingresos por conceptos de venta de energía .....	71
4.7.4.	Indicadores financieros. ....	73
5.	Conclusiones.....	74
6.	Referencias .....	75

## Figuras

<b>Figura 1</b>	Generación de electricidad por fuente de energía en el mundo [1]. ....	8
<b>Figura 2</b>	Evolución anual de la potencia instalada fotovoltaica en el mundo [2]. ....	9
<b>Figura 3</b>	Distribución de la potencia instalada en Colombia (adaptada de [4]). ....	9
<b>Figura 4</b>	Números de proyectos en construcción por fuente de energía a finales del 2018 en Colombia [9]. ....	10
<b>Figura 5</b>	Energía solar fotovoltaica [21]. ....	12
<b>Figura 6</b>	Tipos de radiación [11]. ....	13
<b>Figura 7</b>	Tipos de subestaciones eléctricas. ....	15
<b>Figura 8</b>	Líneas de transmisión eléctrica. ....	16
<b>Figura 9</b>	Estructura básica del Parque Solar [17]. ....	17
<b>Figura 10</b>	Radiación global horizontal media diaria anual mundial [23]. ....	20
<b>Figura 11</b>	Radiación global horizontal media diaria anual en Colombia [24]. ....	21
<b>Figura 12</b>	Distribución del brillo solar medio diario anual en Colombia [24]. ....	23
<b>Figura 13</b>	Precipitación media total anual en Colombia [26]. ....	25
<b>Figura 14</b>	Primera delimitación de zonas tentativas. ....	27
<b>Figura 15</b>	Mapa físico de Colombia [29]. ....	28
<b>Figura 16</b>	Segunda delimitación de zonas tentativas.....	29
<b>Figura 17</b>	Ubicación de parques naturales en Colombia [32]. ....	30
<b>Figura 18</b>	Ubicación resguardos indígenas en Colombia [33]. ....	31
<b>Figura 19</b>	Tercera delimitación de zonas tentativas.....	32
<b>Figura 20</b>	Sistema Interconectado Nacional en el territorio colombiano [34]. ....	33
<b>Figura 21</b>	Cuarta delimitación de zonas tentativas. ....	34
<b>Figura 22</b>	Ubicación de zona tentativa para el Parque Solar. ....	35
<b>Figura 23</b>	Ubicación terreno para Parque Solar [35]. ....	35
<b>Figura 24</b>	Perfil de elevación del terreno para el Parque Solar [35]. ....	36
<b>Figura 25</b>	Ubicación de Subestaciones tentativas más cercanas [35]. ....	37
<b>Figura 26</b>	Panel fotovoltaico elegido [49]. ....	40
<b>Figura 27</b>	Inversor central elegido [42]. ....	41
<b>Figura 28</b>	Caja de combinación elegida [54]. ....	42

<b>Figura 29</b> Distribución de paneles fotovoltaicos por entrada de inversor (Alternativa 1). .....	45
<b>Figura 30</b> Distribución de paneles fotovoltaicos por entrada de inversor (Alternativa 2). .....	46
<b>Figura 31</b> Distribución de paneles fotovoltaicos por entrada de inversor (Alternativa 3). .....	46
<b>Figura 32</b> Distribución de paneles fotovoltaicos por inversor.....	47
<b>Figura 33</b> Instalación de estructura fotovoltaica en suelo: Hincada con postes - Cimentación con hormigón [38]. .....	48
<b>Figura 34</b> Estructura solar elegida [56]. .....	49
<b>Figura 35</b> Distancias por sombra entre filas de un sub-parque.....	50
<b>Figura 36</b> Distancia entre filas y sub-parques.....	51
<b>Figura 37</b> Vista frontal de filas consecutivas en un sub-parque.....	51
<b>Figura 38</b> Distribución física de paneles de un sub-parque. ....	51
<b>Figura 39</b> Distribución física del Parque Solar en sitio [35].....	52
<b>Figura 40</b> Distribución de tuberías en un sub-parque. ....	57
<b>Figura 41</b> Conexión de transformadores tridevanados. ....	59
<b>Figura 42</b> Conexión tierra en parte alterna de baja tensión. ....	61
<b>Figura 43</b> Cable eléctrico con conductores en paralelo. ....	62
<b>Figura 44</b> Cable unipolar enterrado bajo tubo.....	62
<b>Figura 45</b> Diagrama unifilar de subestación 34,5 kV. ....	63
<b>Figura 46</b> Asignación de pérdidas térmicas en PVsyst. ....	65
<b>Figura 47</b> Asignación de pérdidas óhmicas en PVsyst. ....	65
<b>Figura 48</b> Asignación de pérdidas LID en PVsyst, .....	66
<b>Figura 49</b> Asignación de pérdidas por suciedad en PVsyst. ....	66
<b>Figura 50</b> Asignación de indisponibilidad del sistema en PVsyst.....	67
<b>Figura 51</b> Asignación de pérdidas de energía por consumos auxiliares en PVsyst. ....	67
<b>Figura 52</b> Definición del sombreado cercano.....	68
<b>Figura 53</b> Costos instalados para proyectos fotovoltaicos solares a escala de servicio público y el promedio ponderado global, 2010-2017[64]. .....	69
<b>Figura 54</b> Precios promedios de la energía por contrato en el año 2018 (Adaptado de [66]). .....	72

## Tablas

<b>Tabla 1</b> Promedio de radiación global horizontal día anual por regiones [12].....	22
<b>Tabla 2</b> Promedio brillo solar regional en Colombia [12]. .....	24
<b>Tabla 3</b> Oportunidad de conexión en generación de subestaciones cercanas [36]. ....	37
<b>Tabla 4</b> Comparación de paneles fotovoltaicos [49] [50] [51]. .....	39
<b>Tabla 5</b> Comparación de inversores centrales [42] [43] [44]. ....	41
<b>Tabla 6</b> Cálculo de capacidades circuito fuente. ....	54
<b>Tabla 7</b> Cálculo de ampacidades circuito salida fotovoltaico. ....	55
<b>Tabla 8</b> Resistividad de conductores. ....	56
<b>Tabla 9</b> Cálculo de caída de tensión. ....	57
<b>Tabla 10</b> Porcentaje de ocupación de tuberías. ....	58
<b>Tabla 11</b> Costo total del proyecto por grupo (Adaptada de [65]). .....	69
<b>Tabla 12</b> Costo totales en operación y mantenimiento por grupo. ....	70
<b>Tabla 13</b> Generación de energía anual. ....	71
<b>Tabla 14</b> Ingresos anuales por venta de energía. ....	72

## **Anexos**

**Anexo 1:** Ficha técnica panel solar.

**Anexo 2:** Ficha técnica inversor.

**Anexo 3:** Ficha técnica caja de combinación.

**Anexo 4:** Ficha técnica conductores.

**Anexo 5:** Ficha técnica tuberías

**Anexo 6:** Capacidades de conductores en ducto.

**Anexo 7:** Factores de corrección por temperatura

**Anexo 8:** Factores de ajuste por ocupación

**Anexo 9:** Calibres de conductores tierra.

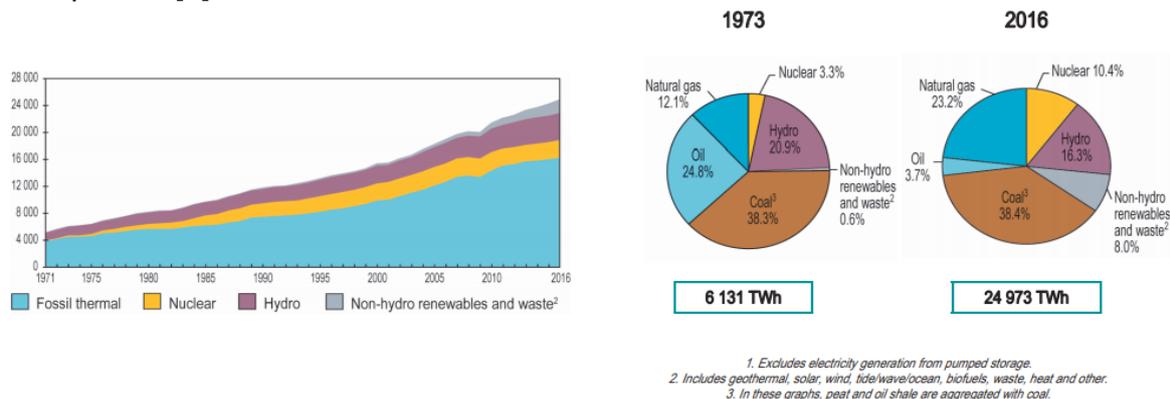
**Anexo 10:** Protecciones eléctricas comerciales

**Anexo 11:** Propiedades de los conductores.

**Anexo 12:** Reporte de PVsyst.

## 1. Introducción

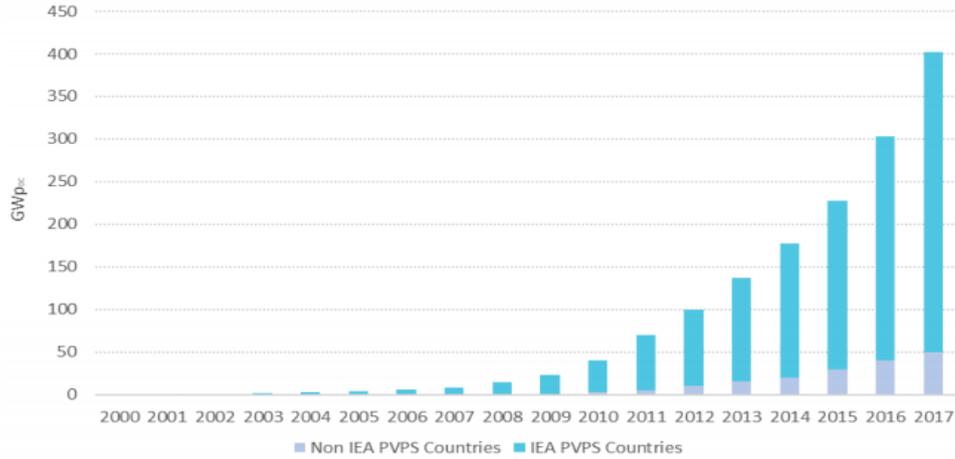
La producción de energía eléctrica en el mundo ha aumentado a lo largo de los años, donde en los últimos 43 años se ha cuadruplicado [1]. Fuentes de energía como el petróleo e hidráulica han perdido porcentaje de participación en la producción de energía eléctrica, en cambio, el gas natural y las fuentes renovables han ganado esa participación [1].



**Figura 1** Generación de electricidad por fuente de energía en el mundo [1].

Los Países de China, Estados Unidos, India, Rusia y Japón son los mayores productores de energía eléctrica, entre ellos producen más del 56 % de la energía total en el mundo para el año 2016, con un aproximado de 14100 TWh [1]. Como se observa en la Figura 1 las fuentes de energía por fuentes renovables han ganado un terreno significativo a través de los años, siendo la energía solar una de las fuentes de energía de mayor crecimiento [2].

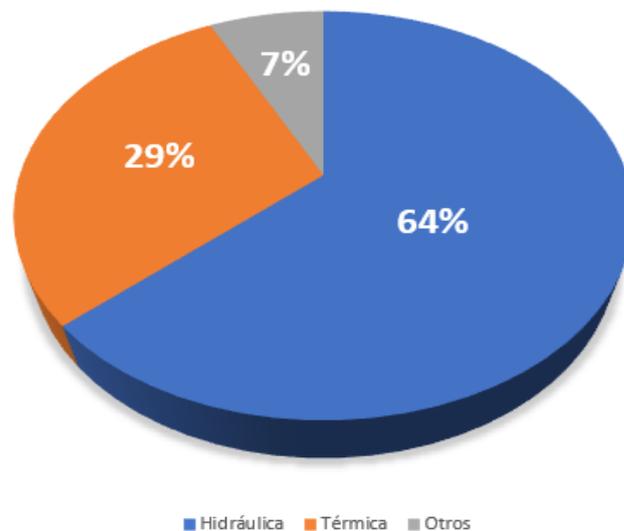
A nivel mundial, la potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas ha tenido un constante aumento en los últimos años, alcanzando una potencia instalada de 402,5 GW para finales del año 2017 [2]. China ahora lidera las capacidades acumulativas con 131 GW, seguida por los EE. UU. (51 GW), Japón (49 GW), Alemania (42 GW), Italia (19,7 GW) ocupa el quinto lugar, India (18 GW) sexto y el Reino Unido séptimo (13 GW). Todos los demás países están por debajo de la marca de 10 GW [2].



**Figura 2** Evolución anual de la potencia instalada fotovoltaica en el mundo [2].

A nivel latinoamericano los países con mayor potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas son Brasil (2 GW), Chile (2,42 GW) y México (1,6 GW) [2]. Además, presentan los mayores Parque Solar en Latinoamérica, donde los 3 Parques en operación más grandes para el 2018 son: el parque Villanueva de 310 MW ubicado en México, Parque Nova Olinda de 292 MW ubicado en Brasil y el parque Pirapora Solar de 284 MW también ubicado en Brasil [3].

En Colombia el mayor porcentaje de la potencia instalada es debida a fuentes de energía hidráulicas, correspondiente al 64 % de la potencia total instalada en el país, un 29 % corresponde a la energía térmica y el 7 % restante corresponde otras fuentes de energía, las cuales incluyen la energía eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, solar, biomasa, entre otros [4].



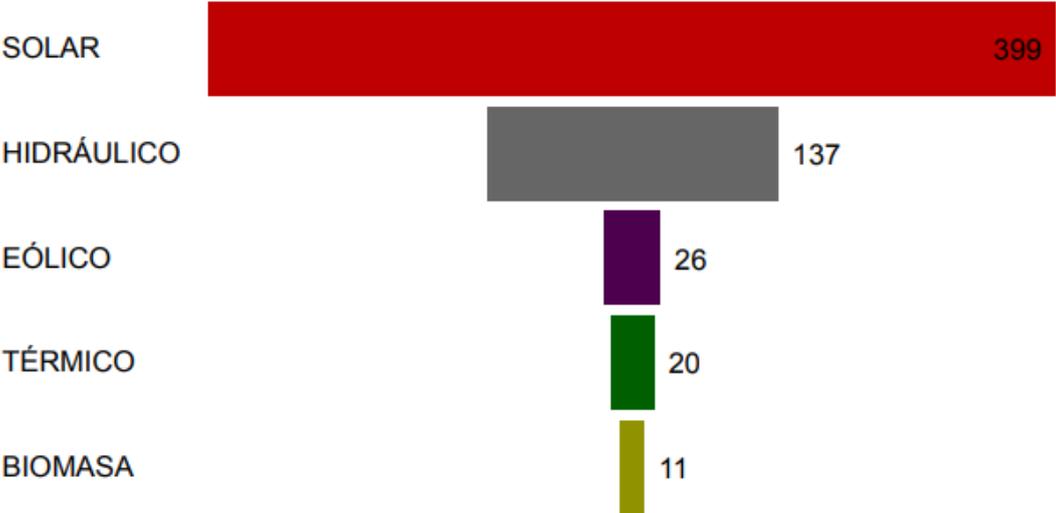
**Figura 3** Distribución de la potencia instalada en Colombia (adaptada de [4]).

La demanda de energía eléctrica en Colombia es cubierta principalmente por las centrales hidroeléctricas [5], esto hace que el país tenga una gran dependencia en el recurso hidráulico. Cuando se presenten fenómenos climatológicos como “El Niño”

donde el recurso del agua disminuye, hace necesario aumentar el uso de centrales térmicas para poder cubrir la demanda energética del país [6]. La disminución de generación hidráulica implica aumento de los costos del MWh, como ocurrió en el último fenómeno del “El Niño” ocurrido en 2016, donde un MWh antes del fenómeno costaba aproximadamente USD 90, y con el fenómeno pasó cerca de USD 140 [6]. Además, el alto costo de los combustibles líquidos y la escasez de gas, han llevado a que algunas generadoras dejen de entregar energía al sistema [6]. Para no ser tan susceptible a fenómenos climatológicos de sequía y disminuir las emisiones de gases contaminantes al ambiente, es importante diversificar la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).

La energía solar puede ser una alternativa complementaria para atender la demanda del país en periodos de sequías, debido a que Colombia gracias a su ubicación geográfica, tiene un gran potencial energético en el recurso solar [7]. Además, con la existencia de mecanismos que incentivan la integración de las FNCE como lo es la Ley 1715 de 2014, donde por medio de incentivos fiscales como son: exclusión de arancel, deducción del IVA, reducción del impuesto de renta y permitir la depreciación acelerada, ayuda a que los grandes proyectos de generación solar o también llamadas Parques Solares, tengan mayores posibilidades de viabilidad financiera [8]. Lo anterior hace una oportunidad de negocio para diferentes actores que quieran invertir en Parques Solares.

Es por eso que el número de proyectos vigentes en construcción de generación solar han aumentado en los últimos años en Colombia, siendo este tipo de generación el que cuenta con el mayor número de proyectos de generación en construcción para finales del 2018, con un total de 399 proyectos vigentes de generación solar y se proyecta que esa cifra siga aumentando en los próximos años [9].



**Figura 4** Números de proyectos en construcción por fuente de energía a finales del 2018 en Colombia [9].

Básicamente los Parques Solares son proyectos de ingeniería que deben seguir una serie de procedimientos para implementarse. Desarrollar proyectos de ingeniería se dividen en tres grandes etapas, las cuales son: ingeniería conceptual, ingeniería básica e ingeniería de detalle. La ingeniería conceptual es la primera fase en la cual se realiza la selección de la alternativa más favorable para los escenarios establecidos, identificando la viabilidad técnica y económica de las alternativas. La ingeniería básica tiene por objetivo completar el alcance de la alternativa seleccionada durante la fase de ingeniería conceptual y desarrollar un plan de ejecución del proyecto. Y por último la ingeniería de detalle se completa el desarrollo de toda la ingeniería del proyecto al nivel de detalle constructivo [10].

En este informe se aplicará el estudio de ingeniería conceptual para la ejecución de un Parque Solar interconectado en el territorio colombiano, para así determinar la viabilidad técnica y económica del proyecto. Se analizarán los tipos de tecnologías que se deben aplicar, se define el marco de normas técnicas que regularán los diseños, los requerimientos de espacio, entre otros.

Previamente se realizará un estudio energético y eléctrico, con el fin de conocer zonas energéticamente favorables o con buenos índices de radiación incidente y los posibles puntos de conexión para integrar el Parque Solar al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La ubicación del Parque Solar será determinada a lo largo del estudio.

Para la realización del análisis económico del Parque Solar se hará uso de la metodología de Evaluación Económica de Proyectos de Inversión, ya que permite hacer un buen análisis económico, donde se determinará los ingresos, costos y gastos del proyecto para poder realizar un flujo de caja futuro descontado, teniendo en cuenta indicadores como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN) para determinar la viabilidad financiera del proyecto. Además, se tendrá en cuenta los aspectos financieros expuestos en la Ley 1715 del 13 de mayo del 2014 (y sus reglamentaciones).

## **2. Objetivos**

### **2.1. Objetivo general**

Realizar la evaluación técnica y económica de un Parque Solar en Colombia, haciendo uso de la metodología de Evaluación Económica de Proyecto de Inversión.

### **2.2. Objetivos específicos**

- Realizar un análisis energético en el territorio colombiano, que permita identificar zonas potenciales para el desarrollo de Parques Solares.
- Realizar la evaluación técnica del proyecto Parque Solar, esta incluye, análisis eléctrico, diseño conceptual del sistema fotovoltaico y su conexión al SIN.

- Realizar la evaluación económica del proyecto Parque Solar.

### 3. Marco teórico.

#### 3.1. Aspectos energéticos.

##### 3.1.1. Energía solar Fotovoltaica.

La energía del Sol es una fuente inagotable que se puede utilizar en muchas de las actividades humanas. Esta energía puede ser aprovechada en diferentes formas, tanto para generar electricidad como para aprovechar calor, pero la más usada es la generación de electricidad, a esto se le denomina energía solar fotovoltaica [11].

La energía solar fotovoltaica es la conversión de la energía de los rayos del Sol en electricidad, mediante un efecto fotoeléctrico o fotovoltaico. Para esto se utiliza celdas fotovoltaicas que están hechas de materiales semiconductores sensibles a la luz del Sol, cuando entran en contacto se produce un movimiento de electrones y gracias a la ayuda de un cable conductor se origina una corriente eléctrica [6].



**Figura 5** Energía solar fotovoltaica [21].

La corriente eléctrica producida es directa (DC), que un tipo de corriente que no varía en el tiempo, pero la mayoría de las cargas necesitan de la corriente alterna (AC) que varía con respecto al tiempo, por lo cual es necesario de un elemento de conversión llamado inversor.

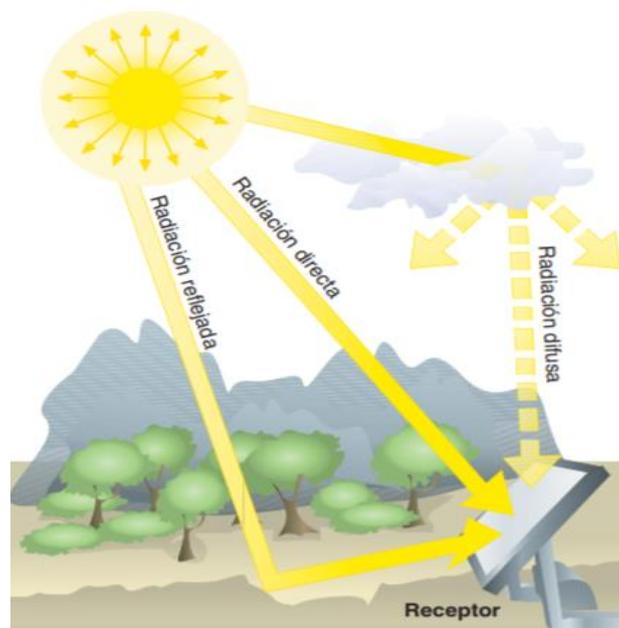
##### 3.1.2. Radiación solar.

Es la energía emitida por el Sol, propagándose en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. La radiación solar que llega a la

tierra depende del movimiento de este alrededor del Sol y este movimiento corresponde a leyes físicas. También dependen las propiedades de la atmósfera de la tierra [6].

Existen dos términos que se usan para medir la radiación solar: irradiación e irradiancia. La irradiación es la cantidad de energía recibida en un periodo de tiempo y se mide en  $Wh/m^2$ . La irradiancia es la potencia recibida en un instante y se mide en  $W/m^2$ . A estas medidas se le asocian periodos de tiempo como lo es día, mes, año, entre otros [6].

Gran cantidad de la energía que produce el Sol se pierde en el camino hacia el exterior de la atmosfera terrestre. Cuando los rayos del Sol atraviesan la atmósfera, también parte de la energía se pierde por fenómenos de reflexión, difusión y absorción, hasta que al final una fracción de la radiación total llega a la superficie terrestre. Esta radiación que llega a la superficie se divide en tres tipos: directa, difusa y albedo (o reflejada) [11].



**Figura 6** Tipos de radiación [11].

### 3.1.2.1. Radiación directa.

Es la radiación que llega a la superficie receptora sin sufrir cambios de dirección debido a que no sufre interferencias al atravesar la atmósfera. Este tipo de radiación es mayor en cantidad cuando el cielo está despejado o con poca nubosidad [11].

### 3.1.2.2. Radiación difusa.

Es aquella radiación proveniente de la atmosfera por dispersión, por lo cual sufre cambios de dirección debido a la presencia de obstáculos como lo son las nubes. En días soleados esta radiación es mínima, pero cuando se presenta bastante nubosidad el porcentaje de radiación difusa aumenta considerablemente [11].

### **3.1.2.3. Albedo o radiación reflejada.**

Es la radiación que se refleja en la superficie terrestre e incide en la superficie receptora. Esta radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, ya que este refleja un porcentaje de la radiación que le incide y este porcentaje varía dependiendo del tipo de superficie. Por ejemplo, la nieve refleja aproximadamente un 86 % de la luz que le incide, en cambio, los mares apenas alcanzan entre el 5 y 10 % [11].

### **3.1.3. Brillo Solar.**

El brillo solar es otra forma de conocer la radiación del Sol a través de la medición de las horas de Sol efectivo en el día y está asociada al tiempo durante el cual la superficie del suelo es irradiada por la radiación solar directa entre el alba y el atardecer representado en horas [17].

### **3.1.4. Precipitaciones.**

Son cualquier tipo de forma en que el agua cae desde las nubes hacia la tierra. La unidad más común para la medida de las precipitaciones es en milímetros (mm) y se asocia con periodos como el día, mes, año, entre otros [3].

### **3.1.5. Temperatura ambiente.**

Es la cantidad de calor presente en una masa de aire sobre un lugar determinado. Es afectada directamente por; la continentalidad, la latitud y la altitud. Por la continentalidad es debido al alto contenido de vapor en la atmosfera por la cercanía a las grandes masas de agua. Por la latitud que se relaciona con la posición de la zona de interés con la posición del eje terrestre donde la temperatura varía notablemente dependiendo de la línea equinoccial. Y por la altitud sobre el nivel de mar, entre más alto se encuentre sobre el nivel del mar una zona, por lo general, su temperatura es menor [3].

## **3.2. Aspectos ambientales y sociales.**

### **3.2.1. Zonas protegidas.**

Son áreas donde su ambiente ha sido poco alterado por actividades humanas o requieren de cierta conservación en su fauna y flora de los distintos ecosistemas,

con el fin de conseguir un equilibrio y continuidad de los procesos naturales. Las zonas protegidas son controladas por instrumentos políticos, regulando sus actividades bajo el marco normativo, estando sujetas a leyes especiales para la protección, conservación, restauración y desarrollo [8].

### 3.2.2. Resguardos indígenas.

Es una sociedad política y legal con derechos especiales constituida por las comunidades indígenas, los cuales poseen un territorio que cumple con las garantías de una propiedad privada, gobernando el manejo de éste y de su convivencia interna mediante su sistema normativo propio [14].

### 3.3. Aspectos eléctricos.

#### 3.3.1. Subestación eléctrica.

Es un conjunto de dispositivos eléctricos donde se alteran parámetros de tensión y corriente y sirve como punto de interconexión de las centrales generadoras con el sistema de transmisión y distribución para conducir la energía eléctrica a los centros de carga, garantizando la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de control y protección [15].



**Figura 7** Tipos de subestaciones eléctricas.

#### 3.3.2. Líneas de transmisión eléctrica

Es un medio de transporte para la energía eléctrica conformada por un grupo de conductores dispuestos paralelamente y montados sobre soportes, con fin de abastecer a los centros de consumos. Este transporte se da a través de largas distancias, iniciando su recorrido en las centrales eléctricas que producen

tensiones y corrientes alternas a frecuencias de 50 o 60 Hz. Debido a que la corriente recorre grandes distancias, sufre pérdidas en el camino y por esa razón es necesario que los niveles de energía eléctrica producidos sean transformados, elevando el nivel de tensión para que la corriente disminuya (en un determinado nivel de potencia a transmitir), reduciendo las pérdidas [15].

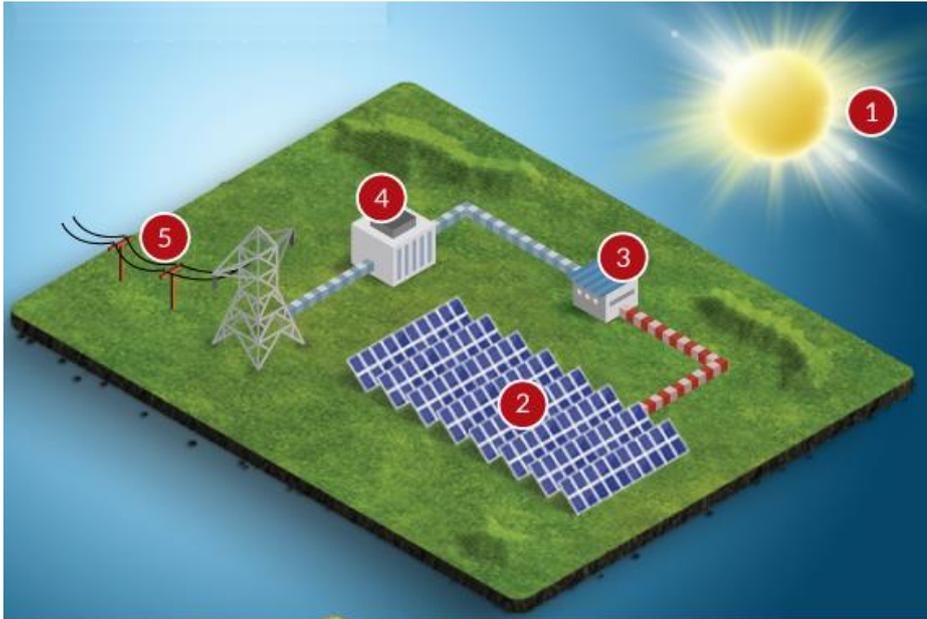


**Figura 8** Líneas de transmisión eléctrica.

### **3.3.3. Parque Solar Interconectado.**

Es una instalación de gran tamaño que aprovecha la energía solar fotovoltaica para poder generar grandes cantidades de energía eléctrica y esta es inyectada al sistema de transmisión del país. Estas instalaciones ocupan grandes extensiones de tierra, donde el área del terreno a ocupar depende principalmente de la potencia que tenga.

Los Parques Solares están compuestos por paneles fotovoltaicos que normalmente se conectan a un bus DC común, a través de uno o más inversores y estos se conectan a un transformador de potencia elevador, que aumenta la tensión al nivel de transmisión y de ahí se conecta a la red eléctrica del país [16].



**Figura 9** Estructura básica del Parque Solar [17].

En la Figura 9 se puede observar cómo es la estructura básica de un Parque Solar interconectado, donde el número 1 representa la energía del Sol, el número 2 representa los paneles fotovoltaicos, el número 3 representa el inversor, el número 4 representa la subestación transformadora donde se encuentra el transformador elevador y el número 5 representa las líneas eléctricas que interconectan el Parque Solar al sistema de transmisión.

#### **3.3.4. Sistema interconectado Nacional (SIN).**

Es un conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, con el fin de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de cargas. Los centros de generación en Colombia incluyen mayormente centrales hidroeléctricas, centrales térmicas, plantas solares y eólicas. El SIN se divide en dos grandes subsistemas: el Sistema de Trasmisión nacional (STN) y el Sistema de Trasmisión Regional (STR) [18].

##### **3.3.4.1. Sistema de trasmisión nacional (STN).**

El Sistema de Trasmisión Nacional (STN), es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 Kv [18].

##### **3.3.4.2. Sistema de trasmisión regional (STR).**

El Sistema de Trasmisión Regional (STR) es el sistema interconectado de energía compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión y está

conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenezcan a un sistema de distribución local [18].

### **3.3.5. Oportunidad de conexión en Generación (OCG).**

La oportunidad de conexión en generación (OCG), indica la capacidad aproximada de una subestación para conectarle generación, esta capacidad es una estimación que se realiza apoyado en simulaciones de estabilidad de tensión tanto para condiciones de operación normal (CON), como contingencias en líneas o transformadores. El estudio se realiza de manera independiente en cada barra, es decir, en subestaciones con diferentes niveles de tensión, en cada uno de sus niveles se estiman la capacidad. La OCG de cada barra puede variar en cada año, debido expansiones previstas que se presentan en las subestaciones y líneas [19].

## **3.4. Aspectos Financieros**

### **3.4.1. Flujo de caja descontado**

“Es un método utilizado para valorar a un proyecto de inversión, determinando el valor actual de los flujos de fondos futuros descontados a una tasa que refleja el coste de capital aportado” [63]. El flujo de caja descontado requiere; los ingresos, costos y gastos del proyecto para su elaboración.

### **3.4.2. Valor presente neto (VPN)**

Es un indicador financiero muy usado en la evaluación de proyectos de inversión, ya que determina en el tiempo cero, la equivalencia de los flujos efectivos (ingresos y egresos) que genera un proyecto a lo largo de su vida útil y compara esa equivalencia con la inversión inicial. En otras palabras el VPN es el valor monetario que resulta de restar la suma de todas las ganancias esperadas con los desembolsos necesarios para producir esas ganancias en el presente [38].

### **3.4.3. Tasa interna de retorno (TIR)**

Al igual que el VNP, también es un indicador financiero. Es la tasa efectiva anual compuesto de retorno que hace que el VPN de todos los flujos efectivos de una determinada inversión sea igual a cero. La TIR se usa para evaluar la conveniencia de las inversiones, cuanto mayor sea la tasa interna de retorno, más deseable será llevar a cabo el proyecto. El argumento básico que respalda a este método es que señala el rendimiento generado por los fondos invertidos en el proyecto en una sola cifra que resume las condiciones y méritos del proyecto [38].

#### **3.4.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)**

Es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial del proyecto. Es un criterio sencillo y muy usado en desarrollos de proyectos donde las mejores inversiones son las que el plazo de recuperación es más corto. La importancia de este método es que se basa la escogencia de los proyectos considerando el criterio de liquidez, más que de rendimiento. Pero tiene ciertas limitaciones ya que no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo y no considera los flujos obtenidos después del plazo de recuperación [38].

### **4. Metodología**

La implementación de proyectos solares como lo es un Parque Solar, requiere de una serie de análisis que ayuden a la búsqueda de terrenos aptos para su instalación. El área del terreno a ocupar dependerá de la potencia del Parque, donde a mayor potencia mayores extensiones de terreno se necesitará.

Una relación muy usada para Parques Solares es que de cada 1 MW que tenga el proyecto, se requiere una extensión de terreno de 2 Hectáreas (ha) con respecto a paneles fijos [20], en caso de usar paneles con ejes seguidores esta relación cambia. Para este proyecto en particular los paneles a usar serán fijos, por ejemplo, un Parque Solar de 20 MW necesita un terreno con una extensión aproximada de 40 ha. Al momento de desarrollar el proyecto esa área puede variar, y eso dependerá de la topología del suelo, de los paneles elegidos, de las distancias de seguridad entre paneles, entre otros aspectos, pero la relación 2 ha / 1 MW es bastante conservadora [20].

La potencia del Parque Solar va a ser determinado por la información pública que se pueda extraer, ya que este tipo de instalaciones fotovoltaicas se conecta a subestaciones del sistema eléctrico colombiano, y se requiere cierta información de estas subestaciones que solo está disponible públicamente en niveles de tensiones mayores a 200 kV, y para estos niveles de tensión es común conectar Parques de altas potencias. Para este caso en particular, el análisis se va a hacer para una Parque solar de 100 MW, es decir, se va a necesitar un terreno con un área aproximada de 200 ha.

#### **4.1. Análisis energético.**

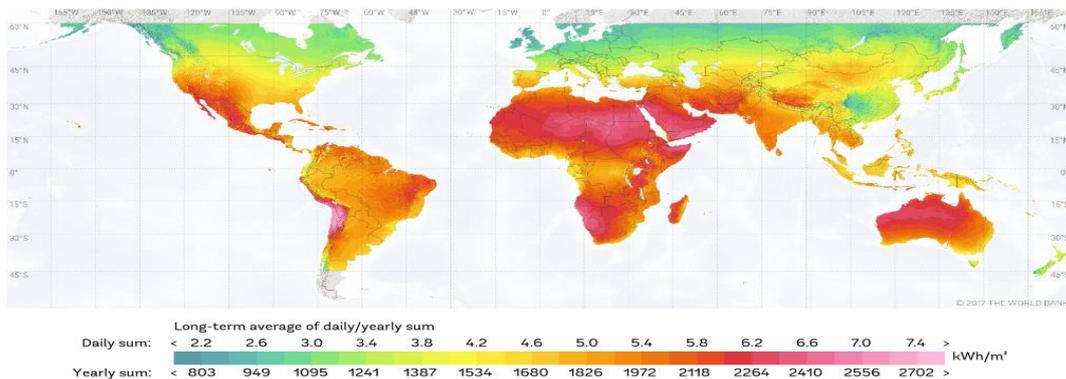
El primer paso por seguir para la implementación de un Parque Solar es realizar un análisis energético, que consiste en determinar zonas con buenos índices de radiación incidente y brillo solar, todo con el fin de aprovechar al máximo el recurso del Sol en el territorio colombiano. Además, es importante observar factores tales como la

precipitación y la nubosidad que también afectan en el rendimiento del Parque Solar fotovoltaico.

#### 4.1.1. Radiación solar.

La Radiación es el factor más importante para el análisis energético en la implementación de Parques Solares, ya que este nos permite conocer la energía que se puede generar. Entre más radiación se tenga en cierto punto, mayor es la energía producida por parte de los paneles fotovoltaicos, entonces, al momento de elegir una zona para la ubicación del Parque, es fundamental que los índices de radiación sean altos para aprovechar al máximo el recurso solar [7].

En el mundo países como Chile, México, Australia y varios de África presentan los mejores índices de radiación, tal y como se observa en la Figura 10, alcanzando promedios superiores a los 6 kW/m<sup>2</sup> día. Aunque Colombia en promedio no alcanza tal magnitud, tiene buenos índices de radiación con un promedio de 4,5 kW/m<sup>2</sup> día a comparación de la media mundial con 3,9 kW/m<sup>2</sup> [22].



**Figura 10** Radiación global horizontal media diaria anual mundial [23].

El Instituto de Hidrología, Metrologías y Estudios Ambientales (IDEAM) suministra el mapa de radiación global incidente sobre plano horizontal, este mapa presenta la intensidad solar y la indica mediante convenciones de colores, desde marrón claro hasta rojo oscuro, permitiendo conocer el potencial energético solar en Colombia [7].

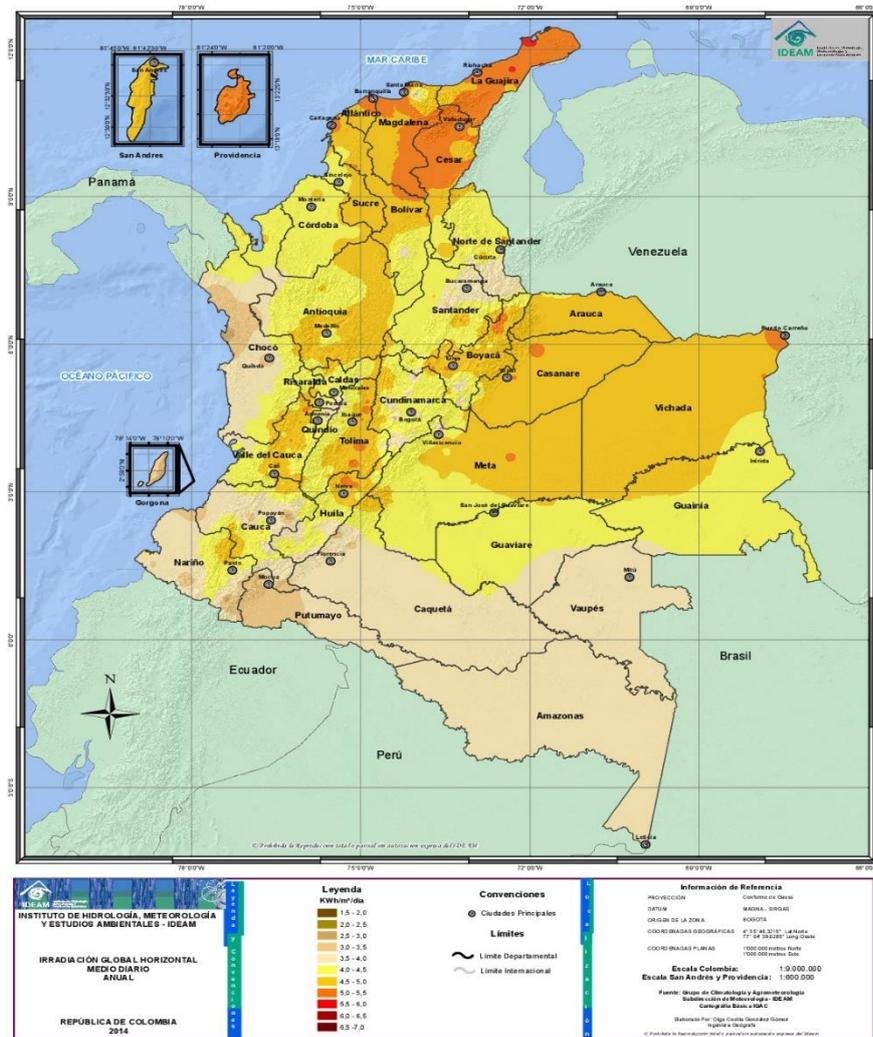


Figura 11 Radiación global horizontal media diaria anual en Colombia [24].

La radiación solar es muy variable a lo largo del país, por eso se analiza cada una de las regiones.

#### 4.1.1.1. Región Caribe.

Presenta los mayores índices de radiación del país, donde el sector de la Guajira alcanza promedios de 6 kW/m<sup>2</sup> día, en el resto del departamento el promedio oscila entre los 4,5 y 5,5 kW/m<sup>2</sup> día. En general tiene una media de 5,5 kW/m<sup>2</sup> día.

#### 4.1.1.2. Región Andina.

La radiación en esta región es muy variable con sectores que alcanzan los 5,5 kW/m<sup>2</sup> día y sectores con radiaciones menores a los 4 kW/m<sup>2</sup> día. En general la región tiene un promedio de 4,5 kW/m<sup>2</sup> día.

#### 4.1.1.3. Región Orinoquía.

En la región de Orinoquía la radiación es bastante uniforme, oscilando desde los 4 kW/m<sup>2</sup> día y los 5 kW/m<sup>2</sup> día. En general tiene un promedio de radiación cercano a los 4,5 kW/m<sup>2</sup> día.

#### 4.1.1.4. Región Pacífica.

Es el departamento donde se encuentra los menores índices de radiación del país, con promedios que oscilan entre los 3 y 4 kW/m<sup>2</sup> día. En general todo el departamento tiene una media de 3,5 kW/m<sup>2</sup> día.

#### 4.1.1.5. Región Amazonas.

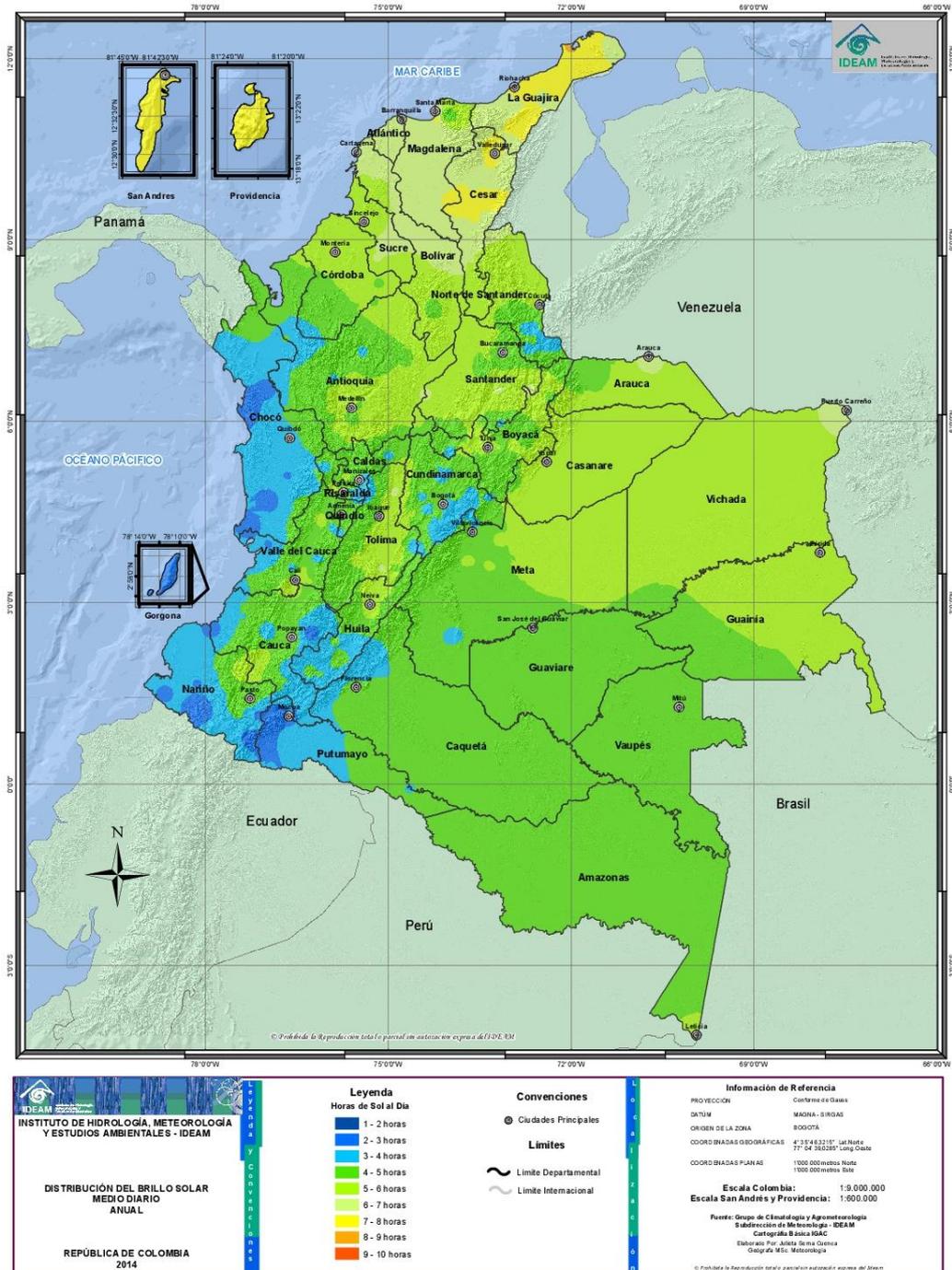
Los promedios de radiación en esta región son relativamente bajos, estos oscilan en gran parte del territorio entre los 3,5 y 4,5 kW/m<sup>2</sup> día, pero tiene zonas donde la radiación es menor. En general la región tiene un promedio de 4,2 kW/m<sup>2</sup> día. En la Tabla 1 se resume el promedio de radiación global horizontal en cada región.

**Tabla 1** Promedio de radiación global horizontal día anual por regiones [12] .

<b>Regiones</b>	<b>Promedio Radiación Global Horizontal (kW/m<sup>2</sup> día)</b>
Guajira	6
Costa Atlántica	5
Orinoquía	4,5
Amazonía	4,2
Andina	4,5
Costa Pacífica	3,5

#### 4.1.2. Brillo solar.

El número de horas de brillo es una medida muy usada por las estaciones climáticas, por ser un factor muy importante para determinar la radiación global incidente sobre plano horizontal. Entre más horas de brillo se tenga en un lugar determinado más energía se va producir por partes de los paneles fotovoltaicos [12] . Igualmente, el IDEAM proporciona mapas de brillo solar anual.



**Figura 12** Distribución del brillo solar medio diario anual en Colombia [24].

Al igual que la radiación, se analizará el brillo solar por regiones debido a la gran variación de este que se presenta en el país.

#### 4.1.2.1. Región caribe.

Es una región con promedios muy altos de horas de Sol al día, sectores como la Guajira y el norte del Cesar tienen promedios entre 7 y 9 horas de Sol al día (hSd), en gran porcentaje del centro y el resto del norte de la región los valores oscilan entre los 6 y 7 hSd y en el sur de la región tiene valores entre 5 y 6 hSd. En esta región es donde se encuentra el municipio con el mayor promedio de brillo solar

en el país, llamado Uribia ubicado en el departamento de la Guajira con 8,4 hSd [12] .

#### **4.1.2.2. Región Andina.**

En general tiene valores de horas del Sol al día de 5 y 6 hSd, específicamente en los departamentos de Tolima, Boyacá, Antioquia, Santander y Huila, así como algunos sectores de Cundinamarca y Eje Cafetero. Presenta algunas zonas con promedios entre 6 y 7 hSd en departamentos como Antioquia, los Santanderes y Tolima.

#### **4.1.2.3. Región Orinoquía.**

En gran porcentaje de su extensión presenta valores entre 5 y 6 hSd. Presenta dos sectores que alcanza promedios entre 6 y 7 hSd ubicados en los departamentos de Vichada y Arauca y otros dos pequeños sectores que tienen promedios entre 4 y 5 hSd ubicados en los departamentos de Meta y Arauca.

#### **4.1.2.4. Región pacífica.**

Es la región del país donde se presenta los menores valores de horas solar día, con promedios que oscilan entre los 3 y 4 hSd en gran parte de su extensión. Presenta pequeños sectores en sus diferentes departamentos con valores bastante bajos que varían entre 2 y 3 hSd y además tiene el municipio con el menor promedio de brillo solar en el país, llamado Totoró ubicado en el departamento de Cauca con 1,6 hSd [12] .

#### **4.1.2.5. Región Amazonas.**

En gran porcentaje de su extensión presenta promedios entre 4 y 5 hSd. El departamento de Putumayo es donde se presenta los menores índices de la región con promedios entre 3 y 4 hSd (así como algunos puntos del departamento de Caquetá) y en algunos sectores tiene promedios entre 2 y 3 hSd.

El brillo solar de las regiones del territorio colombiano se resume en la Tabla 2.

**Tabla 2** Promedio brillo solar regional en Colombia [12] .

<b>Regiones</b>	<b>Brillo Solar (hSd)</b>
Costa Atlántica	6,5
Orinoquía	5,5
Amazonía	4,3
Andina	4,6
Costa Pacífica	3,2

### 4.1.3. Precipitaciones.

Las precipitaciones influyen en el desempeño de los paneles fotovoltaicos convencionales, disminuyendo su productividad en generación de energía eléctrica, es decir, entre mayores precipitaciones haya en una zona, menor energía se va a producir por parte de los paneles solares [25], y es debido principalmente a que las precipitaciones están directamente relacionadas con las nubes.

Al igual que la radiación y el brillo solar, el IDEAM presenta mapas de precipitación tanto mensuales como anuales, en este caso se analizará los promedios anuales de precipitaciones que se presenta en el país, analizando cada una de las regiones.

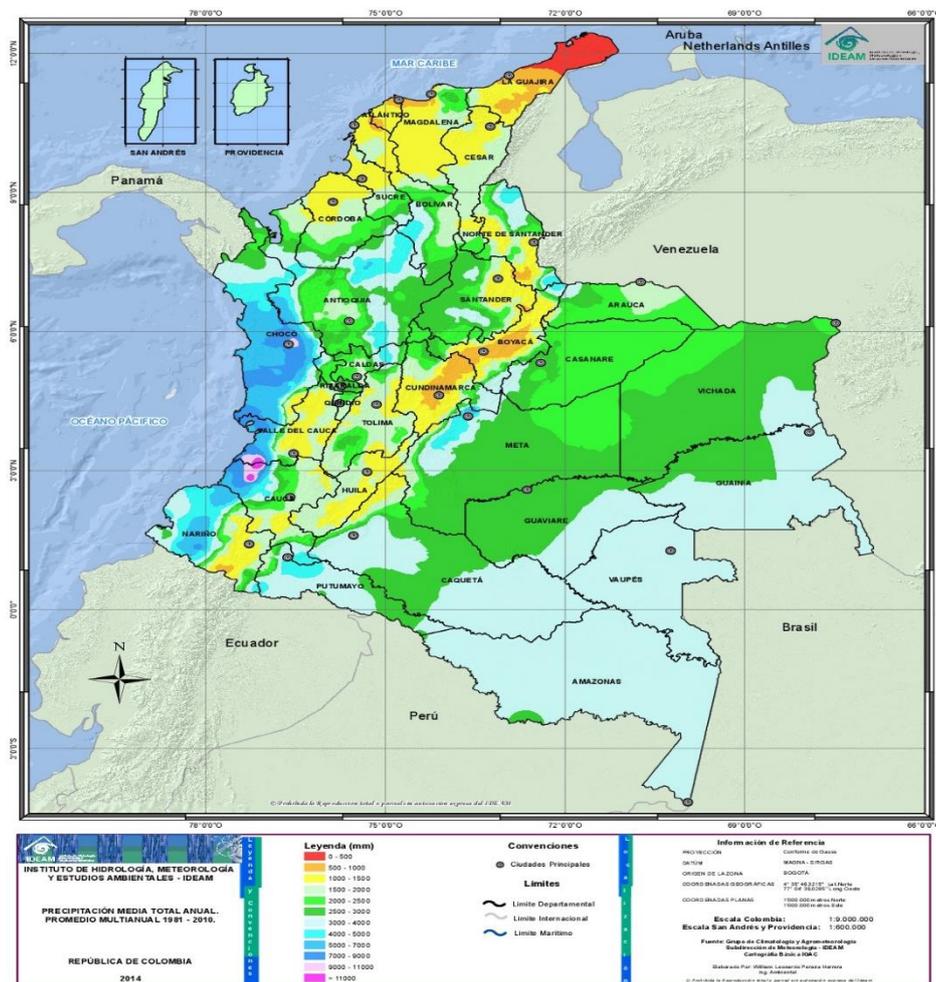


Figura 13 Precipitación media total anual en Colombia [26].

En la Figura 13 se observa que la región caribe es donde se presenta las menores precipitaciones, siendo la alta guajira la zona con menor precipitaciones presentando promedios entre los 0 y 500 mm año, en el resto de la región caribe los promedios de precipitación oscilan entre 500 y 1500 mm año. En la región andina sus precipitaciones son más variables, con zonas relativamente secas de

poco más de 500 mm año hasta zonas bastante lluviosas con promedios de precipitaciones de hasta 7000 mm año. En general el promedio de precipitación en esta región oscila entre los 2000 y 4000 mm año.

La región pacífica es la más lluviosa del país, con promedios entre 5000 y 7000 mm año de precipitaciones en gran parte de la región, tiene algunas zonas con promedios entre 7000 y 9000 mm año y unos cuantos sectores llegan a tener promedios mayores a 11000 mm año en los departamentos del Chocó y Cauca. Y por último las regiones de Orinoquía y Amazonas en general presentan promedios de precipitaciones entre los 2000 y 4000 mm año y en algunas de sus zonas llegan a tener promedios cercanos a los 5000 mm año.

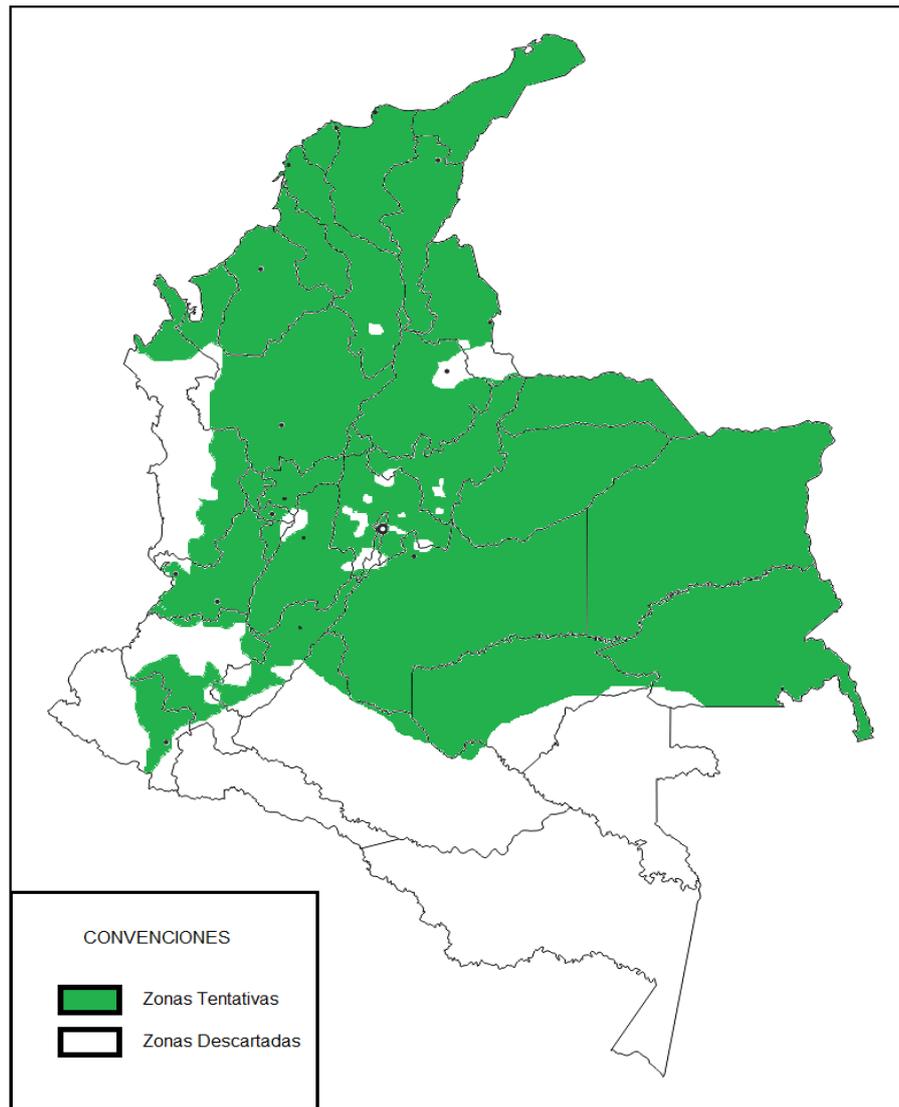
#### **4.1.4. Elección de zonas tentativas.**

Con toda la información descrita anteriormente, se pueden descartar algunas zonas para la implementación del Parque Solar en el territorio colombiano. Todos los aspectos mencionados en el análisis energético son influyentes en el rendimiento de la instalación y entre ellos existe una relación muy estrecha, por ejemplo, en los lugares donde se presenta las mayores radiaciones, por lo general, también presenta las mayores horas de Sol al día y las menores precipitaciones, en otras palabras, todas las variables tienen una relación directa a excepción de las precipitaciones que tiene una relación inversa con respecto a las demás.

Como se dijo anteriormente, la principal variable a observar para elegir un terreno para el Parque Solar es la radiación, entonces, un buen punto de partida para elegir las zonas es buscar áreas que tenga un promedio de radiación mayor al promedio mundial ( $3,9 \text{ kW/m}^2 \text{ día}$ ). Esta limitación descarta varios sectores de las regiones Pacífica y Amazónica y algunos sectores de la región Andina ubicados en los Santanderes.

También se descartan zonas donde el promedio de brillo solar esté por debajo una unidad o más del promedio nacional ( $4,8 \text{ hSd}$ ), descartando muchas zonas ya retiradas antes y otras adicionales ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Risaralda, Antioquia y Meta.

Al final resulta el mapa de Colombia de la Figura 14, donde se muestran las zonas descartadas en blanco y zonas tentativas en verde. En las zonas verdes son ubicaciones donde energéticamente es viable implementar un Parque Solar, principalmente por sus buenos índices de radiación.



**Figura 14** Primera delimitación de zonas tentativas.

Hasta aquí se han delimitados zonas energéticamente viables, pero existen otros aspectos que pueden dificultar la implementación de grandes Parques Solares en el territorio colombiano, como lo es la disposición del suelo, por esa razón, además de realizar un análisis energético, es necesario hacer una análisis ambiental y social.

#### **4.2. Análisis Ambiental y social.**

El Parque Solar de 100 MW necesita un terreno de 200 hectáreas, donde se debe evitar zonas protegidas que no permiten instalación de la planta. Dentro de las zonas protegidas se encuentran: áreas de minería, parques o reservas naturales, zonas de interés científico, tierras agrícolas, resguardos indígenas, áreas de riesgo de inundación, entre otros [27].

Otro aspecto importante por observar en el análisis ambiental es la geomorfología del suelo, con el fin de observar el relieve del país. Por lo cual es necesario hacer un análisis topográfico, con fin de encontrar áreas relativamente planas [27]. Este análisis ambiental y social es un estudio básico con el fin de descartar zonas donde no sea posible o sea muy laborioso la implementación de Parques Solares, por lo cual no tiene el objetivo de realizar un análisis detallado, debido a que este incluye muchos elementos para tener en cuenta.

#### 4.2.1. Análisis topográfico.

El análisis topográfico consiste en realizar un estudio del relieve de los suelos, es decir, observar las diferentes elevaciones que se presentan en el territorio colombiano [28]. Este análisis es importante debido a que ayuda a descartar zonas para la implementación de grandes Parque Solares.

Idealmente la zona a elegir debe ser plana o con pocas ondulaciones [20], porque esto facilita aspectos como transporte, mantenimiento, la construcción de la instalación, entre otros.

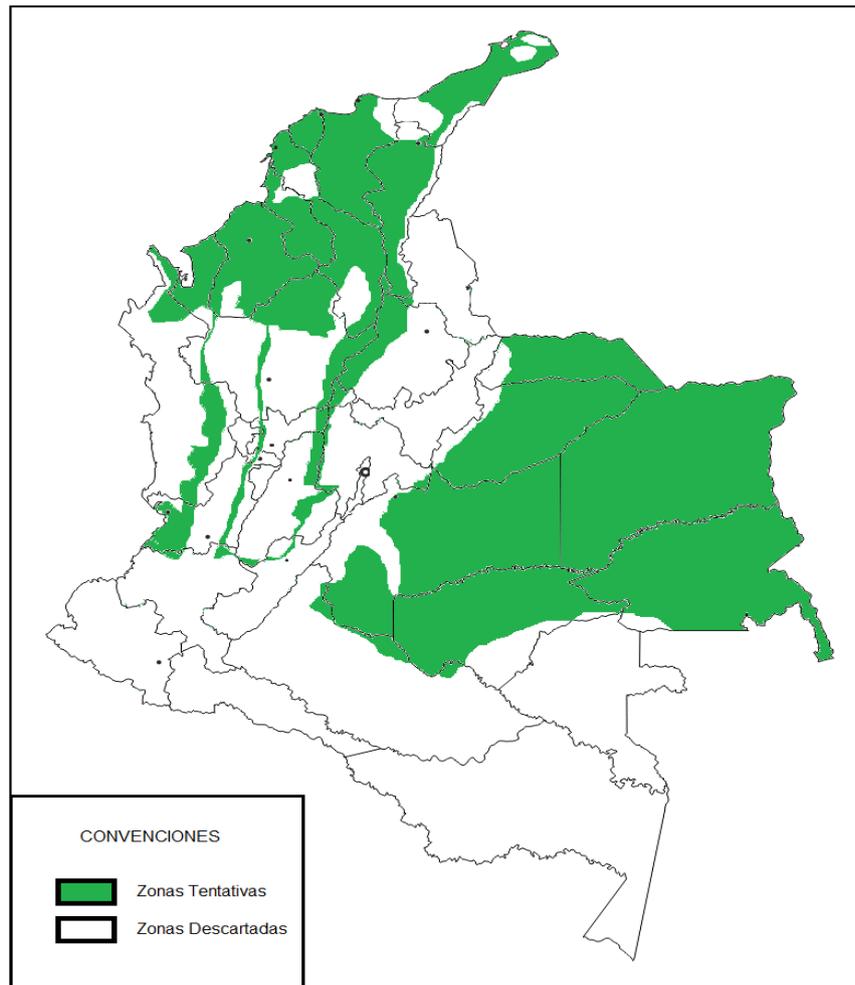


**Figura 15** Mapa físico de Colombia [29].

Colombia está constituida en un 67 % de tierras planas y un 33 % de zonas montañosas en su territorio, estas zonas montañosas son debidas principalmente por la presencia de las 3 cordilleras (Occidental, Central y Oriental) pertenecientes

a la gran cordillera de los Andes, que atraviesa gran parte del continente de Sur América. Existen además la presencia de sistemas montañosos aislados (no pertenecen a la gran cordillera de los Andes), tales como la Sierra Nevada de Santa Marta, los cerros de la Guajira, la sierra de la Macarena, la serranía del Baudó, la serranía del Pacífico, la serranía del Darién, los Montes de María y la serranía de Perijá [30].

Con respecto a las tierras planas, Colombia cuenta con muchas zonas con este tipo de topología como, por ejemplo, los valles interandinos (localizados en medio de los sistemas montañosos de las tres cordilleras) y las llanuras del Caribe, Pacífico, Amazonas y Orinoquía [30]. Todos los terrenos montañosos en el territorio colombiano no serán tenidos en cuenta en la elección del área para implementar el Parque Solar, debido a las diferentes dificultades antes mencionadas que tienen estos tipos de terrenos, por lo cual el mapa de Colombia con las zonas tentativas para el Parque Solar queda de la siguiente forma.



**Figura 16** Segunda delimitación de zonas tentativas.

#### 4.2.2. Zonas protegidas y resguardos indígenas.

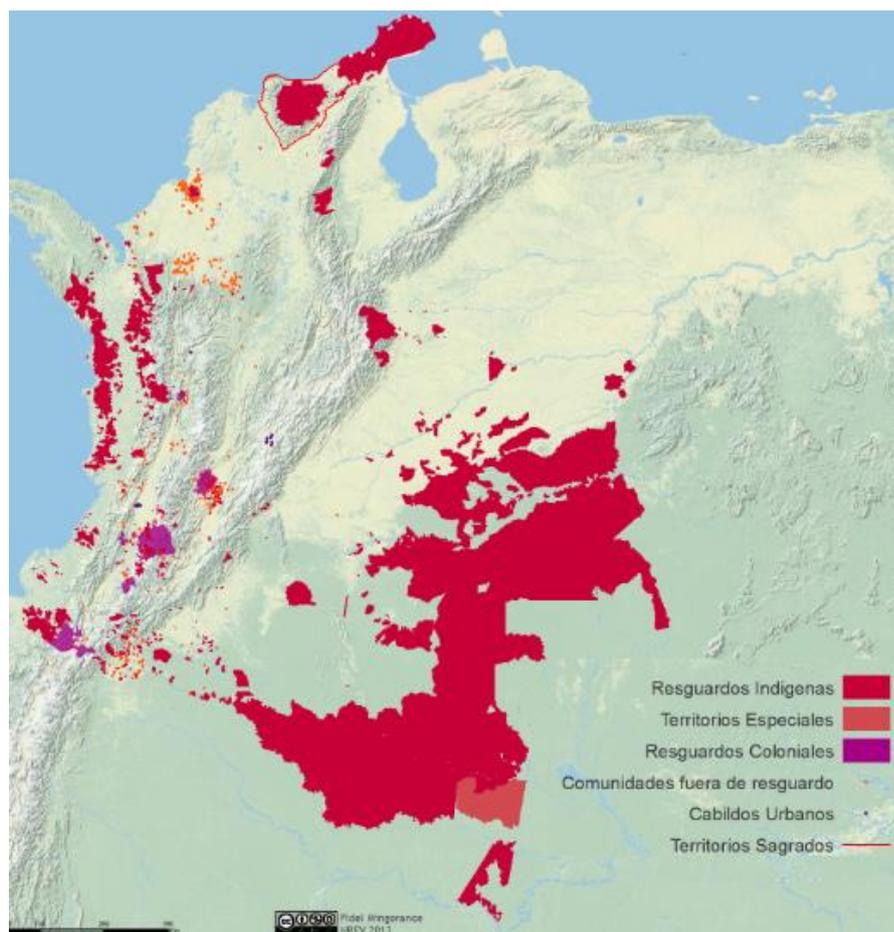
Colombia es uno de los países más ricos en especies del mundo, tanto en fauna como en flora y por esta razón presenta muchas zonas que son protegidas, con el fin de la conservación de las especies, contando actualmente con 59 parques naturales [31]. Estas áreas de los parques naturales son intocables, entonces, al momento de desarrollar proyectos de ingeniería como lo es un Parque Solar, las áreas que cubren los parques naturales se deben evitar para su implementación.

El Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP), suministra mapas con las ubicaciones de esos 59 parques naturales.



**Figura 17** Ubicación de parques naturales en Colombia [32].

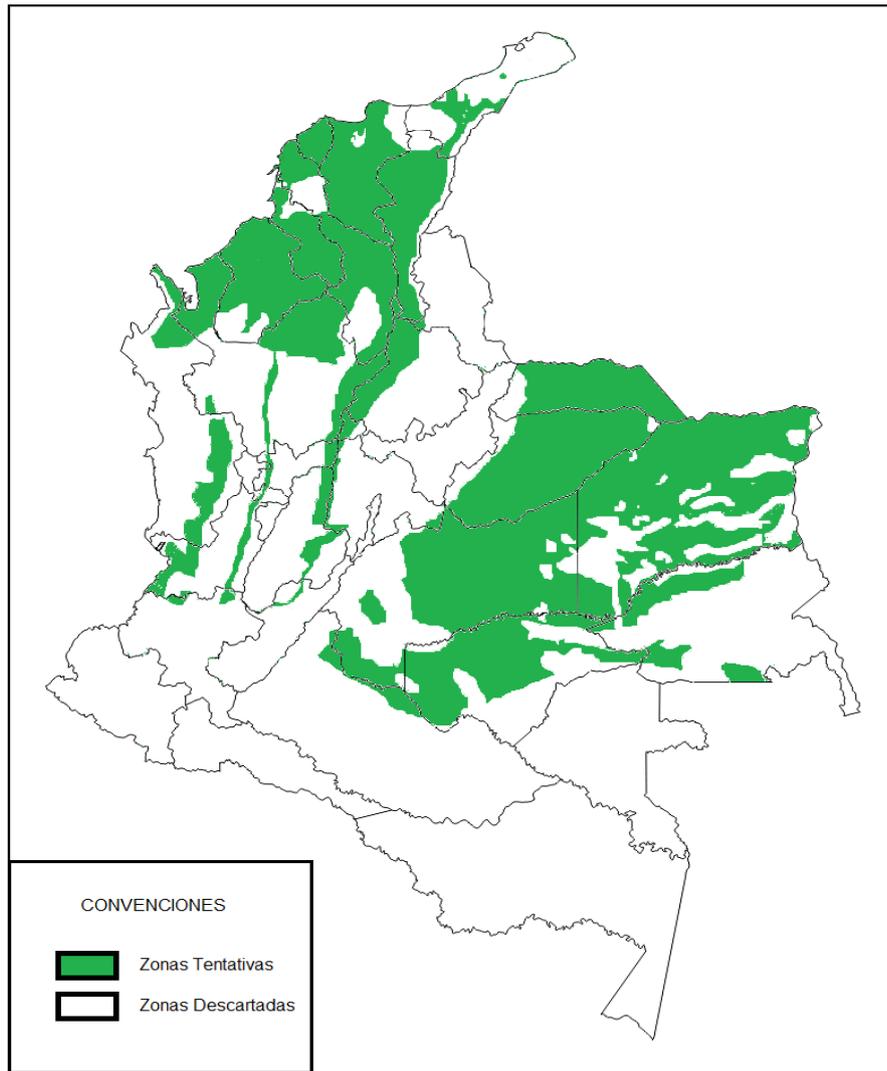
Y por último es necesario conocer ubicaciones de los resguardos indígenas, dado que las comunidades indígenas comparten zonas ocupadas y bosques en sus alrededores, y estos sitios deben ser respetados, por lo cual, en lo posible se debe evitar zonas dentro o cerca a resguardos de indígenas.



**Figura 18** Ubicación resguardos indígenas en Colombia [33].

Estas zonas con presencia de resguardos indígenas no necesariamente imposibilitan el desarrollo de Parques Solares, pero sí dificultan su construcción, debido a la dificultad del proceso de aceptación de la obra, por los derechos especiales que tienen estas comunidades [14] . En este caso específico se evitará en lo posible estas zonas.

Con este análisis ambiental y social se delimitan aún más las zonas tentativas del Parque Solar, descartando zonas en gran parte del territorio oriental de Colombia, más específicamente en la región de Orinoquía y también en el norte de Colombia, en gran parte de la Guajira. El mapa de Colombia resultante se puede observar en la Figura 19.



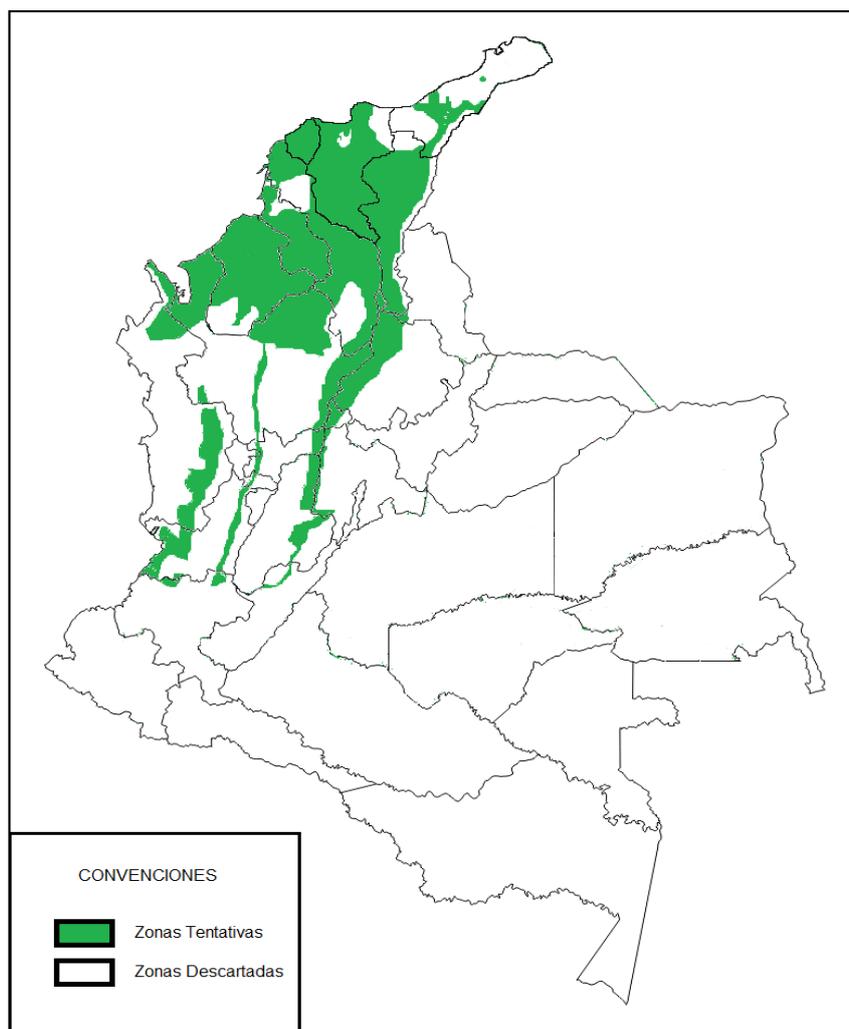
**Figura 19** Tercera delimitación de zonas tentativas.

### 4.3. Análisis eléctrico.

Existe otro factor muy importante para tener en cuenta para delimitar las zonas tentativas, y es determinar las subestaciones más cercanas, puesto que el Parque Solar se debe conectar a una subestación eléctrica para poder entregar energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

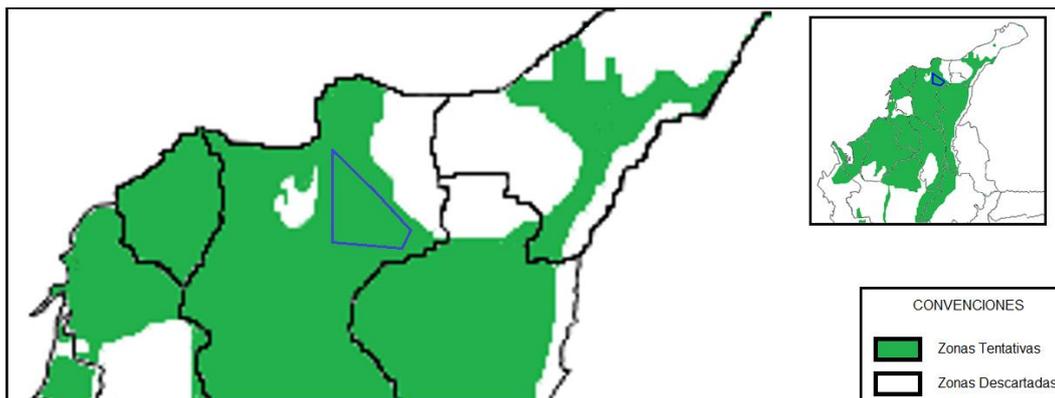
En la Figura 20 se puede observar el mapa del SIN en el territorio colombiano, suministrado por la Unidad de Planeación Minero-Energético (UPME), que es la unidad colombiana encargada en la planeación del sector minero-energético.





**Figura 21** Cuarta delimitación de zonas tentativas.

Como resultado solo quedan zonas de los valles interandinos, algunos lugares de las llanuras del pacífico y las llanuras caribeñas (a excepción de la Guajira). Específicamente se van a elegir una zona para desarrollar un estudio más detallado para la conexión del Parque Solar al SIN. La zona elegida está ubicada en la región Caribe, y se escogió porque de las zonas resultantes es una de las áreas que tiene los mejores índices de radiación solar en el país, por lo cual el recurso solar se aprovecha al máximo. La zona elegida se observa en la Figura 22.

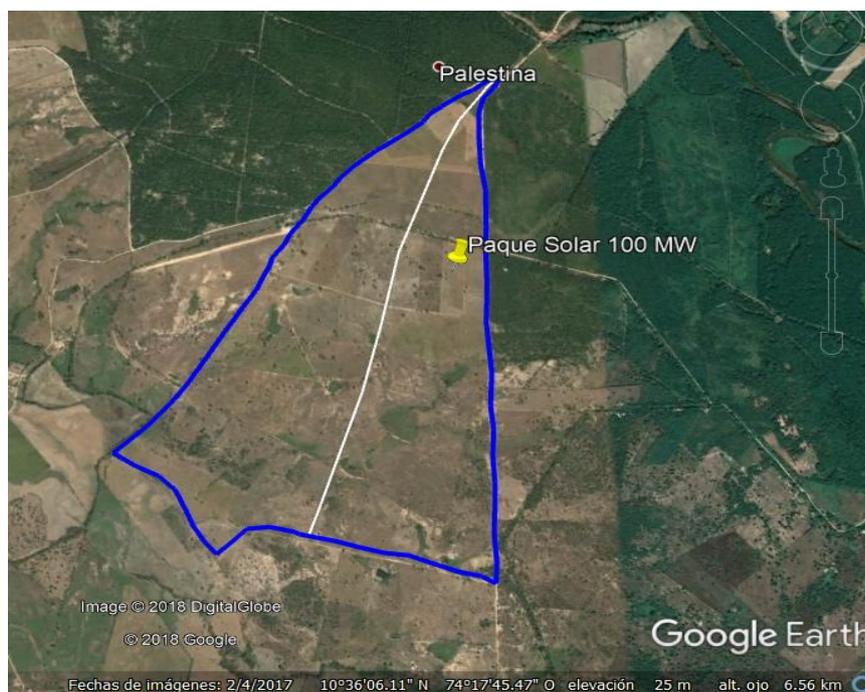


**Figura 22** Ubicación de zona tentativa para el Parque Solar.

La zona elegida (encerrada en el polígono azul) se ubica en el noreste del departamento de Magdalena. Es un área muy ventajosa para la implementación del Parque Solar, porque tiene terrenos relativamente planos, presentan altos índices de radiación oscilando entre los 5 y 6 kW/m<sup>2</sup> (más alto que el promedio nacional de 4,5 kW/m<sup>2</sup> día), no está dentro de zonas protegidas, no tiene resguardos indígenas cercanos y además está cerca de subestaciones del SIN.

#### 4.3.1. Terreno elegido.

Dentro de la zona se buscó terrenos adecuados para implementar el Parque Solar, teniendo en cuenta que se necesita 200 ha para almacenar una planta de 100 MW. En este caso escogió un terreno ubicado al suroccidente del municipio de El Retén (Magdalena).



**Figura 23** Ubicación terreno para Parque Solar [35].

En el polígono azul de la Figura 23 delimita el terreno dispuesto para el Parque Solar. Este terreno se caracteriza por tener sabanas áridas y estepas con clima tropical, tiene un área aproximada de 300 ha donde se evitó obstáculos tales como cuerpos de aguas y vegetación abundante. La temperatura media es de 28 °C y alcanza temperaturas máximas de hasta 36 °C y mínimas de hasta 18 °C [52][47].

El terreno es relativamente plano, aunque presenta algunas ondulaciones tal y como se observa en la Figura 24. Tiene grandes ventajas, debido a que no hay presencia de zonas protegidas en las cercanías y a pesar de ser una tierra agrícola debido a los grandes cultivos de palma africana [37], el terreno elegido no presenta tales cultivos.



**Figura 24** Perfil de elevación del terreno para el Parque Solar [35].

La radiación en el terreno es de 5,2 kW/m<sup>2</sup> día y tiene un brillo solar de 6,9 hSd, promedios bastante altos a comparación del promedio nacional [24].

#### 4.3.2. Subestaciones cercanas.

Una condición muy importante es conocer la subestaciones eléctricas que están cerca del terreno elegido, porque como se dijo anteriormente, el Parque Solar se debe conectar a una subestación eléctrica para poder entregar energía al SIN, donde estas deben tener la capacidad de conectar la generación que se va producir y además entre más cerca esté la subestación eléctrica del Parque Solar, mejor aprovechamiento se va hacer del recurso solar, debido a que la perdidas por efecto Joule van a ser menor. En este caso se observarán subestaciones de 200 kV o mayor.

**Tabla 3** Oportunidad de conexión en generación de subestaciones cercanas [36].

Nombre de Subestación	Nivel de tensión (kV)	Distancia aproximada (km)	Oportunidad conexión generación (MW)		Empresa
			2018	2019	
Caracolí	220	68	70	220	ISA
Copey	500/220	60	500	500	ISA
Fundación	220	14	30	330	TRANSELCA
Rio córdoba	220	49	0	0	EEB
Santa Marta	220	71	40	470	TRANSELCA
Sabanalarga	500/230	69	110	500	ISA
N. Barranquilla	220	75	70	360	TRANSELCA
Termoflores	220	75	70	110	TRANSELCA
Tebsa	220	65	70	100	TRANSELCA

Las ubicaciones de las subestaciones eléctricas tentativas se reparten en los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena, tal y como se observa en la Figura 25.



**Figura 25** Ubicación de Subestaciones tentativas más cercanas [35].

Para elegir la subestación más conveniente, se debe observar primero si la capacidad de esta permite conectar generación, lo cual descarta a la subestación Río Córdoba debido a que no tiene capacidad para conectar generación para el año 2019. Lo segundo a observar es que la subestación esté lo más cerca que se pueda del terreno y en lo posible que tenga un nivel de tensión menor, ya que entre más cerca esté la subestación, los costos en la línea que une el Parque Solar y la subestación del SIN disminuyen y además entre menor nivel de tensión tenga la subestación disminuyen los costos de algunos elementos tales como el transformador, dispositivos de protección, dispositivos de medidas, entre otros.

Por todo lo anterior la subestación eléctrica que se elegirá es la subestación Fundación, que tiene un nivel de tensión de 220 kV, una capacidad de conexión en generación de 330 MW para el 2019 y está a una distancia aproximada de 14 km del terreno elegido. En este caso es la subestación más adecuada para la implementación del Parque Solar de 100 MW.

#### **4.4. Diseño de Parque Solar**

Una vez definido la ubicación donde se implementará el Parque Solar, el siguiente paso es realizar su diseño conceptual. El diseño conceptual consiste en determinar la cantidad de los elementos principales de la instalación y la distribución física de estos. Dentro de los elementos principales del Parque Solar se encuentran: los paneles fotovoltaicos con sus estructuras, los inversores o equipos de conversión, cableado tanto DC como AC y las cajas de combinación [38].

Con respecto a los paneles fotovoltaicos se debe determinar el ángulo óptimo, distancia entre ellos y además establecer su conexión, es decir, determinar la cantidad de paneles conectados en serie y paralelo por inversor. En los inversores es necesario definir su potencia para conocer la cantidad de estos. Para el cableado de se debe calcular el calibre de estos con sus respectivas protecciones [38].

Debido a la alta potencia del Parque Solar (del orden de 100 MW) se realizó un diseño modular, es decir, se divide el parque completo en sub-parques más pequeños e iguales entre sí, y se realizó el diseño de uno en representación de todos los demás.

##### **4.4.1. Selección de paneles fotovoltaico.**

El Parque Solar al ser una gran instalación, interesa usar módulos fotovoltaicos con la mayor potencia posible que esté disponible comercialmente, buscando minimizar la cantidad de paneles a utilizar. Esto se hace con el fin de reducir el área a emplear, disminuir el costo de estructuras, cableados, canalizaciones, etc., y por consiguiente menores pérdidas por efecto Joule en los cableados [39].

También es importante observar las características técnicas del panel fotovoltaico, tales como:

- La vida útil, debido a que este tipo de instalaciones tienen grandes inversiones al inicio del proyecto y entre más vida útil tiene sus elementos, es más probable la viabilidad económica de este [39].
- La eficiencia en función de la temperatura, donde se prefirió paneles que se comporten de mejor forma con altas temperaturas, es decir, en lo posible encontrar paneles donde su eficiencia no sea notablemente afectada por el aumento de la temperatura [39].
- Las dimensiones y peso, donde se prioriza los módulos con los menores tamaños [39].

Para seleccionar el módulo fotovoltaico, se analizó tres modelos distintos donde se buscó los paneles de mayores potencias disponibles de cada marca. Se tendrán en cuenta las características antes mencionadas para el elegir el óptimo.

**Tabla 4** Comparación de paneles fotovoltaicos [49] [50] [51].

<b>Fabricante</b>	<b>Jinko Solar</b>	<b>Trinasolar</b>	<b>CanadianSolar</b>
<b>Modelo</b>	<b>Eagle HC 72m-V</b>	<b>SPLITMAX</b>	<b>KuDymond</b>
Potencia pico ( $P_{max}$ )	390 W	380 W	380 W
Corriente a potencia pico ( $I_{mp}$ )	9,49 A	9,6 A	9,5 A
Tensión a potencia pico ( $V_{mp}$ )	41,1 V	39,6 V	40 V
Tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ )	49,3 V	48 V	47,8 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	10,12 A	9,99 A	10,01 A
Eficiencia del Módulo (%)	19,79	19,2	19,15
Temperatura de operación (°C)	-40 a 85 °C	-40 a 85 °C	-40 a 85 °C
Largo (mm)	1987	2000	2000
Ancho (mm)	992	992	992
Alto (mm)	40	40	8,5
Peso (kg)	22,5	23	29
Vida útil hasta 80 % de $P_{Nominal}$	25 año	25 años	30 años
Garantía del producto	10 años	10 años	10 años

Existen muchas otras marcas con paneles de potencia similares a las mostradas en la Tabla 4, pero los paneles de los fabricantes Jinko Solar, CandianSolar y Trinasolar son los de mayor calidad en el mercado, según la lista de Tir one Solar [40]. En este caso se eligió el panel del fabricante Jinko Solar porque su potencia pico es mayor a las demás. En el Anexo 1 se muestran las características técnicas del módulo fotovoltaico de Jinko Solar.



**Figura 26** Panel fotovoltaico elegido [49].

#### **4.4.2. Selección del inversor.**

Al igual que el panel fotovoltaico, la potencia del inversor es un factor importante por observar. Debido a que no existen inversores con la potencia del Parque Solar, es necesario usar varios de estos donde la suma de sus potencias debe dar alrededor de los 100 MW. Comercialmente existen inversores que van desde los vatios hasta unos pocos megavatios, y si se elige uno de baja potencia se necesitaría muchos de ellos para alcanzar la potencia requerida.

Por lo tanto, lo más adecuado es tener un número razonable de inversores con el fin de que el precio de la instalación del Parque Solar no sea extremadamente costoso. En este caso se analizaron inversores con potencias entre los 1,8 MW y los 2,5 MW, lo que permite tener un rango de 40-56 sub-parques.

El tipo de inversor a emplear es central usualmente usados en Parques Solares, donde se analizaron tres de las marcas más distribuidas en el mundo, según estadísticas de GTM Research, las cuales; ABB, SUNGROW y SMA [41]. Al igual que en los paneles se hizo una comparación de los inversores centrales con potencias dentro del rango asignado disponible en cada fabricante, donde además de la potencia se tendrá en cuenta aspecto como eficiencia, corrientes máximas, tensión máxima, dimensiones, peso, entre otros.

**Tabla 5** Comparación de inversores centrales [42] [43] [44].

Fabricante	ABB	SUNGROW	SMA
Modelo	PVS980-58BC	SG2000	SC 2200
Potencia salida máxima ( $S_{max}$ )	2300 kVA	2200 kVA	2200 kVA
Corriente máxima AC ( $I_{max-AC}$ )	1925 A	4032 A	3300
Tensión de salida nominal ( $V_{N(AC)}$ )	690 V	315 V	385
Frecuencia de salida	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Corriente máxima DC ( $I_{max-DC}$ )	2400 A	5840 A	4110
Rango tensión de operación ( $V_{DC}$ )	978-1500 V	460-1000 V	570-1000 V
Números de entradas DC	16	24	24
Eficiencia (%)	98,8	99	98,6
Largo (mm)	3180	2991	2780
Ancho (mm)	2443	2591	2318
Alto (mm)	1522	2438	1588
Peso (kg)	3500	6000	4000
Vida útil	30 años	30 años	30 años

Los inversores de la Tabla 5 tienen potencias similares con el fin de compararlos de mejor formar y elegir el óptimo. Los aspectos que serán tenidos en cuenta para la selección del inversor van a ser; la corriente máxima de salida ( $I_{max-AC}$ ), las dimensiones y el peso, debido a que las demás características son muy similares entre ellos. Una mayor  $I_{max-AC}$  implica mayores calibres de los conductores a la salida del inversor, grandes dimensiones implican mayor ocupación por parte de los inversores y grandes pesos implican más dificultades a la hora de la instalación del Parque Solar.

Por lo cual el inversor elegido es ABB, por tener la menor corriente de salida y el menor tamaño. En él Anexo 2 se muestran las características técnicas del inversor central elegido.



**Figura 27** Inversor central elegido [42].

Cada sub-parque estará compuesto por un inversor, entonces la cantidad de aquellos se obtiene dividiendo la potencia del Parque Solar (100 MW), con la potencia nominal del inversor elegido (2,3 MW). Esa división tiene un resultado decimal, exactamente 43,48 sub-parques. Como no se puede tener un número decimal de sub-parques, entonces se aproxima al entero superior más cercano, que en este caso es 44 sub-parque.

#### 4.4.3. Caja de combinación.

Las cajas de combinación son gabinetes metálicos con un grado de protección IP 54, usualmente utilizados instalaciones fotovoltaicas. Son usados para interconectar varias cadenas de paneles en una sola salida que se conecta directamente al inversor. Las cajas de combinación cumplen la función de protección y monitoreo de grandes grupos de paneles que se conecten a las misma [38]. En la sección 4.4.5, se va a determinar las cajas de combinación a usar y saber su distribución en cada sub-parque. En la Figura 28 se observa la caja de combinación usada en el proyecto.



**Figura 28** Caja de combinación elegida [54].

#### 4.4.4. Conductores y tuberías.

Los conductores de un Parque Solar en su mayoría estarán a la intemperie, por consiguiente van a estar expuestos a la luz solar, a la lluvia, al polvo, entre otros factores, por esa razón es necesario que sean resistente a esas condiciones adversas. En este caso se usaron cables Centelsa Fotovoltaicos que son ideales para instalaciones a la intemperie (ver Anexo 4). Las características de estos cables son

- Se fabrican con conductores eléctricos de cobre desde calibres de 14 AWG (2,082 mm<sup>2</sup>) al 1000 kcmil (506,7 mm<sup>2</sup>).

- Su aislamiento es un material termoestable, con características de no propagación al incendio (CT – Cable Tray), resistente a la intemperie y la luz ultravioleta (SR – Sunlight Resistant).
- Su temperatura máxima de operación en el conductor es de 90 °C en ambientes secos, húmedos o mojados.
- Su voltaje máximo de operación es: 600 V o 2000 V.
- Se encuentra disponible en varios colores.
- Resistentes a la gasolina y aceites (GRI).
- Pueden instalarse directamente enterrados (Dir Bur).
- Aislamientos libres de halógenos (NH – No Halogen), de baja emisión de humos tóxicos y corrosivos (LS – Low Smoke).

Los conductores en el Parque Solar irán enterrados a unos centímetros de la tierra, dentro de canalizaciones tipo tubería PVC Conduit de marca Durman, diseñados para alojar y proteger cables en instalaciones eléctricas que se efectúen de acuerdo con lo establecido en el Código Colombiano de Instalaciones Eléctricas norma NTC-2050 (ver Anexo 5).

#### **4.4.5. Conexión entre paneles.**

Los paneles fotovoltaicos se pueden conectar de dos formas: en paralelo y en serie, donde las grandes instalaciones fotovoltaicas como lo es un Parque Solar presentan varios grupos paneles que combinan esos dos tipos de conexiones.

Los paneles conectados en serie tienen la característica de sumar el voltaje de cada uno, en cambio la corriente no lo hace, es decir, la corriente producida por un panel es igual a la corriente total del conjunto de paneles conectados en serie o string. Conectar paneles en serie tiene un límite, y este es impuesto por la tensión máxima de entrada del inversor, donde se debe cumplir la siguiente desigualdad [55].

$$\text{Tensión máxima entrada inversor} > V_{oc} * \text{Número de paneles en serie } (N_s) \quad (1)$$

Antes de verificar la desigualdad (1), es necesario hacer corrección por temperatura de la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), debido a que este aumenta si la temperatura disminuye [47]. En el Anexo 1 presenta datos en condiciones estándar de operación (STC -Standart Test Conditions) dados a 25°C a una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> del panel Jinko Solar, pero como se especificó en la sección 4.3.1, la temperatura mínima en el terreno elegido es de 18°C, entonces es necesario corregir  $V_{oc}$ , y se hace de la siguiente forma [11].

$$V_{oc\text{-corregido}} = V_{oc} * (1 + \alpha_{V_{oc}} * (T - 25)) \quad (2)$$

Donde  $T$  es la temperatura mínima que se puede presentar en el terreno y  $\alpha_{Voc}$  es el coeficiente de temperatura para  $Voc$ , dados en las especificaciones del panel Jinko solar (ver Anexo 1). El coeficiente  $\alpha_{Voc}$  es un valor que dice el porcentaje de cambio de  $Voc$  por cada grado que aumenta o disminuye la temperatura, tomando como referencia la temperatura estándar ( $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), este coeficiente es obtenido por los fabricantes luego de someter a varias pruebas el panel, donde observan el comportamiento de este cuando sufre cambios de temperatura [11].

La conexión en paralelo a diferencia de la conexión serie, la corriente se suma, pero el voltaje no. El número de conexiones en paralelo está limitado por la corriente máxima de entrada del inversor. En el Anexo 2 muestra la magnitud de la corriente máxima del inversor elegido (ABB), pero se debe tener en cuenta que este tiene 16 entradas, y cada entrada va a tener su corriente máxima permisible, que resulta de la división de la corriente máxima total de la entrada del inversor ( $2400\text{ A}$ ) entre el número de entradas, en este caso cada entrada soporta una corriente máxima de  $150\text{ A}$ , entonces se debe cumplir la siguiente desigualdad [11].

$$I_{max} \text{ por entrada inversor} > I_{sc} * \# \text{ de paneles en paralelo por entrada } (N_p) \quad (3)$$

Donde  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico, dado en la ficha técnica de este. Igualmente se debe hacer corrección por temperatura, pero generalmente se desprecia ese cambio, debido que  $I_{sc}$  no varía de manera considerable con los cambios de temperatura [11].

Para la conexión del sub-parque se hizo una combinación de las dos conexiones (paralelo y serie) teniendo en cuenta las limitaciones impuestas por el inversor ABB. Es deseable que se tenga el mayor número de conexiones en serie posibles, reduciendo las conexiones en paralelo, esto es debido principalmente a que a mayor número de arreglos en paralelos mayores intensidades se manejan y por consecuente se necesitarán mayores cantidades y calibres de los conductores.

Para calcular el número máximo de módulos conectado en serie por string se debe dividir la tensión máxima de entrada del inversor sobre la tensión de circuito abierto del panel corregido, de la siguiente forma:

$$N_{s-max} = \frac{V_{DC-max}}{V_{oc-correctado}} = \frac{1500\text{ V}}{49,96\text{ V}} = 30,024 \approx 30 \quad (4)$$

Donde  $N_{s-max}$  es el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie por string y  $V_{DC-max}$  es el voltaje máximo de entrada permitido por el inversor. El resultado de la división es un número decimal, entonces, se aproxima al entero inferior más cercano, por lo cual el número máximo de paneles en serie es 30.

Luego, para conocer el número de paneles en paralelo, antes es necesario saber el número total de paneles por inversor, que se determina como la división de la potencia del inversor sobre la potencia pico del panel.

$$N = \frac{P_{max-Inv}}{P_{max-panel}} = \frac{2,3 \text{ MW}}{390 \text{ W}} = 5897,436 \approx 5900 \quad (5)$$

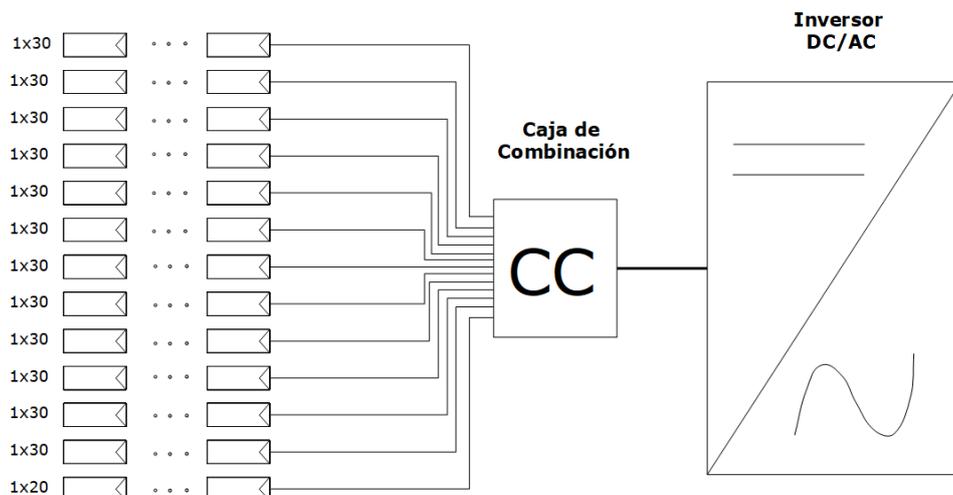
Donde N es el número de paneles que tiene cada inversor o cada sub-parque. La aproximación que se hizo en la ecuación tiene como fin, distribuir los paneles de la manera más simétrica posible, para así facilitar su organización. Para obtener el número de strings en paralelo por inversor se realiza lo siguiente:

$$N_{PT} = \frac{N}{N_{s-max}} = \frac{5900}{30} = 196,6667 \approx 197 \quad (6)$$

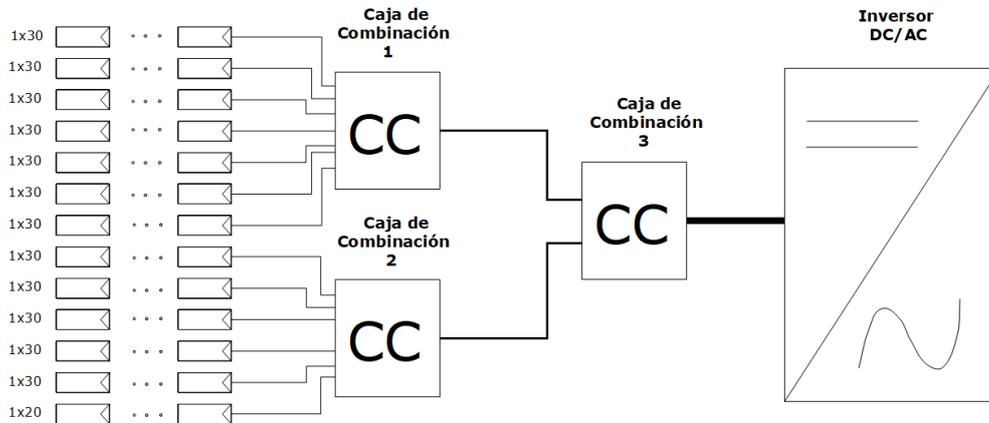
Cada sub-parque tendrá 197 string en paralelo. Teniendo en cuenta que el inversor tiene 16 entradas, se van a distribuir los paneles de la siguiente forma.

- De las 16 entradas del inversor, 11 de ellas tendrán 12 strings en paralelo y cada uno tendrá 30 módulos en serie.
- De las 16 entradas del inversor, 5 de ellas tendrán 13 strings en paralelo y cada uno tendrá 30 módulos en serie, a excepción de un string que tendrá 20 módulos en serie.

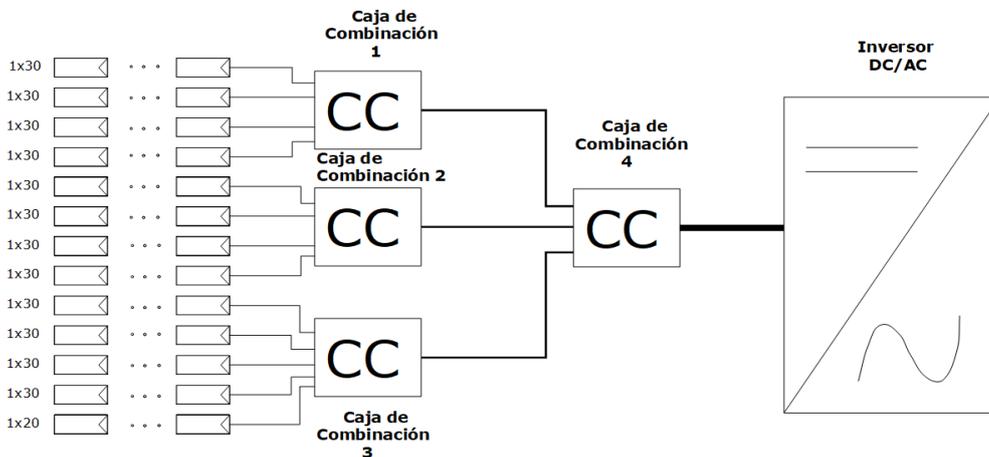
La distribución de los paneles en cada entrada del inversor, se pueden organizar de diferentes formas, en este caso en particular se analizó 3 alternativas diferentes.



**Figura 29** Distribución de paneles fotovoltaicos por entrada de inversor (Alternativa 1).



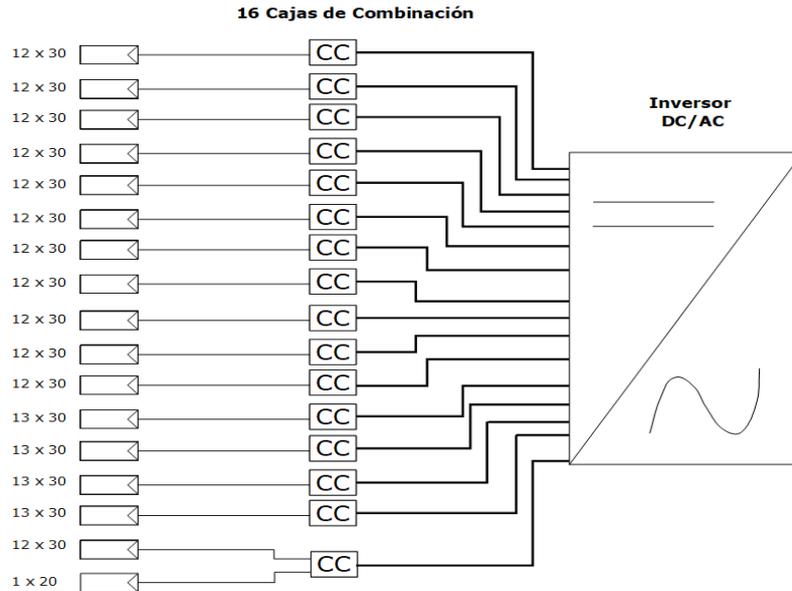
**Figura 30** Distribución de paneles fotovoltaicos por entrada de inversor (Alternativa 2).



**Figura 31** Distribución de paneles fotovoltaicos por entrada de inversor (Alternativa 3).

Se eligió la conexión de la alternativa 1, por ser la mejor opción técnicamente hablando, debido a la disminución de la cantidad de elementos a utilizar. En las alternativas 2 y 3 aunque usen mayor número de elementos, los calibres de los cables que se manejan por lo general serán menores en comparación de la alternativa 1 y al utilizar calibres menores es posible disminuir los costos generales. En el análisis financiero del proyecto se analizará este aspecto, por lo cual es posible cambiar de alternativa con el fin de obtener la opción más económica.

Con la elección de la alternativa 1 el diagrama de conexión de las 16 entradas del inversor se observa en la Figura 32, donde cada panel en el diagrama representa el conjunto de strings conectados a cada caja de combinación.



**Figura 32** Distribución de paneles fotovoltaicos por inversor.

Antes se debe verificar la desigualdad (2), como el mayor número de strings en paralelos que se presentan es 13, este se multiplica con la corriente de cortocircuito del panel (10,12 A), obteniendo una corriente máxima de 131,56 A, menor a los 150 A que soporta cada entrada del inversor.

Cada caja de combinación debe tener entre 12 y 13 entradas, pero las comerciales por lo general tienen un número par de entradas, entonces se emplearán cajas de combinación con 14 entradas y la marca a usar será ABB.

El esquema de la Figura 32, representa la conexión de un sub-parque, por lo cual este se repite 44 veces para tener la conexión del parque completo en su parte DC, la parte AC (desde la salida del inversor) se analizará en la sección 4.4.11.

#### 4.4.6. Ángulo óptimo de los paneles.

Existen muchas formas de hallar el ángulo óptimo de los paneles fotovoltaico en determinada Latitud, pero para efectos prácticos se utilizó la fórmula 7, que presenta una aproximación muy cercana a el ángulo óptimo [11].

$$\beta_{opt} = 3,7^{\circ} + (0,67 \times \phi) \quad (7)$$

Donde  $\beta_{opt}$  es el ángulo óptimo del panel, y  $\Phi$  es la latitud de la ubicación del parque. El Parque Solar estará ubicado aproximadamente en la latitud de 10°35'40" N, obteniendo un ángulo óptimo de 10,8°, que se puede aproximar a 11°.

Con respecto a la orientación los paneles están dirigidos hacia el sur, orientación muy usada en terrenos ubicados en el hemisferio norte [45].

#### 4.4.7. Estructuras de paneles fotovoltaicos.

Son elementos importantes del Parque Solar, debido a que le dan un soporte al panel fotovoltaico. Las estructuras pueden dividirse en tres tipos; fijas, seguidores de un eje y seguidores de 2 ejes, en este caso el Parque Solar usará estructuras fijas.

Para estructuras fijas existen dos tipos de montajes para sujetarlas al suelo; tipo hincado con poste y cimentación con hormigón. El tipo hincado con poste tiene como ventajas; su rápida instalación, apto para terrenos desnivelados y no afecta considerablemente el terreno y tiene como desventaja la imposibilidad de su instalación en terrenos rocosos o terrenos duros. La cimentación con hormigón tiene como ventaja la posibilidad de instalarlos en terrenos duros y aptos para suelos sensibles a la presión superficial, y como desventajas; su instalación es más compleja y afecta de manera considerable el terreno debido a las grandes excavaciones que se realiza para su instalación [38].



**Figura 33** Instalación de estructura fotovoltaica en suelo: Hincada con postes - Cimentación con hormigón [38].

Debido a que el terreno elegido para la implementación del Parque Solar de 100 MW tiene algunas ondulaciones (ver Figura 24), se eligió la estructura hincado en poste.

Se propone usar una estructura de acero galvanizado, que tenga 2 paneles verticales y 10 paneles horizontales para un total de 20 paneles. La marca a usar será Schletter y la representación de la estructura se observa en la Figura 34.



**Figura 34** Estructura solar elegida [56].

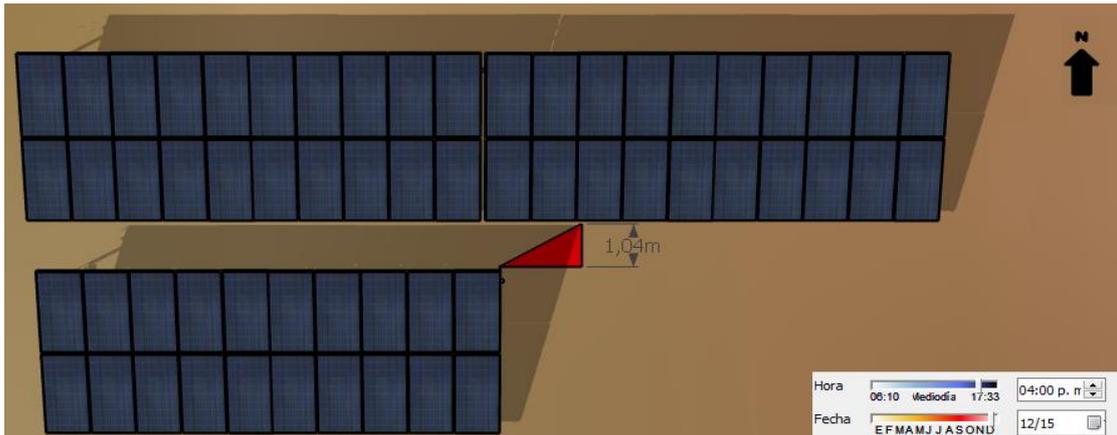
#### **4.4.8. Configuración física del Parque Solar.**

En la configuración física del Parque Solar, se debe determinar la distancia mínima entre cada fila de un sub-parque, con el fin de evitar que la sombra de las estructuras afecte de manera considerable la productividad de los paneles.

Una forma de determinar la distancia mínima entre estructuras es utilizar el software Sketchup, que permite observar las sombras que produce un objeto previamente georreferenciado. En este caso se tomará como distancia mínima cuando la sombra de una fila de paneles no afecte a la fila consecutiva dentro de las horas de mayor radiación, estas horas en otras palabras es el brillo solar de la zona. En la sección 4.3.1 se definió un brillo solar de aproximadamente 7 hSd en promedio, es decir, 7 horas plenas de Sol donde se presenta la mayor radiación en un día.

Las horas de mayor radiación de la zona se pueden obtener en las bases de datos de radiación solar como por ejemplo NSRDB DATA (que permite observar la radiación global horizontal hora a hora). Según la base de datos de radiación solar esas 7 horas van desde las 9 am hasta las 4 pm [48].

En Sketchup se determinó que el mes más crítico o donde se presenta la mayor sombra de una estructura a otra es en diciembre en su día 15. Se observó la sombra que entrega la estructura a las 4 pm, hora del día donde se presenta el mayor sombreado dentro del rango de horas estudiado (9 am – 4pm).

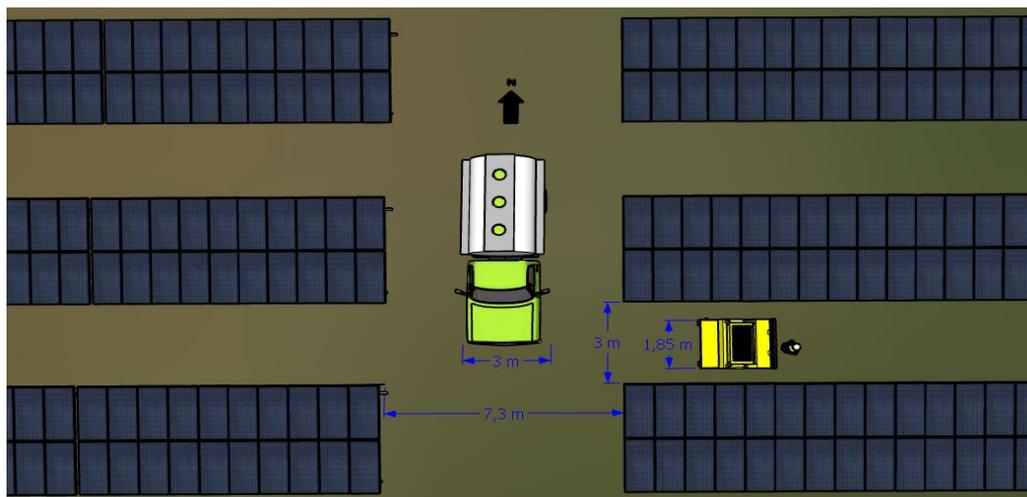


**Figura 35** Distancias por sombra entre filas de un sub-parque.

A una distancia de 1 metro se evita la sombra de una estructura a otra dentro las 7 horas de estudio, por lo cual la distancia entre filas debe ser mayor o igual a 1 metro, desde el punto de vista de sombras. Pero se debe tener en cuenta el mantenimiento de los paneles, debido a que estos necesitan una limpieza periódica por la suciedad que pueden acumular con el transcurrir del tiempo, entonces, entre filas debe haber una distancia tal que permita la circulación de personal de limpieza y vehículos barredores.

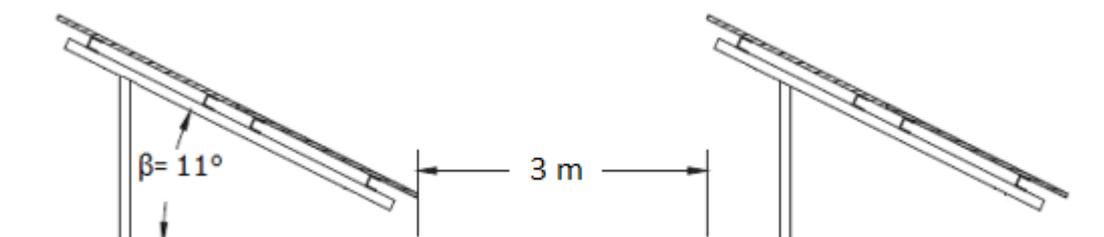
La distancia entre filas va a depender de las dimensiones del vehículo barredor, más específicamente de su ancho. Comercialmente existen muchas variedades de estos vehículos, pero en este caso se usó uno en particular cuyo ancho es de 1,85 metros y necesita un ancho de trabajo de 2,1 metros [52], adicionalmente es necesario tener una holgura en la distancia con el fin de evitar roces del vehículo con las estructuras de los paneles, por lo cual se definió una distancia de 3 metros entre filas.

Los vehículos barredores necesitan vehículos transportadores de líquido o carrotanques para suministro de agua a lo largo de todo el sub-parque, estos vehículos necesitan circular por vías entre los sub-parques. No existen normas que especifiquen las dimensiones de las vías en un Parque Solar, pero una buena práctica es considerar estas vías como de segundo orden o de tercer orden que tienen un ancho de 7,3 y 6 metros respectivamente [58]. En este caso se toman las vías entre sub-parques como vías de segundo orden.



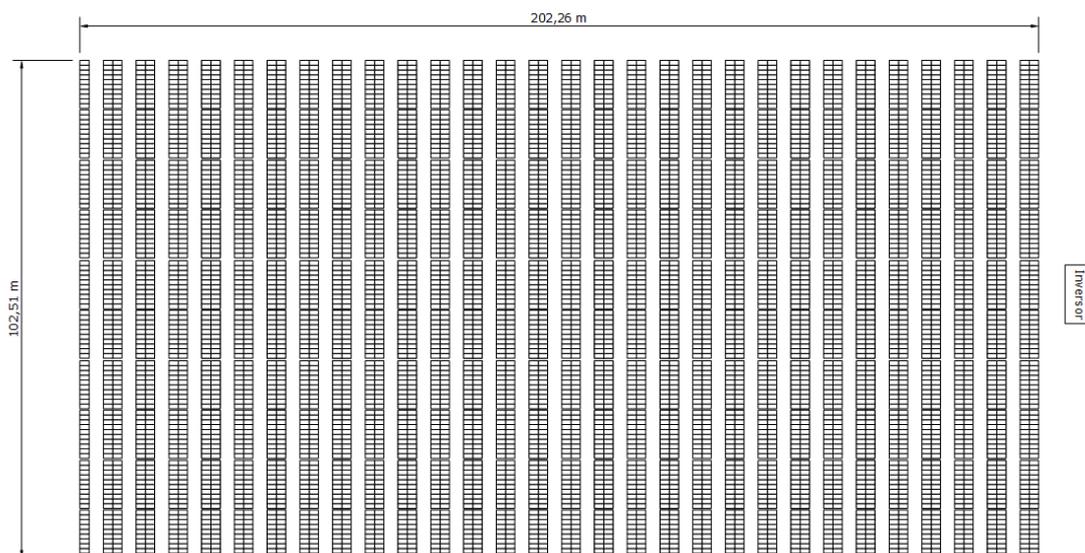
**Figura 36** Distancia entre filas y sub-parques.

En la Figura 37 se puede observar la vista frontal de las dos estructuras continuas verticalmente.



**Figura 37** Vista frontal de filas consecutivas en un sub-parque.

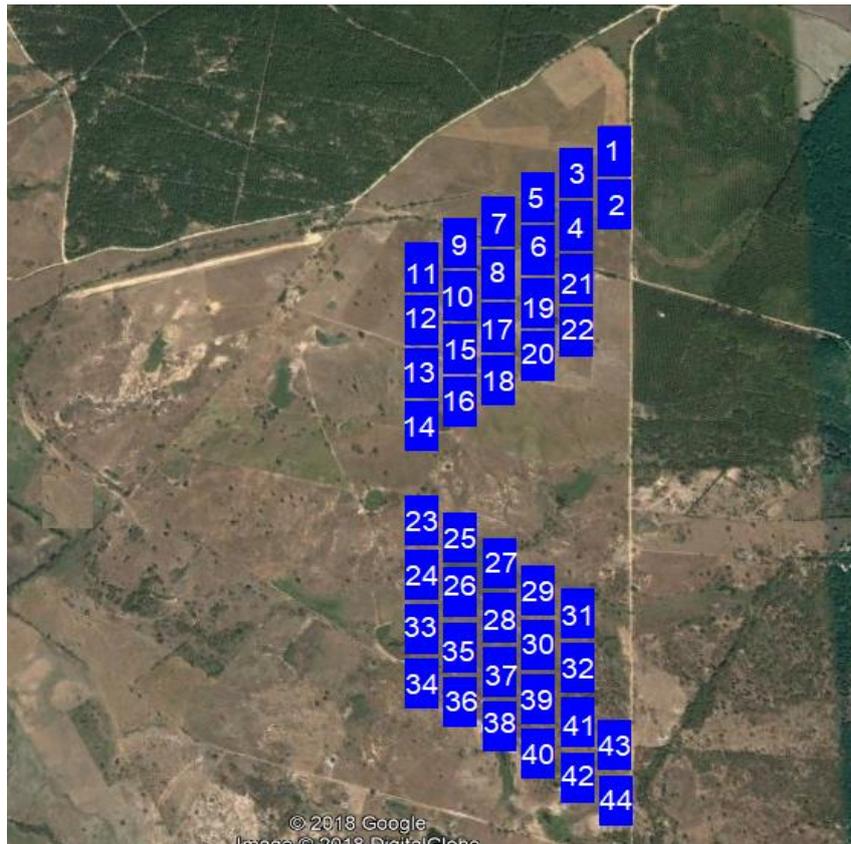
Después de tener la distancia entre filas de cada sub-parque, se debe hacer una distribución de sus módulos fotovoltaicos. Existen muchas formas de distribuir los paneles, pero con fines de facilitar la organización de estos, se utilizó una geometría rectangular como se observa en la Figura 38.



**Figura 38** Distribución física de paneles de un sub-parque.

El sub-parque está constituido por; 100 paneles por fila y 59 paneles por columna, para un total de 5900. El inversor estará ubicado al norte del conjunto de paneles para la mitad de los sub-parques, y en la otra mitad el inversor estará ubicado al sur. La razón de esta ubicación en los inversores se explicará en la sección 4.4.12.

Y por último la distribución de todos los sub-parques en el terreno elegido para así completar la totalidad del Parque Solar, se puede observar en la Figura 39.



**Figura 39** Distribución física del Parque Solar en sitio [35].

#### **4.4.9. Calculo de conductores y protecciones DC.**

En el cálculo de conductores y protecciones DC se debe determinar los distintos tramos que se presentan en el Parque Solar. Como normas técnicas se utilizó la Nacional Electrical Code (NEC) en su versión 2017 y la Norma Técnica Colombiana (NTC 2050). La NEC 2017 se usa debido a la escasez de normas técnicas colombianas que den especificaciones detalladas para instalaciones fotovoltaicas. En algunos aspectos se usó la norma NTC 2050.

En cada sub-parque existen dos tramos DC diferentes; salida del string hasta la entrada de la caja de combinación y la salida de la caja de combinación hasta la

entrada del inversor, en la NEC 2017 estos tramos se le denomina; Circuito fuente y Circuito salida fotovoltaico respectivamente.

#### **4.4.9.1. Circuito fuente.**

Cada sub-parque tiene 197 string, por lo cual tiene la misma cantidad de circuitos fuentes distribuidos en 16 cajas de combinación, cada una de estas tiene entre 12 y 13 circuitos fuentes.

Para calcular la capacidad de corriente o ampacidad del conductor del circuito fuente, es necesario hallar la corriente máxima del circuito [47], de la siguiente forma:

$$I_{max} = I_{sc} \times 1,25 \quad (8)$$

Donde  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico. El factor de 1,25 dado en la ecuación, es un factor de seguridad que depende de la irradiancia de la zona.

Para dimensionar los conductores existen dos formas distintas, la primera es hacer que los conductores conduzcan como mínimo el 125 % de la corriente máxima calculada y la segunda se calcula aplicando factores de corrección. De las dos capacidades se elige donde se obtenga la mayor corriente [47].

$$\text{Capacidad 1} = I_{max} * 1,25 \quad (9)$$

$$\text{Capacidad 2} = \frac{I_{max}}{F_C * F_T} \quad (10)$$

Donde  $F_C$  es el factor de canalización y  $F_T$  es el factor de temperatura. Estos son factores de corrección que afectan la capacidad de los conductores.

##### **4.4.9.1.1. Corrección por temperatura.**

La capacidad de los conductores es afectada por la temperatura, donde se presenta una relación inversa entre ambas, es decir, a mayor temperatura la capacidad de los conductores disminuye y viceversa [46]. En la tabla 310 – 16 de la NTC 2050 se encuentra factores de correcciones de capacidad para cada temperatura.

Como se definió en la sección 4.3.1, la temperatura ambiente promedio del terreno dispuesto para el Parque Solar es de 28 °C y tiene temperatura máximas promedio de 34°C, pero se debe tener en cuenta que los conductores irán enterrados algunos centímetros por debajo de la tierra, por lo cual se supone una

temperatura cercana al promedio ambiente (28 °C), y a esta temperatura el factor de corrección es 1 (ver Anexo 7)

#### 4.4.9.1.2. Corrección por ocupación.

Es un factor que se usa en el caso de haber más de tres conductores portadores de corriente dentro de una misma canalización. Este factor es debido a que cada conductor emite calor, por lo cual la temperatura dentro de la tubería aumenta, afectando la capacidad de cada conductor. En la NTC en su sección 310-15 presenta un factor de ajuste para determinados números de conductores dentro de una tubería.

Como se verá en la sección 4.4.10, cada tubería tendrá máximo 8 circuitos fuentes en su interior, a lo que se traduce en 16 conductores portadores de corriente (8 positivos y 8 negativos), correspondiente a un factor de ajuste por ocupación de 0,5 (ver Anexo 8)

El cálculo de las dos capacidades se puede observar en la Tabla 6.

**Tabla 6** Cálculo de capacidades circuito fuente.

Capacidades	Corriente calculada	Calibre elegido	Capacidad max cable
Capacidad 1	15,8125 A	14 AWG	20 A
Capacidad 2	25 A	12 AWG	25 A

De las dos capacidades calculadas se elige el peor caso, siendo la capacidad 2 donde se presenta la corriente mayor, correspondiente a un cable calibre 12 AWG (3,31 mm<sup>2</sup>), con una capacidad de 25 A a una temperatura de 75 °C.

La capacidad de la protección en este tramo se determina como el 125 % de la corriente máxima calculada, donde se elige la protección superior comercial más cercana. Como la capacidad calculada es de 15,81 A, se elige una protección de 20 A (ver Anexo 10). El conductor tierra se elige a partir de la protección elegida, en la tabla 250-95 de la NTC 2050 se muestra los calibres de los conductores tierras correspondientes para cada protección, en este caso una protección de 20 A corresponde un conductor tierra en cobre de 12 AWG (ver Anexo 9)

Las protecciones que se usan en los circuitos fuentes generalmente son fusibles, estos son bastante económicos y de fácil instalación, por lo cual se usará uno de estos en la salida de cada string. Además de los fusibles, es necesario tener un medio de desconexión en cada string del Parque Solar [47], por lo general se usa un seccionador, ya que este permitir desconexión de la fuente de energía solar si se produce un fallo o cuando se deben efectuar operaciones de mantenimiento

[59]. Los dispositivos de protección del circuito fuente deben soportar la tensión máxima del inversor (1500 V).

#### 4.4.9.2. Circuito de salida fotovoltaico.

La caja de combinación totaliza los conductores provenientes de cada string, entonces, el conductor a la salida deberá soportar la suma de las corrientes del total de strings conectados a cada caja [47], por lo cual la corriente máxima se calcula de la siguiente forma.

$$I_{max} = I_{sc} \times 1,25 \times N_p \quad (11)$$

Donde  $N_p$  es el número de strings en paralelo por caja combinadora. Para el cálculo de la capacidad del conductor y protecciones se hace de la misma forma que en el circuito fuente, calculando dos capacidades y se elige el peor caso. En las tuberías del circuito de salida fotovoltaico habrá máximo 16 conductores portadores de corriente como se verá en la sección 4.4.10, por lo cual el factor de ocupación será 0,5.

**Tabla 7** Cálculo de ampacidades circuito salida fotovoltaico.

Capacidades	Corriente calculada	Calibre elegido	Capacidad max cable
Capacidad 1	- 189,75 A	- 3/0 AWG	- 200 A
	- 205,56 A	- 4/0 AWG	- 230 A
Capacidad 2	- 303,6 A	- 350 Kcmil	- 310 A
	- 328,9 A	- 400 Kcmil	- 335 A

La capacidad del cable será de 328,9 A (en el caso de 13 string por caja combinadora) y 303,6 A (en el caso de 12 string por caja combinadora), correspondiente al calibre 400 Kcmil y 350 Kcmil respectivamente (ver Anexo 6)

De igual forma las protecciones se calculan como el 125% de la corriente máxima calculada. Para las salidas de las cajas combinadoras de 13 y 12 string se necesita una protección de 225 A y 200 A respectivamente (ver Anexo 10). El conductor tierra correspondiente de la protección de 225 A es 4 AWG y el correspondiente para la protección de 200 A es de 6 AWG (ver Anexo 9)

Por lo general las protecciones usadas en los circuitos fotovoltaico de salida son interruptores automáticos en DC, que permiten extinguir arcos peligrosos en caso de fallos [59].

#### 4.4.9.3. Caída de tensión.

La caída de tensión en un conductor es función de la longitud, de la resistividad y de la corriente que fluye por él. La NEC 2017 no posee requerimientos asociados a la caída de tensión en instalaciones fotovoltaicas, pero una buena práctica es limitar la caída de tensión entre 1,5 y 2 % desde el panel más lejano hasta el inversor [45]. En este caso se limitará a un máximo de 2 % de caída de tensión, y si no se cumple esta condición se recomienda cambiar el calibre de los conductores hasta que se cumpla.

La distancia entre 2 puntos de un circuito será nombrada como “d” (dado en Km), entonces la longitud del cable total de cada circuito entre esos 2 puntos es de 2\*d. La caída de tensión es determinada por la ley de Ohm [11].

$$V_d = I_{sc} \times R \quad (12)$$

$$R = 2 \times d \times \rho \quad (13)$$

$$\%V_{drop} = \frac{V_d}{V_{nom}} \times 100\% \quad (14)$$

Donde  $\rho$  es la resistividad del conductor,  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico,  $V_d$  es la caída de tensión entre los dos puntos del circuito,  $\%V_{drop}$  es el porcentaje de caída de tensión y  $V_{max}$  es el voltaje máximo del circuito que va depender del tramo donde se esté, en este caso de los circuitos DC se tomará como el voltaje máximo por string y se obtiene multiplicando la tensión de circuito abierto del panel (49,3 V) por el número de paneles en serie por string y este producto se usa para los dos tramos [11].

Para determinar  $\rho$  se debe observar la Tabla 8, extraída de la NEC 2017 en su capítulo 9 (ver Anexo 11).

**Tabla 8** Resistividad de conductores.

<b>Cable en cobre</b>	<b>Resistencia en c.c a 75°C cobre cubierto (<math>\Omega</math>/Km)</b>
12 AWG	6,73
350 Kcmil	0,1252
400 Kcmil	0,1084

El cálculo de la caída de tensión se resume en la Tabla 9, donde se toma la distancia del panel más lejano hasta el inversor, ya que si este se cumple regulación de tensión en los demás también lo harán.

**Tabla 9** Cálculo de caída de tensión.

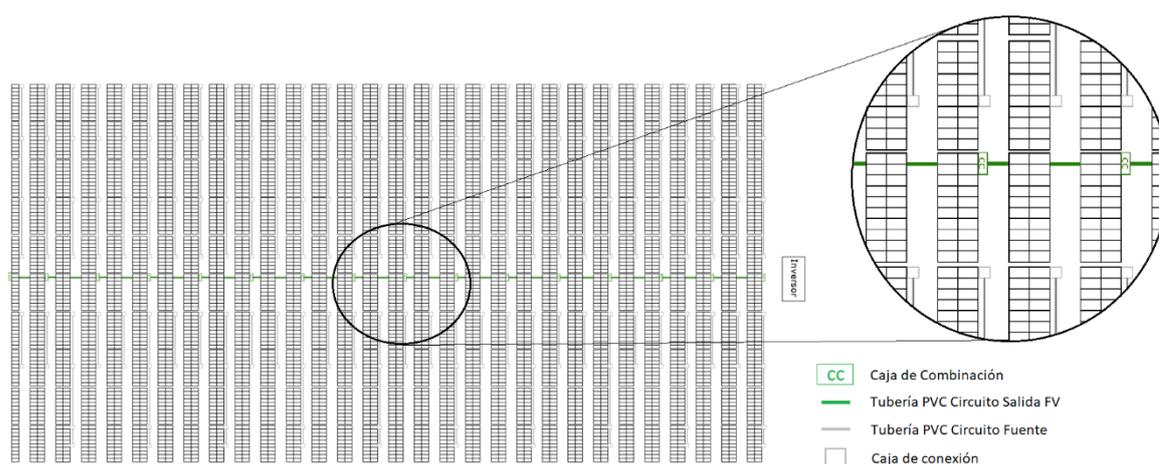
Circuito	$V_{max}$ [V]	$I_{sc}$ [A]	Distancia [km]	Calibre conductor	Resistividad [ $\Omega/km$ ]	$V_d$ [V]	$V_{drop}$ [%]
Fuente	1479	10,12	0,154	12 AWG	6,73	20,98	1,42
Salida FV	1479	131,56	0,247	350 Kcmil	0,1252	8,14	0,55

Como la caída de tensión en conjunto no supera el 2%, entonces no es necesario cambiar el calibre de los conductores.

#### 4.4.10. Canalización para cableado DC

En la sección 4.4.4 se especificó que se usará tubería PVC para las canalizaciones del Parque Solar, donde la suma de las secciones transversales de todos los conductores individuales instalados dentro de la tubería no debe superar el 40 % de la sección transversal interior de la tubería [46].

Con la distribución de los paneles de cada sub-parque expuesta en la sección 4.4.8 (ver Figura 38), una opción aceptable para distribuir las tuberías del circuito fuente es colocarlas a lo largo de cada fila del sub-parque como se observa en la Figura 40, este tipo de distribución es muy usada en diseños de Parques Solares [38] [39] [45].



**Figura 40** Distribución de tuberías en un sub-parque.

En cada sub-parque habrá 30 tuberías PVC para los circuitos fuentes, donde cada una almacenará entre 6 y 8 circuitos fuentes. Además, tendrá 2 tuberías PVC para los circuitos de salida fotovoltaicos y cada una almacenará 8 circuitos fuentes, como se observa en la Tabla 10.

**Tabla 10** Porcentaje de ocupación de tuberías.

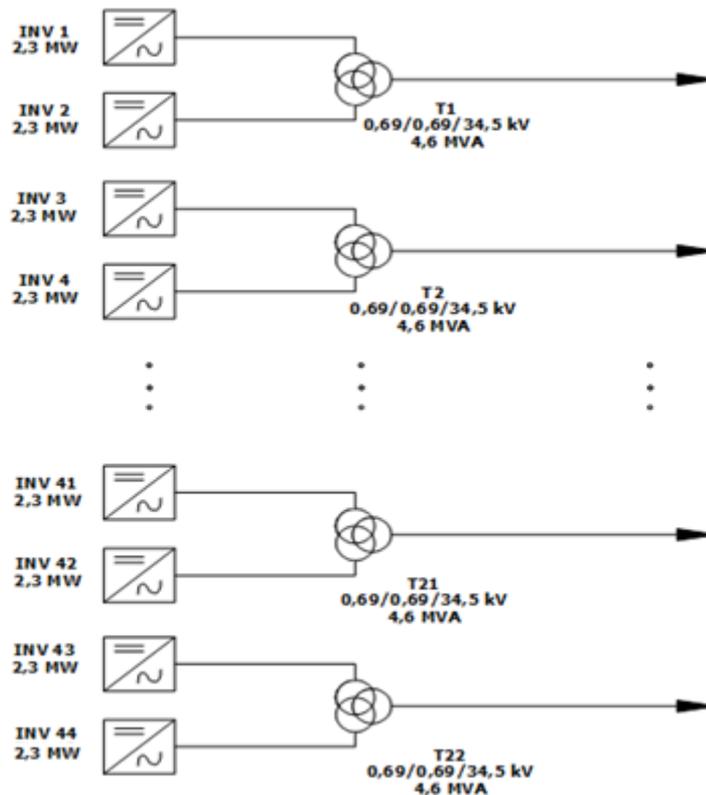
<b>Circuito</b>	<b>Fuente</b>	<b>Fotovoltaico de salida 1</b>	<b>Fotovoltaico de salida 2</b>
<b>Calibre Fase</b>	12 AWG	400/350 Kcmil	350 Kcmil
<b>Calibre Tierra</b>	12 AWG	4/6 AWG	6 AWG
<b>Área nominal sección transversal Fase (mm<sup>2</sup>)</b>	3,31	202,7/177,3	177,3
<b>Área nominal sección transversal Tierra (mm<sup>2</sup>)</b>	3,31	21,15/13,3	13,3
<b>Número de conductores PC</b>	16	10/6	16
<b>Número de conductores tierra</b>	8	5/3	8
<b>Área ocupada (mm<sup>2</sup>)</b>	79,44	3236,45	2943,2
<b>Tubería utilizada</b>	3/4"	4"	4"
<b>Área interna tubería (mm<sup>2</sup>)</b>	344	8213	8213
<b>Porcentaje de ocupación</b>	23,1 %	39,4 %	35,8 %

En la Tabla 10 se clasifican dos circuitos fotovoltaicos de salidas, cada uno correspondiente a una tubería PVC. El área de los conductores y las tuberías fueron extraído de las especificaciones técnicas de los fabricantes elegidos (Ver Anexo 4 y Anexo 5)

#### **4.4.11. Dimensionamiento de transformadores de baja a alta tensión**

El Parque Solar será conectado a una línea de alta tensión de 220 kV para poder ser conectado al SIN. La tensión de salida de cada inversor es de 690 V (baja tensión), entonces, es necesario elevar la tensión de salida del inversor hasta el nivel de tensión de transmisión de 220 kV.

Debido a las altas corrientes de salida de los inversores, es recomendable tener un transformador elevador cercano a cada inversor, disminuyendo la corriente y así reducir el calibre de los conductores y las pérdidas por efecto Joule. En este caso se definió un transformador tridevanado cada dos inversores como se observa en la Figura 41, donde las salidas de los inversores deben ser conectados a devanados independientes.



**Figura 41** Conexión de transformadores tridevanados.

En total hay 44 inversores, cada uno de 2,3 MW de potencia por consiguiente habrá 22 transformadores tridevanados y la salida de estos van en dirección a una subestación de 34,5 kV. Todos los transformadores tridevanados se totalizan en una barra de 34,5 kV (este tema se amplía en la sección 4.5) y finalmente se tendrá un transformador de 34,5/220 kV, donde su salida se conectará a una barra de 220 kV.

Los tridevanados de 0,69/0,69/34,5 kV son transformadores no convencionales por los niveles de tensión que se manejan a las salidas de los inversores, por lo cual deben tener especificaciones especiales.

- Para evitar acoplamiento capacitivo del lado de baja y alta tensión es recomendable la instalación de pantallas electrostáticas entre esos devanados, con el fin de proteger los componentes electrónicos del inversor de posibles sobretensiones del lado de alta [55].
- Mayores niveles de aislamiento (de al menos 1000 V) en los devanados de baja tensión en caso de presencia a altos  $dv/dt$  (derivada de la tensión respecto del tiempo) [55].
- Adecuado para su uso con inversores IGBT [55].
- Los transformadores de tres devanados deben estar diseñados para una carga asimétrica en el sistema de baja tensión, es decir, el transformador debe funcionar de forma permanente con un solo inversor inyectando [55].

- La impedancia entre los devanados del inversor debe ser superior al 10% [55].
- Resistentes al peor caso de distorsión armónica por parte de los inversores (3% en este caso) [55].

#### **4.4.11.1. Refrigeración de transformadores.**

Los transformadores presentan pérdidas en forma de calor debido al proceso de transformación de energía, por lo cual la temperatura dentro de ellos aumenta, y por eso es necesario sistemas de refrigeración para que la temperatura no alcance niveles que afecten la vida útil del transformador.

En el caso de los transformadores tridevanados de 0,69/0,69/34,5 kV con una potencia de 4,6 MVA cada uno, van a ser de relleno líquido con carcasa metálica y de montaje en suelo. Por estar a la intemperie estos tendrán refrigeración natural y estarán inmerso en aceite mineral, es decir, su refrigeración serán ONAN (Oil Natural Air Natural). La marca por usar será ABB, ya que ofrece transformadores con las características antes expuesta [60].

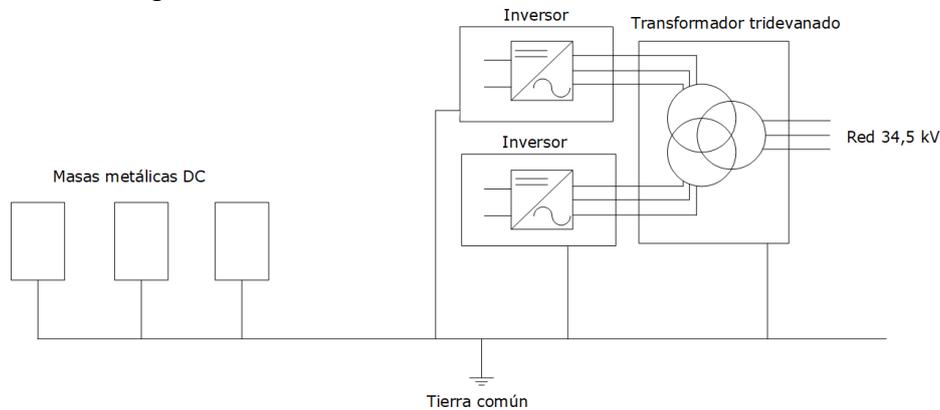
Para el caso del transformador de 34,5/220 kV, por ser de mayor potencia (100 MVA) y por consecuente más grande, la refrigeración resultará más compleja (cuanto más grande es un cuerpo más difícil resulta refrigerarlo), por lo cual el tipo de refrigeración a usar será aceite con circulación natural, pero el aire tendrá ventilación forzada, es decir, refrigeración ONAF (Oil Natural Air Forced), muy usada en transformadores de altas potencias [56].

#### **4.4.11.2. Sistema puesto a tierra.**

El inversor central usado en este caso no tiene un transformador interno para aislar galvánicamente la parte continua de la parte de alterna, esa función la cumple el transformador tridevanado a la salida de los inversores, por esa razón la parte alterna entre el inversor y el transformador tridevanado debe seguir siendo un sistema aislado, aunque no existe un aislamiento galvanizado entre la parte continua y la parte alterna. Esto implica que el transformador tridevanado en sus lados de baja tensión el neutro (en caso de tenerlo) no deberá conectarse a tierra [39].

Si se conectase el neutro a tierra en la salida alterna de los inversores la parte continua y alterna no estarían aisladas, es por esa razón que en un inversor central sin transformador interno, las partes continuas y alterna deben considerarse como una unidad para efectos de aislamiento. Esto es un requerimiento de diseño para los inversores centrales ABB de referencia PVS 980 [55], donde ningún conductor activo (ni continuo ni alterno) del inversor debe estar conectado a tierra.

Con este requerimiento de diseño, entonces, debe haber una tierra única para todo el lado de baja tensión, tanto en parte continua como en parte alterna, como se observa en la Figura 42.



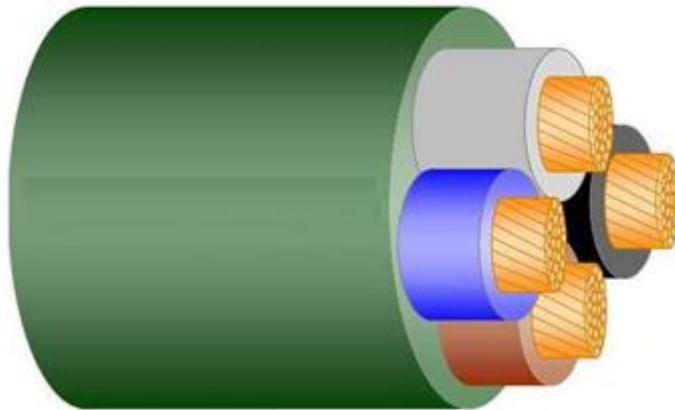
**Figura 42** Conexión tierra en parte alterna de baja tensión.

#### 4.4.12. Cálculos de conductores y protecciones AC

Para el cálculo de los conductores AC, hay que tener en cuenta que existen tres niveles diferentes de tensión; 690 V en las salidas de los inversores, de 34,5 kV en la salida de los tridevanados y de 220 kV en la salida del transformador bidevanado.

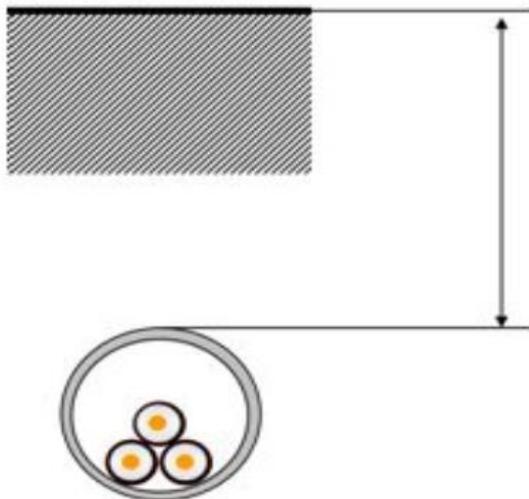
En el caso del nivel de baja tensión (690 V), los conductores y protecciones se calculan de la misma forma que los conductores DC. Se debe hallar una corriente máxima, luego determinar dos capacidades y elegir la de mayor corriente. La corriente máxima de las salidas de los inversores debe ser la corriente nominal permanente de salida de estos [47], en este caso esa corriente es 1925 A. Para hallar la ampacidad se aplica un 125 % de la corriente máxima, por lo cual la ampacidad del conductor de salida de los inversores es de 2406,25 A.

Debido a que el máximo calibre del fabricante elegido es de 1000 Kcmil, que tiene una capacidad máxima de corriente de 615 A, es necesario usar conductores en paralelo, en este caso se necesitan 4 conductores en paralelo por fase ( $615 \times 4 = 2460$  A), como se observa en la Figura 43.



**Figura 43** Cable eléctrico con conductores en paralelo.

La salida del inversor es trifásica, entonces, en total se tendrán 12 conductores a la salida del inversor. Estos conductores serán de cobre y sin neutro (requisito del fabricante de inversores) y el cable a usar será unipolar enterrado bajo tubo como se puede apreciar en la Figura 44. A este tipo de conductores no se le aplica factores de ajustes [46].



**Figura 44** Cable unipolar enterrado bajo tubo.

Para determinar las protecciones hay que tener en cuenta que, protecciones mayores de 800 A no se le aplican el factor de 1,25, ya que la capacidad que ellos protegen debe ser igual o mayor a la corriente nominal de salida del inversor (1925 A) [46], por esa razón se elige una protección de 2000 A.

El calibre del cable manejado a la salida del inversor es bastante grande y costoso, por lo cual, la distancia entre los inversores y el transformador tridevanado debe ser la más corta posible, es por esa razón que cada inversor de la mitad de los

sub-parques estará ubicado al norte y en la otra mitad estará ubicado al sur del conjunto de paneles. Los sub-parques se organizan de esa manera para que los inversores de dos sub-parques sucesivos estén más cerca, con el fin de tener la menor distancia posible de ellos y el transformador tridevanado. Para el cálculo de los calibres de media y alta tensión, no se analizará en este informe debido a que necesita un análisis más detallado.

#### 4.5. Subestación eléctrica.

El Parque Solar necesita elevar la tensión para poder ser conectado al SIN, por lo cual va a haber una subestación eléctrica con dos niveles de tensión; de 34,5 kV y de 220 kV.

##### 4.5.1. Subestación eléctrica 34,5 kV

Es una subestación de media tensión correspondiente al nivel 3 de tensión. En la sección 4.4.11 se definió 22 transformadores tridevanados de 0,69/0,69/34,5 kV, por lo cual se tendrán el mismo número en salidas a un nivel de tensión de 34,5 kV. Cada salida de los transformadores será una bahía cuando se conecta a un barraje de 34,5 kV, el número de bahías por barraje depende de la configuración de subestación a utilizar, en este caso se emplea una configuración de barra principal más transferencia que para un nivel 3 de tensión comúnmente se tiene entre 4 y 6 bahías, por lo cual se necesitan de sub-barras de 34,5 kV para no exceder el número de bahías por barraje.

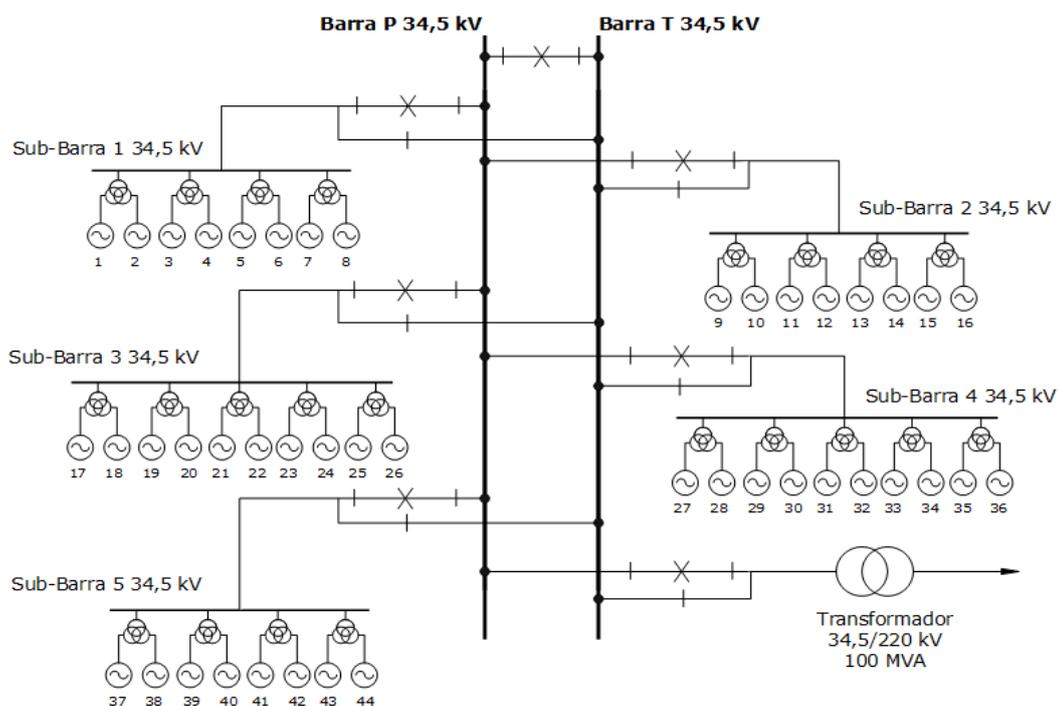


Figura 45 Diagrama unifilar de subestación 34,5 kV.

La numeración corresponde a la de cada sub-parque, de acuerdo con la Figura 39. La configuración de barra principal más transferencia se usa para darle mayor confiabilidad al Parque Solar puesto que permite continuidad del servicio en caso de mantenimientos en los equipos de protección.

#### 4.5.2. Subestación eléctrica 220 kV

Para la subestación de 220 kV la configuración a usar también será de barra principal más transferencia. La barra principal tendrá una bahía proveniente de la salida del transformador de potencia de 34,5/220 kV y otra bahía para la salida de línea hacia la subestación Fundación 220 kV.

### 4.6. Simulaciones PVsyst

Una vez hecho el diseño del Parque Solar es posible determinar la energía aproximada que producirá la planta por año, mediante el programa de simulación PVsyst en su versión 6.77. Los datos climatológicos del terreno elegido se extrajeron de la base de datos de la NASA-SSE.

Con base en los parámetros definidos en la sección 4.4 se modela el Parque Solar de 100 MW, donde se definió la marca y modelo de los paneles e inversores usados, la orientación e inclinación de los paneles, la cantidad de módulos en serie y en paralelo, entre otros parámetros.

También es importante tener en cuenta las pérdidas que se presentan en una instalación, estos valores de las pérdidas van a tener aproximaciones razonables [38]. Las pérdidas que se tendrán en cuenta son:

- **Pérdidas térmicas:** Las altas temperaturas que alcanzan los paneles fotovoltaicos afectan negativamente la potencia generada. El comportamiento térmico del arreglo de paneles se calcula en la simulación mediante un balance térmico, este establece la temperatura de funcionamiento instantánea que se usará en el modelado de los módulos fotovoltaicos [62].

El balance térmico implica el “factor de pérdida de calor”  $U=U_c + U_v \cdot$  Velocidad del viento  $[W/m^2 \cdot K]$ , donde  $U_c$  es la pérdida de potencia por cada grados kelvin que varía la temperatura y  $U_v$  es un factor de pérdida por el viento, este último el programa recomienda no usarlo ya que la velocidad del viento no está bien definida en los datos meteorológicos por lo cual no es muy conocida, entonces, se define un valor de cero. Para el caso de  $U_c$  PVsyst recomienda usar un valor de **29  $W/m^2 \cdot K$**  para instalaciones

fotovoltaicas que tienen libre circulación del aire como lo es este caso en particular, por lo cual se toma ese valor [62].

¡Usted puede definir el factor de pérdidas térmicas del generador o el coeficiente estándar TNCO: el programa le dará la equivalencia!

**Factor de pérdidas térmicas del campo**

Factor de pérdidas térmicas  $U = U_c + U_v | V_e | V_{viento}$

Factor de pérdida constante  $U_c$   W/m<sup>2</sup>k

Factor de pérdida del viento  $U_v$   W/m<sup>2</sup>k / m/s

**Valores por defecto según el montaje**

Captadores "libres" con circulación de aire alrededor

Semi-integrado con conducto de aire

Integrado con aislamiento trasero

**Factor TNCO equivalente**

TNCO (Temperatura Nominal de Célula operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Es una definición alternativa para el factor U, que no tiene mucho sentido cuando es aplicada al conjunto en funcionamiento.

**No utilice el enfoque TNCO. Trae mucha confusión aplicada en los conjuntos !**

Figura 46 Asignación de pérdidas térmicas en PVsyst.

- **Perdidas de cableado:** La resistencia óhmica del cableado induce pérdidas ( $R \cdot I^2$ ) entre la potencia disponible de los módulos y la de los terminales del arreglo. Estas pérdidas se pueden caracterizar por un solo parámetro R definido para arreglo global, pero en este caso se realizó en forma detallada especificando la longitud promedio de los conductores de cada circuito de la instalación y su calibre correspondiente [62].

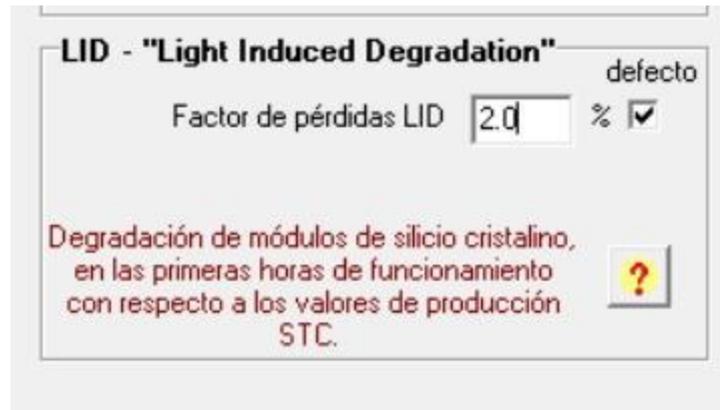
Para el circuito fuente se definió una distancia promedio por circuito de 70 metros, para el circuito de salida fotovoltaico se definió una distancia promedio de 50 metros y para el circuito de salida del inversor se definió una distancia de 3 metros, con los calibres definidos en la Sección 4.4.9.

**Wiring layout : Groups of parallel strings**

	Aver. length m / circuit	Section mm <sup>2</sup>	Per circuit Current A	Per circuit Resistance mOhm	Global array Resistance mOhm
One string = 30 modules:					
String module connexions	70	2.5 mm <sup>2</sup>	10.6	526	8653 strings: 0.061
Connexions to main box	50	300 mm <sup>2</sup>	466	3	197 groups: 0.016
Main box to inverter	3	1500 mm <sup>2</sup>	2085	0	44 inverters: 0.001
Please specify the total wire lengths for each circuit (try "Schema" button)					
<b>Wiring layout</b>			<b>Field global wiring resistance</b> 0.078 mOhm		
Number of groups (global)	196.7		<b>MPP Loss fraction at STC</b> 0.6 %		
Number of strings per group	44.0		<b>Total copper mass</b> 36731 kg		
			<b>Total wire cost</b> 0		

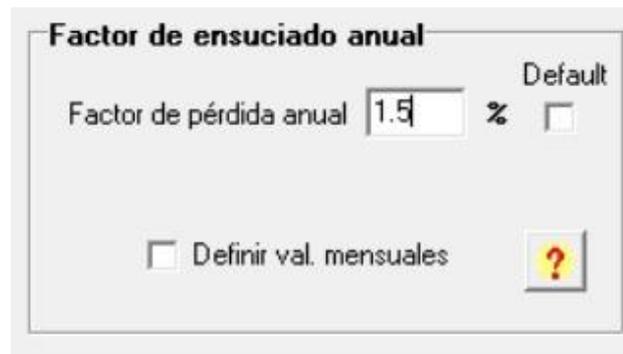
Figura 47 Asignación de pérdidas óhmicas en PVsyst.

- **LID – Degradación inducida por la luz:** Indica la pérdida de los módulos fotovoltaicos en las primeras horas de Sol. Está relacionado con la calidad del proceso de fabricación de las celdas de silicio [62]. Esta pérdida no se encuentra generalmente en las fichas técnicas de los paneles, por lo cual se tomó el valor de **2%**, aconsejado por el software de simulación.



**Figura 48** Asignación de pérdidas LID en PVsyst,

- **Pérdida por suciedad:** Son debidas al polvo que se acumula en los módulos provocando disminución de la producción de los paneles. Estas pérdidas son dependientes de las características del sitio (tipo de suelo, precipitaciones anuales, etc) y de la frecuencia de mantenimiento de limpieza. Se consideró una pérdida por suciedad de **1,5 %** anual, muy usado en el dimensionamiento de otros Parques Solares [38].



**Figura 49** Asignación de pérdidas por suciedad en PVsyst.

- **Indisponibilidad del sistema:** Es útil prever fallas del sistemas o paradas de mantenimiento en las expectativas de producción, el programa permite definir periodos específicos de indisponibilidad del sistema y también de crear estos periodos de forma aleatoria [62]. Pero como la indisponibilidad del proyecto suele ser impredecible, entonces, se definió como una fracción de tiempo o como un número de días, en este caso se definió una indisponibilidad de **0,6 %** equivalente 2 días al año [38].

**Indisponibilidad del sistema**

defecto

Tiempo de tiempo de indisponibilidad  %

Duración de indisponibilidad  days/yr

Número de períodos

**Distribución aleatoria**

**Figura 50** Asignación de indisponibilidad del sistema en PVsyst.

- **Consumo por servicios auxiliares:** Los servicios auxiliares que deben alimentarse corresponde a iluminación general, equipos de comunicación, equipos de teleprotección, aires acondicionados, tomacorrientes de uso general, equipos de extracción de aire, entre otros. Para este caso se definió una potencia general de **30 kW** usado en el dimensionamiento de otros Parques Solares [38].

**Energía de pérdidas auxiliares**

Consumos auxiliares definidos

**Auxiliaries during operation (day)** Por defecto según la definición del inversor

Pérdidas auxiliares continuas (ventiladores, etc)  kW

... a partir del umbral de la potencia de salida  kW

Proporcional a la potencia de salida  W / kW

... a partir del umbral de la potencia de salida  kW

**Night auxiliaries losses**

Night auxiliaries consumption  kW

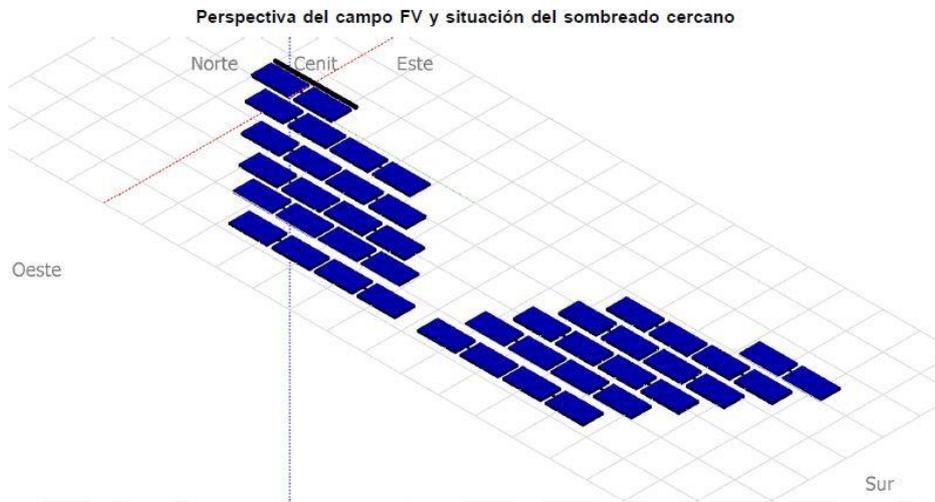
fuera de las pérdidas nocturnas del inversor :

La energía auxiliar puede ser de los ventiladores, aire acondicionado, monitorización o algún otro accesorio electrónico, luz, o toda otra energía que sera sustraída de la energía vendida a la red.

**Figura 51** Asignación de pérdidas de energía por consumos auxiliares en PVsyst.

- **Perdidas por sombras:** El efecto de las sombras entre los paneles se definió en la Sección 4.4.8, aunque se considera sombras externas debido a terrenos de forestación cercano al terreno dispuesto para el Parque Solar, el cual se modeló usando la herramienta de "Sombras Cercanas" del programa de

PVsyst [62], donde este calcula el porcentaje de pérdidas que se producen por sombra anualmente.



**Figura 52** Definición del sombreado cercano.

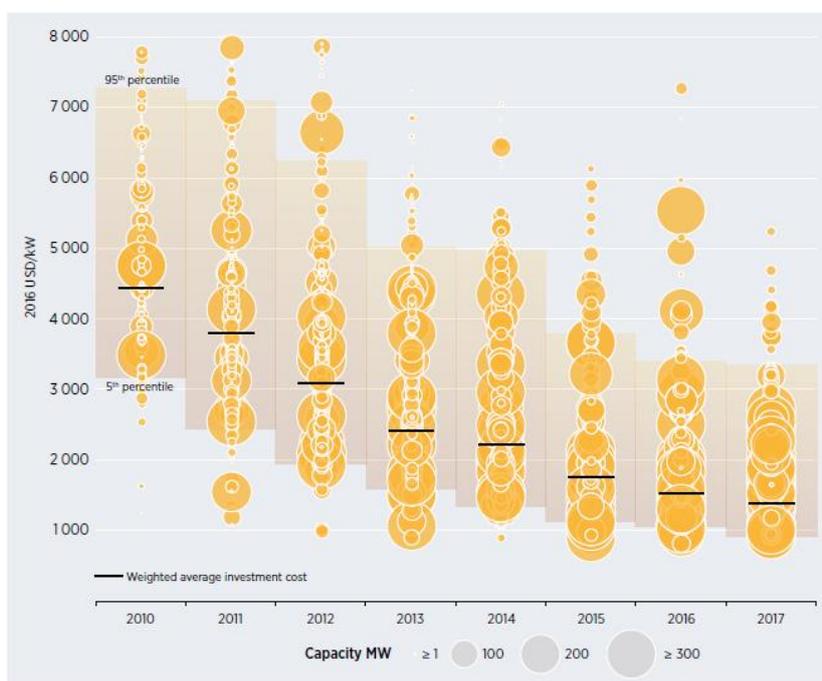
Todas las pérdidas de energía anteriores se le restan a una a la energía total que produce los paneles fotovoltaicos, donde se realizó la simulación en el software PVsyst obteniendo una generación anual para el total de la instalación de aproximadamente 190.090 MWh/año, pero con todas las pérdidas antes mencionadas la energía que se inyecta a la red es de 159.963 MWh/año. En el Anexo 12 se puede observar el reporte entregado por el programa.

#### **4.7. Evaluación Financiera.**

Con la evaluación financiera se pretende determinar la viabilidad de realizar el proyecto desde el punto de vista económico-financiero. Usando un flujo de caja descontado se valora el proyecto de inversión en el cual hay que tener en cuenta los ingresos, costos y gastos del proyecto que se tiene en cada periodo de tiempo [63]. Además, se debe tener en cuenta aspectos como; los costos financieros (intereses), pago a la deuda, las depreciaciones y los impuestos (renta). Al final se obtiene una utilidad neta que va a proporcionar información de viabilidad financiera del proyecto, con ayuda de indicadores tales como; el Valor Presente Neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) [63].

##### **4.7.1. Inversiones**

Para obtener la inversión aproximada del proyecto, una opción es obtener precios de los diferentes elementos del Parque Solar y luego sumarlos hasta obtener la inversión inicial, pero esto puede resultar difícil de conseguir, por lo cual, en este caso se usaron costos índices. Organizaciones como la Agencia Internacional de las energías renovables (IRENA en inglés), presenta promedios de los costos de inversión para la instalación de proyectos solares (ver Figura 53).



Source: IRENA Renewable Cost Database.

**Figura 53** Costos instalados para proyectos fotovoltaicos solares a escala de servicio público y el promedio ponderado global, 2010-2017 [64].

Para finales del 2017 el costo de inversión en instalaciones fotovoltaica fue de 1300 USD/kW [64], este costo se va a usar como referencia en este caso en particular. El costo total de inversión se divide en 5 cinco grandes grupos, los cuales se pueden clasificar en: Estructura civil e instalación (Excavaciones, cimientos, etc.), equipos mecánicos (módulos y estructuras), equipos eléctricos (Inversor, BOS, subestación y transformador, etc.), costos de emplazamiento (Terrenos, seguros, impuesto a la propiedad, etc.) y costos indirectos (gestión y supervisión), gastos generales y contingencias [65].

**Tabla 11** Costo total del proyecto por grupo (Adaptada de [65]).

Items	Costos (US\$/kW)	Porcentaje (%)
Estructura civil e instalación	160,92	12,37
Equipos mecánicos	591,40	45,49
Equipos eléctricos	190,01	14,61
Costos indirectos	254,02	19,54
Costos de emplazamiento	103,63	7,97
<b>Total</b>	<b>1300</b>	<b>100</b>

Los porcentajes de cada grupo fueron tomados de [65], el cual realiza una desagregación de los costos nivelados de energía (LCOE en inglés) detallada, a partir de una taxonomía rigurosa que evalúa los costos de inversión de instalaciones fotovoltaicas a gran escalas o Parques Solares.

Suponiendo una tasa de cambio de pesos a dólares de 3000 COP/USD, entonces, se tiene una inversión inicial de 3'900.000 COP/kW y como el proyecto es de 100 MW, la inversión inicial total es de 390'000.000.000 COP (trecientos noventa mil millones de pesos).

Por lo general cuando se manejan cifras de dinero de esa magnitud, un porcentaje del dinero es financiado [45]. Para este caso se va a suponer que, por parte del cliente se realizará un aporte inicial de capital propio de un 50% de la inversión total a realizar y mediante la contratación de un préstamo bancario a 10 años por el 50% restante, con un interés del 7 % efectivo anual. La inversión total se dividirá por tanto en el capital propio aportado de 195'000.000.000 COP y se financiará la misma cantidad.

#### 4.7.2. Costos de operación y mantenimiento.

Los costos de operación y mantenimiento incluyen gastos necesarios para la correcta operación del Parque Solar y gastos debido a revisiones periódicas para asegurar el correcto funcionamiento de los componentes del Parque Solar [45]. Es importante en proyectos solares de gran magnitud tener un plan de mantenimiento de carácter preventivo y correctivo, con el fin de disminuir riesgos y alargar la vida útil de la instalación, como maximizar la producción de energía y por consecuente mejorar la rentabilidad de la instalación [38].

Para tener un valor aproximado de los costos de operación y mantenimiento del Parque Solar, se usó como referencia el artículo [65], este dice que el costo de operación y mantenimiento es de 180 USD/kW/año. Por lo cual para un Parque Solar de 100 MW corresponde a 18.000 USD/año.

**Tabla 12** Costo totales en operación y mantenimiento por grupo.

Item	Costos (US\$/kW)	Porcentaje
Mantenimiento de equipos	66,42	36,90%
Salarios	2,16	1,20%
Mantenimiento de líneas y subestación	1,90	1,05%
Mantenimiento de Vías	0,67	0,37%
Contrato de Conexión	35,70	19,83%
Gerencia Ambiental Operativa	9,96	5,53%
Seguro Operacional	29,71	16,50%
Impuesto de Industria y Comercio	0,63	0,35%
Impuesto a la Propiedad Operacional	1,52	0,84%

Recargo de propiedad operacional	0,39	0,21%
Reemplazos Ocasionales	28,31	15,72%
Desmantelamiento	2,58	1,43%
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>100%</b>

#### 4.7.3. Ingresos por conceptos de venta de energía

Los ingresos del proyecto por concepto de venta de energía pueden presentarse en diferentes formas; ventas en bolsa, ventas en contratos, ventas por cargo de confiabilidad, venta por reducción de emisiones e ingresos por otros conceptos [66].

Para simplificar el análisis se va a suponer que el Parque Solar recibe el 100 % de sus ingresos por ventas de contrato. Estos ingresos fijan el precio de la energía durante un determinado periodo de tiempo, en este caso se supone un contrato a precio fijo durante la vida útil de la instalación fotovoltaica (25 años). Entonces, los ingresos del proyecto se calculan de la siguiente forma [38]:

$$\text{Ingresos} = \text{Energía Generada (MWh)} * \text{Precio de la energía por contrato (\$/MWh)}$$

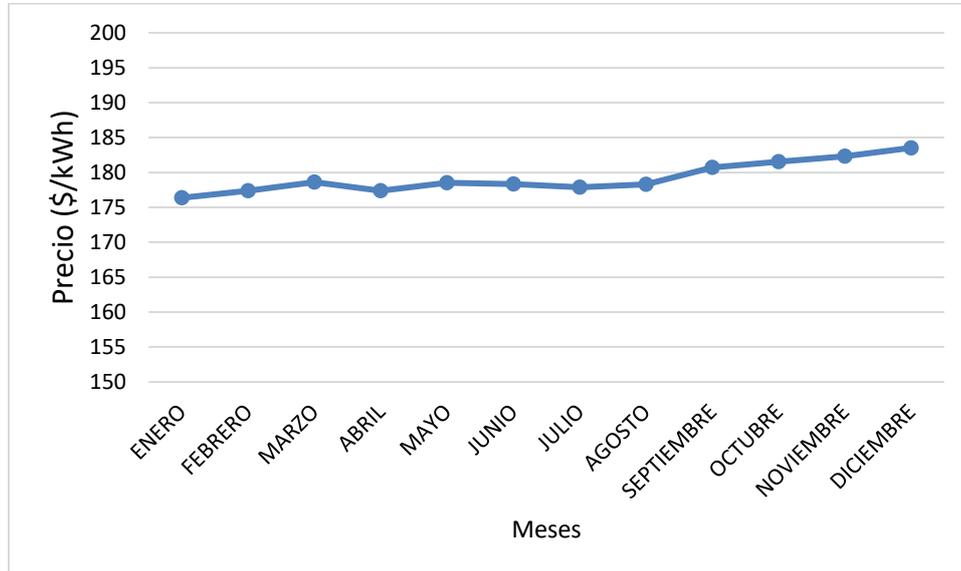
Por lo cual, para poder estimar los ingresos anuales fue necesario determinar la cantidad de energía que será inyectada a la red de forma anual. Además, se debe conocer el precio de la energía contratada y sus parámetros de ajuste anual.

Para estimar la energía generada anualmente se utilizó el programa PVsyst, considerando las diferentes pérdidas mencionadas en la Sección 4.6, se obtuvo un valor de producción de energía de 159.963 MWh/año. Considerando la duración del proyecto de 25 años y teniendo en cuenta la depreciación anual en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos de 0,672 % anual (ver Anexo 1), se obtuvieron los siguientes datos de generación presentados en la Tabla 13 .

**Tabla 13** Generación de energía anual.

<b>Año</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	
<b>Generación MWh/año</b>	159.963	158.888	157.820	156.760	155.706	154.660	153.621	152.588	
<b>Año</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	
<b>Generación MWh/año</b>	151.563	150.544	149.532,8	148.527,9	147.529,8	146.538,4	145.553,7	144.575,6	
<b>Año</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>	<b>2044</b>
<b>Generación MWh/año</b>	143.604	142.639	141.680,5	140.728,4	139.782,7	138.843,3	137.910,3	136.983,6	136.063

Con respecto al precio de la energía contratada, como este proyecto es hipotético, entonces, no tiene un contrato real. Por lo cual se tomó el promedio del precio de la energía por contrato en el año 2018 entregado por los informes XM y con ese precio promedio se harán los cálculos de los ingresos anuales [66].



**Figura 54** Precios promedios de la energía por contrato en el año 2018 (Adaptado de [66]).

Se va a suponer que el costo de la energía por contrato se va a mantener fijo cada año durante los 25 años de vida útil del proyecto, por lo cual, el precio de la energía en el año 1 va a ser el mismo que el precio de la energía en el año 25. Para este caso el costo de la energía por contrato a usar es de 179,24 \$/kWh.

El flujo de caja anual se calculó multiplicando la energía inyectada a la red por el precio de la energía por contrato para los 25 años de vida útil del proyecto. En la Tabla 14 se observan los ingresos esperados.

**Tabla 14** Ingresos anuales por venta de energía.

<b>Año</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	
<b>Ventas COP</b>	28'672.4	28'479.7	28'288.4	28'098.3	27'909.4	27'721.9	27'535.6	27'350.6	
	75.156	96.123	11.893	13.766	93.097	41.303	49.858	10.291	
<b>Año</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	
<b>Ventas COP</b>	27'166.8	26'984.2	26'802.9	26'622.8	26'443.8	26'266.1	26'089.6	25'914.3	
	14.190	53.198	19.017	03.401	98.162	95.167	86.335	63.643	
<b>Año</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>	<b>2044</b>
<b>Ventas COP</b>	25'740.2	25'567.2	25'395.4	25'224.7	25'055.2	24'886.8	24'719.6	24'553.5	24'388.5
	19.119	44.847	32.961	75.652	65.159	93.778	53.851	37.777	38.004

#### **4.7.4. Indicadores financieros.**

Los principales indicadores financieros que determinan la viabilidad de un proyecto son: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno de inversión.

##### **4.7.4.1. Valor Presente Neto (VPN)**

El VPN mide en dinero a valor presente, las ganancias o pérdidas que dejará el proyecto, después de descontar los egresos de los ingresos, incluyendo la inversión inicial [38].

Con el flujo de caja hecho en el modelo financiero para el Parque Solar de 100 MW en el Excel adjunto a este documento, es posible calcular el VPN. En el flujo de caja se tuvo en cuenta los ingresos y egresos anuales durante la duración del proyecto. Para calcular el VPN se usó la formula (15).

$$VPN = -I_0 + \sum_{n=1}^{25} \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (15)$$

Donde  $I_0$  es la inversión inicial,  $n$  el año,  $i$  la tasa de interés y  $F_n$  el flujo de caja correspondiente al año  $n$ . Para una tasa de interés de 7 % se obtuvo un VPN de 39'783.050.371 COP (treinta nueve mil setecientos ochenta y tres millones cincuenta mil trescientos sesenta y un pesos). Como el VPN en este caso es positivo, entonces, el proyecto es financieramente viable.

##### **4.7.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La TIR presenta la tasa efectiva anual compuesto de retorno que hace que el VPN de todos los flujos efectivos de una determinada inversión sea igual a cero [38]. Usando el flujo de caja del Excel adjunto a este documento, la TIR obtenida fue de 8,54 %, el cual es mayor a la tasa de oportunidad (7 %), por lo tanto, se puede afirmar que el proyecto es atractivo desde el punto de vista económico-financiero.

##### **4.7.4.3. Periodo de Retorno de Inversión (PRI)**

El PRI determina el tiempo en el cual se recupera la inversión inicial dada en la sección 4.7.1. Es un criterio muy sencillo y muy usado en proyectos de inversión, usando el flujo de caja suma los ingresos anuales llevados a valor presente, hasta que esa suma supere la inversión inicial, donde en el año que se supere dicha inversión sería el PRI [38].

En este caso el PRI del Parque Solar de 100 MW fue de 16 años, con una tasa de interés del 7%, aunque este periodo puede alterarse si se varía la tasa de interés. El PRI es menor a los años de vida útil del proyecto, por lo cual, a partir del año 16 el proyecto va a recibir ganancias.

## 5. Conclusiones.

Colombia es un país privilegiado con respecto a la radiación solar incidente, debido a que presenta un promedio de radiación de 4,5 kW/m<sup>2</sup>, más alto que el promedio mundial que es de 3,9 kW/m<sup>2</sup>. En algunos lugares del territorio nacional, la radiación alcanza promedios de entre 6 y 5,5 kW/m<sup>2</sup>, convirtiéndolo en un lugar atractivo desde punto de vista energético para instalaciones fotovoltaicas. Pero se debe tener en cuenta que el país presenta grandes elevaciones o montañas, así como varias zonas protegidas que dificultan o imposibilitan la construcción de grandes Parques Solares, pero zonas como los valles interandinos y gran parte de la costa Caribe son ideales para el desarrollo de proyectos de tales magnitudes.

Desde un punto de vista eléctrico, gran parte del territorio del país no está conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), entonces, aunque haya muchos terrenos energéticamente favorables para grandes Parques Solares, no se puede desarrollar en esos terrenos.

Luego de establecer un terreno para el Parque Solar fue posible realizar su diseño conforme a la normativa aplicable nacional y en su defecto normativas internacionales, donde las principales características de dicha planta son:

- 101,254 MWp de potencia.
- Subestación elevadora de 34,5 kV / 220 kV.
- Conexión a la STN en líneas de 220 kV.
- 259.600 paneles fotovoltaico de 390 Wp.
- 44 Inversores trifásicos de 2,3 MW.
- 22 Transformadores trifásicos 0.69 kV/ 34,5 kV de 4,6 MW.
- Generación de 159.963 MWh/año.

El proyecto posee una rentabilidad atractiva para los futuros inversores, al obtener un periodo de retorno de 16 años menor a la vida útil del proyecto de 25 años. Esto quiere decir que a partir del año 16 de operación los ingresos obtenidos por ventas de

electricidad no deberán ser invertidos en pago de los intereses bancario del préstamo solicitado para la inversión inicial, sino que reportarán en beneficios de los propietarios del Parque Solar.

Otros indicadores como la TIR y el VPN corroboraron la viabilidad financiera del proyecto presentando, respectivamente porcentajes por encima de la tasa de oportunidad y valores positivos.

A comparación de otros parques solares en el mundo, la TIR y PRI de este proyecto presenta valores similares [38] [39] [45], lo cual asegura que este proyecto es una buena opción para futuros inversionistas.

Hay que tener en cuenta que el presente informe es el desarrollo de la ingeniería conceptual de un Parque Solar en Colombia, por lo cual no se entró al detalle de cada uno de los elementos analizados ( estudio energético, eléctrico y financiero), entonces, se tomaron muchas consideraciones y aproximaciones que se deben tener en cuenta para el desarrollo de futuras ingenierías, las cuales requieren un mayor nivel de detalle.

## 6. Referencias

- [1] Internacional Energy Agency (IEA), “Key world Energy statistics”,2018.
- [2] Internacional Energy Agency (IEA), “Snapshot of global photovoltaic markets”,2018.
- [3] “SolarPlaza – Top 30 Latin American Solar PV Plants (2018 update), 2018. [En Línea]. Disponible en: <https://www.solarplaza.com/channels/top-10s/11883/top-30-latin-american-solar-pv-plants-2018-update/>. [Accedido 10-01-2019].
- [4] XM, “Capacidad efectiva por tipo de generación”, 2018. [En Línea]. Disponible: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Accedido 10-01-2019].
- [5] XM,” Generación Hidráulica y térmica”, 2018. [En Línea]. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/GeneracionHidraulicayTermica.aspx>. [Accedido 10-01-2019].
- [6] W. Ñustes, S. Rivera, “Colombia: Territorio de inversión en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable para la generación eléctrica”, *Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo*, Vol.17, no. 1, pp 37-48, Junio 2017.

- [7] IDEAM. (2005). Atlas climatológico de Colombia [Internet]. Disponible: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019711/preliminares.pdf>. [Accedido 03-10-2018].
- [8] S. Hoyos, C. Franco, I. Dyner, "Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio", *ing. cienc*, Vol. 13, no. 26, pp 115-146, Julio – Diciembre 2017.
- [9] SIEL, "Registro de Proyectos de Generación", [En línea]. Disponible: [http://www.siel.gov.co/Generacion\\_sz/Inscripcion/2018/Registro\\_dic\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2018/Registro_dic_2018.pdf). [Accedido 15-10-2018].
- [10] F. Corona, "Ingeniería conceptual, básica y de detalle", 2016. [En Línea]. Disponible: <http://www.ingenieriaquimica.net/noticias/155-ingenieria-conceptual-basica-y-de-detalle>. [Accedido 01-09-2018].
- [11] A. Castejón, G. Santamaría, "Instalaciones solares fotovoltaicas", 1er. ed. España: Editex, 2010.
- [12] IDEAM, UPME. (2017). Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia [En línea]. Disponible: <http://www.andi.com.co/Uploads/RADIACION.compressed.pdf>.
- [13] "Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial – Decreto 2372 de 2010." Disponible: [http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/decretos/2010/dec\\_2372\\_2010.pdf](http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/decretos/2010/dec_2372_2010.pdf). [Accedido 02-12-2018].
- [14] "Ministerio de agricultura - Decreto 2164 de 1995." [En línea]. Disponible: [http://www.urosario.edu.co/jurisprudencia/catedra-viva-intercultural/Documentos/Decreto\\_2164\\_de\\_1995.pdf](http://www.urosario.edu.co/jurisprudencia/catedra-viva-intercultural/Documentos/Decreto_2164_de_1995.pdf). [Accedido 02-12-2018].
- [15] A. Fayos, "Líneas eléctricas y transporte de energía eléctrica", 1er. ed. Valencia: Editorial Universitat Politècnica de Valencia, 2009.
- [16] E. Camm, S. Williams, "Solar Power Plant Design and Interconnection", Power and Energy Society General Meeting 2011 IEEE.

- [17] “Americafotovoltaica - Huertos Solares”, 2018. [En Línea]. Disponible en: <http://www.americafotovoltaica.com/nuestra-experiencia/desarrollo-huertos-solares/>. [Accedido 09-09-2018].
- [18] XM, “Redes de Sistema Interconectado Nacional”, 2018. [En Línea]. Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/redes-sistema-interconectado-nacional.aspx>. [Accedido 30-09-2018].
- [19] ISA, “Estudio de oportunidades de conexión en subestaciones de ISA 2017-2021”. [En Línea]. Disponible en: [http://www.siel.gov.co/Siel/Documentos/documentacion/Informes/2017/Estudio\\_Oportunidades\\_de\\_Conexion-Intercolombia.pdf](http://www.siel.gov.co/Siel/Documentos/documentacion/Informes/2017/Estudio_Oportunidades_de_Conexion-Intercolombia.pdf). [Accedido 15-09-2018].
- [20] “Suelo Solar - ¿Qué tipo de terrenos y a qué precio buscan los promotores solares?”, 2009. [En Línea]. Disponible en: <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=619>. [Accedido 25-09-2018].
- [21] “Área tecnología – Energía Solar Fotovoltaica”, 2011. [En Línea]. Disponible en: <http://www.areatecnologia.com/energia-solar-fotovoltaica.htm>. [Accedido 15-09-2018].
- [22] J. Gómez, J. Murcia, I. Cabeza, “La Energía Solar Fotovoltaica en Colombia: Potenciales, Antecedente y Perspectivas” *ITECKNE*, vol. 15, no. 1, octubre 2017.
- [23] Global Solar Atlas. [En Línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/downloads/world>. [Accedido 02-10-2018].
- [24] IDEAM, “Atlas de Radiación Global Horizontal Media Diaria,” 2014. [En Línea]. Disponible: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. [Accedido 03-10-2018].
- [25] A. Jaramillo, B. Chaves, “Distribución de la Precipitación en Colombia Analizada Mediante Conglomerado Estadística”, *Cenicafé*, Vol. 2, pp 102-113, 2000.
- [26] IDEAM, “Atlas climatológico de Colombia”, 2010. [En Línea]. Disponible: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>. [Accedido 02-10-2018].
- [27] UPME, “Análisis áreas de influencias y alertas tempranas subestación Montería 230 kV y las líneas de transmisión asociadas”, 2013. [En Línea]. Disponible: <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/ConvocatoriasSTN/UPME-07-2013/Analisis%20Area%20de%20Influencia%20y%20Alertas%20Tempranas%20Monter%20C3%ADa%20230%20kV.pdf>. [Accedido 01-10-2018].

- [28] A. Flórez, “Colombia: evolución de sus relieves y modelados”, 1er. ed. Colombia: Unibiblos UN, 2003.
- [29] IGAC, “Mapa físico de Colombia”, 2011. [En Línea]. Disponible en: <https://www.gifex.com/fullsize2/2009-09-17-2031/Mapa-Fsico-de-Colombia.html>. [Accedido 08-10-2018].
- [30] “Sociales JA – Relieve Colombiano”, 2010. [En línea]. Disponible en: <http://socialesjaiensec.blogspot.com/2010/07/relieve-colombiano.html>. [Accedido 09-10-2018].
- [31] SINAP, “Lineamientos para la consolidación del sistema nacional de áreas protegidas”, 2010. [En Línea]. Disponible: <http://cpps.dyndns.info/cpps-docs-web/planaccion/biblioteca/pordinario/Colombia/sinap.pdf>. [Accedido 10-10-2018].
- [32] SINAP, “Parque naturales de Colombia”, 2018. [En Línea]. Disponible: <http://www.parquesnacionales.gov.co/portal/es/sistema-nacional-de-areas-protegidas-sinap/mapa-sinap/>. [Accedido 15-10-2018].
- [33] IGAC, “Resguardos indígenas y títulos colectivos de comunidades negras”, 2015. [En Línea]. Disponible en: [http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/pdf/resguardos\\_negras\\_nal\\_soc\\_v2.pdf](http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/pdf/resguardos_negras_nal_soc_v2.pdf). [Accedido 02-11-2018].
- [34] UPME, “Sistema de Transmisión Nacional Actual 2016”. [En Línea]. Disponible: [http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME\\_EN\\_TRANSMISION\\_PLAN\\_2016\\_ACTUAL.pdf](http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_PLAN_2016_ACTUAL.pdf). [Accedido 20-12-2018].
- [35] “Keyhole Inc - Google Earth Pro”, 2018.
- [36] SIEL, “Oportunidad de Conexión y uso del STN”. [En Línea]. Disponible: <http://www.siel.gov.co/Siel/Inicio/Transmision/InformesdeOportunidad/tabid/73/Default.aspx>. [Accedido 15-11-2018].
- [37] República de Colombia, “Plan de desarrollo municipal El Reten – Magdalena 2012 – 2015”. [En línea]. Disponible: <http://cdim.esap.edu.co/bancomedios/Documentos%20PDF/elretenmagdalenapd20122015.pdf>. [Accedido 30-12-2018].
- [38] S. Machado, M. Stocco, R Bruno, “Diseño de una planta Solar Fotovoltaica de 50MW”, Tesis de grado, Universidad de la Republica, Uruguay, 2016.

- [39] R. Alepuz, “Proyecto de instalación fotovoltaica de 5,8 MW para la generación de energía eléctrica, situada en Almansa, Trabajo de grado, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, 2017.
- [40] “Coffs Solar Energy – What is a Tier 1 solar panel”. [En línea]. Disponible: <https://coffssolarenergy.com.au/what-is-a-tier-1-solar-panel/>. [Accedido 15-12-2018].
- [41] “GTM research - The Global PV Inverter and MLPE Landscape H2 2016”. [En Línea]. Disponible: <http://www.solareb2b.it/wp-content/uploads/2016/12/GTMR-Global-PV-Inverter-and-MLPE-Landscape-H2-2016-ES.pdf>. [Accedido 14-12-2018].
- [42] ABB, “Bidirectional converters PVS980-58BC-1454 to 2091 kVA”, 2018. [En Línea]. Disponible: [https://library.e.abb.com/public/08967061ba4343089772045a14a3191e/PVS98058BC\\_bidirectional\\_converter\\_for\\_energy\\_storage\\_applications\\_flyer\\_RevC\\_EN\\_lowres.pdf](https://library.e.abb.com/public/08967061ba4343089772045a14a3191e/PVS98058BC_bidirectional_converter_for_energy_storage_applications_flyer_RevC_EN_lowres.pdf). [Accedido 15-12-2018].
- [43] SUNGROW, “Turnkey Station SG2000/2G2500”, 2017. [En Línea]. Disponible: [https://en.sungrowpower.com/upload/knowledge\\_download/8/f9d5a97e62d154db58581024c8155241.pdf](https://en.sungrowpower.com/upload/knowledge_download/8/f9d5a97e62d154db58581024c8155241.pdf). [Accedido 15-12-2018].
- [44] SMA, “Sunny Central 2200”, 2016. [En Línea]. Disponible: [http://www.enserveenergy.com/wp-content/uploads/2016/10/1.SMA\\_SC2200-SUNNY-CENTRAL.pdf](http://www.enserveenergy.com/wp-content/uploads/2016/10/1.SMA_SC2200-SUNNY-CENTRAL.pdf). [Accedido 15-12-2018].
- [45] M. Jimenez, “Diseño de planta solar fotovoltaica de 20 MW en California y conexión a la red de distribución”, Trabajo de grado, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2012.
- [46] “Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) – Norma Técnica Colombiana NTC 2050”, 1998.
- [47] “National Fire Protection Association (NFPA) – National Electrical code NEC 2017”.
- [48] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Data Viewer”. [En línea]. Disponible: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%268VWYlh%255Bv%255D%3Dt%268VWYlh%255Bd%255D%3D1&bL=groad&cE=8VWYlh.0.0.1%255Ba%255D%3Df&IR=0&mC=5.561315286651835%2C-69.78515625&zL=6>. [Accedido 13-12-2018].

- [49] Jinko Solar, “Cheetah Perc 72 M 370-390W”. [En línea]. Disponible: <https://www.jinkosolar.eu/en/download/datasheets.html?file=files/jinko/module/datasheets/en/Cheetah%20PERC%2072M%20370-390W.pdf>. [Accedido 15-12-2018].
- [50] Trinasolar, “The Splitmax Framed 144-Cell Module (1500 V)”, 2018, [En Línea]. Disponible: [https://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0531-Datasheet-SPLITMAX\\_144\\_Std-Mono\\_DE14H%28II%29.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0531-Datasheet-SPLITMAX_144_Std-Mono_DE14H%28II%29.pdf). [Accedido 15-12-2018].
- [51] CanadianSolar, “KuDymond Mono Perc Module 380 MS-FG”, 2018, [En Línea]. Disponible: [https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/en/new/KuDymond\\_CS3U-MS-FG\\_\\_IEC1500V\\_\\_v5.561\\_EN.pdf](https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/en/new/KuDymond_CS3U-MS-FG__IEC1500V__v5.561_EN.pdf). [Accedido 15-12-2018].
- [52] J. Serrano, “Plan de desarrollo municipal El Reten – Magdalena 2012 – 2015”. [En Línea]. Disponible: <http://cdim.esap.edu.co/bancomedios/Documentos%20PDF/elretenmagdalena%2020122015.pdf>. [Accedido 26-12-2018].
- [53] Clima Data ORG, “Clima el Reten”. [En Línea]. Disponible: <https://es.climate-data.org/america-del-sur/colombia/magdalena/el-reten-50154/#temperature-graph>. [Accedido 18-12-2018]
- [54] ABB, “Catalog String combiners for solar photovoltaic systems”, 2017. [En Línea]. Disponible: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1SLC009000D0202&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. [Accedido 17-12-2018].
- [55] ABB, “PVS800-57B central inverters Hardware manual”, 2018. [En Línea]. Disponible: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=3AXD50000048300&LanguageCode=en&DocumentPartId=1&Action=Launch>. [Accedido 17-12-2018].
- [56] Schletter. “FS Uno producto sheet”. [En Línea]. Disponible: [https://cdn.enfsolar.com/Product/pdf/Mounting%20System/596ed8722f22b.pdf?\\_ga=2.12901886.878538352.1543774462-853415627.1537821492](https://cdn.enfsolar.com/Product/pdf/Mounting%20System/596ed8722f22b.pdf?_ga=2.12901886.878538352.1543774462-853415627.1537821492). [Accedido 17-12-2018].

- [57] UEMME, “Manta Solar”. [En Línea]. Disponible: [https://www.uemme.com/media/wysiwyg/technical\\_sheet/MANTA\\_SOLAR\\_ita\\_eng.pdf](https://www.uemme.com/media/wysiwyg/technical_sheet/MANTA_SOLAR_ita_eng.pdf). [Accedido 25-11-2018].
- [58] “Ministerio de Transporte – Resolución N° 0001240.” Disponible en: <https://diario-oficial.vlex.com.co/vid/matriz-metodologica-categorizacion-433975458>
- [59] ABB, “Productos de baja tensión, Soluciones para energía solar”, 2011. [En Línea]. Disponible: [https://library.e.abb.com/public/1fcbd6cd3be2405fc125793600315648/Soluciones%20para%20energia%20solar\\_1TXA007040B0701-001011.pdf](https://library.e.abb.com/public/1fcbd6cd3be2405fc125793600315648/Soluciones%20para%20energia%20solar_1TXA007040B0701-001011.pdf). [Accedido 10-12-2018]. [Accedido 15-12-2018].
- [60] ABB, “Soluciones para instalaciones fotovoltaicas”. [En Línea]. Disponible: [https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/capacitaciones/folleto-solar-junio-\(2\).pdf?sfvrsn=2](https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/capacitaciones/folleto-solar-junio-(2).pdf?sfvrsn=2). [Accedido 15-12-2018].
- [61] ABB, “Principales aspectos para especificar transformadores de potencia”. [En Línea]. Disponible: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/jjts-2017/presentaciones-chile/como-especificar-transformadores-de-potencia-luiz-yamazaki.pdf?sfvrsn=2>. [Accedido 15-12-2018].
- [62] PVSyst, “PVSyst user manual”. [En Línea]. Disponible: <http://files.pvsyst.com/help/index.html>. [Accedido 30-12-2018].
- [63] P. Salinas “Valoración de empresas a través del método de comparables: evidencia en Chile”, trabajo de grado, Universidad Chile, Santiago, 2006.
- [64] Internacional Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Power Generation Cost in 2017”, Abu Dhabi, 2018.
- [65] A. Castillo, D. Mejía y N. Muñoz, “Large-Scale Solar PV LCOE Comprehensive Breakdown Methodology”, *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, vol. 7, no. 1, pp. 117-136, 2017.
- [66] XM, “Precio promedio en contrato”, 2018. [En Línea]. Disponible en: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/Precio%20Promedio%20Contratos%20\(\\$kWh\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/Precio%20Promedio%20Contratos%20($kWh).aspx). [Accedido 15-01-2019].

# Anexo 1

www.jinkosolar.com



## Eagle HC 72M-V

### 370-390 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell
- System Voltage: 1500 VDC

### PERC



## KEY FEATURES



### System Voltage:

The maximum voltage is promoted to 1500V and the module strings are extended by 50% which reduces the overall system BOS.



### 5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



### High Efficiency:

Higher module conversion efficiency (up to 19.79%) benefit from Passivated Emitter Rear Contact technology.



### PID RESISTANT:

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85 C/85%RH,96hours) for mass production.



### Low-light Performance:

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



### Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



### Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

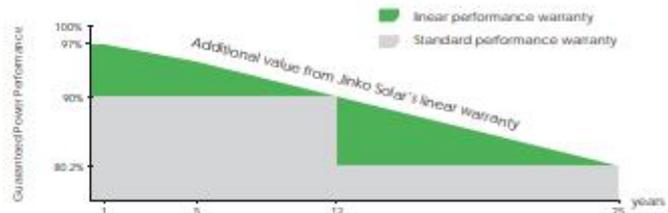


## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

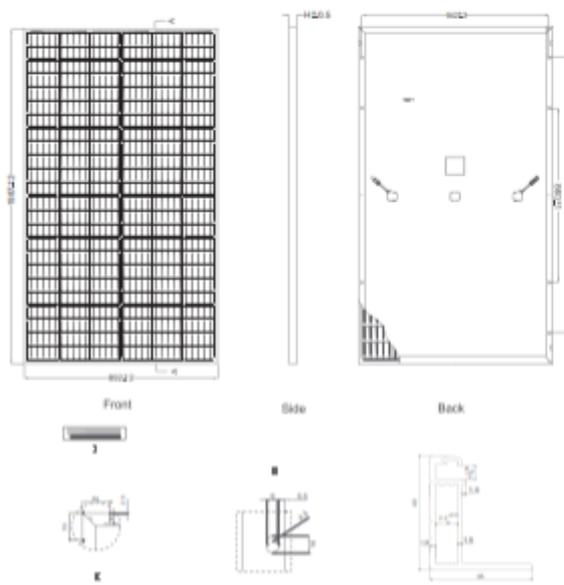
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

• ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.

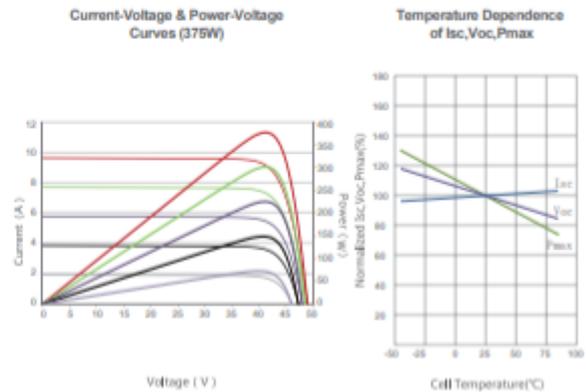
• IEC61215, IEC61730 certified products



## Engineering Drawings



## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 156×156mm (6 inch)
No. of Half-cells	144 (12×12)
Dimensions	1987×992×40mm (78.23×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	anode 290mm, cathode 145mm or Customized Length

## Packaging Configuration

( Two pallets =One stack )

26pcs/pallet , 52pcs/stack, 572 pcs/40'HQ Container

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM370M-72H-V		JKM375M-72H-V		JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	288Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V
Maximum Power Current (Imp)	9.28A	7.30A	9.33A	7.36A	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.61A	7.75A	9.68A	7.82A	9.75A	7.88A	9.82A	7.95A	10.12A	8.02A
Module Efficiency STC (%)	18.77%		19.02%		19.28%		19.53%		19.79%	
Operating Temperature(°C)	-40°C→85°C									
Maximum system voltage	1500V DC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM370-390M-72H-V-A1-EN

## Anexo 2

# ABB bidirectional converters

## PVS980-58BC – 1454 to 2091 kVA



### Technical data and types

Type designation	PVS980-58BC-1454kVA-E	PVS980-58BC-1575kVA-F	PVS980-58BC-1696kVA-G	PVS980-58BC-1818kVA-J	PVS980-58BC-1909kVA-J	PVS980-58BC-2000kVA-K	PVS980-58BC-2091kVA-L
<b>Input (DC)</b>							
Full power DC voltage range, ( $U_{DC}$ ) at 50 °C <sup>1)</sup>	680 to 1100 V	737 to 1100 V	794 to 1100 V	850 to 1100 V	893 to 1100 V	935 to 1100 V	978 to 1100 V
DC voltage operating range, ( $U_{DC}$ ) <sup>1)</sup>	680 to 1500 V	737 to 1500 V	794 to 1500 V	850 to 1500 V	893 to 1500 V	935 to 1500 V	978 to 1500 V
Maximum DC voltage ( $U_{max(DC)}$ )	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V
Maximum DC current ( $I_{max(DC)}$ ) at 35 °C	2400 A	2400 A	2400 A	2400 A	2400 A	2400 A	2400 A
Maximum DC current ( $I_{max(DC)}$ ) at 50 °C	2182 A	2182 A	2182 A	2182 A	2182 A	2182 A	2182 A
Number of DC inputs	8 inputs, as option 12 inputs or 16 inputs (+/-) and DC input current measurement						
Max DC short circuit withstand	73 kApeak, 17 MA <sup>2</sup> s, external aR fuses required between converter and BES						
<b>Output (AC)</b>							
Output power ( $S_{max(AC)}$ ) at 50 °C	1454 kVA	1575 kVA	1696 kVA	1818 kVA	1909 kVA	2000 kVA	2091 kVA
Nominal power ( $S_{N(AC)}$ ) at 35 °C	1600 kVA	1733 kVA	1866 kVA	2000 kVA	2100 kVA	2200 kVA	2300 kVA
Maximum AC current ( $I_{max(AC)}$ ) at 50 °C	1750 A	1750 A	1750 A	1750 A	1750 A	1750 A	1750 A
Maximum AC current ( $I_{max(AC)}$ ) at 35 °C	1925 A	1925 A	1925 A	1925 A	1925 A	1925 A	1925 A
Nominal output voltage ( $U_{N(AC)}$ ) <sup>2)</sup>	480 V	520 V	560 V	600 V	630 V	660 V	690 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current <sup>3)</sup>	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type	IT	IT	IT	IT	IT	IT	IT
Power factor	Four quadrant						
AC disconnect / AC breaker	as option						
AC surge arrester	Type 2 as standard. High Energy Type 1 as option						
<b>Efficiency</b>							
Maximum <sup>4)</sup>	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%
<b>Auxiliary power consumption</b>							
Max. own consumption in operation	2500 W	2500 W	2500 W	2500 W	2500 W	2500 W	2500 W
Standby operation consumption	235 W	235 W	235 W	235 W	235 W	235 W	235 W
Auxiliary voltage source	External, 1 phase auxiliary power input <sup>5)</sup>						

<sup>1)</sup> Minimum DC ( $U_{DC,min}$ ) for  $U_{N(AC)}$  and power factor=1. The minimum DC voltage depends on AC voltage and power factor. The AC dependency follows formula  $U_{DC,min} = U_{AC} \cdot \sqrt{2} \cdot 1.002$  with PF=1. Contact ABB for more information.

<sup>2)</sup> ±10%

<sup>3)</sup> At nominal power

<sup>4)</sup> Without auxiliary power consumption at min  $U_{DC}$

<sup>5)</sup> As option internal auxiliary power (internal transformer from inverter output)

## Anexo 3

# String combiner 1500V DC

## Technical features

String combiner type	16 st.	18 st.	20 st.	24 st.	28 st.	32 st.
<b>General Data</b>						
Maximum Voltage (VDC)	1500					
No of DC Input	16	18	20	24	28	32
DC input for + & -	Optional available					-
SPD protection	Type 2 Pluggable					
Monitoring	Optional					-
Monitoring Parameters	Current, temperature and SPD signal as standard. Optional to include Voltage and Disconnecter signal					-
Communication Protocol	Modbus RS485					-
<b>Enclosure Type</b>						
Model	Gemini					
Material Type	Thermoplastic					
Door Type/ Opening	Opaque, Hinged Door openable 180 Deg					
Lock Type	Doors supplied with 2 standard double bit locks (3 for sizes 5 and 6)					
Number of incoming strings	From 6 to 32					
Rated Service Voltage	1500V DC					
Degree of resistance to impacts	IK10					
Degree of protection	IP66					
Recyclable	100%					
<b>Environmental data</b>						
<b>Environmental data</b>						
Operating Temperature °C	-20°C upto +50°C					
Storage temperature °C	-20°C upto +60°C					
Resistance to Abnormal heat and fire	upto 750°C					
Height above Sea level	Up to 2000m					
Humidity	up to 95%					
<b>DC Input</b>						
Input Cable entry	M16 Cable Gland, 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>					
Input Connection	Directly on the Fuse Holder					
Fuse Type	Cylindrical 10x85 gPV					
Fuse Size (A)	15					
<b>DC Output</b>						
Output Cable gland	M32	M32	M40	M40	M40	M40
Clamping area	70-120		150-240			
Conductor material	Copper/Aluminium					
Terminal Type	Ring Terminal					
Voltage DC	1500					
Maximum Current Output (A)	160A	180A	200A	240A	280A	320A

## Anexo 4



### **CABLES CENTELSA FOTOVOLTAICO**

Tipo PV, XLPE SR 600V y 2000V 90°C  
Tipo PV, EPR+CPE 600V y 2000V 90°C

*Están diseñados para alimentar  
circuitos de baja tensión en  
instalaciones de energía solar  
fotovoltaica.*

**CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO TIPO PV EPR+CPE 600V 90°C SR**

Calibre	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Espesor nominal del aislamiento	Espesor nominal de la cubierta	Diámetro total aproximado	Peso total aproximado
AWG/kcmil	mm <sup>2</sup>		mm	mm	mm	Kg/Km
14	2,08	7	0,76	0,76	5,0	50
12	3,31	7	0,76	0,76	5,5	60
10	5,26	7	0,76	0,76	6,0	90
8	8,37	7	1,14	0,76	7,6	130
6	13,30	7	1,14	1,14	9,3	200
4	21,15	7	1,14	1,14	10,5	290
2	33,62	7	1,14	1,14	12,0	420
1	42,41	19	1,40	1,52	14,4	550
1/0	53,48	19	1,40	1,52	15,4	670
2/0	67,43	19	1,40	1,52	16,6	810
3/0	85,01	19	1,40	1,52	17,8	990
4/0	107,2	19	1,40	1,52	19,3	1220
250	126,7	37	1,65	2,03	22,0	1480
300	152,0	37	1,65	2,03	23,4	1730
350	177,3	37	1,65	2,03	24,6	1980
400	202,7	37	1,65	2,03	25,8	2240
500	253,4	37	1,65	2,03	27,9	2740
600	304,0	61	2,03	2,03	30,7	3270
750	380,0	61	2,03	2,03	33,3	4010
1000	506,7	61	2,03	2,03	37,1	5240

Nota: Los valores aquí indicados están sujetos a las tolerancias normales de manufactura y/o de normas.

## Anexo 5



### Tubos de PVC CONDUIT

TUBOS DE PVC CONDUIT TIPO LIVIANO							
DIAMETRO NOMINAL		DIAMETRO EXTERIOR PROMEDIO		REFERENCIA	ESPESOR DE PARED MINIMO		PESO METRO (kg)
(mm)	(pulgada)	(mm)	(pulgada)		(mm)	(pulgada)	
21	½	21.34	0.84	1210023002	1.52	0.060	0.2
26	¾	26.67	1.05	1210023003	1.52	0.060	0.2
33	1	33.40	1.31	1210023004	1.52	0.060	0.3
42	1 ¼	42.16	1.66	1210023005	1.78	0.070	0.4
48	1 ½	48.26	1.90	1210023006	2.03	0.080	0.5
60	2	60.32	2.37	1210023007	2.54	0.100	0.8



TUBOS DE PVC CONDUIT TIPO PESADO								
DIAMETRO NOMINAL		DIAMETRO EXTERIOR PROMEDIO		ESPESOR DE PARED MINIMO		REFERENCIA		PESO METRO (kg)
(mm)	(pulgada)	(mm)	(pulgada)	(mm)	(pulgada)	TUBO 3m	TUBO 6m	
21	½	21.34	0.84	2.77	0.11	1210123002	1210126002	0.2
26	¾	26.67	1.05	2.87	0.11	1210123003	1210126003	0.3
33	1	33.40	1.31	3.38	0.13	1210123004	1210126004	0.5
42	1 ¼	42.16	1.66	3.56	0.14	1210123005	1210126005	0.7
48	1 ½	48.26	1.90	3.68	0.14	1210123006	1210126006	0.8
60	2	60.32	2.37	3.91	0.15	1210123007	1210126007	1.1
73	2 ½	73.02	2.87	5.16	0.20	1210123008	1210126008	1.8
88	3	88.90	3.50	5.49	0.22	1210123009	1210126009	2.2
114	4	114.30	4.50	6.02	0.24	1210123010	1210126010	3.2
168	6	168.28	6.63	7.11	0.28	1210123011	1210126011	5.6

### Presentación

Color verde con campana. Longitud 3.00 Tipo Liviano - 3.00 y 6.00 metros Tipo Pesado.

### Doblado de Tubería

Para doblar y formar Tubos de PVC Conduit **DURMAN ESQUIVEL**, siga los pasos que a continuación indicamos:

- Cargue el tramo con aserrín humedecido en ACPM (tacado) cuidando que el aserrín quede compacto en el tramo.
- Caliente el tramo con un soplete o mechero de gasolina (común en muchas obras).
- Asegure que la parte amarilla de la llama no toque el tubo y que únicamente entre en contacto con la parte azul de la misma.
- Mueva el soplete continuamente a lo largo del tramo del tubo, 10 centímetros equidistantes de los extremos.
- Gire simultáneamente el tubo para asegurar un calentamiento uniforme.
- Cuando el tubo esté bien caliente forme la curva sobre una horma bien definida según se requiera (como un tarro de pintura o un balde).
- Tensione el tubo a medida que lo doble para evitar arrugas en la parte interior de la curva.
- Enfríe el tubo doblado con agua corriente a temperatura ambiente, una vez esté formado.
- Saque el aserrín totalmente y limpie el accesorio.

**NOTA:** Es posible insertar un alma de caucho o arena a cambio del aserrín, asegurando un ajuste perfecto y realizando el mismo procedimiento descrito anteriormente.

## Anexo 6

**Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.**

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver <a href="#">Tabla 310-13</a> )						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW, USE*	TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000

## Anexo 7

Temp. ambiente en °C	FACTORES DE CORRECCIÓN						Temp. ambiente en °C
	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60		0,58	0,71		0,58	0,71	56-60
61-70		0,33	0,58		0,33	0,58	61-70
71-80			0,41			0,41	71-80

## Anexo 8

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje del valor de las Tablas, ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

## Anexo 9

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

## Anexo 10

### 240-6. Corrientes nominales normalizadas.

a) **Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo.** Las capacidades de corrientes nominales estándar de los fusibles e interruptores automáticos de circuito de tiempo inverso, son: 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1 000, 1 200, 1 600, 2 000, 2 500, 3 000, 4 000, 5 000 y 6 000 A. Además, se tienen valores nominales de 16, 63, 160, 630 y 1 250 A, para los cuales los conectores deben ser adecuados para la sección transversal en mm<sup>2</sup> (calibre AWG) de los conductores inmediatamente superiores que se vayan a conectar

## Anexo 11

Table 8 Conductor Properties

Size (AWG or kcmil)	Conductors								Direct-Current Resistance at 75°C (167°F)						
	Area		Stranding			Overall			Copper				Aluminum		
			Quantity	Diameter		Diameter		Area		Uncoated		Coated			
	mm <sup>2</sup>	Circular mils		mm	in.	mm	in.	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT
18	0.823	1620	1	—	—	1.02	0.040	0.823	0.001	25.5	7.77	26.5	8.08	42.0	12.8
18	0.823	1620	7	0.39	0.015	1.16	0.046	1.06	0.002	26.1	7.95	27.7	8.45	42.8	13.1
16	1.31	2580	1	—	—	1.29	0.051	1.31	0.002	16.0	4.89	16.7	5.08	26.4	8.05
16	1.31	2580	7	0.49	0.019	1.46	0.058	1.68	0.003	16.4	4.99	17.3	5.29	26.9	8.21
14	2.08	4110	1	—	—	1.63	0.064	2.08	0.003	10.1	3.07	10.4	3.19	16.6	5.06
14	2.08	4110	7	0.62	0.024	1.85	0.073	2.68	0.004	10.3	3.14	10.7	3.26	16.9	5.17
12	3.31	6530	1	—	—	2.05	0.081	3.31	0.005	6.34	1.93	6.57	2.01	10.45	3.18
12	3.31	6530	7	0.78	0.030	2.32	0.092	4.25	0.006	6.50	1.98	6.73	2.05	10.69	3.25
10	5.261	10380	1	—	—	2.588	0.102	5.26	0.008	3.984	1.21	4.148	1.26	6.561	2.00
10	5.261	10380	7	0.98	0.038	2.95	0.116	6.76	0.011	4.070	1.24	4.226	1.29	6.679	2.04
8	8.367	16510	1	—	—	3.264	0.128	8.37	0.013	2.506	0.764	2.579	0.786	4.125	1.26
8	8.367	16510	7	1.23	0.049	3.71	0.146	10.76	0.017	2.551	0.778	2.653	0.809	4.204	1.28
6	13.30	26240	7	1.56	0.061	4.67	0.184	17.09	0.027	1.608	0.491	1.671	0.510	2.652	0.808
4	21.15	41740	7	1.96	0.077	5.89	0.232	27.19	0.042	1.010	0.308	1.053	0.321	1.666	0.508
3	26.67	52620	7	2.20	0.087	6.60	0.260	34.28	0.053	0.802	0.245	0.833	0.254	1.320	0.403
2	33.62	66360	7	2.47	0.097	7.42	0.292	43.23	0.067	0.634	0.194	0.661	0.201	1.045	0.319
1	42.41	83690	19	1.69	0.066	8.43	0.332	55.80	0.087	0.505	0.154	0.524	0.160	0.829	0.253
1/0	53.49	105600	19	1.89	0.074	9.45	0.372	70.41	0.109	0.399	0.122	0.415	0.127	0.660	0.201
2/0	67.43	133100	19	2.13	0.084	10.62	0.418	88.74	0.137	0.3170	0.0967	0.329	0.101	0.523	0.159
3/0	85.01	167800	19	2.39	0.094	11.94	0.470	111.9	0.173	0.2512	0.0766	0.2610	0.0797	0.413	0.126
4/0	107.2	211600	19	2.68	0.106	13.41	0.528	141.1	0.219	0.1996	0.0608	0.2050	0.0626	0.328	0.100
250	127	—	37	2.09	0.082	14.61	0.575	168	0.260	0.1687	0.0515	0.1753	0.0535	0.2778	0.0847
300	152	—	37	2.29	0.090	16.00	0.630	201	0.312	0.1409	0.0429	0.1463	0.0446	0.2318	0.0707
350	177	—	37	2.47	0.097	17.30	0.681	235	0.364	0.1205	0.0367	0.1252	0.0382	0.1984	0.0605
400	203	—	37	2.64	0.104	18.49	0.728	268	0.416	0.1053	0.0321	0.1084	0.0331	0.1737	0.0529
500	253	—	37	2.95	0.116	20.65	0.813	336	0.519	0.0845	0.0258	0.0869	0.0265	0.1391	0.0424
600	304	—	61	2.52	0.099	22.68	0.893	404	0.626	0.0704	0.0214	0.0732	0.0223	0.1159	0.0353
700	355	—	61	2.72	0.107	24.49	0.964	471	0.730	0.0603	0.0184	0.0622	0.0189	0.0994	0.0303
750	380	—	61	2.82	0.111	25.35	0.998	505	0.782	0.0563	0.0171	0.0579	0.0176	0.0927	0.0282
800	405	—	61	2.91	0.114	26.16	1.030	538	0.834	0.0528	0.0161	0.0544	0.0166	0.0868	0.0265
900	456	—	61	3.09	0.122	27.79	1.094	606	0.940	0.0470	0.0143	0.0481	0.0147	0.0770	0.0235
1000	507	—	61	3.25	0.128	29.26	1.152	673	1.042	0.0423	0.0129	0.0434	0.0132	0.0695	0.0212
1250	633	—	91	2.98	0.117	32.74	1.289	842	1.305	0.0338	0.0103	0.0347	0.0106	0.0554	0.0169
1500	760	—	91	3.26	0.128	35.86	1.412	1011	1.566	0.02814	0.00858	0.02814	0.00883	0.0464	0.0141
1750	887	—	127	2.98	0.117	38.76	1.526	1180	1.829	0.02410	0.00735	0.02410	0.00756	0.0397	0.0121
2000	1013	—	127	3.19	0.126	41.45	1.632	1349	2.092	0.02109	0.00643	0.02109	0.00662	0.0348	0.0106

## Anexo 12

PVSYST V6.77		30/12/18	Página 1/5
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto : Parque Solar 100 MW</b>			
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Parque</b>	<b>País</b>	<b>Colombia</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud	10.59° N	Longitud -74.28° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-3	Altitud 33 m
	Albedo	0.20	
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Parque</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético	
<b>Variante de simulación : Resultado Parque Solar</b>			
	Fecha de simulación	30/12/18 23h30	
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos de tierra</b>	
<b>Orientación plano captador</b>	Inclinación	11°	Acimut 0°
<b>Configuración de los cobertizos</b>	Núm. de cobertizos	13200	
	Separación entre cobertizos	7.00 m	Ancho receptor 3.97 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	Ángulo de perfil límite	10.7°	Factor de ocupación del suelo (GCR) 56.7 %
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonom
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
<b>Necesidades del usuario :</b>	Cons. Doméstico media	Modulación estacional 2.3 kWh/Día	
<b>Características del conjunto FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-mono	Modelo	<b>Cheetah 72M 390 W</b>
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Jinko solar
Número de módulos FV		En serie	30 módulos
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	260040
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	<b>101416 kWp</b>
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1121 V
Superficie total		Superficie módulos	517192 m <sup>2</sup>
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>PVS980-58BC</b>
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	ABB
Características		Voltaje de funcionam.	850-1425 V
Paquete de inversores		Núm. de inversores	44 unidades
		Pnom unitaria	2300 kWac
		Potencia total	101200 kWac
		Relación Pnom	1.00
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>			
Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	1.5 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (viento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.22 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de pérdidas 2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas -0.1 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 1.00 %
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel, antireflectante, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290			
	0°	30°	50°
	1.000	0.999	0.987
	60°	70°	75°
	0.962	0.892	0.816
	80°	85°	90°
	0.681	0.440	0.000
<b>Indisponibilidad del sistema</b>	1.8 días, 3 periodos		Fracción de tiempo 0.5 %
<b>Pérdidas auxiliares</b>	Constante (ventiladores) 50000 W ... del umbral de potencia 0.0 kW		

### Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Parque Solar 100 MW  
 Variante de simulación : Resultado Parque Solar

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	Cheetah 72M 390 W	Pnom 390 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	260040	Pnom total <b>101416 kWp</b>
Inversor	Modelo	PVS980-58BC	Pnom 2300 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	44.0	Pnom total <b>101200 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Cons. Doméstico	Modulación estacional	Global 843 kWh/año

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

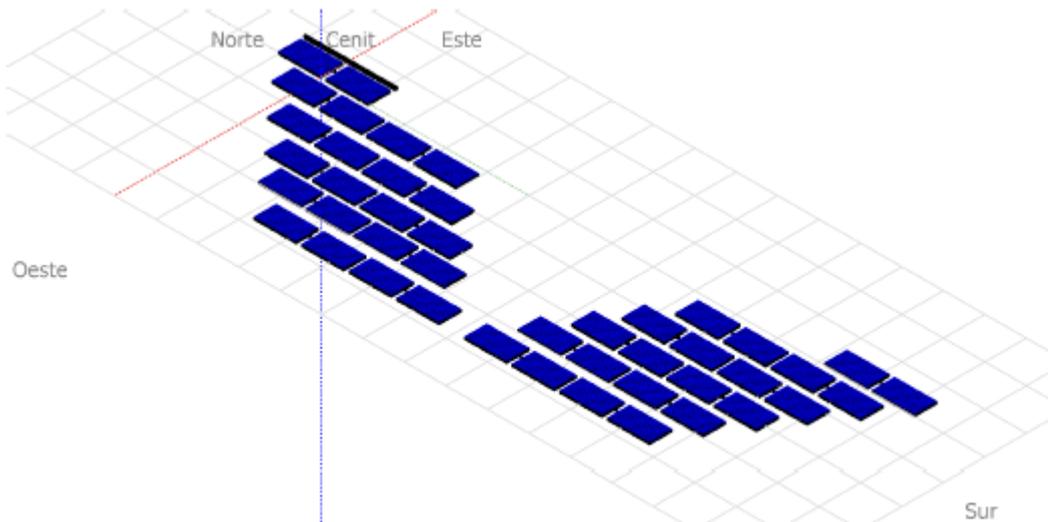
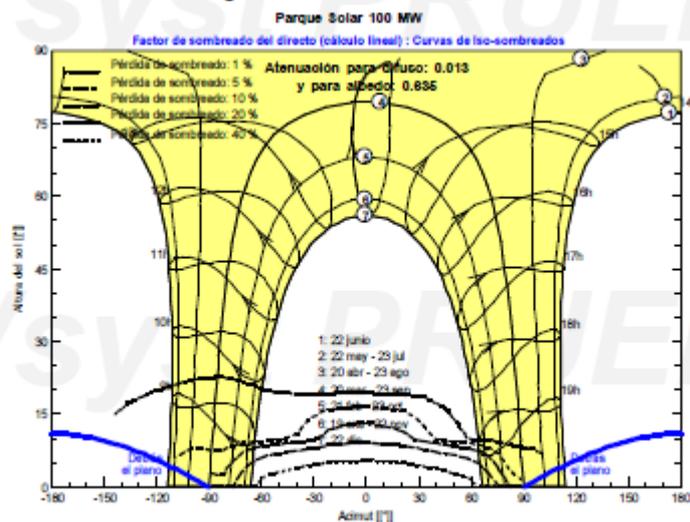


Diagrama de Iso-sombreados



## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Parque Solar 100 MW**

Variante de simulación : **Resultado Parque Solar**

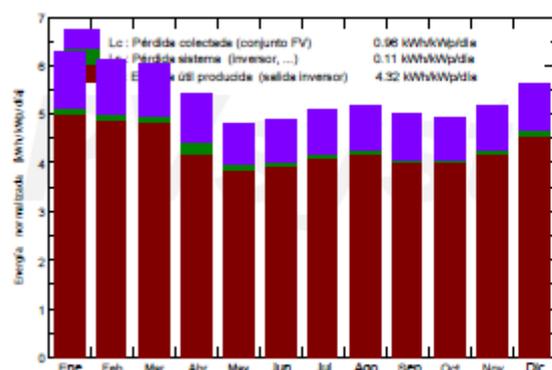
Parámetros principales del sistema Tipo de sistema Cobertizos de tierra

Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	Cheetah 72M 390 W	Pnom	390 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	260040	Pnom total	101416 kWp
Inversor	Modelo	PVS980-58BC	Pnom	2300 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	44.0	Pnom total	101200 kW ac
Necesidades del usuario	Cons. Doméstico	Modulación estacional	Global	843 kWh/año

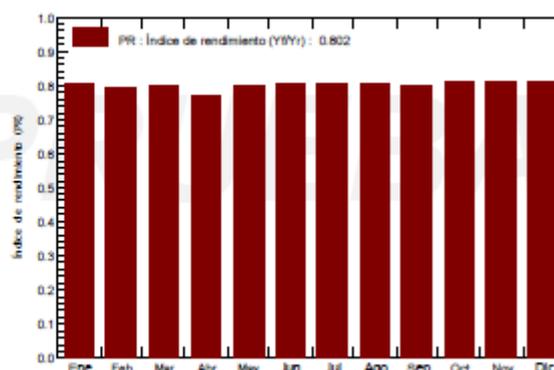
### Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	160478 MWh/año	Produc. específica	1582 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	80.15 %	Fracción solar (SF)	-8746.21 %

Producciones normalizadas (por kWp Instalado): Potencia nominal 101416 kWp



Índice de rendimiento (PR)



### Resultado Parque Solar Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Enero	174.5	43.70	25.60	194.4	186.5	16196	0.079	-6.466	15870	6.545
Febrero	159.6	49.00	26.72	171.7	164.3	14236	0.071	-5.851	13894	5.923
Marzo	182.6	62.30	27.47	188.3	180.0	15571	0.073	-6.094	15255	6.167
Abril	165.3	68.40	26.28	162.9	154.8	13487	0.070	-5.933	12727	6.004
Mayo	157.5	70.10	25.79	149.9	142.0	12529	0.073	-6.111	12195	6.184
Junio	157.2	65.10	25.81	146.9	139.1	12254	0.060	-5.855	11992	5.916
Julio	168.0	67.00	25.70	158.2	150.0	13205	0.062	-6.049	12925	6.111
Agosto	166.2	69.10	25.71	161.0	152.8	13425	0.062	-6.082	13140	6.144
Septiembre	149.1	66.60	25.32	150.1	142.8	12474	0.070	-6.016	12207	6.086
Octubre	145.1	63.20	25.04	152.9	145.3	12838	0.073	-6.440	12569	6.513
Noviembre	141.6	53.10	24.89	155.4	148.1	13068	0.070	-6.312	12797	6.383
Diciembre	156.2	46.80	24.70	175.2	167.8	14693	0.079	-6.551	14392	6.630
Año	1922.9	724.40	25.75	1967.0	1873.6	163975	0.843	-73.761	159963	74.604

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global Incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			E_Grid	Energía inyectada en la red
			EFrGrid	Energía de la red

### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Parque Solar 100 MW  
**Variante de simulación :** Resultado Parque Solar

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	Cheetah 72M 390 W	Pnom 390 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	260040	Pnom total 101416 kWp
Inversor	Modelo	PVS980-58BC	Pnom 2300 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	44.0	Pnom total 101200 kW ac
Necesidades del usuario	Cons. Doméstico	Modulación estacional	Global 843 kWh/año

**Diagrama de pérdida durante todo el año**

