

Máster Universitario en Energías Renovables
Escuela de Arquitectura

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Estudio de Prefactibilidad para el Aprovechamiento del Recurso Eólico y Solar en la
Cobertura de la Demanda Eléctrica en la Isla de San Andrés**

Tutor:	José Miguel Márquez Martinon
Autores:	Harold Enrique Arroyo Barros
	Diego Alberto López Osorio
	Alejandro Castro Álzate
	Sergio Augusto Beltrán Gómez
	Fabián Miguel Contreras García

Abril 2025

ANEXO II: Estudio de viabilidad sistema solar.

Contenido

1	Objeto.....	6
1.1	Objetivo Principal	6
1.2	Objetivos	6
2	Emplazamiento.....	6
2.1	Emplazamiento 1: OFFSHORE	6
2.2	Emplazamiento 2: ONSHORE.....	7
3	Estimación de la potencia nominal/pico en función de la forma de la parcela, elementos y equipos.....	11
3.1	Datos de partida.....	11
3.2	Búsqueda datos de radiación fehacientes	12
3.3	Datos de radiación solar para emplazamiento Offshore	15
3.4	Datos de radiación solar para emplazamiento Onshore	16
3.5	Análisis estadístico descriptivo de los datos solares de las diferentes bases de datos	17
4	Estimación de la energía eléctrica.....	18
4.1.1	Paneles Fotovoltaicos	19
4.1.2	Inversores.....	20
4.1.3	Estructuras	21
4.1.4	Análisis técnico económico	21
4.2	Energía eléctrica producida.....	23
4.3	Escenario de pérdidas eléctricas.....	24
4.4	Energía eléctrica vertida a la Red.....	28
5	Configuración del sistema	29
6	Cajas de conexión.....	31
7	Cableado y protecciones.....	31
7.1	Cálculo de cableado en baja tensión en DC por string, desde la caja de conexión (string box) hasta el módulo más lejano.....	32
7.2	Cálculo de cableado en baja tensión en DC desde la caja de conexión (string box) hasta el inversor. A la caja de conexión entran 2 string	33
7.3	Cálculo de cableado en baja tensión en AC desde cada inversor hasta transformador...	34
7.4	Cálculo de cableado en media tensión en AC desde el transformador hasta la subestación del punto de conexión	36
8	Transformador	36

9	Conclusiones.....	37
10	Bibliografía.	38

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Propuesta emplazamiento offshore (Google Earth, 2025).....	7
Ilustración 2. Propuesta emplazamiento onshore (Google Earth, 2025)	8
Ilustración 3 Topografía emplazamientos SSFV (Google Earth, 2025)	10
Ilustración 4. Mapa de cobertura base de datos NREL (PVsyst, 2025).....	13
Ilustración 5 Mapa de cobertura base de datos PVGIS. (PVsyst, 2025)	14
Ilustración 6. Mapa de cobertura base de datos NASA (NASA, 2025).....	15
Ilustración 7. Simulación de sombras. (PVSYST, 2025)	25
Ilustración 8. Perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del Sol (PVSYST, 2025)	25
Ilustración 9. Pérdidas por valores en la irradiación (PVSYST, 2025)	26
Ilustración 10. Pérdidas del sistema (PVSYST, 2025)	28
Ilustración 11. Emplazamiento onshore con estructura delta	30
Ilustración 12. Distribución de cableado de la planta solar (Prysmian Group, 2020)	31
Ilustración 13. Conexión zigzag entre paneles solares (Borja - Academia Energía Solar, 2021) .	32
Ilustración 14. Conexión de transformador – red de distribución (TESLA Transformadores, 2025)	37

Índice de Gráficas

Grafica 1 Valores de radiación solar emplazamiento Offshore	16
Grafica 2 Valores de radiación solar emplazamiento Onshore.....	17
Grafica 3 Producción mensual de energía mediante PVGIS (Comisión Europea, 2024).....	19
Grafica 4 Producción horaria de paneles solares con estructuras delta, trackers y fija	22
Grafica 5 Producción neta de la planta solar	24
Grafica 6 Energía Eléctrica vertida a la red vs Energía eléctrica producida	28
Grafica 7 Demanda promedio diario mensual vs Energía Eléctrica vertida a la red diaria mensual	29

Índice de Tablas

Tabla 1. Combinaciones entre paneles, inversores y estructura	11
Tabla 2. Datos de entrada para calcular la producción de energía media anual mediante PVGIS	18
Tabla 3 Propuesta paneles solares	19
Tabla 4 Propuesta inversores solares	20

Tabla 5 Análisis técnico económico	21
Tabla 6. Criterios distribución entre la planta solar e inversores.....	30
Tabla 7. Cálculo cableado strings	32
Tabla 8. Cálculo cableado caja de conexión - Inversores	34
<i>Tabla 9. Tabla selección de cable inversor – transformador (Prysmian Group, 2020)</i>	<i>35</i>
Tabla 10. Tabla selección de cable transformador – subestación punto de conexión (Prysmian Group, 2022).....	36

1 Objeto.

1.1 Objetivo Principal

Evaluar el potencial del recurso solar para determinar la prefactibilidad de su aprovechamiento energético en la zona costera de la isla de San Andrés - Colombia.

1.2 Objetivos

- Realizar un análisis del recurso solar en zonas offshore y onshore, utilizando las bases de datos disponibles para la región.
- Determinar la capacidad de energía a generar en el emplazamiento a través del software PVsyst.
- Analizar como diferentes tipos de estructura y su orientación, influyen en la generación de energía a través de un sistema solar
- Detectar los posibles desafíos y/o restricciones ambientales, técnicas y logísticas del aprovechamiento fotovoltaico del emplazamiento.
- Fijar el curso de acción con base en los datos obtenidos, con el fin de definir las posibles alternativas de la posible factibilidad, su optimización o su descarte para la producción de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés.

2 Emplazamiento.

El Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina hace parte de las zonas no interconectadas colombiana, en adelante ZNI, dada su condición de insularidad, su suministro eléctrico actual se produce a partir de la generación térmica con diésel como combustible primario. San Andrés, es la más grande de las islas de este territorio, contando con una demanda promedio de 32 MW, y una infraestructura de 19 generadores alimentados por diésel. En el 2024 se produjo un total de 214 GWh/año, posicionándola como una región interesante para realizar un estudio de prefactibilidad para el aprovechamiento del recurso solar. (Duque Montenegro et al., 2023)

2.1 Emplazamiento 1: OFFSHORE

El emplazamiento offshore se presenta como una opción interesante y atractiva, ofreciendo ventajas y desafíos tanto en la instalación como en la operación y mantenimiento.

Ventajas:

- Los módulos instalados en plataformas flotantes aprovechan de manera superior la radiación solar, ya que la zona cuenta con menos obstáculos.
- En proyectos de gran envergadura, utilizar el espacio marino permite liberar terrenos en tierra, optimizando el uso del espacio.

Desafíos:

- El ambiente salino del mar es altamente corrosivo, lo que puede acelerar el deterioro de los componentes; por ello, es imprescindible que estos cuenten con condiciones especiales adaptadas a este entorno.
- La accesibilidad y el mantenimiento resultan complejos debido a las condiciones climáticas y de acceso, lo que requiere equipos especiales y aumenta los costos de estas actividades.

- Aunque las instalaciones solares son generalmente limpias, las plataformas marinas pueden generar sedimentos que impacten directamente el lecho marino.
- Costos elevados en la interconexión eléctrica ya que debido a las distancias se debe considerar un rubro importante para este componente.

La ubicación elegida para este tipo de emplazamiento se muestra será la Ilustración 1 con coordenadas latitud: 12.544372°, Longitud: -81.737460°

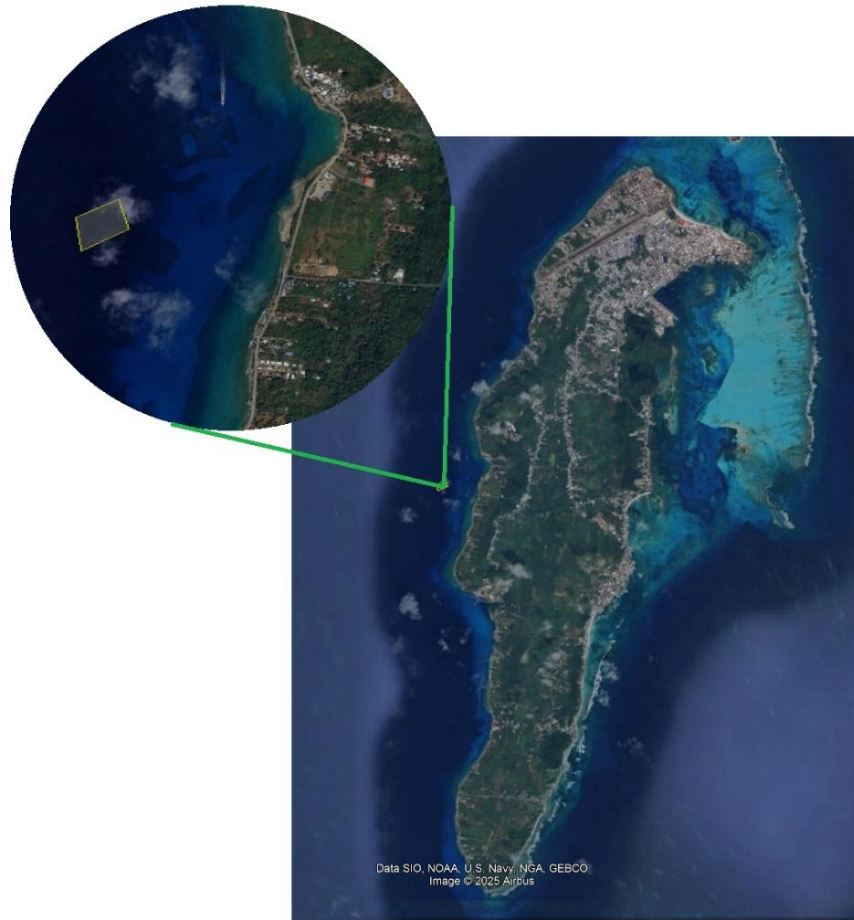


Ilustración 1. Propuesta emplazamiento offshore (Google Earth, 2025)

2.2 Emplazamiento 2: ONSHORE

El emplazamiento onshore es una de las tecnologías instaladas más maduras y ampliamente implementadas en la actualidad. A continuación, se detallan las consideraciones clave:

Ventajas:

- La facilidad de acceso y mantenimiento agiliza las actividades operativas, reduciendo considerablemente los costos.
- Las estructuras presentan menor complejidad y requerimientos técnicos, lo que simplifica el diseño y la ejecución del proyecto.

- La instalación en terrenos cuidadosamente seleccionados, donde el impacto ambiental es reducido, permite una mejor planificación y diseño.

Desafíos:

- La disponibilidad de terrenos adecuados puede limitar la realización de parques solares de gran envergadura, ya que la gestión y adquisición de predios representa un reto significativo.
- La presencia de edificaciones, vegetación y otros elementos del entorno puede influir en los niveles de radiación que inciden sobre el sistema, por lo que es necesario realizar estudios detallados.
- La ubicación elegida para este tipo de emplazamiento será en el sitio con coordenadas Latitud: 12.551112°, Longitud: -81.730496° como se muestra en la Ilustración 2.



Ilustración 2. Propuesta emplazamiento onshore (Google Earth, 2025)

Las principales características de este emplazamiento son:

Orografía

La isla de San Andrés, ubicada en el mar Caribe colombiano, presenta un relieve predominantemente plano con algunas elevaciones moderadas. La elevación más significativa es

una colina conocida como "La Loma", que alcanza aproximadamente 85 metros sobre el nivel del mar. La formación geológica de la isla se compone principalmente de sedimentos calizos recientes. Esta topografía facilita el desarrollo de actividades turísticas y urbanas en gran parte de la isla. (Wikipedia, 2025)

Tipo de terreno

Punta Evans, es la zona donde se plantea el emplazamiento onshore, se encuentra en una región costera donde los suelos presentan características específicas debido a su proximidad al mar. Estos suelos suelen estar influenciados por la salinidad y la presencia de sodio, lo que les confiere propiedades químicas distintas en comparación con otras áreas de la isla de acuerdo con (SGC, 2025).

San Andrés, presenta suelos desarrollados sobre formaciones de calizas coralinas del Pleistoceno. Estos suelos suelen ser poco profundos, con espesores que no superan los 25 centímetros, y están limitados por roca caliza dura. Tienen una textura limosa y contienen fragmentos rocosos a lo largo del perfil. Además, debido a su origen y ubicación, pueden estar afectados por la presencia de sales y sodio, lo que influye en su drenaje y fertilidad.

En términos de construcción, la escasa profundidad y la presencia de roca caliza dura cercana a la superficie pueden limitar las opciones de cimentación, requiriendo técnicas específicas para garantizar la estabilidad de las edificaciones. Además, la posible presencia de sales y sodio puede afectar la durabilidad de los materiales de construcción. Por lo tanto, es esencial realizar estudios geotécnicos detallados en el sitio antes de iniciar cualquier proyecto constructivo en Punta Evans. (Coralina, 2012).

Vegetación

San Andrés Islas presenta una diversidad de ecosistemas que albergan distintos tipos de vegetación adaptados a las condiciones climáticas y geográficas de la región, predominando los bosques secos, los cuales albergan una variedad de especies vegetales adaptadas a condiciones de baja humedad. (Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt, 2021)

Interconexión eléctrica

Desde el cuarto técnico del emplazamiento previsto a la subestación de la empresa SOPESA ubicada en la zona conocida como Punta Evans, donde se otorgó el punto de conexión por parte del Operador de Red, se estima una longitud de aproximadamente 0.5km para el emplazamiento onshore y 2.0km para el emplazamiento offshore.

Accesibilidad

La isla dispone de dos terminales: una aérea y otra marítima. Para acceder al emplazamiento desde el Aeropuerto Internacional Gustavo Rojas Pinilla o el puerto San Andrés Port Society, se debe tomar la vía principal que recorre la isla. Esta carretera se encuentra en buen estado y cuenta con una adecuada señalización, aunque en algunos tramos se estrecha y presenta curvas pronunciadas, por lo que se recomienda el uso de vehículos medianos para facilitar las maniobras.

Medio ambiente

El emplazamiento del sistema solar fotovoltaico de 3.5 MW se localiza en la isla de San Andrés, territorio insular colombiano que hace parte de las Zonas No Interconectadas (ZNI). Esta región se

distingue por su riqueza ecológica, con ecosistemas sensibles como manglares, bosques secos tropicales y zonas coralinas cercanas, además de estar influenciada por condiciones climáticas tropicales húmedas.

La radiación solar en la isla es elevada durante todo el año, con promedios anuales superiores a los 5 kWh/m²/día, lo cual convierte a San Andrés en un entorno idóneo para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, dada la fragilidad ambiental del territorio y su condición insular, cualquier desarrollo debe realizarse bajo estrictos criterios de sostenibilidad y mínima alteración del entorno natural.

El área seleccionada para el emplazamiento onshore presenta un bajo nivel de intervención antrópica y un relieve favorable, lo que permite una implementación técnica eficiente con reducida necesidad de movimientos de tierra. Asimismo, se tendrá especial cuidado con la gestión del drenaje superficial, la conservación de la cobertura vegetal nativa y el cumplimiento de la normativa ambiental vigente, bajo la supervisión de la autoridad regional CORALINA y en concordancia con los instrumentos de planificación territorial.

Forma y características de la parcela

El terreno disponible presenta una topografía aproximadamente plana, con una pendiente de apenas el 3%. Su forma rectangular abarca aproximadamente 35.500 m², lo que lo hace adecuado para realizar estudios en diversas orientaciones como se muestra a continuación:

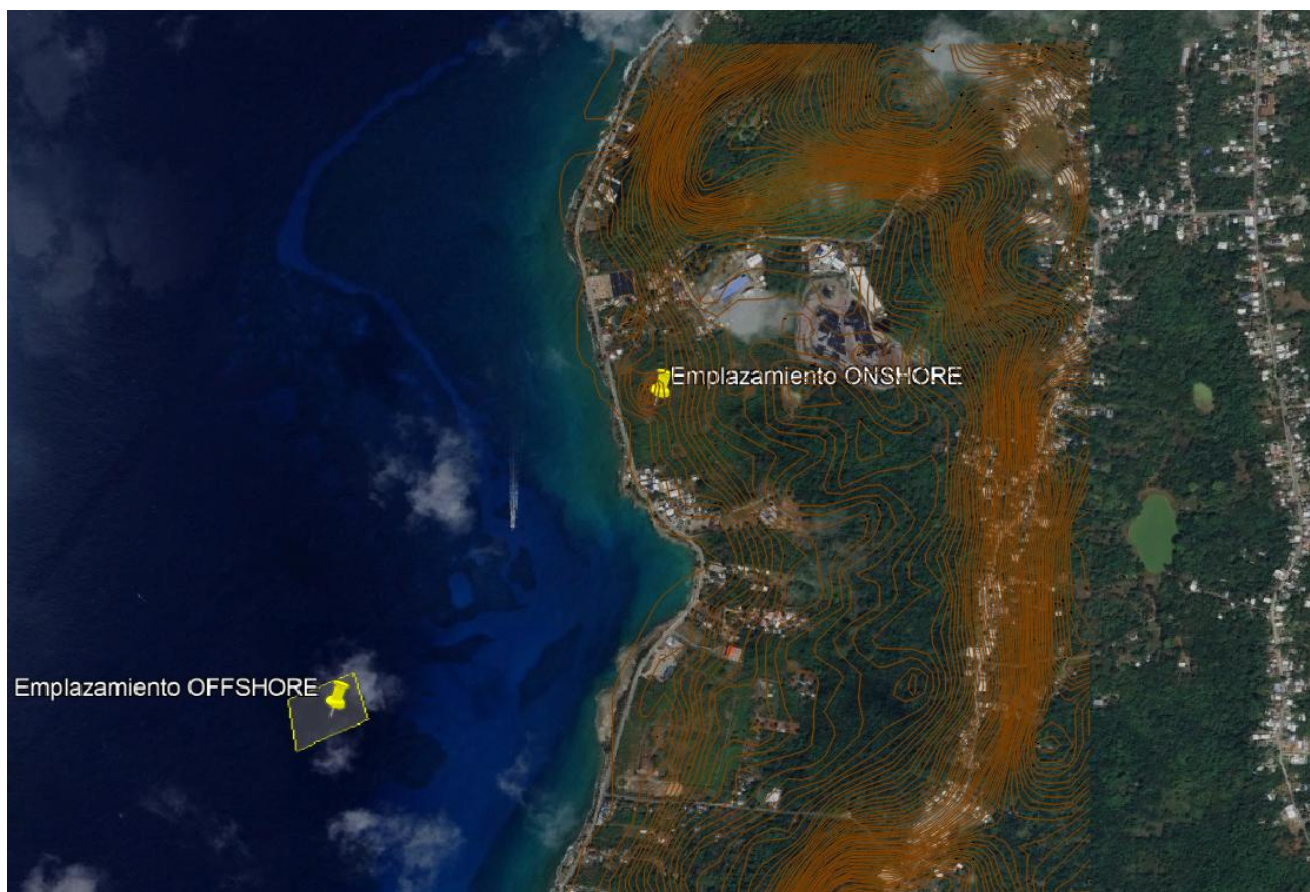


Ilustración 3 Topografía emplazamientos SSFV (Google Earth, 2025)

3 Estimación de la potencia nominal/pico en función de la forma de la parcela, elementos y equipos.

Para la estimación de la potencia nominal/pico en función de la forma de la parcela, elementos y equipos, se tuvo en cuenta 12 combinaciones entre orientaciones, estructuras, módulos fotovoltaicos e inversores elegidos para el realizar el estudio. A continuación, en la Tabla 1 se describen los diferentes arreglos a evaluar:

Estructura	Panel	Inversor
Delta	1	1
Delta	1	2
Delta	2	1
Delta	2	2
Trackers	1	1
Trackers	1	2
Trackers	2	1
Trackers	2	2
Orientado al Sur	1	1
Orientado al Sur	1	2
Orientado al Sur	2	1
Orientado al Sur	2	2

Tabla 1. Combinaciones entre paneles, inversores y estructura

3.1 Datos de partida

- **Potencia:** la potencia a instalar será 3.500kWp.
- **Interconexión con la red:** será a través de una línea de distribución aérea interconectada a la subestación Punta Evans con nivel de tensión 34,5KV.
- **Tecnología de paneles:** Se analizarán dos tecnologías monocristalinas de una sola capa de diferentes marcas, actualmente vigentes en el mercado internacional y local. Se descartan inicialmente los módulos bifaciales, ya que, en el emplazamiento offshore, al instalarse los paneles sobre una plataforma flotante, la distancia entre éstos y la plataforma impide aprovechar al máximo el albedo; mientras que en el emplazamiento onshore, el extenso terreno natural requiere un mantenimiento costoso para garantizar un reflejo óptimo de la radiación, lo que compromete la viabilidad del proyecto.
Los módulos monocristalinos se pueden considerar como una tecnología madura en cuanto a energía solar fotovoltaica se refieren, ya que, el mercado actual presenta gran cantidad de alternativas e información de los diferentes fabricantes, lo que permite concluir que su investigación y desarrollo va un paso más adelante con respecto a las demás tecnologías cuya información y disponibilidad es más reducida.
- **Tecnología de estructura:** se analizarán estructuras fijas en configuración delta orientadas en sentido este-oeste, estructura tradicional orientadas al sur y estructuras con trackers o seguimiento.
- **Tecnología de inversores:** centralizados, Teniendo en cuenta el mercado actual, se estudiarán dos marcas de inversores diferentes.

- **Horas de funcionamiento anual a plena carga:** el sistema solar tendrá una producción como mínimo de 2.500 horas/año.

3.2 Búsqueda datos de radiación fehacientes

Colombia posee un considerable potencial energético natural gracias a su ubicación geográfica cercana al ecuador, permitiéndole recibir una irradiación solar significativa y casi constante a lo largo del año. San Andrés Islas, en particular, presenta condiciones ideales para el aprovechamiento de este recurso natural. La evaluación de su potencial solar ofrece un panorama prometedor, ya que abre la puerta a la transición energética y a la diversificación de la matriz energética con tecnologías más sostenibles. Como se ha mencionado, la generación de energía eléctrica en este departamento depende en gran medida del uso de diésel marino, lo que hace aún más relevante el impulso hacia la implementación de este tipo de tecnologías renovables.

Para la evaluación del recurso, existen diversas fuentes informáticas que contienen datos históricos de la radiación a nivel mundial, siendo NREL, PVGIS y NASA algunos de ellos, los cuales permiten extraer datos de radiación solar de manera precisa y gratuita de diferentes partes del mundo. A través del software PVSYST e ingresando el sitio geográfico definiendo la latitud, longitud, zona horaria, permite importar los datos meteorológicos (PVsyst, 2025c).

NREL/NSRDB TMY

Cuenta con cobertura en la isla de San Andrés. Esta base de datos contiene un archivo de estaciones terrestres en forma de Año Meteorológico Tipo (ATM) con valores horarios de radiación y parámetros meteorológicos para los periodos 1961-1990 y 1991-2010. Los archivos cuentan con la siguiente información: irradiancia horizontal global (GHI o GlobHor), irradiancia horizontal difusa (DiffHor), irradiancia normal directa (DNI o BeamNor), velocidad del viento, temperatura, entre otros. (PVsyst, 2025).

Otras características son:

- Plataforma: National Solar Radiation Database (NSRDB) (NREL, 2025).
- Satélites: GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite) y MERRA-2 (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications).
- Resolución: 4km x 4km.

Ventajas:

- Alta resolución espacial y temporal.
- Modelos validados con datos satelitales y terrestres.
- Modelado avanzado.

Desventajas:

- Cobertura limitada en gran parte de la Tierra.

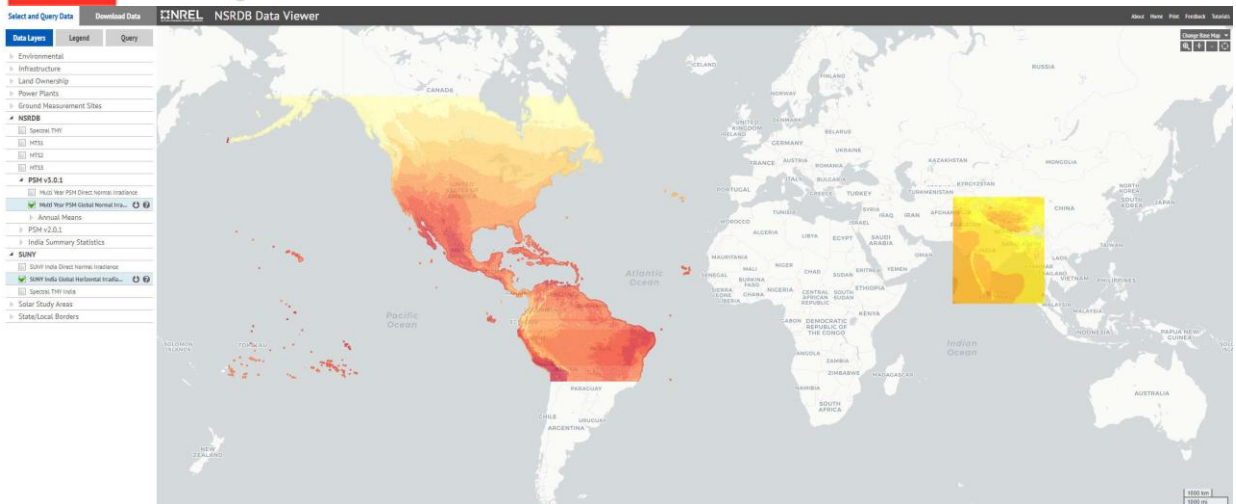


Ilustración 4. Mapa de cobertura base de datos NREL (PVsyst, 2025)

PVGIS-NSRDB

Esta base de datos cubre gran parte de América, incluyendo la isla de San Andrés dentro de su rango de operación. Los datos disponibles abarcan el período comprendido entre 2005 al 2015 (The Joint Research Centre, 2025).

Otras características son:

- Plataforma: **PVGIS**
- Satélites: SARA (Satellite Application Facility on Climate Monitoring), ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), MACC (Monitoring Atmospheric Composition & Climate)
- Resolución: 3-5 km

Ventajas:

- Cuenta con gran cobertura global
- Sus modelos están validados con la base de datos de diversos satélites
- Es una opción ideal para estudios preliminares y análisis fotovoltaicos.

Desventajas:

- Puede presentarse diferencias en la precisión a causa de la interpolación de datos.

Default Solar Radiation Databases

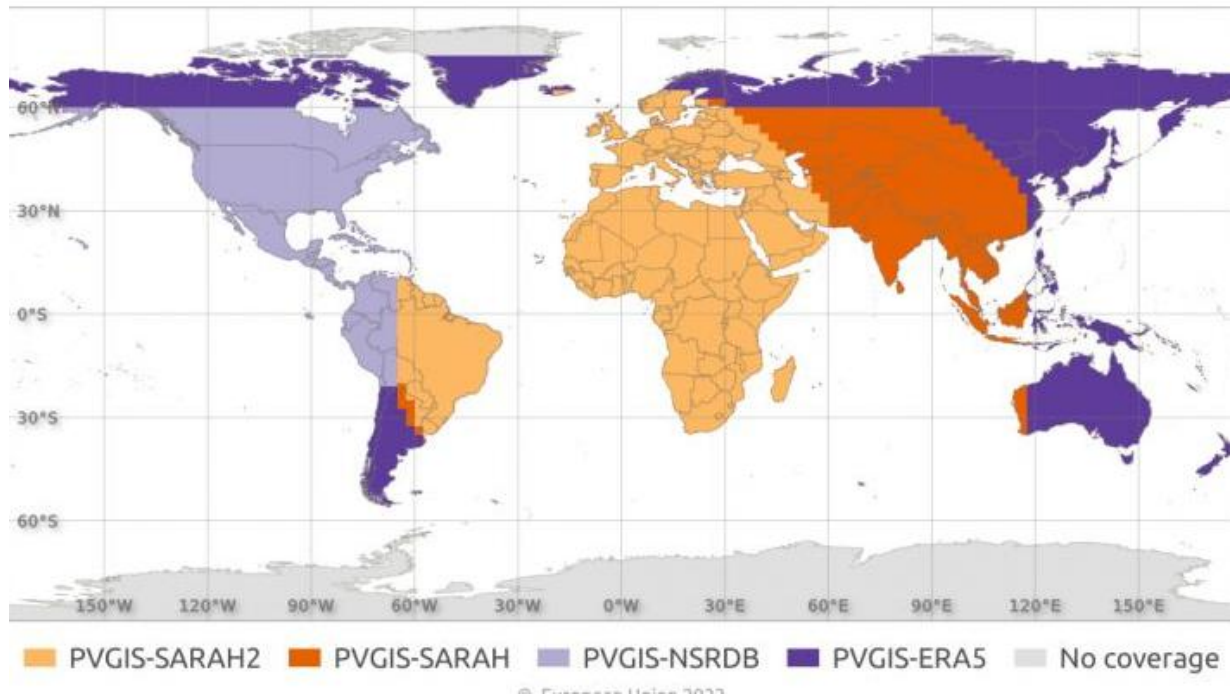


Ilustración 5 Mapa de cobertura base de datos PVGIS. (PVsyst, 2025)

NASA-SSE

Proporcionan promedios mensuales derivados de mediciones satelitales entre 1983 y 2005 (PVsyst, 2025b). Estos datos integran información de múltiples fuentes, como el *Goddard Earth Observing System (GEOS-1)*, el *International Satellite Cloud Climatology Project (ISCCP D-1)*, satélites geoestacionarios y polares con el satélite NOAA con los observadores GOES y POES. La cobertura abarca todo el continente americano. Cuenta con una resolución de 110km x 110km.

Ventajas:

- Base de datos histórica y cobertura global.
- Los modelos están validados con observatorios satelitales y terrestres.
- Práctico para análisis a gran escala.

Desventajas:

- Baja resolución
- No es recomendable para estudios de baja y mediana escala.

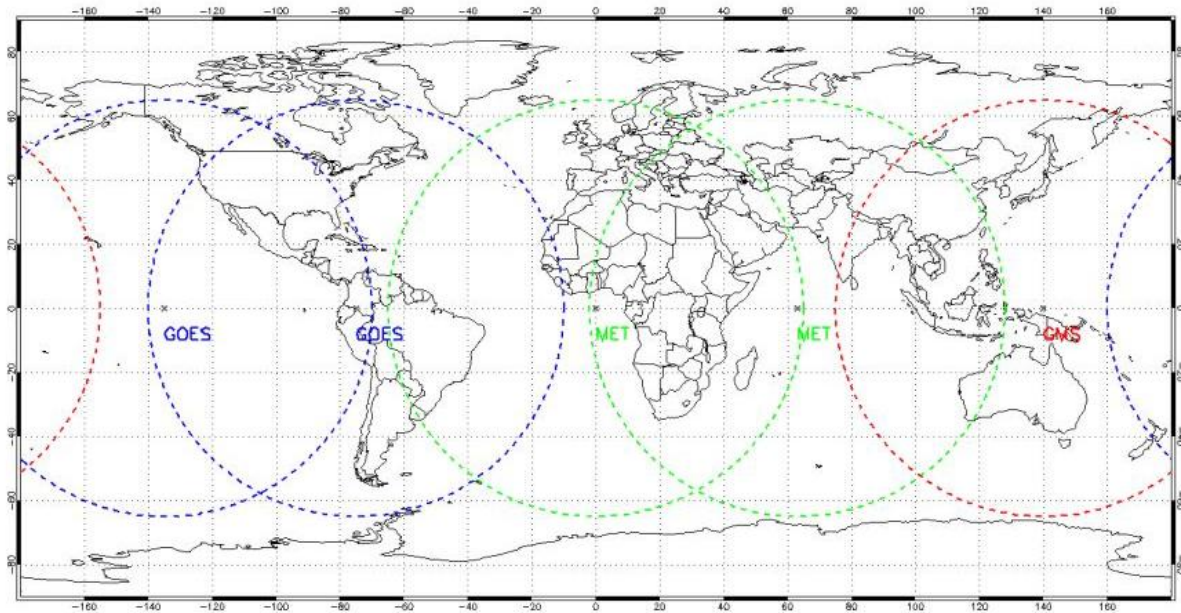
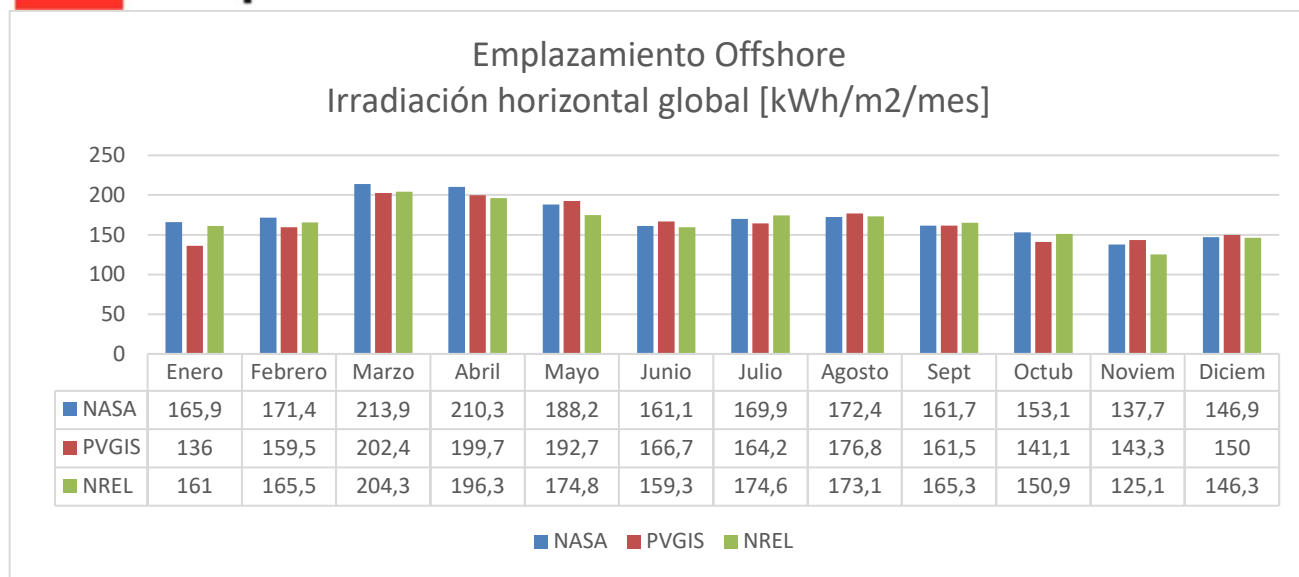


Ilustración 6. Mapa de cobertura base de datos NASA (NASA, 2025)

3.3 Datos de radiación solar para emplazamiento Offshore

- Tendencia anual: La irradiación es más alta entre marzo y mayo, con valores que superan los 190 kWh/m²/mes en todas las fuentes, presentando su mayor pico en marzo.
- Meses con menor irradiación: Noviembre, diciembre y enero presentan los valores más bajos.
- La NASA tiende a reportar los valores más altos, especialmente en los primeros meses del año.
- PVGIS y NREL ofrecen datos más conservadores, con NREL mostrando los valores más bajos en los meses con menor radiación.
- A pesar de las diferencias, las tres fuentes siguen una tendencia similar en la forma estacional de la curva, lo que refuerza la consistencia de los datos para análisis de recurso solar.

A continuación, en la Grafica 1 se presentan los datos de radiación solar para cada una de las bases de datos mencionadas:

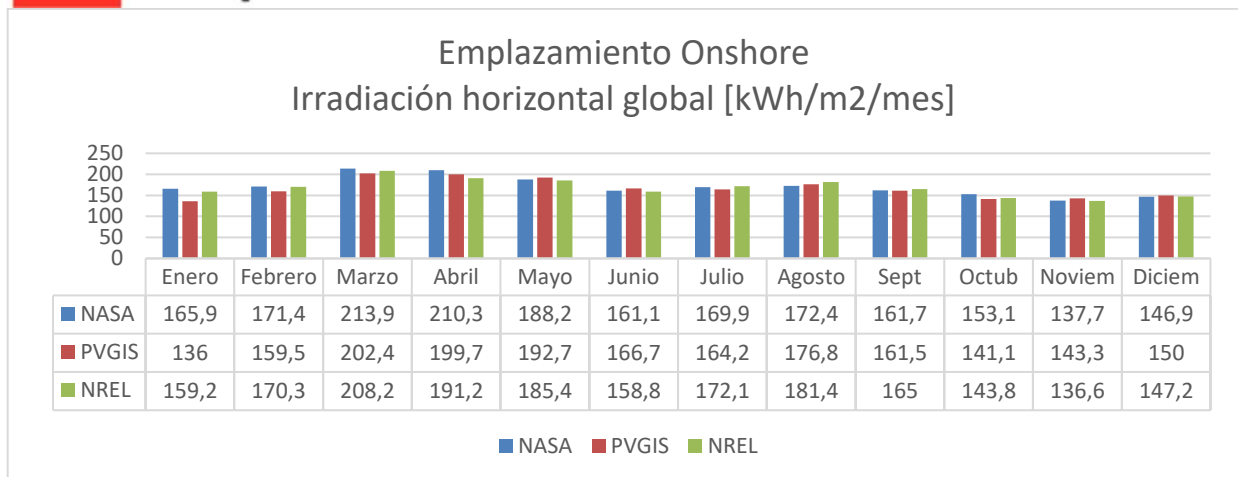


Grafica 1 Valores de radiación solar emplazamiento Offshore

3.4 Datos de radiación solar para emplazamiento Onshore

- La mayor irradiación ocurre entre marzo y abril, con valores que superan los 200 kWh/m²/mes en todas las fuentes.
- La menor irradiación se presenta en los meses de noviembre y diciembre, donde las tres fuentes reportan valores por debajo de 150 kWh/m²/mes.
- NASA generalmente reporta los valores más altos a lo largo del año.
- PVGIS tiende a dar las estimaciones más conservadoras (más bajas), especialmente entre enero y mayo.
- NREL se mantiene en un término medio, aunque en algunos meses como agosto supera a las demás.
- Se observa una curva clara con mayor radiación en marzo-abril y menor en noviembre-enero, lo cual es típico en climas tropicales.

A continuación, en la Grafica 2 se presentan los datos de radiación solar para cada una de las bases de datos mencionadas:



Grafica 2 Valores de radiación solar emplazamiento Onshore.

3.5 Análisis estadístico descriptivo de los datos solares de las diferentes bases de datos

La variación de los datos presentados puede derivarse de los siguientes factores:

Ubicación geográfica

- Colombia, en particular San Andrés, no cuenta con estaciones climáticas determinadas, sino con periodos de lluvias y sequías.
- La temperatura promedio a lo largo del año en San Andrés oscila entre los 25°C y 28°C. (IDEAM, 2025).
- Su ubicación geográfica, exactamente en la costa caribe, hace que este lugar se encuentre expuesto a una radiación solar aproximadamente constante a lo largo del año, sin embargo, las lluvias y nubosidades pueden alterar el promedio de radiación solar mensual.

Temporadas de lluvias y sequías

- Temporada de lluvias: Durante los meses de octubre y noviembre, San Andrés experimenta un aumento significativo en las precipitaciones, lo que genera una mayor nubosidad y reduce la radiación solar. Esto se refleja en los valores más bajos de irradiación del año, con 141,1 kWh/m²/mes en octubre, 136,6 kWh/m²/mes en noviembre.
- Temporada seca: En contraste, los meses de marzo y abril presentan condiciones de cielos más despejados y ausencia de lluvias, lo que favorece una mayor radiación solar. Durante este período, la irradiación alcanza sus valores más altos, con 208,2 kWh/m²/mes en marzo, 191,2 kWh/m²/mes en abril y 185,4 kWh/m²/mes en mayo.

Otros fenómenos

El fenómeno del niño y la niña pueden afectar considerablemente las condiciones de producción de energía fotovoltaica ya que, al presentarse climas extremos en ambos eventos, se alteran las condiciones ideales a la hora de la generación con sistema fotovoltaico.

Se puede observar que las tres bases de datos arrojan niveles de radiación muy similares, lo que permite concluir que los valores son fiables para el análisis del recurso solar en los emplazamientos propuestos.

Con base a la información anteriormente expuesta, las ventajas y desventajas nombradas en el numeral anterior, se escoge PVGIS como base de datos para realizar el estudio, puesto que, a pesar de que las tres bases de datos tienen cobertura en el emplazamiento propuesto y presentan valores de radiación solar muy similar, PVGIS es una plataforma práctica y versátil con buena cobertura global y datos fiables para San Andrés, óptima para estudios preliminares y análisis fotovoltaicos.

Además, dado que los emplazamientos se encuentran próximos entre sí y presentan niveles de radiación solar similares, las simulaciones se llevarán a cabo utilizando la base de datos de PVGIS y únicamente en el emplazamiento onshore. Esta decisión es válida, ya que los resultados obtenidos pueden aplicarse sin inconvenientes también al emplazamiento offshore.

4 Estimación de la energía eléctrica.

Para el cálculo de la energía eléctrica que anualmente se vestirá a la red se puede realizar de dos formas:

- Cálculos matemáticos: teniendo en cuenta los valores medios mensuales de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal y con un ángulo de inclinación determinado.
- Software asistido por computadora: los aplicativos con mayor reconocimiento a nivel internacional son el PVGYS y PVSYST. Los factores que se deben tener en cuenta para la estimación de la producción de energía media anual son: potencia pico del generador, Performance Ratio (PR) calculado debido a las condiciones reales de operación del sistema y los valores de irradiación solar, de los cuales ambos aplicativos cuentan con base de datos para este último factor de incidencia. (UE, 2024).

En este caso y para fines prácticos, se realizará una ligera estimación con el aplicativo PVGIS, con el fin de tener una idea de la posible producción de energía media anual, sin embargo, más adelante en el apartado de diseño se profundizará en detalle los parámetros y las condiciones técnicas con el fin de tener una estimación más acertada.

El ángulo de inclinación se determinó en función de la latitud, en este caso 12° y el azimut sin desviaciones respecto al sur.

A continuación, en la Tabla 2 se presentan los datos de entrada que requiere PVGIS para determinar la producción de energía media anual:

Datos de entrada	
Latitud	12.5511°
Longitud	-81.7305°
Potencia pico [kWp]	3,5
Ángulo de inclinación [°]	12
Azimut [°]	12
Pérdida de cable [%]	1.5
Pérdida del inversor [%]	2
Pérdida fotovoltaica [%]	0.5

Tabla 2. Datos de entrada para calcular la producción de energía media anual mediante PVGIS

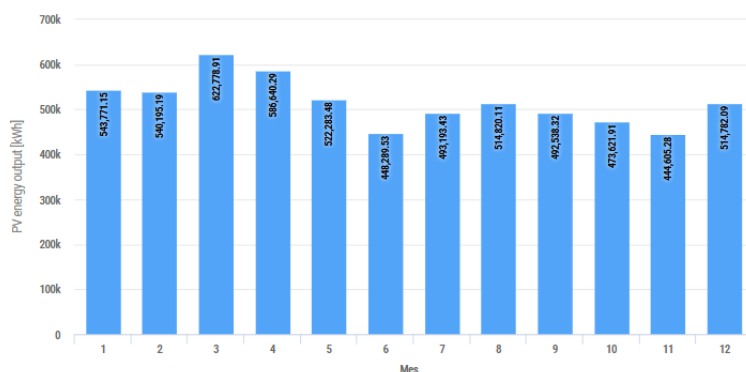
La Grafica 3 muestra la producción mensual a lo largo de un año, alcanzando una producción anual total de 6.197.519,70 kWh. A continuación, se presenta un breve análisis:

- El mes de mayor producción es marzo, con 622.778,91 kWh, que representa el 10,05 % de la producción anual. Esto es debido a las condiciones óptimas de irradiación solar durante ese mes (probablemente por buena radiación y temperaturas aún moderadas).
- El mes de menor producción es noviembre, con 444.605,25 kWh (7,17 % del total). Esto puede deberse a menor radiación solar por presencia de nubosidad o condiciones climáticas menos favorables.
- La variabilidad anual de la producción varía solo un 2,05 % de un año a otro, lo que indica un sistema estable y confiable.

Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico

Producción anual de energía fotovoltaica: 6.197.519,70kWh

Variabilidad de un año a otro: 2.05% (127.067,60kWh)



Grafica 3 Producción mensual de energía mediante PVGIS (Comisión Europea, 2024)

Para el cálculo asistido por computadora a través del software PVSYST, se analizaron las combinaciones mencionadas en el numeral 3, teniendo en cuenta los siguientes equipos:

4.1.1 Paneles Fotovoltaicos

En la selección de los módulos fotovoltaicos, se consideraron factores técnicos, reconocimiento del fabricante y la vigencia del producto.

A continuación, en la Tabla 3 se detallan los módulos que serán analizados:

Fabricante	Referencia	Tecnología	Potencia STC [Wp]	Potencia NOCT [Wp]	NOCT	Coefi Pmax	Garantía
Jinkosolar	TR 78M 565-585 Watt	Monocrystalino	585	435	45±2°C	-0.35%/°C	-Garantía del producto de 12 años. -Garantía de potencia lineal de 25 años. -Degradación anual del 0,55 % durante 25 años.
Trinasolar	TSM-DE19 Vertex	Monocrystalino	555	420	43±2°C	- 0.34%/°C	-Garantía del producto de 12 años. -Garantía de potencia lineal de 25 años. -0,55 % de atenuación anual de potencia.

Tabla 3 Propuesta paneles solares

- En cuanto a garantías y degradación anual, ambos módulos presentan condiciones muy similares.
- Respecto a la temperatura de operación (NOCT), el módulo de la marca Trina muestra una temperatura más baja, lo cual es favorable para una mayor producción de energía.
- El coeficiente de temperatura a máxima potencia indica que el módulo Trina presenta menores pérdidas por cada grado centígrado que supera las condiciones estándar (25°C). No obstante, el módulo de Jinko también cuenta con un valor de coeficiente moderado, lo que lo hace competitivo en este aspecto.

4.1.2 Inversores

Por otro lado, para la selección de los inversores, se tuvo en cuenta los factores como eficiencia, reconocimiento del fabricante y vigencia del producto como se muestra en la Tabla 4, esto con el fin de garantizar que los equipos proyectados cuenten las condiciones técnicas y comerciales apropiadas para este proyecto en particular.

Fabricante	Referencia	Potencia [W]	Eficiencia [%]	Número de MPPTs	Corriente máx por MPPT [A]	Tensión máxima [V]
Sungrow	SG350HX	350	99,0	12x2	40	1500
Huawei	SUN2000-175KTLH0	175	98,4	9x2	26	1500

Tabla 4 Propuesta inversores solares

Análisis técnico:

Potencia nominal:

- Sungrow duplica la potencia del inversor Huawei (350 kW vs 175 kW), lo cual lo hace más adecuado para sistemas de gran escala.
- Esta mayor potencia permite una mayor concentración de módulos en un solo equipo, reduciendo la cantidad total de inversores requeridos.

Eficiencia:

- Ambos inversores presentan muy altos niveles de eficiencia, aunque Sungrow (99,0%) supera ligeramente a Huawei (98,4%), lo que puede generar una mayor producción acumulada a lo largo del tiempo, especialmente en plantas grandes.

Número de MPPTs y flexibilidad:

- Sungrow ofrece 12 MPPTs dobles (24 entradas), superior a los 9 dobles (18 entradas) de Huawei, lo cual da mayor flexibilidad en diseño, permitiendo: mayor tolerancia a sombras parciales, Diversas orientaciones de strings.

Corriente máxima por MPPT:

- Sungrow (40 A) permite strings con más módulos en paralelo, mientras que Huawei (26 A) puede quedar limitado si se usan módulos de alta corriente.

- Esto es particularmente relevante con paneles de mayor tamaño (>500 W).

Tensión máxima:

- Ambos equipos permiten una tensión máxima de entrada de 1500 V, lo cual es estándar en plantas a gran escala, permitiendo menos pérdidas y menor número de strings.

4.1.3 Estructuras

- **Delta (orientación este-oeste):** requiere menos espacio gracias a su geometría. Este diseño permite aprovechar mejor la radiación solar durante las primeras y últimas horas del día, teniendo una distribución horaria mayor. No obstante, al mediodía la producción disminuye debido a que los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre los módulos, reduciendo su eficiencia en ese momento.
- **Fija orientada al sur:** ofrece una producción energética superior a la estructura delta, especialmente al mediodía, cuando los rayos solares inciden casi perpendicularmente sobre los módulos. En cuanto a la ocupación de terreno, requiere aproximadamente un 5% más de espacio que la estructura delta, debido a la necesidad de mantener una separación adecuada entre filas para evitar sombras y facilitar el mantenimiento.
- **Seguimiento (trackers):** presenta mayor ocupación de terreno, ya que requiere mecanismos de rotación y una separación significativa entre filas para evitar sombras y facilitar el mantenimiento. A pesar de ello, es la estructura que mejor aprovecha el recurso solar, lo que se traduce en una mayor producción energética a lo largo del día.

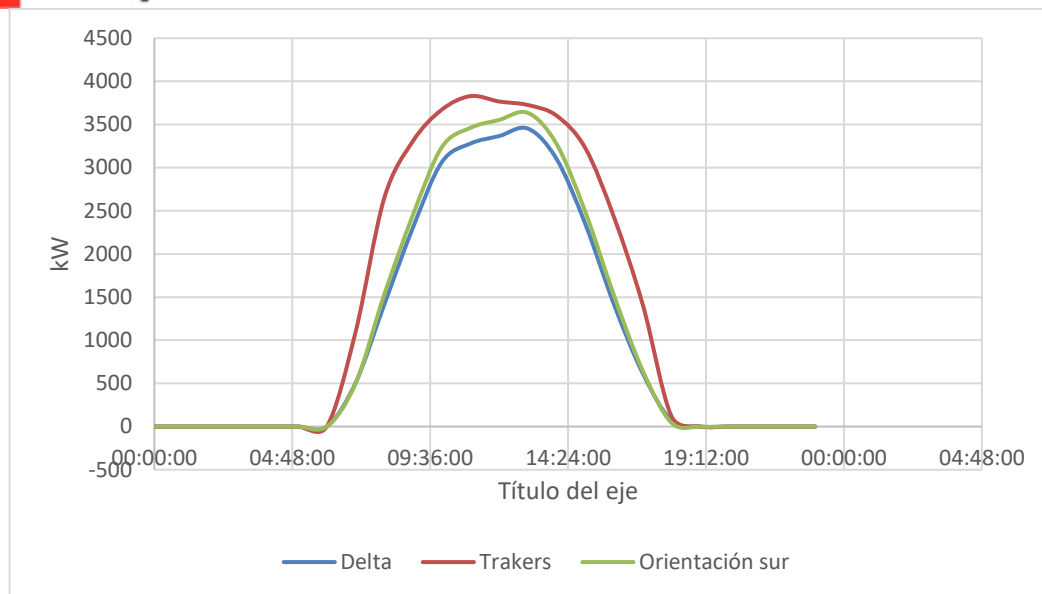
4.1.4 Análisis técnico económico

Se plantearán 12 escenarios con el objetivo de determinar la mejor opción, considerando el costo y el beneficio del parque solar.

La Tabla 5 presenta una comparativa entre distintas configuraciones de sistemas fotovoltaicos onshore, considerando tres tipos de estructuras: Delta-Wing, con seguimiento solar (trackers) y orientadas al sur. Se evalúan distintas combinaciones de marcas de paneles (Jinko y Trina) e inversores (Huawei y Sungrow), bajo un criterio técnico-económico y con la restricción del espacio disponible para la instalación como principal limitante.

Onshore Estructura / Panel / Inversor	Potencia del panel [W]	Número de paneles	Potencia total de paneles [kW]	Potencia de inversor [kW]	Número de inversores	Potencia total de inversor [W]	Producción del Sistema [MWh/año]	Producción específica [kWh/kWp/año]	Proporción de rendimiento	Producción normalizada [kWh/kWp/día]	Área de ocupación [m ²]	Costo Instalación [USD/kWp]	Costo Total Instalación [USD/kWp]
Delta / Jinko / Sungrow	585	6.625	3.876	350	10	3.500	6.142	1.581	0,800	4,33	28.303	\$ 45	\$ 174.403
Delta / Jinko / Huawei	585	6.625	3.876	175	20	3.500	6.108	1.576	0,798	4,32	28.303	\$ 45	\$ 174.403
Delta / Trina / Sungrow	555	7.000	3.885	350	10	3.500	6.141	1.581	0,800	4,33	29.718	\$ 45	\$ 174.825
Delta / Trina / Huawei	555	7.000	3.885	175	20	3.500	6.102	1.571	0,795	4,30	29.718	\$ 45	\$ 174.825
Trackers / Jinko / Sungrow	585	6.625	3.876	350	10	3.500	7.621	1.966	0,799	5,39	45.060	\$ 100	\$ 387.563
Trackers / Jinko / Huawei	585	6.625	3.876	175	20	3.500	7.544	1.947	0,791	5,33	45.060	\$ 100	\$ 387.563
Trackers / Trina / Sungrow	555	7.000	3.885	350	10	3.500	7.596	1.955	0,794	5,36	46.771	\$ 100	\$ 388.500
Trackers / Trina / Huawei	555	7.000	3.885	175	20	3.500	7.558	1.945	0,790	5,33	46.771	\$ 100	\$ 388.500
Orientado al Sur / Jinko - Sungrow	585	6.625	3.876	350	10	3.500	6.385	1.641	0,802	4,50	34.202	\$ 30	\$ 116.269
Orientado al Sur / Jinko - Huawei	585	6.625	3.876	175	20	3.500	6.342	1.630	0,796	4,47	34.202	\$ 30	\$ 116.269
Orientado al Sur / Trina - Sungrow	555	7.000	3.885	350	10	3.500	6.357	1.636	0,799	4,48	35.888	\$ 30	\$ 116.550
Orientado al Sur / Trina - Huawei	555	7.000	3.885	175	20	3.500	6.324	1.628	0,795	4,46	35.888	\$ 30	\$ 116.550

Tabla 5 Análisis técnico económico



Grafica 4 Producción horaria de paneles solares con estructuras delta, trackers y fija

Máxima producción:

- 7.621 MWh/año → Trackers / Jinko / Sungrow
- 7.596 MWh/año → Trackers / Trina / Sungrow
- Estas configuraciones con seguimiento solar muestran el mejor rendimiento absoluto del sistema, aprovechando al máximo la radiación solar disponible durante el día.

Producción media orientadas al sur:

- 6.385 MWh/año → Trackers / Jinko / Sungrow
- 6.357 MWh/año → Trackers / Trina / Sungrow
- A pesar de ocupar más espacio que Delta-Wing, tiene producciones muy similares a la configuración delta con orientación este-oeste.

Producción más baja (estructuras Delta-Wing):

- 6.142 MWh/año → Trackers / Jinko / Sungrow
- 6.133 MWh/año → Trackers / Trina / Sungrow
- A pesar de que las configuraciones con estructura tipo Delta presentan una producción anual de energía ligeramente inferior en comparación con las configuraciones fijas orientadas al sur, la diferencia no resulta significativa desde el punto de vista energético. Por ejemplo, la producción del sistema Delta con paneles Trina alcanza 6.133 MWh/año, mientras que la configuración orientada al sur con el mismo panel produce 6.355 MWh/año, lo que representa apenas un incremento del 3,2 %.
- Esta diferencia es marginal si se considera que la estructura Delta ocupa considerablemente menos espacio y permite un diseño más compacto, lo cual es especialmente relevante cuando la superficie disponible del emplazamiento es limitada.

Área de ocupación

- Las estructuras Delta-Wing destacan por su baja ocupación de terreno: entre 28.303 y 29.718 m², siendo las más compactas del análisis.
- En contraste, los sistemas con trackers requieren entre 45.060 y 46.771 m², lo cual los hace inviables si el espacio es limitado.
- Las estructuras orientadas al sur se sitúan en un punto medio con áreas de entre 34.022 y 35.888 m².

Costos

- Las soluciones más económicas en términos de costo total de instalación corresponden a las configuraciones orientadas al sur, con valores alrededor de 116.000 USD.
- Los sistemas con trackers son los más costosos, superando los 387.000 USD, debido a la tecnología de seguimiento y mayor complejidad de montaje.
- Las configuraciones Delta-Wing se sitúan en un punto intermedio, con un costo total de instalación aproximado de 174.000 USD.

La isla de San Andrés presenta una disponibilidad de terreno bastante limitada. Aunque el emplazamiento onshore seleccionado no posee restricciones ambientales, la superficie disponible no es suficiente para instalar un parque solar de gran envergadura.

Aunque las configuraciones con seguimiento solar ofrecen una mayor producción energética anual, su elevado requerimiento de espacio y alto costo de instalación las descartan como opción viable bajo las condiciones del sitio. Por otro lado, las estructuras orientadas al sur son más económicas, pero presentan menor producción y ocupan una superficie superior a la disponible.

La configuración con paneles Trina, estructura tipo Delta-Wing con inversores Sungrow logra un equilibrio óptimo entre rendimiento, área ocupada y costos. A pesar de no ser la opción más económica en términos absolutos, maximiza la producción energética dentro del espacio disponible, por lo que se concluye que es la alternativa más adecuada para el emplazamiento analizado.

4.2 Energía eléctrica bruta producida.

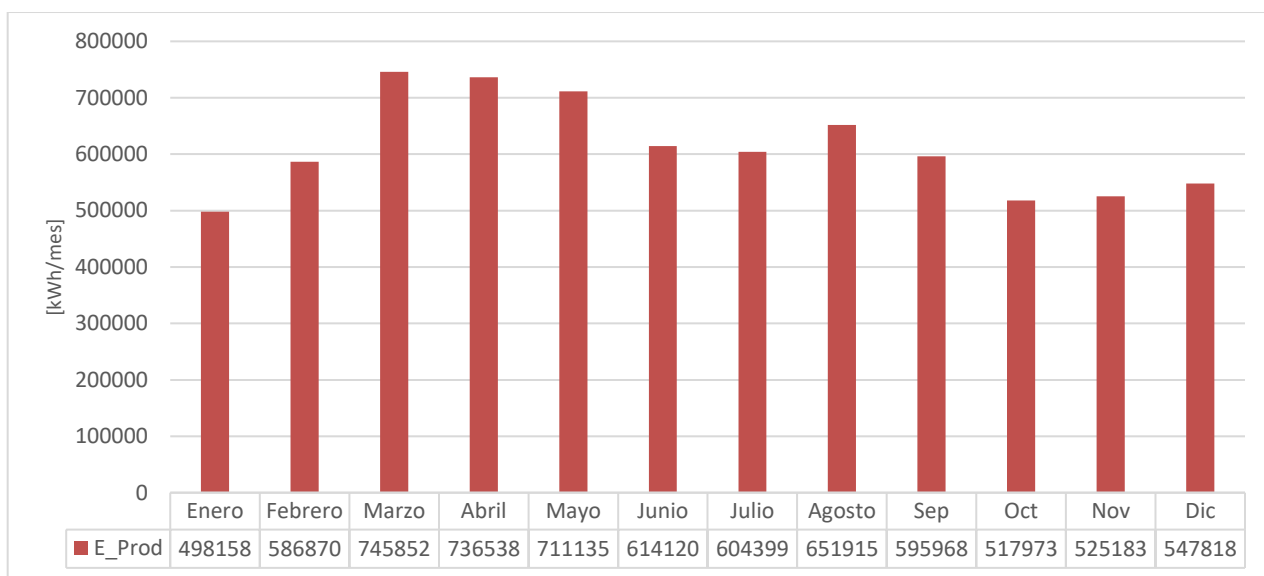
La energía bruta generada por la planta solar se estima sin considerar los distintos factores que afectan negativamente su rendimiento real. Este cálculo se basa únicamente en condiciones ideales, considerando aspectos como la irradiancia solar disponible, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos y la configuración del sistema.

Este dato sirve para comparar las diferentes alternativas propuestas, estimación base de energía producida y permite dimensionar el sistema de acuerdo con la demanda energética esperada.

La Grafica 5 presenta la energía mensual generada (E_{Prod}) por la planta solar a lo largo de un año:

- La máxima producción bruta se presenta en marzo y abril son los meses con mayor generación (>735.000 kWh), esto suele coincidir con buena irradiación solar y temperaturas no tan altas (lo cual es bueno para la eficiencia de los paneles).

- La producción bruta mínima se genera en enero (498.158 kWh) y octubre (517.973 kWh) muestran los niveles más bajos. En enero, es común por menor irradiación solar que se presenta en el emplazamiento.
- En general, hay una clara tendencia estacional, mayor producción en épocas de verano y reducción en épocas de lluvias.



Grafica 5 Producción neta de la planta solar

4.3 Escenario de pérdidas eléctricas.

El Performance Ratio (PR) es un indicador clave del rendimiento energético de una planta fotovoltaica que muestra cuánto influye el entorno real en la reducción de la producción eléctrica.

Este valor independiente del tamaño o ubicación de la instalación compara la energía generada con la que se habría producido en condiciones ideales. Factores como la temperatura, pérdidas en cables, desajustes entre módulos, suciedad, eficiencia del inversor y del transformador, así como errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, afectan directamente el PR, cuyo valor típico oscila entre el 75 % y el 80 % (UE, 2024).

- **Desviación en los valores de irradiación del emplazamiento**

La estimación de la irradiación solar en un sitio específico se basa en datos de estaciones meteorológicas o satelitales como PVGIS, NREL y NASA, las cuales pueden tener un margen de error aproximado del 4 %. Para mejorar la precisión, se recomienda promediar varias fuentes como estimación inicial e instalar una estación de medición solar en el lugar. Aunque este factor no representa una pérdida energética real, sí afecta la estimación de la energía que puede generar el Sistema (UE, 2024).

- **Sombreado**

Las sombras, aunque afecten solo una parte del panel, pueden reducir significativamente su rendimiento al interrumpir el flujo de energía en la serie de células, lo que puede causar puntos

calientes y dañar el módulo si no se usan diodos de bypass. Para prevenirlo, se debe asegurar una separación adecuada entre los paneles y posibles fuentes de sombra. El cálculo de las pérdidas por sombreado se basa en identificar los objetos que proyectan sombra y superponer su contorno en un gráfico con las trayectorias solares anuales, permitiendo estimar la reducción en la captación de radiación (UE, 2024).

En este caso, se proyectaron los objetos cercanos que pueden generar sombreado sobre los módulos fotovoltaicos como se observa en la Ilustración 7.

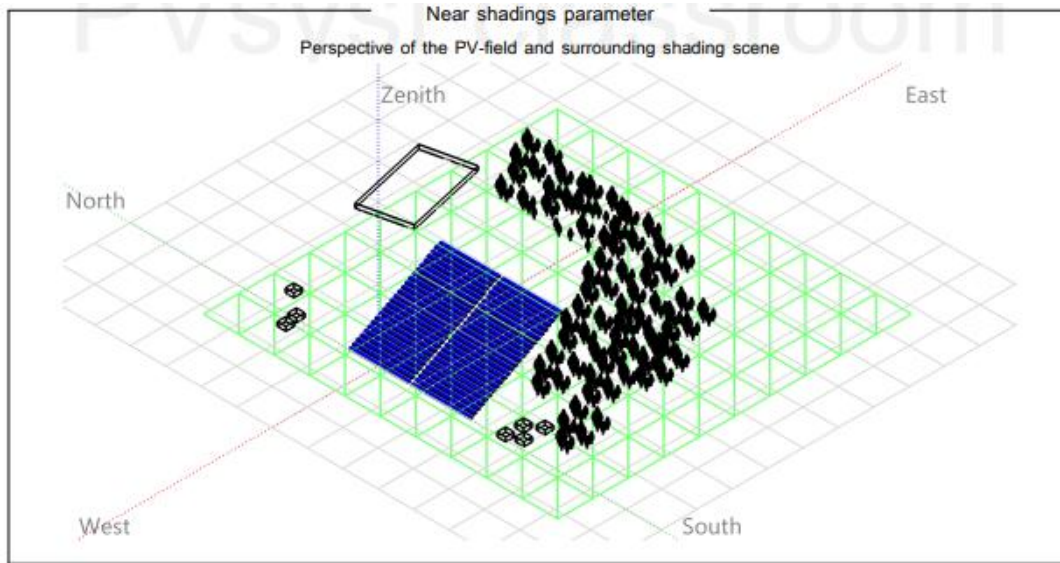


Ilustración 7. Simulación 3D de sombras. (PVSYST, 2025)

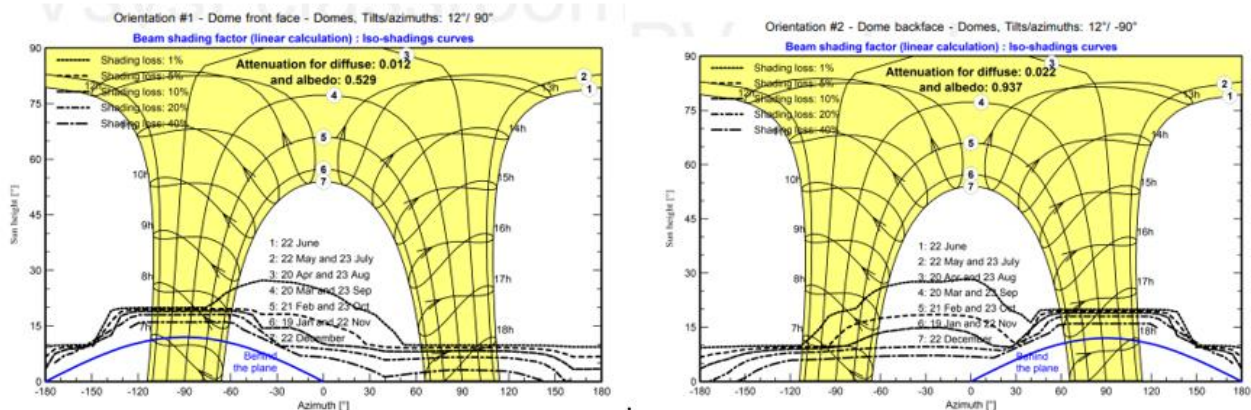


Ilustración 8. Perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del Sol (PVSYST, 2025)

- **Polvo o suciedad en el panel**

La acumulación de polvo y suciedad en los módulos fotovoltaicos disminuye su capacidad de generación, ya que reduce tanto la corriente como la tensión producida. Si la suciedad se concentra en zonas específicas, puede provocar pérdidas adicionales por desajustes entre células. En general, si no llueve en un mes, las pérdidas pueden llegar al 2 %, mientras que, tras una lluvia, estas se reducen hasta aproximadamente un 0,5 % de acuerdo con (UE, 2024).

En este caso el sistema estima un 5,4% distribuido como se observa en la Ilustración 9:

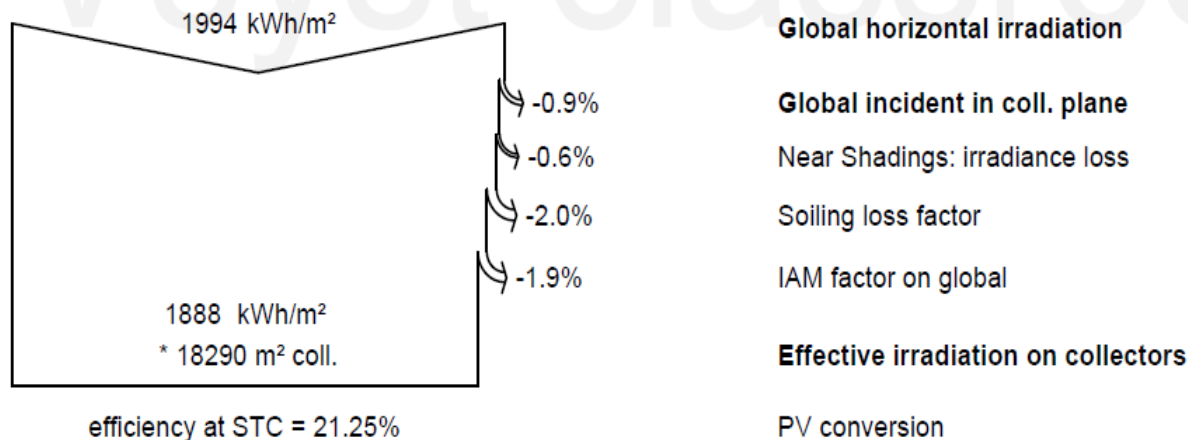


Ilustración 9. Pérdidas por valores en la irradiación (PVSYST, 2025)

- **Pérdidas por temperatura en los módulos fotovoltaicos**

La potencia máxima de un panel solar se determina bajo condiciones estándar de laboratorio, con una temperatura de 25 °C y una irradiancia de 1.000 W/m². Por cada grado centígrado que aumenta la temperatura, el panel fotovoltaico reduce su rendimiento en aproximadamente un 0,5 % según (UE, 2024).

- **Dispersión de parámetros durante la conexión del campo fotovoltaico (*mismatch*)**

Las pérdidas por desacople o *mismatch* en sistemas fotovoltaicos ocurren debido a variaciones en las curvas I-V de los módulos causadas por imperfecciones de fabricación. Al conectar módulos en serie o paralelo con diferentes corrientes o tensiones, el sistema se ve limitado por el módulo con el valor más bajo, lo que reduce la potencia total generada. Estas pérdidas suelen estimarse en torno al 3 %, considerando que las corrientes pueden variar ± 3 % entre módulos (UE, 2024).

- **Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia**

Dado que los módulos no presentan la misma corriente e intensidad de voltaje, la curva corriente-voltaje del string o rama se ve alterada. Esta alteración puede generar aparentes puntos de máxima potencia, que en realidad son máximos locales y no el máximo absoluto. Para abordar este problema, cada fabricante de inversores o reguladores MPPT emplea sus propios algoritmos o métodos para localizar el verdadero punto de máxima potencia de acuerdo con (UE, 2024).

- **Rendimiento del inversor**

La eficiencia de un inversor se expresa como la relación entre la potencia que entrega y la que recibe. Esta eficiencia varía en función de la potencia de entrada y del voltaje de operación, por lo que puede presentar distintos niveles de rendimiento según esas condiciones (UE, 2024).

- **Caída de tensión en el cableado**

Si los conductores no tienen una sección adecuada, se producirán caídas de tensión más elevadas, lo que implica también una pérdida de potencia. Para minimizar estas pérdidas, es fundamental dimensionar correctamente las secciones de los conductores, respetando lo establecido en los

reglamentos de baja y alta tensión. De acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión, la caída de tensión en un cable de baja tensión no debe superar el 1,5 % según (UE, 2024).

Análisis de las pérdidas arrojas por el sistema PVsyst Ilustración 10

- **Energía nominal del conjunto (con eficiencia STC) – 7335.9 MWh**

Este valor representa la energía teórica máxima que podrían generar los módulos fotovoltaicos si trabajaran en condiciones estándar (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5), considerando su eficiencia nominal de catálogo.

Es un punto de partida idealizado, sin tener en cuenta las pérdidas reales del sistema.

- **Energía a la salida de los módulos – 6298.1 MWh**

Es la energía que estaría disponible en el punto de máxima potencia (MPP), teniendo en cuenta pérdidas reales como: degradación de módulos, temperatura, dispersión entre módulos, caídas de tensión en cableado DC, pérdidas por desajustes entre strings.

Reducción respecto a la energía nominal: 7335.9 MWh → 6298.1 MWh = -14.1 %.

Esto muestra las pérdidas físicas en el campo fotovoltaico antes de la conversión a corriente alterna.

- **Energía disponible en la salida del inversor – 6234.1 MWh**

Es la energía disponible a la salida del inversor, es decir, ya convertida en corriente alterna (AC). Aquí se han restado las pérdidas internas del inversor: eficiencia de conversión, pérdidas por operación a carga parcial, consumo nocturno (si aplica).

Reducción respecto a la energía en la salida de los módulos: 6298.1 MWh → 6234.1 MWh = -1.0 %

Este pequeño porcentaje indica un inversor bastante eficiente.

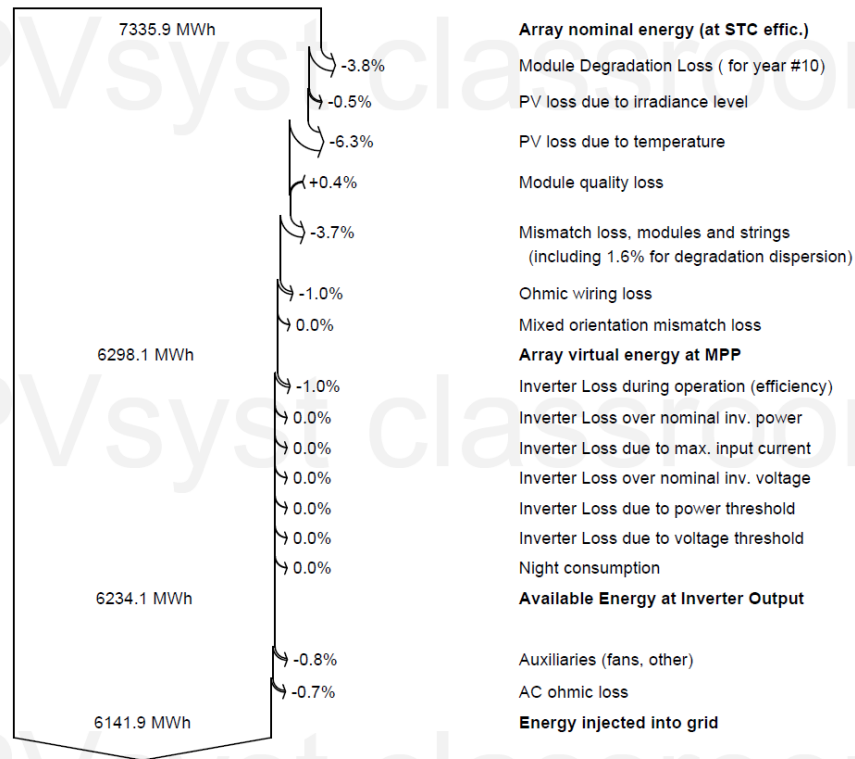


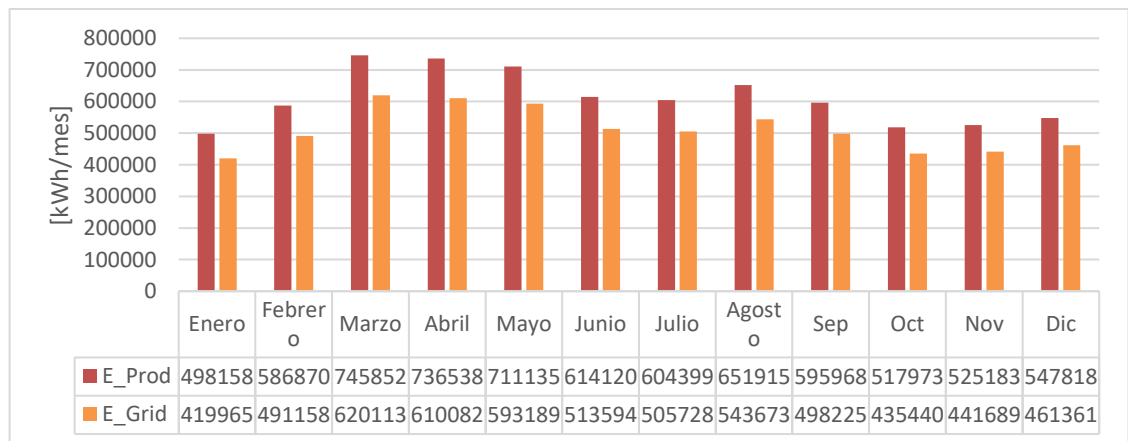
Ilustración 10. Pérdidas del sistema (PVSYST, 2025)

4.4 Energía eléctrica neta vertida a la Red.

Luego de aplicar todos los factores que afectan la producción de energía en el parque solar, se obtuvo un índice de rendimiento (PR) de aproximadamente 80%. Este valor indica que el sistema fotovoltaico está operando con una eficiencia razonable respecto a su potencial teórico, considerando condiciones reales de operación.

El valor final de la energía neta realmente exportada a la red es de 6141.9 MWh, después de considerar: consumos auxiliares (ventiladores, controles), pérdidas óhmicas en el lado AC.

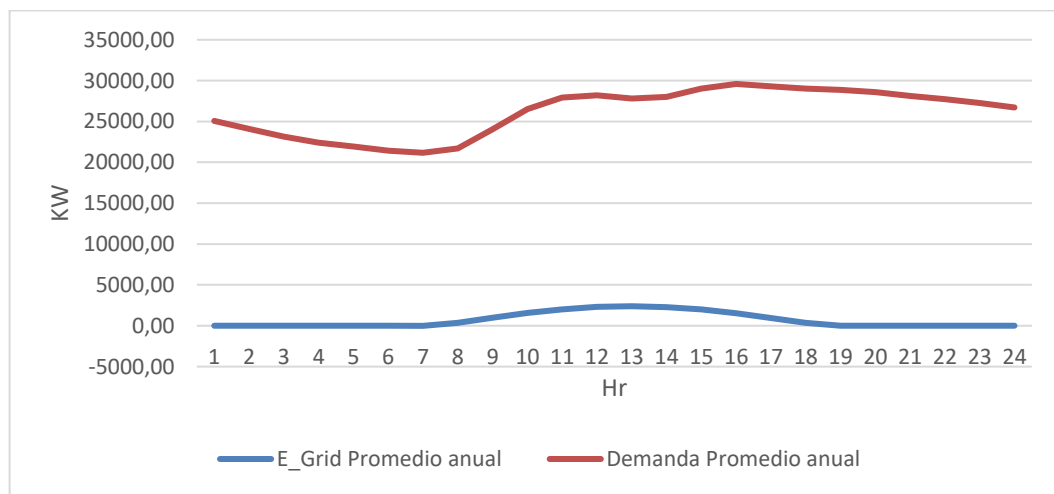
Reducción respecto a la salida del inversor: 6234.1 MWh → 6141.9 MWh = -1.5 %.



Gráfica 6 Energía Eléctrica vertida a la red vs Energía eléctrica producida

En la Grafica 7 se muestra la comparación entre la demanda promedio horaria anual (línea naranja) y la energía horaria promedio inyectada a la red por un sistema fotovoltaico (línea azul). Se observa que la generación solar comienza alrededor de las 7:00 y alcanza su punto máximo entre las 12:00 y las 14:00 horas, coincidiendo con las horas de mayor irradiación solar. Sin embargo, esta energía generada por el sistema fotovoltaico es significativamente menor que la demanda promedio a lo largo de todo el día, alcanzando un máximo de aproximadamente 2.391,62 kW frente a demandas superiores a 29.000 kW en horas pico.

Este desfase entre la curva de generación y la curva de demanda pone en evidencia que el sistema solar, aunque contribuye al suministro energético durante el día, no cubre por sí solo la demanda energética del sitio. En especial, durante las horas nocturnas (de 19:00 a 6:00), no hay inyección de energía solar a la red, lo cual refuerza la necesidad de contar con otras fuentes de respaldo o almacenamiento energético para cubrir la demanda en estos periodos.



Grafica 7 Demanda promedio diario mensual vs Energía Eléctrica vertida a la red diaria mensual

5 Configuración del sistema

- 7.000 módulos fotovoltaicos con orientación este-oeste de la marca Trina cada uno de 555Wp.
- 10 inversores de la marca Sungrow de 350kW c/u.
- 200 strings con 35 módulos c/u. Además, se verificarán los parámetros técnicos de corriente y voltaje de cada string tipo que será conectado a los MPPT de los inversores.
- La distancia entre filas de strings será de 3 metros, con el objetivo de facilitar las labores de mantenimiento. Esta separación también considera que, debido a la amplia extensión del campo solar, el acceso vehicular es indispensable para realizar tareas operativas y de inspección de manera eficiente.

A continuación, en la Tabla 6 se presentan los criterios técnicos para la correcta distribución entre la planta solar e inversores:

	V _{mín} MPPT	V _{mp} x Panel	N° mín paneles	
Mínimo paneles por MPPT	500	31,8	16	
	V _{máx} inversor	V _{oc} panel	N° máx paneles	
Máximo paneles por MPPT	1500	38,1	39	
	Rango de V _{mpp}	V _{mpp}	N° máx paneles recomendado	
Potencia máxima FV	500 -1500	31,8	35	
	V _{oc} (V) módulo	N° módulos en serie	V _{oc} (V) string	V _{máx} (V) Inversor
V _{oc_String} (V) < V _{máx_Inversor}	38,1	35	1333,5	1500
	I _{sc} (A) del módulo		I _{scmáx} (A) por MPPT de cada Inversor	
I _{sc_Panel} < I _{scmáx_Inversor}	18,56		60	
	I _{sc} (A) del módulo	N° de strings conectados a 1 inversor	I _{sc} total	I _{máx} (A) de entrada al inversor
I _{sc} total Strings < I _{máx_Inversor}	18,56	20	371,2	480
	I _{sc} (A) del módulo	N° de strings por MPPT	I _{sc} total	I _{máx} (A) de MPPT
I _{sc} total xMPPT < I _{máx_MPPT} de inversor	18,56	2	37,12	40

Tabla 6. Criterios distribución entre la planta solar e inversores

En la Ilustración 11 se puede observar el emplazamiento del sistema solar fotovoltaico con estructura en delta.



Ilustración 11. Emplazamiento onshore con estructura delta

6 Cajas de conexión

Las cajas string box o cajas de conexión de strings son componentes esenciales en los sistemas fotovoltaicos. Su función principal es agrupar y proteger las conexiones de varias cadenas de módulos solares (strings) antes de dirigir la energía hacia el inversor. Estas cajas permiten una gestión eficiente del sistema, facilitando el mantenimiento y mejorando la seguridad al incorporar protecciones como fusibles y dispositivos contra sobretensiones.

Para este proyecto se implementará la configuración 2 a 1, donde dos strings se conectan a una sola entrada de la caja y se combinan en una salida hacia el inversor, se busca no exceder la corriente máxima permitida por cada MPPT del inversor. Esta disposición asegura que la corriente combinada de los strings se mantenga dentro de los límites operativos del inversor, evitando sobrecargas y posibles daños al equipo.

Además, las cajas string box suelen estar equipadas con dispositivos de protección contra sobretensiones y seccionadores, (CR Technology Systems, 2021).

7 Cableado y protecciones

La Ilustración 12 muestra los distintos tramos de cableado que deben ser calculados en el parque solar fotovoltaico, los cuales son los siguientes:

1. Cableado desde el módulo más lejano hasta caja de conexiones
2. Cableados desde caja de conexiones hasta inversores
3. Cableado desde inversores hasta transformador BT/MT
4. Cableado desde transformador BT/MT hasta subestación del punto de conexión

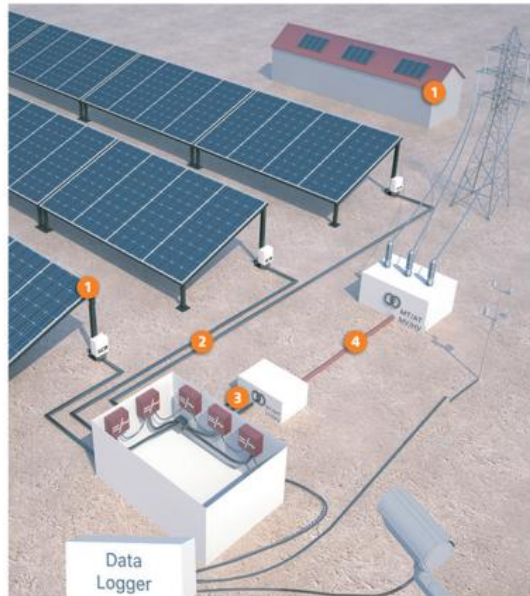


Ilustración 12. Distribución de cableado de la planta solar (Prysmian Group, 2020)

Por otro lado, los módulos fotovoltaicos se conectarán en disposición zigzag con el objetivo de optimizar al máximo el uso del cableado incorporado en cada panel.

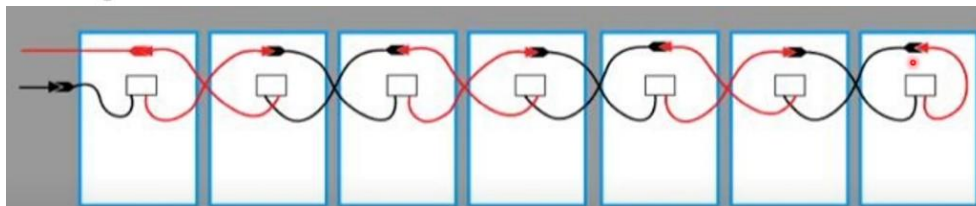


Ilustración 13. Conexión zigzag entre paneles solares (Borja - Academia Energía Solar, 2021)

La siguiente fórmula puede adaptarse para estimar la sección de cableado en corriente continua (DC) en sistemas fotovoltaicos, ya que en DC no se maneja ángulo de desfase y por tanto se asume un factor de potencia ($\cos \varphi$) igual a 1.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot \Delta U}$$

Donde:

S: Sección del conductor en mm^2 → Es el área del cable necesario para transportar la corriente sin exceder la caída de tensión permitida.

L: Longitud del circuito en metros → En DC debe considerarse el doble del trayecto (ida y vuelta).

I: Intensidad de corriente en amperios (A) → I_{sc} de los módulos o string del sistema fotovoltaico.

γ (gamma): Conductividad del material conductor en $\text{m} / (\Omega \cdot \text{mm}^2)$. 47,6 para cobre es @ 70°

ΔU : Caída de tensión máxima admisible (en voltios) → Se asumirá el 1,5% de la tensión nominal del sistema.

7.1 Cálculo de cableado en baja tensión en DC por string, desde la caja de conexión (string box) hasta el módulo más lejano

Este cálculo tiene como objetivo dimensionar adecuadamente la sección del conductor en corriente continua (DC) que conecta cada string de módulos fotovoltaicos con la caja de conexión. Se considera la distancia hasta el módulo más lejano del string, ya que es el tramo con mayor caída de tensión. El diseño debe garantizar una pérdida de voltaje dentro de los límites normativos y asegurar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema.

ρ Cobre (CU)	47,6	Caída de Tensión $\Delta V \text{ FASE-NEUTRO} = 2 \cdot L \cdot I / (\rho(\text{CU}) \cdot S_{cc})$ $\Delta V \text{ FASE-NEUTRO}$ 19,73 V	
ρ Aluminio (AL)	29		
Longitud cable m	80	% Caída de Tensión FASE-NEUTRO $= (\Delta V / V_r) \cdot K$ % CT FASE-NEUTR 1,5 %	
I_{sc} (A)	18,56		
corrección por agrupamiento	0,85	Selección cable mm^2 $S_{cc} \text{ mm}^2 \geq (2 \cdot L \cdot I_{MAX}) / (\rho(\text{CU}) \cdot \Delta V \%)$ $S_{cc} \text{ mm}^2 =$ 3,95 mm^2	
corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93		
I_{sc} (A) Corregida	23,48		
K CONSTANTE	2		
Voc Panel (V)	38,1		
Voc Total (V)	1334		
# DE PANELES SERIE	35		
$\Delta V = 1,5\% (V_{mp} \text{ total})$ (V)	20,0		
Sección Transversal mm^2	4,00		

Tabla 7. Cálculo cableado strings

Protección:

Se dimensionará el fusible por cada string. En este caso se tomará la corriente de corto circuito y se le aplicará un factor de 1,4.

$$I_{SC} \cdot 1.4 = 118.56 \cdot 1.4 = 25.94$$

El fusible inmediatamente superior es de 30A @ 1500VDC

7.2 Cálculo de cableado en baja tensión en DC desde la caja de conexión (string box) hasta el inversor. A la caja de conexión entran 2 string

En este cálculo se determina la sección adecuada del cableado en corriente continua (DC) que conecta la caja de conexión a cada inversor bajo tubo y enterrado. Dado que a la caja ingresan dos strings y luego sale un circuito a cada MPPT, la corriente a considerar será la suma de ambas. Es fundamental dimensionar correctamente este tramo para minimizar las pérdidas por caída de tensión y asegurar un transporte eficiente de la energía generada hacia el inversor. Es de anotar que, en general por cada inversor se conectarían 20 strings distribuidos en 10 MPPTs.

STRINGS INVERSOR 1		STRINGS INVERSOR 2	
ρ Cobre (CU)	47,6	ρ Cobre (CU)	47,6
ρ Aluminio (AL)	29	ρ Aluminio (AL)	29
Longitud cable m	210	Longitud cable m	195
Isc (A)	37,12	Isc (A)	37,12
corrección por agrupamiento	0,80	corrección por agrupamiento	0,8
corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93	corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93
Isc (A) Corregida	49,89	Isc (A) Corregida	49,89
K CONSTANTE	2	K CONSTANTE	2
Voc Panel (V)	38,1	Voc Panel (V)	38,1
Voc Total (V)	1334	Voc Total (V)	1334
# DE PANELES SERIE	35	# DE PANELES SERIE	35
ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0	ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0
Sección Transversal mm²	25,00	Sección Transversal mm²	25,00
Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 17,61 \text{ V}$		Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 16,35 \text{ V}$	
% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,3 \%$		% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,2 \%$	
Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 22,01 \text{ mm}^2$		Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 20,44 \text{ mm}^2$	
STRINGS INVERSOR 3		STRINGS INVERSOR 4	
ρ Cobre (CU)	47,6	ρ Cobre (CU)	47,6
ρ Aluminio (AL)	29	ρ Aluminio (AL)	29
Longitud cable m	180	Longitud cable m	165
Isc (A)	37,12	Isc (A)	37,12
corrección por agrupamiento	0,8	corrección por agrupamiento	0,8
corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93	corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93
Isc (A) Corregida	49,89	Isc (A) Corregida	49,89
K CONSTANTE	2	K CONSTANTE	2
Voc Panel (V)	38,1	Voc Panel (V)	38,1
Voc Total (V)	1334	Voc Total (V)	1334
# DE PANELES SERIE	35	# DE PANELES SERIE	35
ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0	ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0
Sección Transversal mm²	25,00	Sección Transversal mm²	25,00
Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 15,09 \text{ V}$		Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 13,84 \text{ V}$	
% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,1 \%$		% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,0 \%$	
Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 18,86 \text{ mm}^2$		Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 17,29 \text{ mm}^2$	
STRINGS INVERSOR 5		STRINGS INVERSOR 6	
ρ Cobre (CU)	47,6	ρ Cobre (CU)	47,6
ρ Aluminio (AL)	29	ρ Aluminio (AL)	29
Longitud cable m	150	Longitud cable m	135
Isc (A)	37,12	Isc (A)	37,12
corrección por agrupamiento	0,8	corrección por agrupamiento	0,8
corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93	corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93
Isc (A) Corregida	49,89	Isc (A) Corregida	49,89
K CONSTANTE	2	K CONSTANTE	2
Voc Panel (V)	38,1	Voc Panel (V)	38,1
Voc Total (V)	1334	Voc Total (V)	1334
# DE PANELES SERIE	35	# DE PANELES SERIE	35
ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0	ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0
Sección Transversal mm²	16,00	Sección Transversal mm²	16,00
Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 19,65 \text{ V}$		Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 17,69 \text{ V}$	
% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,5 \%$		% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,3 \%$	
Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 15,72 \text{ mm}^2$		Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 14,15 \text{ mm}^2$	
STRINGS INVERSOR 7		STRINGS INVERSOR 8	
ρ Cobre (CU)	47,6	ρ Cobre (CU)	47,6
ρ Aluminio (AL)	29	ρ Aluminio (AL)	29
Longitud cable m	120	Longitud cable m	105
Isc (A)	37,12	Isc (A)	37,12
corrección por agrupamiento	0,8	corrección por agrupamiento	0,8
corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93	corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93
Isc (A) Corregida	49,89	Isc (A) Corregida	49,89
K CONSTANTE	2	K CONSTANTE	2
Voc Panel (V)	38,1	Voc Panel (V)	38,1
Voc Total (V)	1334	Voc Total (V)	1334
# DE PANELES SERIE	35	# DE PANELES SERIE	35
ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0	ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0
Sección Transversal mm²	16,00	Sección Transversal mm²	16,00
Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 15,72 \text{ V}$		Caída de Tensión $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 2 * L * I / \rho(CU) * Sec$ $\Delta V_{FASE-NEUTRO} = 13,76 \text{ V}$	
% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,2 \%$		% Caída de Tensión FASE-NEUTRO = (ΔV/Vr)*K $\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,0 \%$	
Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 12,58 \text{ mm}^2$		Selección cable mm² $Sec \text{ mm}^2 \geq (2 * L * I_{MAX}) / (\rho(CU) * \Delta V \%)$ $Sec \text{ mm}^2 = 11,00 \text{ mm}^2$	

STRINGS INVERSOR 9		STRINGS INVERSOR 10	
ρ Cobre (CU)	47,6	ρ Cobre (CU)	47,6
ρ Aluminio (AL)	29	ρ Aluminio (AL)	29
Longitud cable m	90	Longitud cable m	75
Isc (A)	37,12	Isc (A)	37,12
corrección por agrupamiento	0,8	corrección por agrupamiento	0,8
corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93	corrección por temperatura del terreno 30°C	0,93
Isc (A) Corregida	49,89	Isc (A) Corregida	49,89
K CONSTANTE	2	K CONSTANTE	2
Voc Panel (V)	38,1	Voc Panel (V)	38,1
Voc Total (V)	1334	Voc Total (V)	1334
# DE PANELES SERIE	35	# DE PANELES SERIE	35
ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0	ΔV = 1,5%(Vmp total) (V)	20,0
Sección Transversal mm²	10,00	Sección Transversal mm²	10,00

Cálculo para Inversor 9		Cálculo para Inversor 10	
Cálculo de Tensión		Cálculo de Tensión	
$\Delta V \text{ FASE-NEUTRO} = 2 \cdot L \cdot I / (\rho(CU) \cdot Sec)$		$\Delta V \text{ FASE-NEUTRO} = 2 \cdot L \cdot I / (\rho(CU) \cdot Sec)$	
$\Delta V \text{ FASE-NEUTRO} = 18,87 \text{ V}$		$\Delta V \text{ FASE-NEUTRO} = 15,72 \text{ V}$	
% Caída de Tensión FASE-NEUTRO		% Caída de Tensión FASE-NEUTRO	
$\% \text{ Caída de Tensión FASE-NEUTRO} = (\Delta V / V_r) \cdot K$		$\% \text{ Caída de Tensión FASE-NEUTRO} = (\Delta V / V_r) \cdot K$	
$\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,4 \%$		$\% \text{ CT FASE-NEUTR} = 1,2 \%$	
Selección cable mm²		Selección cable mm²	
$Sec \text{ mm}^2 \geq (2 \cdot L \cdot I_{MAX}) / (\rho(CU) \cdot \Delta V \%)$		$Sec \text{ mm}^2 \geq (2 \cdot L \cdot I_{MAX}) / (\rho(CU) \cdot \Delta V \%)$	
$Sec \text{ mm}^2 = 9,43 \text{ mm}^2$		$Sec \text{ mm}^2 = 7,86 \text{ mm}^2$	

Tabla 8. Cálculo cableado caja de conexión - Inversores

Protección:

Se dimensionará el fusible general para la caja acordonada para recibir 2 string. Se tomará la corriente de corto circuito y se le aplicará un factor de 1,4:

$$2 \cdot I_{SC} \cdot 1,4 = 2 \cdot 18,56 \cdot 1,4 = 51,9A$$

El fusible inmediatamente superior es de 60A @ 1500VDC

7.3 Cálculo de cableado en baja tensión en AC desde cada inversor hasta transformador

Este cálculo consiste en dimensionar la sección del cableado en corriente alterna (AC) que conecta los inversores al transformador de elevación bajo tubo y enterrado. Se toma en cuenta la potencia activa suministrada por los inversores, la distancia al transformador, el tipo de instalación, y los factores de corrección por temperatura y agrupamiento. El objetivo es garantizar una caída de tensión aceptable y una operación segura y eficiente del sistema.

Para esta zona y teniendo en cuenta que la sección supera los 120mm², se tendrá en cuenta la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot (\Delta U - 1,732 \cdot 10^{-3} \cdot X \cdot L \cdot I \cdot \sin \varphi)}$$

Donde:

S: Sección del conductor (en mm²).

L: Longitud del conductor (en metros).

I: Corriente que circula por el conductor (en amperios).

cos(φ): Factor de potencia.

γ (gamma): Conductividad eléctrica del material del conductor (en m / (Ω·mm²)).

ΔU: Caída de tensión máxima admisible (en voltios).

X: Reactancia inductiva del conductor (en Ω/km).

sen(φ): Seno del ángulo de desfase entre corriente y tensión, complementario al cos(φ).

Datos iniciales:

- Potencia: 350 kW

- Tensión: 800 V

- Corriente nominal (I): 254 A

- Longitud del trayecto (L): 10 m
- Factor de potencia ($\cos\phi$): 0,99
- Caída de tensión máxima (ΔU): 1,5% de 800 V = 12 V
- Conductividad del cobre (γ): 47,6 m/(($\Omega \cdot \text{mm}^2$) @ 70°
- Reactancia inductiva (X): 0.08 Ω/km = 0,00008 Ω/m

Factores de Corrección:

- Factor por temperatura ambiente (PVC): 0,93
- Factor por aglomeración (tubería PVC): 0,85
- Factor total: $0,93 \times 0,85 = 0,7905$

$$I_{\text{corregida}} = 254 / 0,7905 \approx 321,3 \text{ A}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 321,3 \cdot 0,99}{47,6 \cdot (12 - 0,0000627)} \approx 9,64 \text{ mm}^2$$

Aunque el cálculo por caída de tensión da una sección de aproximadamente 10 mm², se debe dimensionar el cable por capacidad de corriente (321 A), lo que implica:

Sección mínima: 1x400 mm² - 350A

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA

SECCIÓN CROSS- SECTION	DIÁMETRO CONDUCTOR* CONDUCTOR DIAMETER*	ESPESOR DE AISLAM. INSULATION THICKNESS	Ø NOM. AISLAM. INSULATION	DIÁMETRO EXTERIOR* OUTER DIAMETER*	RADIO DE CURVATURA BENDING RADIUS	PESO APROX. WEIGHT APPROX.	INTENSIDAD DE CORRIENTE AL AIRE** (2) PERMISSIBLE CURRENT** IN AIR (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (2) PERMISSIBLE CURRENT DIRECT BURIAL** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE BAJO TUBO Y ENTERRADO** (3) PERMISSIBLE CURRENT IN CONDUIT AND BURIED** (3)		RESIS- TENCIA DEL COND. COND. RESISTANCE	MÁXIMA CAÍDA DE TENSION cc MAS MAX. VOLTAGE DROP dc (90 °C)
							2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]		
[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]							[Ω/km]	[V/(A.km)]
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1 x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

Tabla 9. Tabla selección de cable inversor – transformador (Prysmian Group, 2020)

Protección:

Se dimensionará una protección termomagnética aplicando un factor de 1,25A a la corriente máxima de salida en cada inversor:

$$I_{\text{max}} \cdot 1,25 = 254\text{A} \cdot 1,25 = 317,5\text{A}$$

La protección termomagnética inmediatamente superior es de 350A @ 1000VAC

7.4 Cálculo de cableado en media tensión en AC desde el transformador hasta la subestación del punto de conexión

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot (\Delta U - 1.732 \cdot 10^{-3} \cdot X \cdot L \cdot I \cdot \sin \varphi)}$$

Potencia (P): 3500 kW

Voltaje (V): 34,5 kV

Factor de potencia (cosφ): 0,99

Seno del ángulo (senφ): ≈ 0,141

Longitud (L): 500 m

Caída de tensión permisible (ΔU): 5% = 1.725 V

Conductividad eléctrica del aluminio (γ): 37,5 m/(Ω·mm²)

Reactancia del cable (X): 0,1 Ω/km = 0,0001 Ω/m

Factor de corrección por temperatura a 30°C: 0,93

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{3500000}{\sqrt{3} \cdot 34500 \cdot 0.99} \approx 59.2A$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 59.2 \cdot 0.99}{37.5 \cdot (1.725 - 1.732 \cdot 10^{-3} \cdot 0.001 \cdot 500 \cdot 59.2 \cdot 0.141)} \approx 0.787mm^2$$

El resultado teórico obtenido es una sección muy pequeña debido a la baja corriente en media tensión. Sin embargo, en la práctica se selecciona una sección mínima comercial que de acuerdo con la Tabla 10 es de 53 mm².

Calibre Size	Nombre clave Code Name	N° Hilos Strands	ACSR				Masa total Total Weight kg/km	Capacidad de corriente* Ampacity A	Corriente de corto circuito** Short circuit current kA	Resistencia DC del conductor a 20°C Nominal DC Resistance at 20°C Ω/km
			Diámetro conductor Conductor Diameter mm	Espesor capa interna Inner layer Thickness mm	Espesor cubierta Covering Thickness mm	Diámetro exterior External Diameter mm				
1/0	Raven	6/1	9,3	4,45	3,18	26,5	702	254	5,8	0,523
2/0	Quail	6/1	10,4	4,45	3,18	27,7	793	290	7,3	0,416
3/0	Pigeon	6/1	11,7	4,45	3,18	29,0	906	331	9,2	0,329
4/0	Penguin	6/1	13,1	4,45	3,18	30,6	935	377	11,6	0,261
266,8	Waxwing	18/1	14,2	4,45	3,18	31,7	1048	471	13,2	0,212
266,8	Partridge	26/7	15,8	4,45	3,18	32,5	1159	480	13,2	0,213
336,4	Merlin	18/1	16,0	4,45	3,18	33,5	1212	543	16,7	0,168
397,5	Chickadee	18/1	17,3	4,45	3,18	35,0	1351	605	19,7	0,143
477	Pelican	18/1	19,0	4,45	3,18	36,8	1533	678	23,6	0,119

Tabla 10. Tabla selección de cable transformador – subestación punto de conexión (Prysmian Group, 2022)

8 Transformador

Para el parque solar se empleará un transformador tipo pedestal con capacidad de 3,5 MW, diseñado específicamente para sistemas fotovoltaicos. Este transformador es de alta eficiencia, con bajas pérdidas en el núcleo y los devanados, y puede contar con uno o dos secundarios en baja tensión. Está equipado con sistemas de protección, seccionamiento y conectores premoldeados para

media tensión, adecuados para 200 A en series de 15 kV y 34,5 kV, con una capacidad de operación de hasta 4,4 MVA.

Gracias al uso de un medidor bidireccional, el transformador puede operar en dos sentidos:

- Como reductor (AT/BT) cuando no hay generación fotovoltaica, tomando energía de la red en media tensión y transformándola a baja tensión para alimentar las cargas del sistema.
- Como elevador (BT/AT) durante la generación fotovoltaica, recibiendo energía en baja tensión del sistema solar y elevándola a media tensión para alimentar la red principal o entregar excedentes.

Este tipo de transformador es ideal para garantizar flexibilidad y eficiencia en sistemas de generación distribuida (TESLA Transformadores, 2025)

A continuación, se presenta un esquema del conexionado y protecciones de un transformador de la marca TESLA, ideal para este tipo de proyectos:

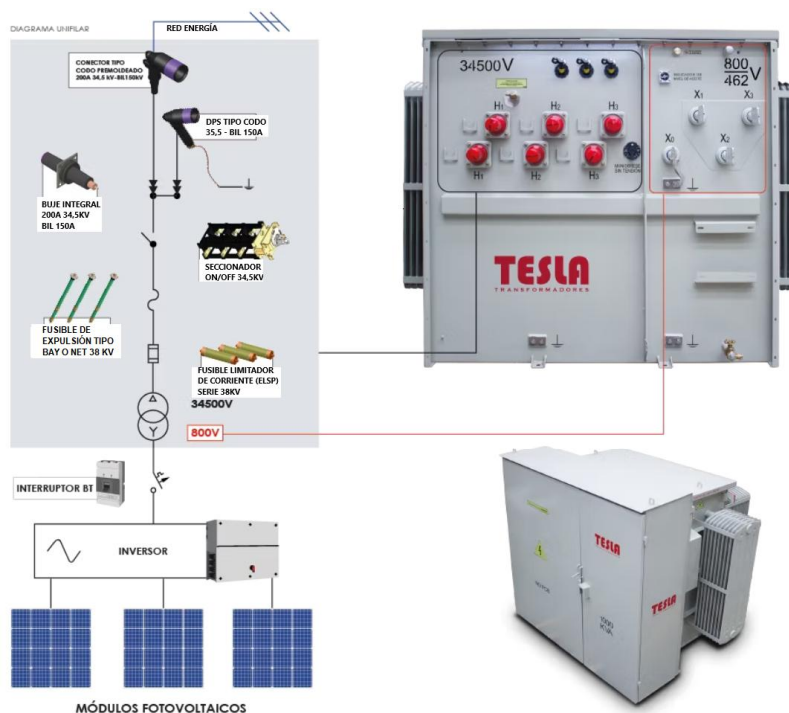


Ilustración 14. Conexión de transformador – red de distribución (TESLA Transformadores, 2025)

9 Conclusiones.

- La instalación de paneles solares onshore representa una solución robusta y económicamente viable para la generación de energía renovable. Aunque enfrenta desafíos relacionados con la disponibilidad del terreno y la variabilidad solar, sus ventajas en términos de accesibilidad, facilidad de mantenimiento y menor complejidad estructural la convierten en una opción atractiva para impulsar la transición energética. Con una adecuada planificación y estudios previos, los proyectos onshore pueden alcanzar altos niveles de eficiencia y contribuir significativamente a la diversificación de la matriz energética.

- El análisis técnico realizado sobre la planta solar fotovoltaica proyectada en la isla de San Andrés demuestra que, bajo condiciones climáticas favorables y con una configuración optimizada, es posible alcanzar un rendimiento energético competitivo. La selección de una estructura tipo Delta-Wing combinada con módulos Trina y inversores Sungrow permite maximizar la producción dentro de las limitaciones espaciales del emplazamiento onshore, logrando una generación bruta anual estimada de 7.335,9 MWh y una energía neta vertida a la red de 6.141,9 MWh.
- Con un Performance Ratio (PR) del 80%, el sistema evidencia un comportamiento eficiente, acorde con los estándares de plantas solares de mediana escala en climas tropicales. Asimismo, el estudio detallado de las pérdidas eléctricas como las asociadas a temperatura, sombreado, suciedad, mismatching y eficiencia del inversor permite validar la viabilidad técnica del diseño propuesto.
- En conjunto, los resultados obtenidos respaldan la implementación del sistema fotovoltaico como una alternativa sostenible y rentable para reducir la dependencia energética de la isla del diésel, y representan un paso importante hacia la diversificación de la matriz energética en zonas no interconectadas.

10 Bibliografía.

- Borja - Academia Energía Solar. (2021, October 24). *CONEXIÓN de PANELES EN SERIE *salto de rana** / *GRAN AHORRO* - YouTube. https://www.youtube.com/watch?v=xiG22kVh4CA&ab_channel=Borja-AcademiaEnerg%C3%ADaSolar
- Comisión Europea, J. R. C. (2024, August 2). *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)*. <https://Pvgis.Com/>.
- Coralina. (2012). *Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower*.
- CR Technology Systems. (2021, December 13). *String-box para sistemas fotovoltaicos*. https://www.crtsgroup.com/es/engineering_talks/parques-fotovoltaicos-de-las-aplicaciones-a-los-sistemas-de-automatizacion/string-box-para-sistemas-fotovoltaicos/
- Duque Montenegro, A., Galindo Rojas, A., Moreno Lopez, W., & Rosero Garcia, J. (2023). Viabilidad técnico-económica de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés. *Simposio Internacional Sobre La Calidad de La Energía Eléctrica - SICEL*. <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110043>
- IDEAM. (2025). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*. <https://www.ideam.gov.co/>
- Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt. (2021). *Vegetación de San Andrés y Providencia - Expedición Sea Flower Plus 2021*. https://ipt.biodiversidad.co/iavh/resource.do?r=rrbb_plantae_sanandres_2022&utm.com

- Google Earth. (2025). *Google Earth*. <https://earth.google.com/web>
- NASA. (2025, March 28). *NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources - The POWER Project*. <https://power.larc.nasa.gov/>
- NREL. (2025). *NSRDB*. <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>
- PVsyst. (2025). *NREL's National Solar Radiation Database (NSRD)*. <https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/import-meteo-data/nrels-national-solar-radiation-database-nsrd/index.html?h=nrel>
- Prysmian Group. (2020). *Cables y accesorios para instalaciones fotovoltaicas Cables and accessories for photovoltaic systems*. <https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2021/03/Ei-CatalCablesAccesoriosFotovoltaicos-alta.pdf>
- Prysmian Group. (2022). *Cables Cubiertos Tricapa 35kV*. <https://co-stage.prysmian.com/sites/co.prysmian.com/files/media/documents/FT-CUBIERTOS-TRICAPA-35k.pdf>
- PVsyst. (2025a). *Import TMY data from APIs*. <https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/geographical-sites/creation-of-a-new-site/import-tmy-data-from-apis.html>
- PVsyst. (2025b). *NASA-SSE satellite data - PVsyst documentation*. <https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/import-meteo-data/nasa-sse-satellite-data/index.html>
- PVsyst. (2025c). *Visualization/modification of an existing site*. <https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/geographical-sites/visualization-modification-of-an-existing-site.html?h=latitud>
- PVSYST (8.0.8). (2025). <https://www.pvsyst.com/>
- SGC. (2025, April 16). *Estudio semidetallado de suelos de las islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. https://catalogo.sgc.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=13639&shelfbrowse_itemnumber=13543&utm
- TESLA Transformadores. (2025). *Nacional de transformadores | Energía Solar*. <https://www.tesla.com.co/energiasolar>
- The Joint Research Centre. (2025). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- UE. (2024). *Energía solar fotovoltaica Tema 10. Criterios técnicos de diseño*.
- Wikipedia. (2025, March 30). *Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. https://es.wikipedia.org/wiki/Archipi%C3%A9lago_de_San_Andr%C3%A9s%2C_Providencia_y_Santa_Catalina?utm.com