



**Universidad
Europea**

TRABAJO FIN DE MÁSTER
SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO ON-GRID
DE 1,99 [MVA_p] EN EL
MUNICIPIO DE URIBIA, LA
GUAJIRA COLOMBIA

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

CURSO ACADÉMICO 2024-2025



UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS

RENOVABLES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON-GRID

DE 1,99 [MVAp] EN URIBIA - LA GUAJIRA,

COLOMBIA

Alumno: INGENIERO CAMILO JOSÉ SALAZAR AYALA

INGENIERO SERGIO NICOLAS CHAPARRO GIGLIO

COBUZIO

INGENIERO ALFREDO ALONSO GIL CUELLO

Director: INGENIERO AGUSTÍN ROMERAL DURO

03 DE OCTUBRE DE 2025

TÍTULO: SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON-GRID DE 1,99 [MVAp] EN URIBIA –
LA GUAJIRA, COLOMBIA.

AUTORES: CAMILO JOSÉ SALAZAR AYALA

SERGIO NICOLAS CHAPARRO GIGLIO COBUZIO

ALFREDO ALONSO GIL CUELLO

DIRECTOR DEL PROYECTO: AGUSTÍN ROMERAL DURO

FECHA: 03 de Octubre de 2025

Índice de contenido.

Capítulo 1	11
Introducción	11
1.1 Planteamiento del problema	13
1.2 Memoria	13
1.2.1 Objetivos del proyecto	13
1.2.2 Alcance	14
1.2.3 Antecedentes	15
1.2.4 Marco Teórico	15
1.2.5 Conceptos básicos	15
1.2.5.1 Fundamentos básicos de energía solar fotovoltaica	19
1.2.5.2 Coordenadas geográficas	19
1.2.5.3 Rotaciones de la Tierra	20
1.2.5.4 Coordenadas solares	21
1.2.5.5 Orientación del generador fotovoltaico	23
1.2.5.6 Radiación solar	24
1.2.5.7 Células solares	25
1.2.5.8 Semiconductores N & P	25
1.2.5.9 Bandas de energía	27
1.2.6 Generador Fotovoltaico On-Grid	27
1.2.7 Disposiciones legales y normativas aplicadas	28
1.2.7.1 Marco Legal	29
1.2.7.2 Marco regulatorio	29
1.2.7.3 Calidad técnica y seguridad eléctrica	30
1.2.7.4 Evaluación de Impacto Ambiental y Licencias ambientales	30
1.2.7.5 Procesos de Conexión y Comercialización	31
1.2.7.6 Pasos claves a considerar al momento de definir el Proyecto:	31
1.2.8 Detalles del emplazamiento	31
1.2.9 Clima de Uribia	33
1.2.10 El día solar en Uribia	34
1.2.11 Análisis para la determinación del emplazamiento	36
1.2.12 Estimación del recurso solar y energía esperada	37
1.2.13 Criterio y parámetros de diseño	40
1.2.13.1 Paneles solares	40
1.2.13.2 Construcción y materiales	40
1.2.13.3 Seguridad eléctrica en su operación	41
1.2.13.3.1 Parámetros eléctricos bajo STC	42

1.2.13.3.2	Ensayos de desempeño.....	43
1.2.13.3.3	Ensayos de seguridad eléctrica.....	43
1.2.13.3.4	Marcación.....	44
1.2.13.4	Inversores solares.....	44
1.2.13.4.1	Construcción.....	44
1.2.13.4.2	Parámetros eléctricos.....	44
1.2.13.4.3	Seguridad eléctrica en su operación.....	45
1.2.13.4.4	Ensayos de seguridad eléctrica.....	45
1.2.13.4.5	Operación On-Grid.....	46
1.2.13.4.6	Marcación.....	46
1.2.13.5	Conductores eléctricos para instalaciones solares fotovoltaicas.....	46
1.2.13.5.1	Construcción.....	47
1.2.13.5.2	Aislamiento y canalización.....	47
1.2.13.5.3	Tensión de operación.....	47
1.2.13.5.4	Corriente de operación.....	48
1.2.13.5.5	Temperatura de operación.....	49
1.2.13.5.6	Seguridad eléctrica en su operación.....	49
1.2.13.5.7	Ensayos de seguridad eléctrica.....	50
1.2.13.5.8	Identificación por colores.....	51
1.2.13.5.9	Marcación.....	51
1.2.14	Descripción General de la Planta Fotovoltaica ON-GRID.....	51
1.2.15	Ficha técnica de la planta.....	53
1.2.16	Principales componentes de la planta.....	53
1.2.16.1	Paneles fotovoltaicos.....	53
1.2.16.2	Cajas de agrupamiento.....	54
1.2.16.3	Inversor.....	54
1.2.16.4	Trasformador.....	55
1.2.16.5	Celda de medida de media tensión, celda de protección de media tensión, frontera comercial del generador distribuido y centro de seccionamiento.....	55
1.2.16.6	Cableado de baja tensión.....	55
1.2.16.7	Cableado de media tensión.....	56
1.2.16.8	Protecciones eléctricas.....	56
1.2.16.9	Puesta a tierra.....	57
1.2.17	Resultados.....	58
1.2.17.1	Descripción del sistema.....	58
1.2.17.2	Equipos principales.....	59
1.2.17.2.1	Paneles solares.....	59
1.2.17.2.2	Inversores solares.....	60

1.2.17.2.3	Transformador.....	62
1.2.18	Cálculos eléctricos para el diseño detallado según RETIE.	63
1.2.19	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.....	64
1.2.19.1	Protección contra contacto directo o indirecto.	66
1.2.19.2	Protección contra sobrecorrientes.....	66
1.2.19.3	Capacidad de interrupción nominal.....	66
1.2.19.4	Cortocircuito.	66
1.2.19.5	Ausencia de energía.....	66
1.2.19.6	Arcos eléctricos.	67
1.2.19.7	Tensión de contacto.	67
1.2.19.8	Rayos.....	67
1.2.19.9	Electricidad estática.....	67
1.2.19.10	Equipo defectuoso.....	67
1.2.19.11	Sobrecarga.	67
1.2.20	Análisis de riesgo por descargas atmosféricas y medidas de protección.....	67
1.2.21	Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.....	68
1.2.21.1	Carga instalada.	68
1.2.21.2	Armónicos de Tensión:.....	69
1.2.21.3	Armónicos de corriente.....	69
1.2.22	Coordinación de aislamiento eléctrico.....	70
1.2.23	Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra	72
1.2.24	Análisis del nivel de tensión requerido.	73
1.2.25	Cálculo de campos electromagnéticos.....	74
1.2.26	Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	75
1.2.27	Cálculo de sistema de puesta a tierra.....	76
1.2.27.1	Método de Wenner.	76
1.2.27.2	Mediciones de resistividad eléctrica aparente.	77
1.2.27.3	Análisis de suelos (Método de las dos capas).	79
1.2.27.4	Análisis de tensiones de contacto y paso.	81
1.2.27.5	Análisis de malla de sistema de puesta a tierra.	82
1.2.27.1	Generalidades del sistema de puesta a tierra.....	84
1.2.28	Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	85
1.2.29	Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.....	89
1.2.29.1	Sistema en DC.	89

1.2.29.1.1	Ampacidad.....	89
1.2.29.1.1	Protecciones.....	93
1.2.29.2	Sistema AC.....	93
1.2.29.2.1	Inversores.....	93
1.2.29.2.2	Transformador en el lado BT.....	95
1.2.29.2.3	Transformador lado de MT.....	96
1.2.29.2.4	Conductor de puesta a Tierra de Equipos.....	96
1.2.29.2.5	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.	98
1.2.29.2.6	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.....	98
1.2.29.2.7	Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.)	99
1.2.29.2.8	Cálculos de regulación de tensión	101
1.2.29.2.9	Verificación de conductor por criterio de cortocircuito.	102
1.2.29.2.10	Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.	103
1.3	MEMORIA PARA RED DE MT.....	108
1.3.1	Características de la carga.....	108
1.3.2	Criterios del trazado de la red de media tensión.....	108
1.3.3	Redes en media tensión.....	108
1.3.4	Análisis de riesgo de origen eléctrico.....	109
1.3.5	Análisis y cálculos de cargas iniciales.....	109
1.3.6	Coordinación de aislamiento eléctrico.....	109
1.3.7	Análisis del nivel de tensión requerido.....	111
1.4	Análisis financiero.....	112
1.4.1	Costos del sistema	113
1.4.2	Costos de la instalación	115
1.5	Huella de carbono	118
1.6	Procedimiento de Conexión para un AGGE ante el Operador de Red Air-e.	119
1.7	Conclusiones	120
1.8	Bibliografía.....	121
1.9	Anexos.....	122

Índice de figuras.

Figura 1.	Ilustración del comportamiento voltaje en corriente continua.....	17
Figura 2.	Ilustración del comportamiento voltaje en corriente alterna.	17
Figura 3.	Ilustración del comportamiento de la corriente trifásica equilibrada.	17
Figura 4.	Clasificación de la energía por su tipo de fuente.....	18

Figura 5. Representación gráfica de la latitud y longitud.	19
Figura 6. Movimiento de traslación de la tierra.	20
Figura 7. Ángulo de declinación de la tierra.	21
Figura 8. Representación gráfica de los ángulos de las coordenadas solares.	21
Figuras 9 y 10. Trayectorias aparentes del sol registradas en una carta solar.	22
Figura 11. Ajustes de los ángulos de inclinación de los paneles con relación a los solsticios y equinoccios.	23
Figura 12. Distribuciones de la radiación solar en la superficie terrestre	24
Figura 13. Representación gráfica del efecto fotovoltaico dentro de la célula solar.	25
Figuras 14 y 15. Ilustraciones de los enlaces atómicos de semiconductores N y P dopados con fosforo y boro respectivamente.	26
Figura 16. Ilustración de la interacción intrínseca de los átomos de los semiconductores tipo n y tipo p.	26
Figura 17. Ilustración de las bandas de energía.	27
Figura 18. Sistema fotovoltaico conectado a la red.	28
Figura 19. Ubicación en Google Earth del área de emplazamiento del proyecto.	32
Figura 20. Departamento de La Guajira resaltado en el mapa de Colombia.	32
Figura 21. Temperaturas promedio de Uribia.	33
Figura 22. Horas solares promedio en Uribia.	34
Figura 23. Variaciones de horas solares en Uribia.	34
Figura 24. Valores de energía solar en onda corta promedio diario.	35
Figura 25. Imagen del área de emplazamiento del proyecto.	37
Figura 26. Mapa de radiación solar de La Guajira.	38
Figura 27. Ilustración de la distancia de separación entre paneles solares.	52
Figura 28. Representación gráfica de módulos fotovoltaicos distribuidos entre los inversores.	59
Figura 29. Ficha técnica del módulo fotovoltaico LONGi LR7-72HYD-660M	60
Figura 30. Ficha técnica del inversor solar Huawei SUN2000-330KTL-H1.	61
Figura 31. Ficha técnica del transformador Magnetrón de 2[MVA].	62
Figura 32. Especificaciones técnicas de salida del inversor solar Huawei SUN2000-330KTL-H1	70
Figura 33. Espectro típico de distribución de armónicos.	75
Figura 34. Ilustración de método de Wenner.	77
Figura 35. Ejes de medición de resistividad eléctrica aparente.	78
Figura 36. Ejes de medición de resistividad eléctrica aparente.	79
Figura 37. Simulación de las condiciones del suelo del área del emplazamiento del proyecto.	80
Figura 38. Resultados de la simulación de las condiciones del suelo del área del emplazamiento del proyecto.	80
Figura 39. Diagrama de perfil de tensión simulador para el sistema de puesta a tierra.	
Figura 40. Resultados de puntos de máxima potencia.	82

Figura 41. Resultados del análisis de malla de sistema de puesta a tierra	83
Figura 42. Vista superior de la malla de sistema de puesta a tierra.	84
Figura 43. Vista isométrica de la malla de sistema de puesta a tierra.....	84
Figura 44. Prueba de coordinación de protecciones.....	99
Figura 45. Cálculo de ocupación de ductos para el sistema DC.	100
Figura 46. Cálculo de ocupación de ductos para el sistema AC.	101
Figura 47. Distancias mínimas de seguridad eléctrica con construcciones.	103
Figura 47. Límites de aproximación.	106
Figura 48. Profundidad del espacio de trabajo.	107
Figura 49. Ancho del espacio de trabajo.....	107
Figura 49. Contaminación aérea en el departamento de La Guajira.....	110
Figura 50. Generalidades del presupuesto del proyecto.	112
Figura 51. Tarifas de horas punta y valle (Escenario 2).	116
Figura 52. Retorno de la inversión (Escenario 2).....	116
Figura 53. Condiciones Tasa de Descuento y Impuesto Sobre Renta	117
(Escenario 3).	117
Figura 54. Tarifas hora punta y valle (Escenario 3).	117
Figura 55. Retorno de la inversión (Escenario 3).....	118
Figura 56. Balance de emisiones de CO2	118

Índice de tablas

Tabla 1. Valores de radiación solar y de temperaturas por bases de datos.....	39
Tabla 2. Tipos de paneles solares utilizados en simulación.	39
Tabla 3. Factores de corrección por temperaturas para módulo de silicio.	42
Tabla 4. Valores nominales estándar en A para fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso.	49
Tabla 5. Cálculo de la distancia de separación entre paneles solares.	52
Tabla 6. Especificaciones técnicas de la planta solar de interés.	53
Tabla 7. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico de interés.	53
Tabla 8. Especificaciones técnicas del inversor solar de interés.....	54
Tabla 9. Resumen de especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos. inversores.....	58
Tabla 10. Cantidades y potencias instaladas de módulos fotovoltaicos e inversores.	58
Tabla 11. Selección de Ítems correspondientes al diseño detallado.	63
Tabla 12. Matriz de análisis de riesgos asociada al presente proyecto.....	65
Tabla 13. Valores de referencia de THD.....	69
Tabla 14. Tensiones racionalizadas para la tabla F.5 de equipos individuales.....	71
Tabla 15. Tensiones racionalizadas para la tabla F.5 de sistemas monofásicos y trifásicos.....	72
Tabla 16. Valores de tensión de circuito abierto para paneles en serie.	74
Tabla 17. Cálculo del factor K para el transformador eléctrico de interés.	76

Tabla 18. Valores de resistividad aparente por eje de medición.	78
Tabla 19. Valores de máxima tensión de contacto.	82
Tabla 20. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.....	83
Tabla 21. Constantes de materiales.	85
Tabla 22. Valores de los parámetros considerados para el cálculo económico de los conductores.	86
Tabla 23. Cálculos de las secciones estandarizada, técnica y económica de los conductores. 87	
Tabla 24. Resultados del cálculo económico de la sección técnica de los conductores.....	87
Tabla 25. Comparación de los cálculos de las secciones económica y técnica de los conductores.	87
Tabla 26. Periodo de retorno de la inversión.	88
Tabla 27. Resultados Reducción emisiones CO2.	88
Tabla 28. Factores de ajustes por temperatura nominal del conductor.....	90
Tabla 29. Factores de ajustes por agrupamiento del conductor.....	90
Tabla 30. Ampacidades permisibles para conductores aislados.	91
Tabla 31. Características y dimensiones de conductores fotovoltaicos.	92
Tabla 32. Factores de ajustes por temperatura nominal del conductor	94
Tabla 33. Ampacidades permisibles para conductores aislados.	95
Tabla 34. Parámetros eléctricos de electrobarras de cobre.	96
Tabla 35. Calibre del conductor de los electrodos a puesta a tierra.....	97
Tabla 36. Calibre de conductor de puesta a tierra para equipos.....	97
Tabla 37. Cálculos y coordinación de protecciones.....	98
Tabla 38. Ocupación de canalizaciones.	100
Tabla 39. Distancias mínimas de seguridad eléctrica para trabajos en.....	105
corriente alterna.....	105
Tabla 40. Distancias mínimas de seguridad eléctrica para trabajos en.....	105
corriente continua.....	105
Tabla 41. Distancias libres mínimas a partes energizadas.....	106
Tabla 42. Análisis de riesgo de origen eléctrico.....	109
Tabla 43. Análisis de riesgo de origen eléctrico.....	110
Tabla 44. Especificaciones técnicas de aisladores con relación a la contaminación.....	111
Tabla 45. Costos de instalación y de operación descritos en el presupuesto.	113
Tabla 46. Costos totales de instalación registrados en el presupuesto.....	115
Tabla 47. Tiempos de trámites ante el operador de red.	119

Capítulo 1.

Introducción

La energía: historia y evolución

La energía es uno de los pilares fundamentales del desarrollo humano. Desde tiempos prehistóricos, el ser humano ha utilizado diversas fuentes de energía para sobrevivir y evolucionar: el fuego para cocinar y calentarse, la fuerza del viento y del agua para mover molinos, y la tracción animal para el transporte y la agricultura. Con la llegada de la Revolución Industrial a finales de siglo XVIII, la humanidad vivió una transformación radical al incorporar los combustibles fósiles, principalmente carbón y petróleo, como fuentes primarias de energía para la operación de motores mecánicos, y posteriormente para producción de electricidad para iluminación.

Entre finales del siglo XIX y mediados del siglo XX, el consumo energético se disparó por la industrialización, la masificación de las redes eléctricas y el crecimiento urbano. Sin embargo, este uso desmedido de recursos no renovables para aprovechamiento energético genera consecuencias ambientales graves, como la crisis climática, que se manifiesta con la alteración de fenómenos climatológicos a nivel mundial y con la contaminación de los biomas y la consecuente afectación de los ciclos vitales de seres vivos que los habitan. Ante este panorama, sumado a las crisis del petróleo (1973 y 1979) que cambió la forma en que el mundo veía la dependencia energética, surgió la necesidad de diversificar la matriz energética, y hoy en día transitar hacia fuentes renovables que garanticen sostenibilidad y soberanía energética, siendo la energía solar fotovoltaica uno de los desarrollos tecnológicos más prometedores.

La energía fotovoltaica: una solución sostenible

La generación de electricidad a partir de paneles solares se basa en el principio fotovoltaico, el cual consta de la transformación efectiva de los paquetes de fotones presente en la radiación solar que incide sobre una lámina de materiales semiconductores para la generación a la par de electrones que serán conducidos a lo largo de un conjunto de paneles. Esta tecnología se concibió a mediados del siglo XX, y ha tenido un vertiginoso avance en lo concerniente a su sostenibilidad, eficiencia, costos de inversión y operación, y en su versatilidad a la hora de sus paneles poder ser instalados en edificaciones de todo tipo o independientemente en grandes parques solares.

El potencial fotovoltaico en Colombia y La Guajira

Colombia, gracias a su ubicación geográfica cerca de la zona tórrida del planeta, cuenta con un alto potencial solar, con una irradiación promedio diaria de alrededor de 4,5 [kWh/m²]. En los últimos años, el país ha comenzado a aprovechar esta ventaja natural con políticas públicas que promueven las energías renovables, especialmente a partir de la Ley 1715 de 2014, que fomenta el desarrollo de fuentes no convencionales de energía.

Aunque históricamente Colombia ha dependido de la energía hidroeléctrica, fenómenos como El Niño han evidenciado la vulnerabilidad de esta fuente ante el cambio climático. En respuesta, el gobierno ha promovido la inversión en parques solares, especialmente en regiones con alto potencial de radiación, como lo es La Guajira.

La Guajira, el epicentro solar de Colombia

La Guajira, ubicada en el extremo norte del país, es la región con mayor irradiación solar de Colombia, con promedios que superan los 6 [kWh/m²] diarios. Este territorio desértico, habitado mayoritariamente por comunidades indígenas, posee condiciones ideales para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos a gran escala.

En la última década, se han anunciado varios proyectos solares insignia en esta región, como lo es el Parque Solar Fotovoltaico Cuestecitas, ubicado en el municipio de Maicao, con una capacidad instalada proyectada de 600[MW], y producción de energía estimada de 1100 GWh/año. Dicho parque hace parte de una ambiciosa estrategia nacional para diversificar la matriz energética e impulsar el desarrollo socioeconómico de la región.

No obstante, el desarrollo de la energía fotovoltaica en La Guajira también plantea retos sociales, culturales y ambientales. Es fundamental garantizar la participación de las comunidades locales, en especial las de origen indígena, con la finalidad de concertar una agenda en común que contemple sus derechos territoriales y culturales, y que esclarezca los beneficios económicos y sociales que trae consigo la puesta en marcha de este tipo de proyectos.

La energía ha sido clave en la historia del progreso humano, y su transición hacia fuentes limpias es hoy una necesidad urgente. Colombia, con su riqueza solar, tiene una oportunidad única para liderar en energías renovables, especialmente a través de la energía fotovoltaica. La Guajira, por sus condiciones naturales, está llamada a ser el epicentro solar del país, siempre y cuando su desarrollo sea sostenible, equitativo y respetuoso con sus comunidades indígenas.

1.1 Planteamiento del problema

El municipio de Uribia, ubicado al norte del departamento de La Guajira, Colombia, se distingue por su vasta extensión territorial, caracterizada por un clima árido y una alta radiación solar durante todo el año, gracias a su ubicación privilegiada en la zona tórrida del planeta. Estas condiciones lo convierten en una de las regiones con mayor potencial para la generación de energía solar fotovoltaica en el país. Sin embargo, Uribia ha enfrentado históricamente importantes desafíos en materia energética, especialmente en lo relacionado con el suministro, la cobertura y la calidad del servicio eléctrico.

En este contexto, la presente tesis propone la implementación de un sistema solar fotovoltaico on-grid con una potencia pico de 2 [MVA], que permitirá al cliente constituirse como un Auto Generador a Gran Escala, por lo tanto, busca no solo atender las necesidades del cliente, sino también entregar los excedentes a la red de distribución local. La iniciativa se enmarca en los lineamientos de la transición energética nacional, y representa una oportunidad para evidenciar cómo la incorporación de fuentes renovables puede fomentar el desarrollo económico, social y ambiental en territorios históricamente marginados, como es el caso de La Guajira.

1.2 Memoria

1.2.1 Objetivos del proyecto

Objetivo General:

Evaluar y diseñar los componente más representativos de un sistema de generación solar fotovoltaica de 1,99 [MVAp] conforme a la regulación colombiana, este proyecto se ubicará en los predios aledaños a la subestación de 5,6 [MVA] del municipio de Uribia, localizado en el departamento de la Guajira, en Colombia, considerando el potencial del recurso solar que tiene el departamento de La Guajira, entre 5 a 6 HSP, y la cercanía que existen entre predio del propietario y la subestación eléctrica Uribia se plantea la implementación de este proyecto solar que permita explotar los recursos y oportunidades de negocio.

Objetivos específicos:

- Evaluación de la viabilidad técnica y económica del sistema solar fotovoltaico en el lugar del emplazamiento.
- Seleccionar y especificar los componentes más representativos del sistema solar fotovoltaico, tales como paneles solares, cableado eléctrico, estructuras de soporte, tableros eléctricos (DC-AC), e inversores, para el desarrollo de la implementación del proyecto.
- Verificar que tanto se reduce la huella de carbono con la producción energética sostenible del sistema solar fotovoltaico planteado en comparación con una generación convencional existente a partir de combustibles fósiles.

1.2.2 Alcance

El propósito es entregarle al cliente la evaluación del recurso solar, estimación de la energía a producir anualmente, memorias descriptivas, cálculos, planos, y estudios técnicos-económicos, y orientación para tramites de legalización de conexión ante Operadores de Red locales.

Acotaciones al Alcance

- Es importante para la interpretación de este TFM considerar que un proyecto de estas dimensiones en un entorno real requiere como insumo variedad de información y estudios que sabemos no será posible reunir para un trabajo con fines académicos como el que pretendemos desarrollar, por lo tanto, los datos que se han tomado para el desarrollo técnico, como pueden ser estudios de suelo, resistividad del terreno, trámites ante operador de red local, corrientes de cortocircuito en puntos de conexión, entre otros, se han basado en supuestos y condiciones

conservadoras, lo anterior con la intención de avanzar con fines prácticos a un desarrollo más cercano a la realidad.

- El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en Colombia (RETIE) describe los requisitos para un diseño eléctrico detallado según aplique para cada tipo de instalación, optamos en nuestro caso por no desarrollar a profundidad todos los literales del diseño detallado, esto debido a que varios apartados del diseño detallado de la A hasta la X (según reglamento) requieren software y personal especializado, además incurriríamos en desviaciones a los objetivos de este TFM.

1.2.3 Antecedentes

Debido a que históricamente la Guajira es un región que ha enfrentado limitaciones significativas en la cobertura de energía eléctrica en su departamento y al poseer grandes comunidades rurales e indígenas las cuales carecen de un fácil acceso a este vital recurso, en respuesta a esta problemática y después de algunos estudios hemos decido crear un parque solar para ayudar a suplir dicha problemática en el departamento de la Guajira implementando la producción de energías renovables para ayudar en la transición energética por la que está pasando el país en este momento.

Este proyecto lo que busca es el aprovechamiento al máximo del recurso solar que puede ofrecer este emplazamiento para con esto generarle beneficios a las diferentes poblaciones aledañas y a la mitigación de generación de energía mediante combustibles fósiles.

1.2.4 Marco Teórico

1.2.5 Conceptos básicos.

Para el correcto entendimiento de los fundamentos en los que se basa la energía fotovoltaica es necesario abordar los pilares de la tecnología eléctrica que se definen a continuación:

Tensión eléctrica: Su unidad de medida según el sistema internacional son los Voltios (V), se entiende como la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, la cual origina un flujo de electrones, estos se desplazan desde el polo de carga negativa

hacia el positivo, y en ausencia de un generador el flujo terminará cuando exista equilibrio de tensión entre ambos puntos.

Una de las leyes más importante en la física electromagnética es la ley de Ohm y define lo siguiente:

$$U = I \times R$$

Donde:

U = Tensión.

I = Intensidad o Corriente

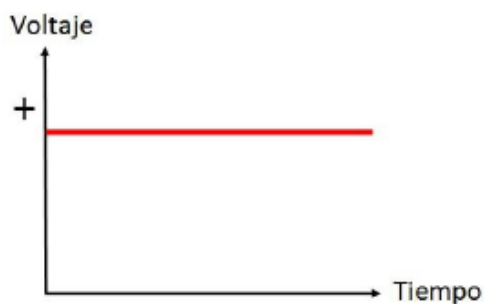
R = Resistencia eléctrica.

Intensidad de corriente: Su unidad de medida según el sistema internacional son los Amperios (A), se define como la magnitud física utilizada para cuantificar la cantidad de carga eléctrica que pasa a través de un conductor eléctrico en un intervalo de tiempo.

La dirección del flujo de electrones se define siempre desde el polo de menor potencial al de mayor, sin embargo, la polaridad de la corriente es inversa, se considera positiva la corriente que circula desde el punto de mayor tensión al de menor.

La corriente puede ser continua o alterna en función de la variación de esta con respecto al tiempo, de esta forma el valor de la tensión en corriente continua permanece constante el, tal cual se puede apreciar en la figura 1:

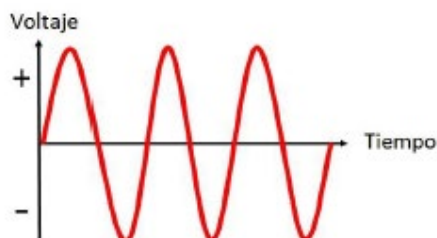
Figura 1. Ilustración del comportamiento voltaje en corriente continua.



Fuente: Pérez, Borja. (2020). Academia de Energía Solar. *Todo lo que necesitas sabe sobre la energía fotovoltaica para dummies (3ra Edición)*. Intensidad de corriente

Mientras que en la corriente alterna la tensión varía cíclicamente con tiempo siguiendo una forma de onda senoidal:

Figura 2. Ilustración del comportamiento voltaje en corriente alterna.



Fuente: Pérez, Borja. (2020). Academia de Energía Solar. *Todo lo que necesitas sabe sobre la energía fotovoltaica para dummies (3ra Edición)*. Intensidad de corriente

La corriente eléctrica de manera general puede hallarse conformada por una única fase o por 3 fases, la corriente trifásica equilibrada se compone de 3 ondas senoidales desfasadas en un ángulo de 120° entre ellas:

Figura 3. Ilustración del comportamiento de la corriente trifásica equilibrada.

La corriente alterna, generalmente puede encontrarse compuesta por una única fase o por 3 fases, como puede verse en la siguiente gráfica.

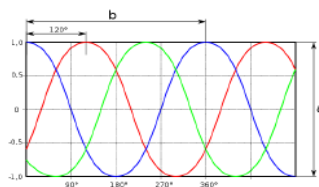


Ilustración 3. Corriente trifásica

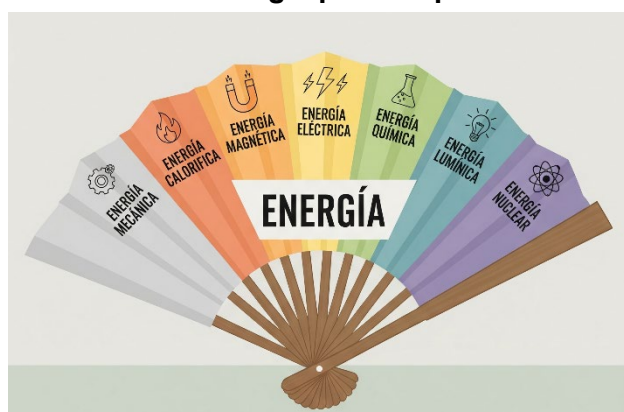
La corriente trifásica equilibrada está compuesta por 3 ondas senoidales desfasadas 120° entre ellas.

Fuente: Pérez, Borja. (2020). Academia de Energía Solar. *Todo lo que necesitas sabe sobre la energía fotovoltaica para dummies (3ra Edición)*. Intensidad de corriente

Resistencia eléctrica: Su unidad de medida según el sistema internacional son los ohmios (Ω), se define como la oposición que presentan los materiales al paso de la corriente eléctrica.

Energía: Su unidad de medida según el sistema internacional son los Julios (J), sin embargo, en energías fotovoltaica es más común referirse a energía mediante el Wh o kWh. En la figura 4, se observa la clasificación de la energía por tipo de fuente:

Figura 4. Clasificación de la energía por su tipo de fuente.



Fuente: Autoría Propia.

También puede subclasificarse como: Convencional y No convencional, o como Renovable y No renovable, dependiendo de la naturaleza del recurso aprovechado.

Potencia: Su unidad de medida según el sistema internacional son los Watios (W), equivalente a los Julio por segundo (J/s), se puede definir como el desplazamiento de una carga eléctrica entre dos puntos.

$$P = U \times I = I^2 \times R$$

Donde:

P = Potencia

U = Tensión.

I = Intensidad o Corriente

R = Resistencia eléctrica.

1.2.5.1 Fundamentos básicos de energía solar fotovoltaica

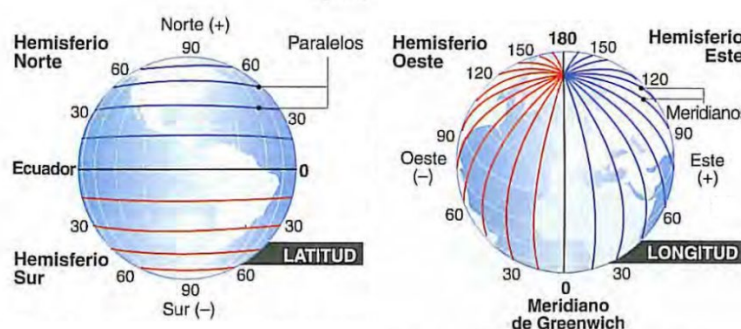
La energía solar fotovoltaica corresponde al segmento del espectro de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre que es susceptible de ser transformado directamente en energía eléctrica. Dicho proceso tiene lugar en las células solares, las cuales en conjunto conforman a los módulos fotovoltaicos, y estos a su vez, a los generadores fotovoltaicos con su respectiva infraestructura civil y eléctrica.

La inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos deben ajustarse para que la superficie plana que conforman capte la mayor cantidad de radiación solar posible. Este ajuste debe considerar la rotación de la Tierra alrededor del Sol, la irradiancia solar y la ubicación geográfica de la instalación solar de interés, con el fin de garantizar una conversión eficiente en energía eléctrica.

1.2.5.2 Coordenadas geográficas

Como se mencionó anteriormente, para realizar un adecuado ajuste de los módulos fotovoltaicos en un parque solar, es fundamental determinar previamente la localización exacta de su emplazamiento en la superficie terrestre y las posiciones asociadas del Sol en la bóveda celeste desde la perspectiva terrestre. Por ello, se define preliminarmente las coordenadas geográficas, medidas en grados sexagesimales, en términos de la latitud y la longitud:

Figura 5. Representación gráfica de la latitud y longitud.



Fuente: Castejón, Agustín. Santamaría, Germán. (2010). Editorial Editex S.A.
Instalaciones solares fotovoltaicas. Módulos fotovoltaicos.

- La **latitud** representa la distancia angular que indica qué tan al norte o al sur se encuentra un punto de la superficie terrestre, medida a lo largo de los meridianos, con respecto al ecuador del planeta, que se toma como referencia con un valor de 0° . A partir del ecuador, las posiciones hacia el hemisferio norte se miden positivamente de

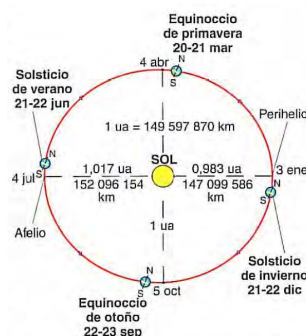
0° a 90° Norte, mientras que hacia el hemisferio sur se miden negativamente de 0° a -90° Sur

- La **longitud** corresponde a la distancia angular que se ubica un punto de la superficie terrestre, medido a lo largo de los paralelos adyacentes, con respecto al occidente u oriente del meridiano de Greenwich, el cual por ser de referencia se expresa en 0°. A partir de este meridiano, las posiciones hacia el hemisferio occidental se miden negativamente de 0° a -180° Oeste, mientras que hacia el hemisferio oriental se miden positivamente de 0° a 180° Este.

1.2.5.3 Rotaciones de la Tierra

La Tierra describe una órbita anual aproximadamente elíptica alrededor del Sol (Ver figura 6), el cual se ubica en uno de los focos de dicha órbita y más no en su centro. Por esta razón, la distancia entre ambos cuerpos celestes no es constante, estableciéndose así el perihelio, cuando la Tierra se encuentra en su punto más cercano al Sol (alrededor de inicios de enero), y el afelio, cuando se encuentra en su punto más lejano (alrededor de inicios de julio).

Figura 6. Movimiento de traslación de la tierra.



Fuente: Castejón, Agustín.Santamaría, Germán. (2010). Editorial Editex S.A.
Instalaciones solares fotovoltaicas. Módulos fotovoltaicos.

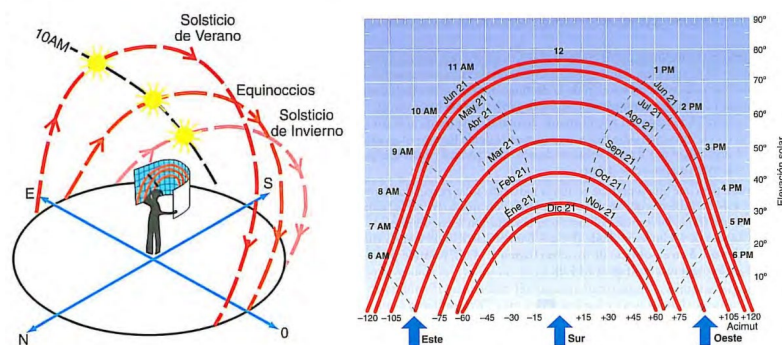
Por su parte, la Tierra rota sobre si misma diariamente de oeste a este alrededor de un eje imaginario que atraviesa sus polos norte y sur (Ver figura 7). Este eje de rotación se denomina eje polar, y no es perpendicular al plano de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, por presentar un grado de inclinación de 23,45°. Dicha situación hace posible durante el transcurso del año el surgimiento de las estaciones climáticas y las variaciones tanto en las duraciones de los días y las noches como en las posiciones aparentes del Sol.

- El ángulo cenital χ es el complemento del ángulo de elevación γ . Se expresa como el ángulo resultante entre una línea imaginaria vertical proyectada desde un lugar específico de la superficie terrestre hacia el cénit (punto directamente arriba) y la dirección del Sol en un determinado momento del día. El ángulo cenital de las posiciones aparentes del Sol se expresa entre 0° a 180° : correspondiendo a 0° en el cenit (punto directamente arriba del observador), a 90° cuando está en el horizonte, y de 180° en el nadir (punto directamente debajo del observador).

- El ángulo azimut ψ es un ángulo horizontal medido en grados, que indica la dirección de un objeto con respecto a un punto de referencia, generalmente el norte. En términos simples, es la dirección en la que se mira, ya sea en la tierra o desde el cielo, el cual utiliza el norte como un punto de partida.

Las elevaciones solares aparentes alcanzan sus valores máximos y mínimos en los solsticios de verano y de invierno, mientras que el resto del año sigue trayectorias intermedias. En las figuras 9 y 10, se evidencia que el observador dispone de una carta solar, en la cual se registran las trayectorias del Sol en un lugar determinado, que refleja la posición del Sol, acimut y elevación, a cada hora, mirando hacia el sur o norte dependiendo si este se encuentra en el hemisferio norte o sur, respectivamente.

Figuras 9 y 10. Trayectorias aparentes del sol registradas en una carta solar.



Fuente: Castejón, Agustín.Santamaría, Germán. (2010). Editorial Editex S.A.
Instalaciones solares fotovoltaicas. Módulos fotovoltaicos.

1.2.5.5 Orientación del generador fotovoltaico

Una vez descritas las coordenadas que nos permiten situar al Sol en el cielo, hay que procurar situar perpendicularmente la superficie del generador fotovoltaico con relación a la dirección del Sol dependiendo la fecha del año y el tipo de aplicación solar.

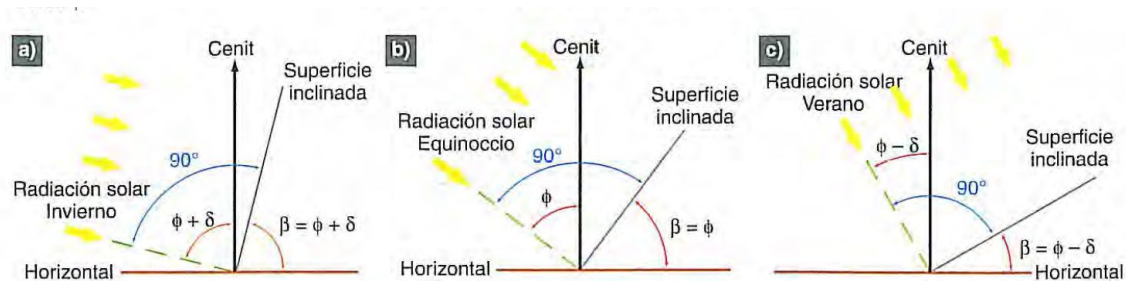
La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante las coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir las posiciones aparentes del Sol:

- **Ángulo de acimut ϑ** : Ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador en dirección norte o sur dependiendo de la latitud Φ del sitio del observador.

Ángulo de inclinación β : Ángulo que forma la superficie de generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

Por ende, la mayor captación solar se presenta cuando la superficie del generador fotovoltaico se ajusta a un ángulo de inclinación con respecto al horizonte para que coincida con el eje vertical imaginario que se forma desde el sitio de interés hacia la trayectoria de la radiación solar. En la figura 11, se evidencia de izquierda a derecha, los ajustes inclinación de los paneles solares teniendo en cuenta la latitud y el ángulo de declinación de la tierra en el solsticio de invierno, los equinoccios y el solsticio de verano:

Figura 11. Ajustes de los ángulos de inclinación de los paneles con relación a los solsticios y equinoccios.

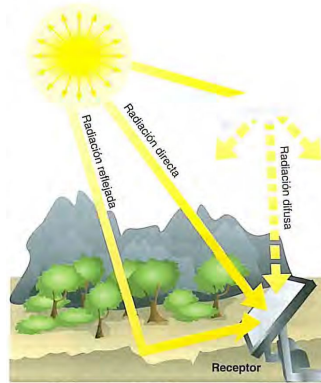


Fuente: Castejón, Agustín.Santamaría, Germán. (2010). Editorial Editex S.A.
Instalaciones solares fotovoltaicas. Módulos fotovoltaicos.

1.2.5.6 Radiación solar.

La radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas que se producen por fusión nuclear en el Sol, las cuales al llegar a la Tierra presentan diferentes tipos de distribución dependiendo de la interacción con los medios físicos presentes en la misma:

Figura 12. Distribuciones de la radiación solar en la superficie terrestre



Fuente: Castejón, Agustín.Santamaría, Germán. (2010). Editorial Editex S.A.
Instalaciones solares fotovoltaicas. Módulos fotovoltaicos.

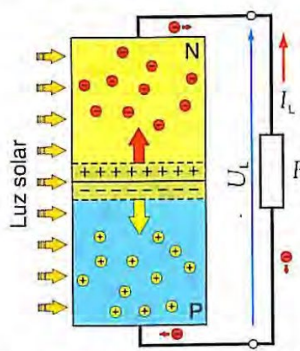
- **Radiación directa:** Es la radiación proveniente del Sol que incide directamente en la superficie terrestre sin presentar ningún tipo de dispersión en su recorrido a través de la atmósfera terrestre.
- **Radiación difusa:** Es la radiación que se distribuye en todas las direcciones debido a que fue dispersada al entrar en contacto con las moléculas de aire, vapor de agua (nubes) y demás partículas presentes en la atmósfera terrestre.
- **Radiación reflejada:** Es la radiación que presenta reflexión al incidir en ciertas superficies que poseen características reflectantes de radiación solar. Se denomina *albedo* al porcentaje de dicha reflexión de radiación solar.

La sumatoria de estos tres tipos de radiación constituyen la radiación solar global sobre una determinada superficie, cuyos valores son medidos por estaciones terrestres y/o satélites geoestacionarios, para luego ser interpretados y registrados conforme a la metodología utilizada por bases de datos certificadas. Estos datos son cruciales para determinar la viabilidad de proyectos de generación fotovoltaica de acorde a su ubicación geográfica y para evaluar el impacto de la actividad solar en el clima global terrestre.

1.2.5.7 Células solares

Las células solares son los elementos fundamentales de una instalación fotovoltaica, ya que transforman la radiación solar incidente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno físico se logra al dopar materiales conductores con impurezas específicas, de manera que adquieran propiedades semiconductoras. En el interior de las capas que conforman a las células solares, la absorción de fotones procedentes de la radiación solar origina un diferencial de potencial entre las mismas, liberando en el proceso electrones que se desplazan de forma controlada para generar energía eléctrica hacia una dirección deseada.

Figura 13. Representación gráfica del efecto fotovoltaico dentro de la célula solar.



Fuente: Castejón, Agustín.Santamaría, Germán. (2010). Editorial Editex S.A.
Instalaciones solares fotovoltaicas. Módulos fotovoltaicos.

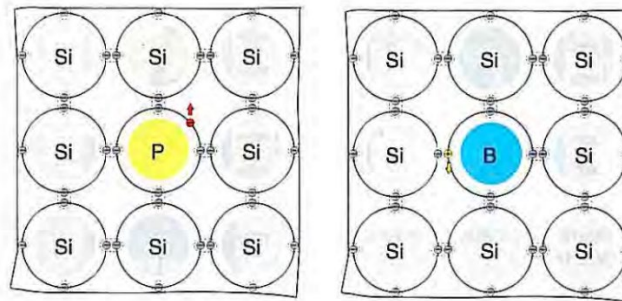
1.2.5.8 Semiconductores N & P

En la fabricación de semiconductores para aplicaciones fotovoltaicas, las impurezas o dopantes incorporados determinan su comportamiento eléctrico y se clasifican en dos tipos principales:

Las impurezas donadoras poseen un electrón adicional en su último nivel de valencia con respecto a la estructura atómica del semiconductor base, situación que las hace más propensas de liberar electrones. Lo cual implica que la cantidad de electrones libres dependerá directamente de la concentración de este tipo de impurezas, obteniéndose así un semiconductor tipo n como sucede en el silicio al ser dopado con elementos del grupo V de la tabla periódica, tales como el fósforo o el antimonio.

Por otro lado, las impurezas aceptadoras poseen un electrón menos en su último nivel de valencia con respecto a la estructura atómica del semiconductor base, situación que las hace más propensas de originar hueco al capturar electrones. Luego, la cantidad de electrones libres dependerá directamente de la concentración de este tipo de impurezas, obteniéndose así un semiconductor tipo p, como sucede en el silicio al ser dopado con elementos del grupo III de la tabla periódica, tales como el boro o el aluminio.

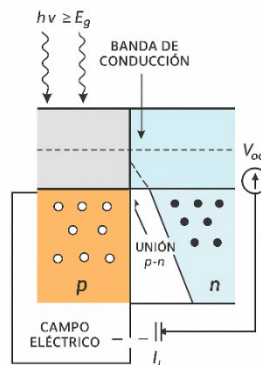
Figuras 14 y 15. Ilustraciones de los enlaces atómicos de semiconductores N y P dopados con fósforo y boro respectivamente.



Fuente: Castejón, Agustín. Santamaría, Germán. (2010). Editorial Editex S.A.
Instalaciones solares fotovoltaicas. Módulos fotovoltaicos.

La interacción intrínseca dentro de una célula solar entre los átomos de los semiconductores tipo n y tipo p conforman una unión p-n en la cual los electrones libres del primero y los huecos libres del segundo se organizan en niveles energéticos discretos denominados bandas de energía (Ver figura 16) entre los cuales se establece un campo eléctrico interno.

Figura 16. Ilustración de la interacción intrínseca de los átomos de los semiconductores tipo n y tipo p.



Fuente: Autoría Propia.

1.2.5.9 Bandas de energía

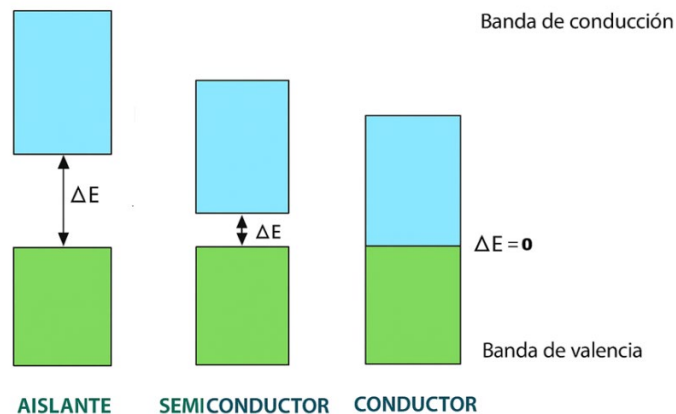
Por su parte, las bandas de energía de acorde a la ocupación de los electrones se clasifican en:

Banda de valencia: Esta compuesta por electrones atraídos hacia la estructura cristalina de los átomos que los contienen.

Banda de conducción: Esta compuesta por electrones que fluyen libremente hacia el resto del material de cual hacen parte.

Banda prohibida: No representa físicamente una banda de energía como las dos anteriores, sino a la energía mínima necesaria para que un electrón transite de la banda de valencia a la banda de conducción.

Figura 17. Ilustración de las bandas de energía.



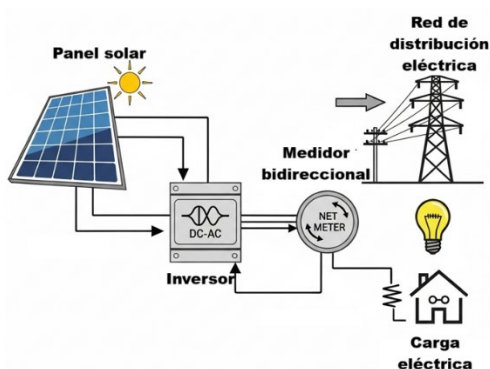
Fuente: Autoría Propia.

Utilizando como referencia las figuras 16 y 17, si la energía E_g contenida en los fotones proveniente de la radiación solar incidente en la célula solar es igual o superior a la energía de la banda prohibida ΔE , los electrones son excitados para desplazarse desde la banda de valencia a la banda de conducción a través del campo eléctrico interno mencionado anteriormente, produciéndose una corriente eléctrica.

1.2.6 Generador Fotovoltaico On-Grid

Básicamente un sistema fotovoltaico para conectar a la red comercial se conforma de un generador fotovoltaico y un inversor que como su nombre indica, convierte la corriente directa (DC) del generador en corriente tipo alterna (AC), esto con niveles de tensión y frecuencia requeridos por la compañía eléctrica (conocida en Colombia como Operador de Red local – OR), corresponde mencionar que este sistema incluye las protecciones eléctricas correspondientes. En este tipo de sistema de generación fotovoltaica toda la energía eléctrica producida se inyecta a la red de distribución eléctrica comercial para que sea comprada.

Figura 18. Sistema fotovoltaico conectado a la red.



Fuente: Autoría Propia.

Con la intención de medir la energía eléctrica consumida y entregada a la red se debe instalar un medidor bidireccional, esto le permite al usuario comprarle al comercializador de energía que consume y a su vez vender la energía que produce desde el generador solar fotovoltaico a un precio superior.

Para este tipo de generadores se requiere contar con espacios suficientes en la edificación, lote, nave industrial, o cualquier otro tipo de lugar con acceso al sol y libre de sombras donde se pueda realizar la instalación de sistema de generación fotovoltaica. En función del lugar de instalación se pueden diferenciar varios tipos de sistemas ON-GRID, estos pueden ser:

- Montajes en tejados de viviendas.
- Montajes en cubiertas de escenarios deportivos, naves industriales, aparcamientos, etc.
- Integradas a edificios
- En espacios abiertos tipo granja.

1.2.7 Disposiciones legales y normativas aplicadas

1.2.7.1 Marco Legal

En Colombia, el marco legal para las energías renovables se rige bajo las siguientes disposiciones:

- **Ley 1715 de 2014:** Promueve las energías renovables no convencionales (ERNC), incluyendo la solar, y establece incentivos fiscales y regulatorios. La CREG es la entidad encargada de su implementación.
- **Ley 2099 de 2021:** Complementa la Ley 1715, fortaleciendo la eficiencia energética y la resiliencia del sistema eléctrico.
- **Decreto 0557 de 2015:** Facilita la conexión de proyectos de ERNC al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y establece normas de medición para la energía generada.
- **Exenciones tributarias:** La Ley 1715 ofrece beneficios como deducciones de renta y exclusión de IVA para equipos relacionados con energías renovables no convencionales.
- **Contratos a Largo Plazo:** El gobierno promueve mecanismos de contratación para proyectos renovables, mejorando su viabilidad económica.

1.2.7.2 Marco regulatorio

El marco regulatorio para las energías renovables en Colombia es establecido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) teniendo presente las siguientes resoluciones:

- **Resolución CREG 024 de 2015:** Aplica a autogeneración a gran escala (>1 [MW]) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo proyectos solares. Establece requisitos para la conexión y comercialización de energía.
- **Resolución CREG 174 de 2021:** Define requisitos técnicos simplificados para autogeneradores a gran escala (AGGE) con potencia entre 1 [MW] y 5 [MW]. Incluye normas de medición, conexión y comercialización de excedentes.
- **Resolución CREG 075 de 2021:** Establece procedimientos de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para generadores >1 [MW] que no apliquen a la Resolución 174 (por ejemplo, proyectos >5 [MW]).
- **Resolución CREG 101 070 de 2025:** Introduce las "Fronteras Embebidas" para conexión de generadores al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con reglas para medición, facturación y calidad del servicio. No aplican cargos por uso de activos de conexión si no hay exportación neta de energía.

1.2.7.3 Calidad técnica y seguridad eléctrica

La calidad técnica y seguridad eléctrica asociada a los componentes eléctrico de las instalaciones solares fotovoltaicas en Colombia se rigen por los siguientes reglamentos y normas técnicas:

- **RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas):** Establece requisitos de seguridad y lineamientos técnicos de diseño, montaje y mantenimiento para instalaciones eléctricas, incluyendo sistemas fotovoltaicos.
- **Paneles solares:** Deben cumplir con NTC 5899 (seguridad), NTC 2883 (silicio cristalino) o NTC 5464 (película delgada).
- **Baterías:** NTC 5287 para requisitos de rendimiento en sistemas solares.
- **Inversores y reguladores:** NTC 6016 (reguladores de carga) y NTC 5759 (acondicionadores de potencia).

1.2.7.4 Evaluación de Impacto Ambiental y Licencias ambientales

Los parámetros para la Evaluación del Impacto Ambiental (EIA) de los proyectos solares fotovoltaicos en Colombia son establecidos por el Ministerio de ambiente y Desarrollo Sostenible, en cabeza de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) a nivel nacional y por las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) a nivel de departamentos. Sus respectivas ordenanzas a nivel nacional son las siguientes:

- **TDR-015:** Términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental en proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.
- **Decreto 1076 de 2015:** Este documento establece en sus artículos 2.2.2.3.2.2.(ANLA) y 2.2.2.3.2.3.(CAR) que organismo es competente para estudiar y otorgar licencias ambientales a los proyectos de energías renovables teniendo presente la capacidad y el alcance técnico de los mismos. Asimismo, en su artículo 2.2.2.3.5.1. fija la Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales en aras de evaluar el impacto ambiental de los proyectos de energías renovables.

En el emplazamiento del presente proyecto, la Corporación Autónoma Regional de la Guajira se encarga de validar y aprobar el impacto ambiental de proyectos solares fotovoltaicos:

- **Resolución 3568 de 2019:** Términos de referencia para la elaboración del estudio del impacto ambiental requerido para el trámite de licencias ambientales de proyectos de construcción y operación de generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía fotovoltaica, con capacidad de menor a 100[MW].

1.2.7.5 Procesos de Conexión y Comercialización

Los trámites de conexión y comercialización del fluido eléctrico proveniente de fuentes de energías renovables se deben formalizar ante el operador de red local y bajo las siguientes premisas:

1. **Registro como Agente Generador:** Para proyectos >1 [MW], es necesario registrarse ante el Operador de Red (OR) y cumplir con los procedimientos de conexión del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
2. **Medición y Facturación:** Se deben instalar medidores bidireccionales para registrar la energía inyectada a la red. La Resolución 174 de 2021 detalla las reglas para la comercialización de excedentes.
3. **Requisitos de Infraestructura:** Para proyectos entre 1 [MW] y 5 [MW], se aplica un proceso simplificado de conexión bajo la Resolución CREG 174 de 2021. Proyectos mayores pueden requerir estudios adicionales.

1.2.7.6 Pasos claves a considerar al momento de definir el Proyecto:

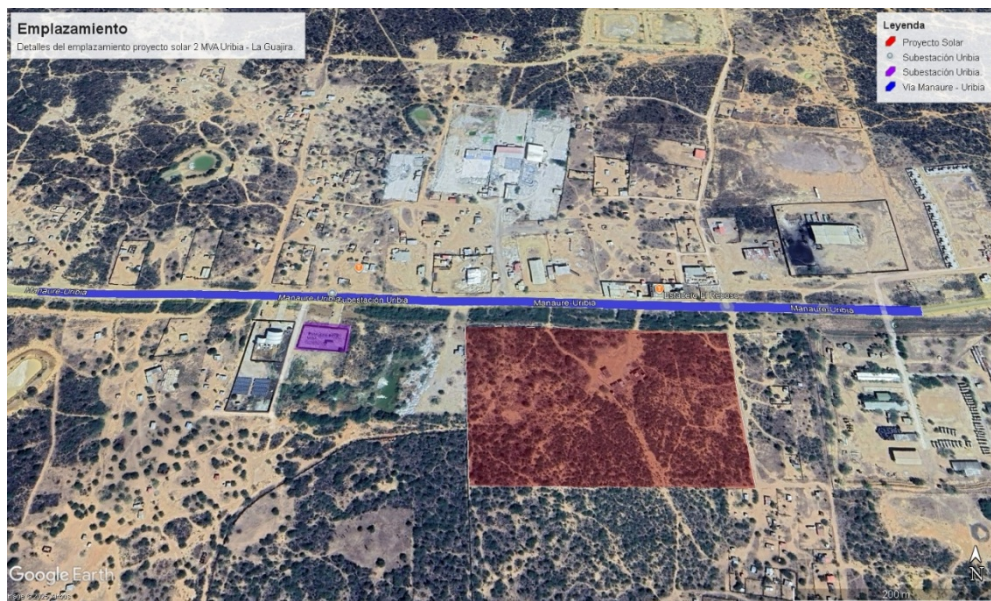
1. **Definir la escala:** Determinar si el proyecto es autogeneración a gran escala (AGGE, 1–5 [MW]) o generación convencional (>5 [MW]).
2. **Cumplir normas técnicas:** Asegurar que los equipos cumplan con las NTC aplicables y el RETIE.
3. **Solicitar conexión al SIN:** Presentar la documentación requerida ante el OR, siguiendo la Resolución 174 de 2021 (para 1–5 [MW]) o la Resolución 075 de 2021 (para >5 [MW]).
4. **Registro y comercialización:** Formalizar el registro como generador y definir el modelo de comercialización (autoconsumo, venta de excedentes, etc.).

1.2.8 Detalles del emplazamiento

El proyecto estará ubicado en las coordenadas 11°42'56.52"N, 72°17'6.82"O (Ver figura 20), cuya ubicación se encuentra en el municipio de Uribe, en el departamento de La Guajira, hacia el norte de Colombia (Ver figura 21).

Uribe tiene una extensión total de 8200 [km²], el área urbana está representada por una extensión de 6 [km²], y el sector rural por 8194 [km²]. La cabecera municipal tiene una altitud sobre el nivel del mar de 10 [m].

Figura 19. Ubicación en Google Earth del área de emplazamiento del proyecto



Fuente: Captura de pantalla de la ubicación geográfica de interés haciendo uso del software Google Earth (2025)

Uribia cuenta con resguardos indígenas de la Alta y Media (El departamento de La Guajira está dividido en subregiones de sur a norte conocidas como Baja, Media, y Alta Guajira) correspondientes a la comunidad wayuu; el municipio ocupa una posición estratégica fronteriza y marítima, abarcando toda la región de la Alta Guajira, y parte de la Media Guajira donde encontramos su casco urbano.

Figura 20. Departamento de La Guajira resaltado en el mapa de Colombia.



Fuente: Autoría Propia.

1.2.9 Clima de Uribia

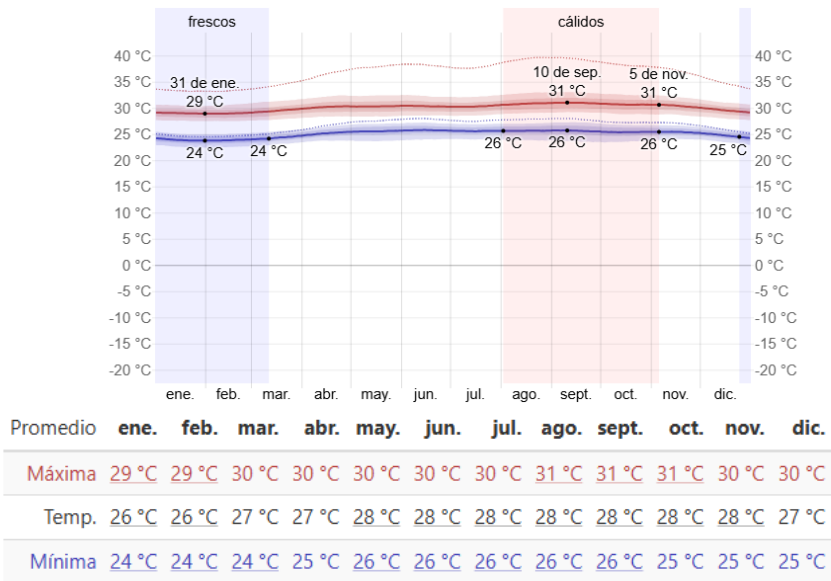
Uribia se caracteriza por tener veranos cálidos y nublados, con inviernos cortos, calurosos, secos y parcialmente nublados que se mantiene durante todo el año opresivo y ventoso. Durante todo el año, la temperatura generalmente varía entre 24 °C a 31 °C, rara vez se registran temperaturas a menos de 22 °C o por encima de 33 °C.

La temporada calurosa dura 3,1 meses, y se registran entre el 2 de agosto al 5 de noviembre, la temperatura máxima promedio diaria es superior a 31 °C. En Uribia el mes más cálido del año es septiembre, con temperatura máxima promedio de 31 °C y mínima de 26 °C.

La temporada fresca dura 2,6 meses, y se registran entre 24 de diciembre al 11 de marzo, la temperatura máxima promedio diaria es menor a 29 °C. En Uribia el mes más frío del año es febrero, con una temperatura mínima promedio de 24 °C y máxima de 29 °C.

En la siguiente Figura la temperatura máxima (línea roja) y la temperatura mínima (línea azul) promedio diario con las bandas de los percentiles 25º a 75º, y 10º a 90º. Las líneas delgadas punteadas son las temperaturas promedio percibidas correspondientes:

Figura 21. Temperaturas promedio de Uribia.



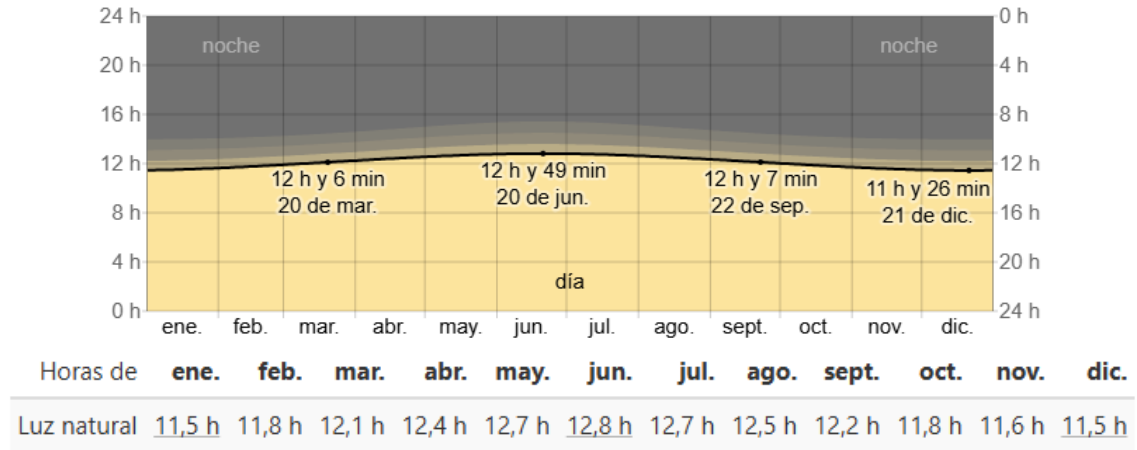
Fuente: © WeatherSpark.com

1.2.10 El día solar en Uribia

La duración de un día en Uribia no varía considerablemente durante el año, únicamente varía 48 minutos de las 12 horas en todo el año.

En la siguiente imagen la cantidad de horas durante las cuales el sol está visible se representa por la línea negra. De abajo (más amarillo) hacia arriba (más gris), las bandas de color indican: luz natural total, crepúsculo (civil, náutico y astronómico) y noche total.

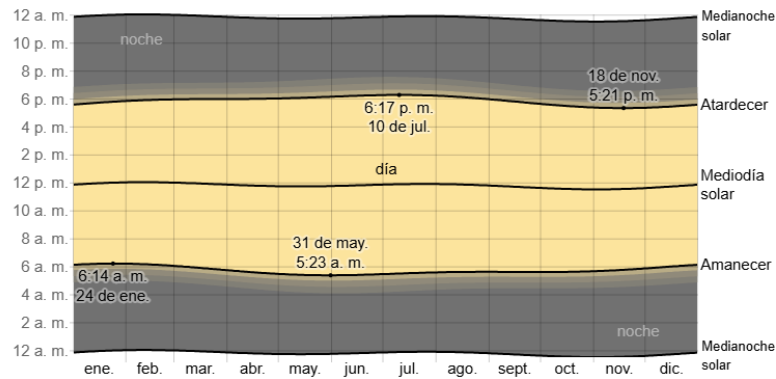
Figura 22. Horas solares promedio en Uribia.



© WeatherSpark.com

La salida del sol más temprana en Uribia es a las 5:23 a. m. el 31 de mayo, y la salida del sol más tardía es el 24 de enero, esta es 50 minutos más tarde a las 6:14 a. m. La puesta del sol más temprana es a las 5:21 p. m. el 18 de noviembre, y la puesta del sol más tardía el 10 de julio, y es 56 minutos más tarde a las 6:17 p.m.

Figura 23. Variaciones de horas solares en Uribia.



Fuente: © WeatherSpark.com

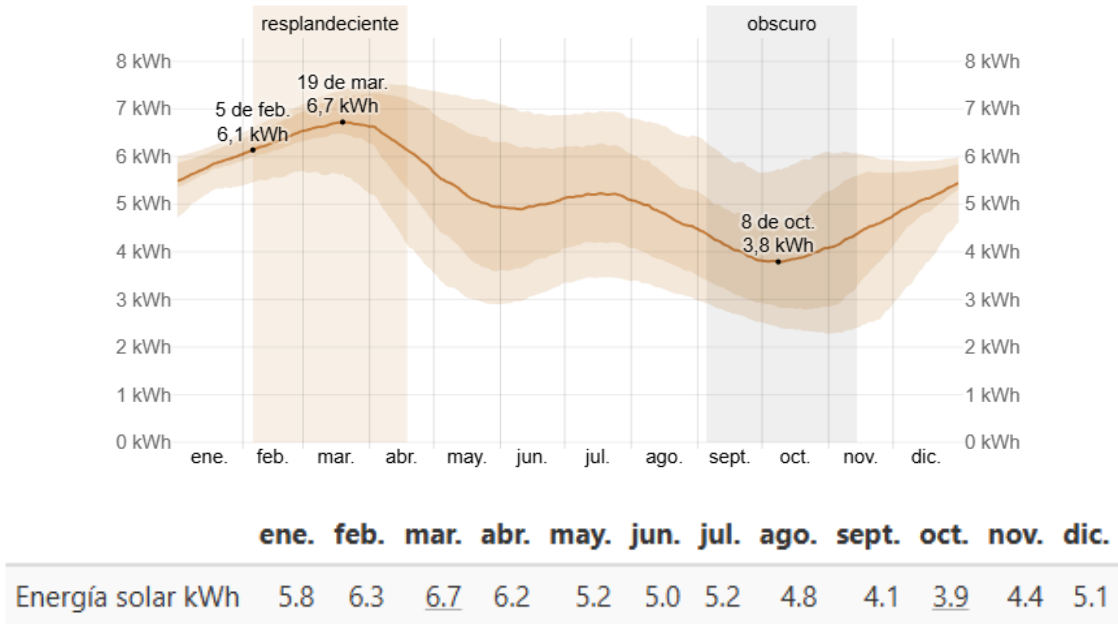
En la gráfica anterior de abajo hacia arriba, las líneas negras son la medianoche solar anterior, la salida del sol, el mediodía solar, la puesta del sol y la siguiente medianoche solar. El día, los crepúsculos (civil, náutico y astronómico) y la noche se indican por el color de las bandas, de amarillo a gris.

En cuanto a radicación solar en Uribia, el período más resplandeciente del año tiene una duración de 2,4 meses, que comprende entre el 5 de febrero al 18 de abril, con una energía de onda corta incidente diario promedio por metro cuadrado superior a 6,1 kWh, el mes más resplandeciente del año en Uribia es marzo, con un promedio de 6,7 kWh.

Por otro lado, el periodo más oscuro del año dura 2,3 meses, y se comprende entre el 5 de septiembre al 14 de noviembre, con una energía de onda corta incidente diario promedio por metro cuadrado de menos de 4,4 kWh, y el mes más oscuro del año en Uribia es octubre, con un promedio de 3,9 kWh.

En la siguiente figura se muestra la energía solar de onda corta promedio diario que llega a la tierra por metro cuadrado (línea anaranjada), con las bandas de percentiles 25° a 75° y 10° a 90°.

Figura 24. Valores de energía solar en onda corta promedio diario.



[© WeatherSpark.com](http://WeatherSpark.com)

1.2.11 Análisis para la determinación del emplazamiento

Se realizó un análisis respecto a las condiciones del emplazamiento (Ver figura 26), esto nos permitió valorar las prestaciones y ventajas que nos ofrece naturalmente el sitio en cuestión, a su vez nos permitió determinar las adaptaciones o mejoras a tener en cuenta en el análisis financiero para viabilizar el proyecto.

Forma y característica de la parcela: Se dispone de un lote con una extensión aproximada de 208[m] x 297[m], para un total 61776 [m²] de espacio a cielo abierto, libre de edificaciones y árboles de gran altura, suficiente para implementar una potencia de aproximadamente 1.99 MVAp. Los paneles se instalarán apuntando hacia el sur geográfico, guardando distancia de separación entre líneas calculadas para evitar sobras entre ellas, y garantizando una pasarela que permitan la circulación para los respectivos mantenimientos.

Accesibilidad: Presencia de vías secundarias y terciarias, la ubicación tiene en frente la vía principal que comunica a Uribe con el municipio de Manaure, estas vías facilitan el ingreso de vehículos para el transporte de personal, materiales, equipos y herramientas.

Infraestructura eléctrica: Ubicación privilegiada ya que se tiene la Subestación Uribe ubicada a pocos metros del lugar del emplazamiento, lo que garantiza disponibilidad física de redes eléctricas en niveles de tensión a 13,2 [kV] y 34,5 [kV].

Ubicación: Gran potencial de recurso solar durante todo el año por encontrarse en la zona tórrida.

Entorno: Cercanía al casco urbano lo que representa potenciales clientes para la venta de energía.

Orografía: Presencia de superficies llanas contiguas que garantizan un aprovechamiento de luz solar idóneo entre patios solares conectados que garantizan poca aparición de sombras y sin necesidad de realizar modificaciones técnicas.

Meteorología: El emplazamiento presenta condiciones climáticas óptimas para aprovechamiento del recurso solar ya que presentan días solares plenos y poca precipitación y la radiación es alta y estable ya que es un clima desértico.

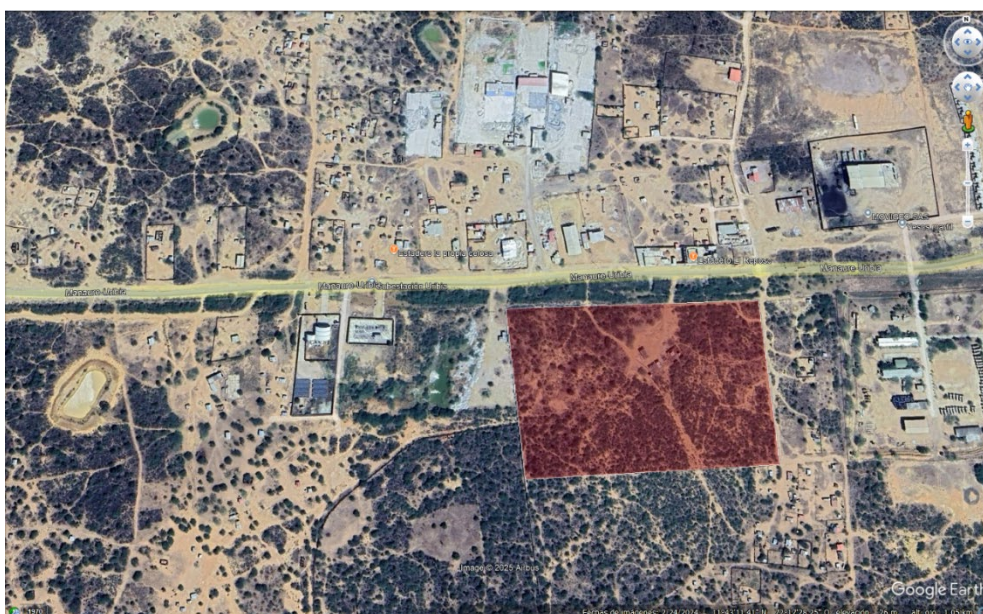
Biodiversidad: La huella de carbono del parque solar se mitigará con la presencia de fauna y flora originaria de esta región.

Características del terreno: se caracteriza por suelos áridos originados por sedimentación marina y con poca humedad lo cual garantiza un adecuado asentamiento de la infraestructura del parque solar.

Vecindad: No se evidencia en el área contigua de los límites del emplazamiento actividad agropecuaria o asentamientos, lo cual garantiza que no se incurrirá en un impacto social

En Uribia, los suelos de formación litoral, originados por sedimentación marina, se caracterizan por presentar problemas de salinidad debido a la cercanía al mar y la evaporación, escasa vegetación xerofítica adaptada a la aridez con cactus y arbustos espinosos, presencia de rocas sedimentarias como lodolitas, limolitas y areniscas con fósiles marinos, drenaje deficiente por el terreno plano y su composición, baja fertilidad que limita la agricultura a gran escala, y una evolución incipiente al tratarse de suelos jóvenes sin horizontes bien definidos.

Figura 25. Imagen del área de emplazamiento del proyecto.



Fuente: Captura de pantalla de la ubicación geográfica de interés haciendo uso del software Google Earth (2025)

1.2.12 Estimación del recurso solar y energía esperada

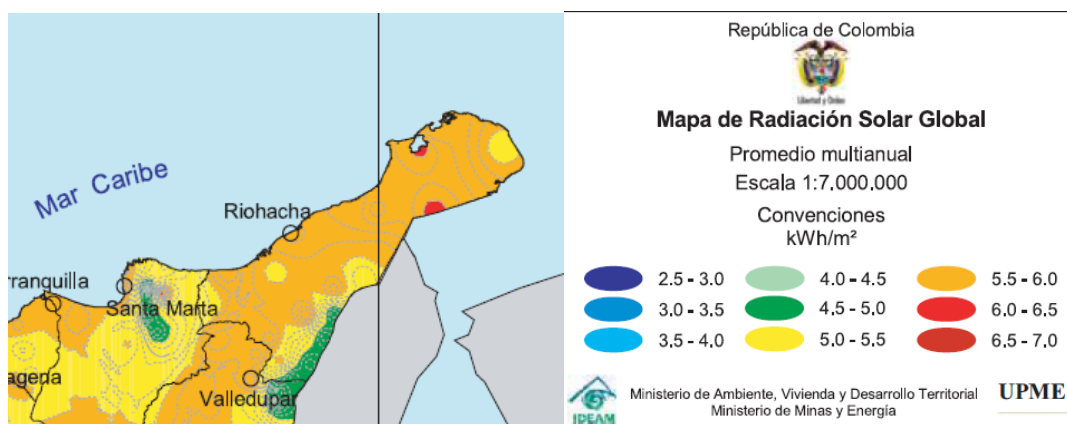
Para el estudio que realizamos de incidencia de radiación solar sobre el emplazamiento implementamos el uso del software PVSyst, esta herramienta fue desarrollada por el Fisico suizo André Mermoud, y Michel Villoz ingeniero Eléctrico para la empresa PVSyst SA con sede en Satigny Suiza, PVSyst es una de las herramientas más reconocidas para el diseño, simulación y análisis de sistemas solares fotovoltaicos, entre sus aplicaciones destacan:

- Diseño de sistemas fotovoltaicos.
- Simulación energética.
- Modelado de sombras y orientación.
- Evaluación económica.
- Aplicaciones avanzadas.

Para evaluar el recurso solar hemos empleado la herramienta de base de datos meteorológicos incluida en el software PVSyst, se tomaron tres bases de datos (Meteonorm 8.2, NASA, PVGIS TMY 5.3) para hacer un análisis comparativo y definir la correspondiente a implementar en el cálculo de la energía esperada.

Respecto a las tres bases de datos verificadas definimos utilizar los datos de radiación solar de Meteonorm 8.2, esto debido a que esta implementa algoritmos que combinan datos de estaciones terrestres y satelitales, esto permite estimaciones en zonas sin datos directos, por otra parte, para zonas remotas como Suramérica pese a que puede sobreestimar los resultados respecto a las otras bases de datos no tiene la desventaja de limitación a grillas que implementa PVSyst. Por otra parte, considerando los datos de promedio multianual del atlas solar de Colombia (expedido por el Ministerios de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el Ministerio de Minas y Energías, IDEMA, y UPME) para el caso de La Guajira se tienen mayormente un rango en promedio de radiación solar de entre 5.5 a 6.0 [kWh/m²], donde resulta más conservador los datos promedios de la fuente Meteonorm.

Figura 26. Mapa de radiación solar de La Guajira.



Fuente: UPME. Ministerio de Minas y Energía. *Mapa de Radiación Solar Global.*

Para la presentación de resultados, se compararán los datos obtenidos con los programas Meteonorm 8.2, NASA-SSE y PVGIS TMY 5.3. Las variables que analizamos fueron la irradiación horizontal global (GHI), la irradiación difusa horizontal (DHI) y la temperatura y podemos observar los valores en la siguiente tabla:

Tabla 1. Valores de radiación solar y de temperaturas por bases de datos.

Fuente	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temperatura
Meteonorm 8.2	5,69	2,35	29,1
NASA-SSE	5,86	1,83	25,3
PVGIS TMY 5.3	5,71	1,62	28,1
Promedio	5,75	1,93	27,5

Fuente: Autoría Propia.

Para el cálculo de la estimación de la energía producida por la planta solar fotovoltaica hemos utilizado el programa PVSyst. Se ha utilizado como referencia la base de datos meteorológicos Meteonorm 8.2., atendiendo las necesidades del cliente se fija una potencia pico en paneles solares de 1,99 [MVAp], se realizaron tres iteraciones cada una con un tipo de fabricante de paneles distinta (ver tabla 2), teniendo en cuenta las condiciones del emplazamiento, las tecnologías empleadas y las pérdidas que intervienen en este tipo de centrales de generación fotovoltaica, considerando los diferentes impactos en la generación de la planta, donde finalmente definimos la instalación de paneles de 660 Wp del fabricante Longi Solar ya que con estos se obtiene la mayor producción de energía al año y mejor PR.

Tabla 2. Tipos de paneles solares utilizados en simulación.

Simulación	Fabricante	Modelo	Potencia pico (Wp)
1	Longi Solar	LR7-72HYD-660M	660
2	Trina Solar	TSM-NEG-21C-20-720 Vertex	720
3	Astronergy	CHSM72N(DG)/F-BH-590	590

Fuente: Autoría Propia

Las principales pérdidas consideradas para el diseño de la planta son las siguientes:

- **Pérdidas en el cableado:** Debido a la resistencia óhmica que tiene lugar en el cableado que transporta la corriente desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor (DC) y luego hacia la red eléctrica (AC).
- **Pérdidas por el inversor durante la operación:** Estas pérdidas hacen referencia a la energía que no se aprovecha durante la conversión de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) que es inyectada a la red.
- **Pérdidas por factor IAM en global:** Estas pérdidas hacen referencia a las pérdidas ópticas debidas a la incidencia no perpendicular de la radiación solar sobre el vidrio del módulo fotovoltaico.
- **Pérdidas por temperatura:** El aumento de la temperatura de los paneles solares

produce un aumento en la resistencia interna de los cables conductores, lo que provoca una disminución en la tensión eléctrica, disipando así energía.

- **Pérdidas por desajuste, módulos y cadenas:** Las variaciones de los módulos en cuanto a rendimiento real dentro de la planta puede provocar una producción de energía no óptima.
- **Pérdidas por irradiación horizontal global y global incidente plano receptor:** Estos tipos de pérdidas hacen referencia a la dependencia de la inclinación de los paneles, el seguimiento y calidad óptica de los módulos.

1.2.13 Criterio y parámetros de diseño

Este inciso comprende aquellas características técnicas que deben cumplir los elementos que conforman a un parque solar fotovoltaico conforme a la normatividad técnica legal vigente en Colombia:

1.2.13.1 Paneles solares

Para los paneles solares se tendrá presente la aplicación de los tópicos contemplados por las normatividades **NTC 2883 (2006)**, **NTC 5899 (2011)**, **NTC 2050 (2° Edición, 2020)** y **RETIE (2024)** en términos de desempeño, confiabilidad, seguridad eléctrica y construcción de módulos fotovoltaicos:

1.2.13.2 Construcción y materiales.

- Las células solares deben contar con un encapsulado que las proteja de los esfuerzos mecánicos, la humedad, la salinidad y a la radiación ultravioleta.
- Los vidrios que recubren las células solares deben ser templados, de alto rendimiento y resistente a la intemperie.
- Los marcos de los módulos fotovoltaicos deben ser en aluminio o de algún otro material permitido que sea resistente a la corrosión
- Las cajas de conexiones eléctricas deben contar con protección a la humedad igual o superior a IP65.
- Se debe identificar y señalizar la polaridad de los módulos fotovoltaicos.
- Se debe garantizar las distancias de aislamiento eléctrico entre componentes eléctricos.
- Las estructuras de soporte deben estar adecuadamente dimensionadas al peso, medidas y dilataciones térmicas de los módulos fotovoltaicos, en aras de que no se vean sometidos a esfuerzos mecánicos que puedan dañarlos.
- Se deben contemplar medios de acceso adecuados para el montaje y mantenimiento de los módulos fotovoltaicos ubicados

en cubiertas o tejados de edificaciones.

- No se deben instalar módulos fotovoltaicos que presenten desperfectos de fábrica o daños producto de su almacenaje, transporte o montaje.
- La configuración del sistema de puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos debe definirse con relación a los lineamientos de la NTC 2050
- Las protecciones de falla a tierra para arreglos de módulos fotovoltaicos operando en corriente continua deben ser dimensionadas con relación a los lineamientos de la NTC 2050

1.2.13.3 Seguridad eléctrica en su operación.

- Las células solares o módulos fotovoltaicos deben estar protegidos contra sombreados parciales mediante el uso de diodos en derivación o bypass.
- El sistema solar fotovoltaico debe tener un dispositivo o seccionamiento, fácilmente accesible, que lo desconecte del resto de la infraestructura eléctrica.
- Las conexiones eléctricas entre módulos fotovoltaicos deben realizarse a través de terminales en sus partes posteriores. Estos terminales deben estar resguardados en cajas de conexión, que garanticen impermeabilidad, un rápido montaje y mantenimiento del sistema fotovoltaico.
- El sistema fotovoltaico debe contar con interruptores que garanticen una desconexión de forma simultánea de sus fuentes de energía, inversores, baterías (si aplica), conductores no puestos a tierra, entre otros.
- La interconexión de los módulos fotovoltaicos debe realizarse mediante conectores a prueba de agua (Tipo MC4 o equivalente), que sean polarizados para un adecuado enclavamiento o bloqueo, y ser capaces de interrumpir el flujo de corriente sin causar contactos accidentales o riesgos al personal competente.
- La interconexión entre los strings de módulos fotovoltaicos debe ejecutarse de tal manera que no se presenten corrientes inversas entre ellos. En caso de presentarse, dichas corrientes no deben superar los valores máximos soportados por los módulos. Para garantizar su protección, es necesario implementar diodos de bloqueo o dispositivos de protección contra sobrecorriente.
- Para mitigar la circulación de corrientes inversas, los módulos fotovoltaicos no deben ser de diferentes modelos, ni presentar sombras parciales ni estar orientados a diferentes orientaciones, a no ser que se instalen para esta última condición, convertidores DC-DC.
- Se debe evaluar para instalaciones fotovoltaicas en elevaciones o campos abiertos el nivel de riesgo ante descargas atmosféricas

(Norma IEC TR 63227).

- Se debe garantizar la instalación de interruptores contra sobrecorriente que brinden protección contra fallas de arco fotovoltaico en los módulos y en los demás componentes eléctricos conectados a circuitos de corriente continua con tensiones iguales o superiores a 80 [VDC].
- Se debe dimensionar las protecciones contra sobrecorriente conforme a la NTC 2050.
- La tensión máxima de salida para un sistema fotovoltaico en corriente continua se puede dimensionar a través de:
 1. La suma de la tensión nominal de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos corregidos a la temperatura más baja de los coeficientes térmicos (instrucciones de rotulado del módulo).
 2. La suma de la tensión nominal de circuito abierto de los módulos **fotovoltaicos cristalinos o multicristalinos** conectados en serie con respecto a su capacidad nominal, aplicando el factor de corrección de temperatura:

Tabla 3. Factores de corrección por temperaturas para módulo de silicio.

Factores de corrección para temperaturas ambiente inferiores a 25 °C (Se multiplica la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección adecuado que se muestra a continuación)	
Temperatura ambiente (°C)	Factor
24 a 20	1,02
19 a 15	1,04
14 a 10	1,06
9 a 5	1,08
4 a 0	1,10
-1 a -5	1,12
-6 a -10	1,14
-11 a -15	1,16
-16 a -20	1,18
-21 a -25	1,20
-26 a -30	1,21
-31 a -35	1,23
-36 a -40	1,25

Fuente: Tabla 690.7.NTC-2050 (2° Edición). 2024. *Sistemas solares fotovoltaicos FV.*

3. Un diseño eléctrico avalado por un ingeniero electricista para sistemas fotovoltaicos con una capacidad generadora igual o superior de 100[kW].

1.2.13.3.1 Parámetros eléctricos bajo STC.

- Se debe corroborar que los valores de voltaje a potencia máxima, corriente a potencia máxima, potencia máxima, tensión de circuito abierto, corriente de cortocircuito, coeficientes de temperatura y eficiencia asociados a los módulos fotovoltaicos de interés se encuentren debidamente certificados a condiciones de operación estándar (1000 [W/m²], 25 °C, AM 1.5).
- La tensión máxima del sistema fotovoltaico debe estar en el rango de los 600 y 1000 [V].

- El fabricante debe contemplar una corriente máxima de fusible en serie.
- El fabricante debe proporcionar la Curva I-V medida.

1.2.13.3.2 Ensayos de desempeño.

- Su potencia máxima debe contar con una tolerancia de más o menos el 5%.
- Deben ser resistentes a temperaturas entre los -40°C a 85°C .
- Deben ser resistentes a una concentración de humedad relativa del 85% a una temperatura de 85°C .
- Deben ser resistentes a esfuerzos mecánicos iguales o mayores de 2400 [Pa] para condiciones de viento o nieve.
- Deben ser resistentes al impacto de granizo a aproximadamente 23[m/s].
- Deben ser resistentes a la corrosión salina y a la torsión mecánica.

1.2.13.3.3 Ensayos de seguridad eléctrica.

- Su resistencia de aislamiento eléctrico debe ser mayor o igual a $1[\text{M}\Omega\cdot\text{m}]$ para una prueba de tensión en continua de 500[V]
- Debe ser satisfactoria su prueba de tensión soportada para $2\times V_{oc} + 1000\text{ V}$ sin que se presente ruptura dieléctrica.
- Determinación de curva I-V.
- Medición satisfactoria de temperatura nominal de operación.
- Debe ser satisfactoria su prueba de corriente de fuga en condiciones de humedad.
- Deben ser capaces de resistir la aparición de una corriente de cortocircuito.
- Deben ser resistentes a incendios y ser lo menos inflamables posible.
- Debe ser satisfactoria su prueba de continuidad del sistema de puesta a tierra entre sus marcos.
- Medición de potencia máxima satisfactoria bajo STC.
- Ensayo satisfactorio de torsión.
- Ensayo satisfactorio de carga mecánica por resistencia al viento.
- Ensayo satisfactorio de altas temperaturas (Bioma tropical húmedo).
- Ensayo satisfactorio de impacto de granizo.
- Permanencia e imborrabilidad del rótulo y rotulado conforme a las normatividades IEC 60950-1 y UL 969, respectivamente

1.2.13.3.4 Marcación

- Se debe tener debidamente registrados en placa técnica de los módulos fotovoltaicos de interés: el fabricante, modelo, número de serie, símbolo de riesgo eléctrico, lugar y fecha de manufactura, al igual que sus valores de potencia nominal, voltaje a potencia máxima, corriente a potencia máxima, potencia máxima, tensión de circuito abierto, corriente de cortocircuito, coeficientes de temperatura, eficiencia.
- Toda instalación eléctrica energizada a través de un sistema fotovoltaico debe tener una placa informativa en la zona de desconexión que indique que efectivamente cuenta con ese tipo de conexión y se debe especificar además la capacidad, potencia máxima, corriente nominal, tensión de operación, tensión máxima y corriente de cortocircuito de dicho sistema fotovoltaico.

1.2.13.4 Inversores solares

Para los inversores solares se tendrá presente la aplicación de los tópicos contemplados por la normatividad **NTC 5759 (2010)**, **NTC 2050 (2º Edición, 2020)** y **RETIE (2024)** en términos de construcción, desempeño, confiabilidad, seguridad eléctrica y compatibilidad:

1.2.13.4.1 Construcción.

- Los inversores solares deben garantizar las distancias mínimas de seguridad eléctrica con relación a su tensión de operación.
- Los inversores solares deben ser capaces de resistir sobretensiones transitorias.
- Los componentes eléctricos interiores y exteriores de los inversores solares deben contar respectivamente con protección a la humedad de IP 21 y de P65 respectivamente.
- Se debe identificar y señalizar la polaridad de los terminales de los inversores solares.
- Los inversores solares deben presentar continuidad del sistema de puesta a tierra entre sus herrajes metálicos de soporte.

1.2.13.4.2 Parámetros eléctricos

- Los inversores solares deben tener una eficiencia de conversión igual o superior a 90%.
- El rango de tensión de entrada en continua debe ser compatible con el resto del sistema fotovoltaico,
- Los inversores solares deben contar con una precisión y rango

operativos definidos conforme al punto máximo de potencia.

- La distorsión armónica total a la salida de los inversores debe ser igual o inferior al 5%.
- El factor de potencia de los inversores debe ser mayor o igual a 0,95.
- La corriente máxima de los circuitos eléctricos conectados a la salida de un inversor debe ser la misma corriente nominal de salida de dicho dispositivo.

1.2.13.4.3 Seguridad eléctrica en su operación

- Los inversores solares deben tener protecciones eléctricas DC/AC para sobretensión y sobrecorriente.
- Los inversores solares deben tener protecciones eléctricas contra la polaridad inversa en la entrada por tensión continua.
- Los inversores solares asociados a sistemas fotovoltaicos on-grid, deben tener transferencia automática en caso de corte de energía eléctrica.
- Los inversores solares deben tener protección contra sobrecarga térmica por desconexión.
- Los inversores solares deben contar con un seccionamiento seguro entre los lados de tensión continua y alterna.
- Los inversores solares deben tener protección contra corrientes de falla.
- Se debe garantizar la instalación de interruptores de sobrecorriente que brinden protección contra fallas de arco fotovoltaico en los módulos y en los demás componentes eléctricos conectados a circuitos de corriente continua con tensiones iguales o superiores a 80 [VDC]. Normalmente estas protecciones se ubican en los inversores.
- Se debe dimensionar las protecciones contra sobrecorriente conforme a la NTC 2050.
- La corriente del inversor en modo espera no debe ser superior a la establecida por el fabricante o norma de fabricación.
- La inyección de corriente continua del sistema fotovoltaico a la interfaz de red no debe ser superior al 1% de la corriente nominal de la salida del inversor.

1.2.13.4.4 Ensayos de seguridad eléctrica.

- Su resistencia de aislamiento eléctrico debe ser mayor o igual a $1[M\Omega \cdot m]$ para una prueba de tensión en continua de 500[V]
- Debe ser satisfactoria su prueba de rigidez dieléctrica para $2 \times \text{Tensión de operación} + 1000 \text{ V}$.
- Debe ser satisfactoria su prueba de temperatura de operación.

- Las pruebas de sobrecarga continua y transitoria de los inversores solares deben ser satisfactorias.
- El ensayo de cortocircuito en la salida de los inversores solares debe ser satisfactorio.
- Pruebas satisfactorias de inflamabilidad y de resistencia a incendios.
- Permanencia e imborrabilidad del rótulo y rotulado conforme a las normatividades IEC 60950-1 y UL 969, respectivamente

1.2.13.4.5 Operación On-Grid

- Las protecciones, sistema de puesta a tierra y coordinación con la red eléctrica disponibles para los inversores solares deben cumplir los requerimientos técnicos del operador de red local.
- La frecuencia de operación debe ser de 60 [Hz].
- Se debe limitar la inyección de armónicos a la red eléctrica convencional.
- Se debe ser capaz de realizar una desconexión rápida para mantenimientos programados.

1.2.13.4.6 Marcación

- Se debe tener debidamente registrados en placa técnica de los inversores solares de interés. el símbolo de riesgo eléctrico, el fabricante, modelo, número de serie, fecha, lote y lugar de fabricación. De igual manera, la placa debe especificar los parámetros eléctricos en corriente continua, incluyendo la potencia nominal de salida, la potencia máxima admisible, el rango de tensión de entrada y la tensión máxima; y en corriente alterna, la información asociada a la cantidad de fases, la tensión de salida, la frecuencia, la potencia nominal, la potencia aparente, y finalmente, la identificación de fusibles, terminales, conexiones y controles.

1.2.13.5 Conductores eléctricos para instalaciones solares fotovoltaicas

Para los conductores eléctricos destinados a instalaciones fotovoltaicas, se tendrá presente la aplicación de los tópicos previstos bajo las normatividades **UL 4703 (2010)**, **NTC 2050 (2° Edición, 2020)** y **RETIE (2024)** en términos de construcción, ensayos, instalación, dimensionamiento y seguridad.

1.2.13.5.1 Construcción.

- Se permite que el alma de los conductores eléctricos asociados a instalaciones fotovoltaicas puede ser en cobre o aluminio, desde que se encuentren debidamente certificados.
- La normatividad colombiana recomienda el uso de conductores de cobre electrolítico estañado en instalaciones fotovoltaicas, ya que ofrecen mayor facilidad de instalación, resistencia mecánica, protección contra corrosión, oxidación, humedad y radiación ultravioleta, compatibilidad frente al par galvánico y variaciones de tensión, además de ser retardantes al fuego.
- La normatividad colombiana recomienda un calibre o sección media mínimo de 12 AWG ($\approx 4[\text{mm}]$) para los conductores eléctricos en instalaciones fotovoltaicas.
- Las dimensiones de los hilos, espesor del aislamiento, espesor del relleno, espesor del forro metálico y espesor de la chaqueta de los conductores eléctricos deben ser los adecuados de acorde a su calibre y aplicación.
- El forro metálico interno de los conductores eléctricos debe presentar continuidad en toda su extensión.

1.2.13.5.2 Aislamiento y canalización

- Se permite que los conductores eléctricos para aplicaciones fotovoltaicas estén recubiertos por aislamientos XLPE, THWN-2, XHHW-2 y RHW-2 desde que se encuentren canalizados en ductos o bandejas aptas para su uso a la intemperie. Por otro lado, los conductores eléctricos con aislamiento PV WIRE (Cable fotovoltaico) no requieren canalización.

1.2.13.5.3 Tensión de operación

- Se establece que el máximo porcentaje de caída de tensión para una instalación fotovoltaica es de 5%, correspondiendo unas caídas máximas de tensión en corriente en continua y en alterna de 1,5% y de 3% respectivamente
- Se establece que el máximo porcentaje de caída de tensión para una instalación fotovoltaica es de 5%.
- Se establece que el rango de tensión de operación en tensión continua permitido es entre 600[V] y 1500[V].
- La tensión máxima de operación de los circuitos en corriente continua para un sistema fotovoltaico a cielo abierto es de 1500[V]
- La tensión máxima de los circuitos eléctricos conectados a la salida de un único convertidor de corriente continua a corriente

continua debe ser la misma tensión nominal de salida de dicho dispositivo.

- La tensión máxima de los circuitos eléctricos conectados a la salida de dos o más convertidores de corriente continua a corriente continua debe ser la misma tensión máxima nominal de salida de dichos dispositivos, salvo que sus instrucciones técnicas propias especifique otra metodología.

1.2.13.5.4 Corriente de operación

- Las corrientes máximas de salida para circuitos eléctricos de un sistema fotovoltaico se puede dimensionar a través de:
 1. Aplicar un factor de ajuste de 125% a la suma de corrientes de cortocircuito de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo (Strings)
 2. Un diseño eléctrico avalado por un ingeniero electricista para sistemas fotovoltaicos con una capacidad generadora igual o superior de 100[kW]. El valor de la corriente debe calcularse como el promedio de valores de corrientes máximas obtenidas a partir de 3 horas de simulación de un sistema fotovoltaico teniendo en cuenta la irradiancia local. El valor de corriente empleado no debe ser inferior al 70% del valor calculado a partir de la suma de corrientes de cortocircuito.
- La capacidad de corriente de los conductores eléctricos asociados a un sistema fotovoltaico se puede dimensionar a través de:
 1. Aplicar un factor de ajuste adicional de 125% a la suma de corrientes de cortocircuito de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo (Strings) multiplicado por un factor de 125%. Se evidencia luego que el factor de ajuste total sería de 156%.
 2. Aplicar un factor de ajuste de 125% la suma de corrientes de cortocircuito de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo multiplicado, para luego aplicar factores de corrección por temperatura y por agrupación.
- El valor nominal de las protecciones contra sobrecorriente asociado a los circuitos eléctricos de un sistema fotovoltaico debe:
 1. No ser inferior a la ampacidad obtenida a partir de la aplicación de un factor de ajuste de 125% a la suma de corrientes de cortocircuito de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo (String).

2. Ser ajustado a la capacidad nominal registrada en tabla para el caso de dispositivos de protección contra sobrecorriente electrónicos ajustables:

Tabla 4. Valores nominales estándar en A para fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso.

Tabla 240.6(A) Valores nominales estándar en A para fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso

Valores nominales estándar en A				
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	6 000	---	---	---

Fuente: Tabla 240.6(A).NTC-2050 (2° Edición). 2024. *Sistemas solares fotovoltaicos FV*.

- La corriente máxima de los circuitos eléctricos conectados a la salida de un único convertidor de corriente continua a corriente continua debe ser la misma corriente nominal de salida de dicho dispositivo.
- La corriente máxima de los circuitos eléctricos conectados a la salida de uno o más convertidores de corriente continua a corriente continua debe ser la sumatoria de las corrientes circulantes por estos dispositivos en paralelo.

1.2.13.5.5 Temperatura de operación

- Se establece que los rangos de temperaturas permitidos para operación continua y en sobrecarga son de -40°C a $+90^{\circ}\text{C}$ y de 105°C – 120°C , respectivamente

1.2.13.5.6 Seguridad eléctrica en su operación.

- Los empalmes de los conductores deben llevarse a cabo dentro de cajas de derivación a prueba de condiciones del medio ambiente y utilizando accesorios de conexión adecuados.
- Los circuitos asociados a sistemas fotovoltaicos no deben compartir ningún tipo de canalización, bandejas portacables, cajas de conexión ni conductores con circuitos de sistemas no

fotovoltaicos o con circuitos de salida de inversores, salvo que se encuentren separados por barreras físicas.

- Se debe garantizar la protección de los conductores eléctricos frente a una falla de arco fotovoltaico en circuitos que funcionen a una tensión igual o superior a 80[VDC], mediante la instalación de un interruptor de circuito adecuado.
- Se debe dimensionar las protecciones contra sobrecorriente conforme a la NTC 2050.
- La tensión máxima de los circuitos que operan en corriente continua en un sistema fotovoltaico debe ser la máxima tensión entre los conductores o cualquier conductor y la masa (tierra)

1.2.13.5.7 Ensayos de seguridad eléctrica.

- La resistencia de aislamiento eléctrico de los conductores eléctricos debe ser mayor o igual a $1[M\Omega \cdot m]$ para una prueba de tensión en continua de 500[V].
- Deben ser satisfactorios sus ensayos de continuidad, de tensión soportada, de resistencia a radiación UV, de altas temperaturas, de condiciones de humedad y ser retardantes al fuego.
- Deben encontrarse certificados por el ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia).
- Resistencia satisfactoria de los conductores eléctricos en operación a corriente continua de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Resistencia satisfactoria de los conductores eléctricos a tensión aplicada en continua o alterna, según corresponda, de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Resistencia mecánica satisfactoria de los conductores eléctricos de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Pruebas de estrés de propiedades mecánicas, antes y después de envejecimiento, de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Ensayo de deformación en caliente para aislamientos y chaquetas de conductores eléctricos de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Ensayo de bloqueo contra la migración longitudinal de los conductores eléctricos para uso subterráneo de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Ensayo satisfactorio de doblado en frío de conductores eléctricos de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Pruebas satisfactorias de inflamabilidad y de resistencia a incendios de acuerdo con normatividad del fabricante.
- Ensayo satisfactorio de resistencia a radiación ultravioleta de conductores eléctricos de acuerdo con normatividad del fabricante.

1.2.13.5.8 Identificación por colores

- Los conductores en corriente continua deben estar identificados en color rojo para el positivo y en color negro o azul para el negativo.
- Los conductores en corriente alterna deben estar identificados en color amarillo, azul y rojo para las fases, el neutro en blanco y la tierra en verde.

1.2.13.5.9 Marcación

- Los conductores deben tener registrados el fabricante, el tipo de cable, la sección media o calibre, la tensión nominal y la certificación ONAC.
- Las canalizaciones y cajas de conexión eléctricas que contengan conductores eléctricos de fuentes de circuitos de C.C de sistemas fotovoltaicos deben estar marcadas marcadas: **“ADVERTENCIA: FUENTE DE ALIMENTACIÓN FOTOVOLTAICA.”**

1.2.14 Descripción General de la Planta Fotovoltaica ON-GRID.

Este proyecto está conformado por una planta solar fotovoltaica con montaje tipo estructura fija instalada en suelo, con una potencia pico de 1.997 [MWp] (STC) y una potencia total de inversores de 1,8 [MWh], 6 inversores en total, cada uno con una capacidad de 300 [kWca] a 30°C.

En total se proyecta la instalación de 3025 módulos de 600 [Wp] cada uno, para un total de 8164 [m²] de área en paneles solares.

La energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaico en forma de corriente directa DC será dirigida a los inversores, quienes convertirán la energía en forma de corriente alterna AC de baja tensión (800 [V]), para llevarlo a niveles de tensión estandarizados por el Operador de Red local Air-e se elevará el voltaje a niveles de media tensión (13,2 [kV]) mediante un transformador elevador ubicado a la salida de los inversores.

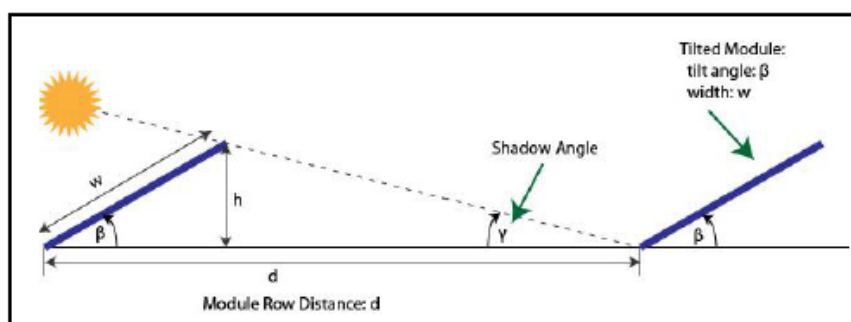
La planta fotovoltaica transmitirá su energía a 13,2 [kV] mediante un circuito en media tensión subterráneo con transición a red aérea, que irán desde los centros de

transformación de la planta hasta el centro de seccionamiento de esta, y desde allí, al punto de los medidores bidireccionales, hasta el punto de conexión aprobado por el Operador de Red Local Air-e.

Para el montaje de los paneles se dispuso instalación perpendicular, teniendo en cuenta que Colombia se encuentra ubicada en el hemisferio norte los paneles serán instalados orientados hacia el sur geográfico (azimut cero), con una inclinación de 15° que mejore las necesidades de mantenimiento cuando llueva sobre los paneles (la inclinación ha podido ser alrededor de 5°).

Se calculó la distancia de separación entre líneas de paneles con el propósito de evitar sombras entre estos. En la figura 27 se ilustra la metodología aplicada, mientras que en la tabla 5 se muestran los resultados de los cálculos, considerando un factor de dimensionamiento del 25% adicional, donde se evidencia que una distancia de 3,54 [m] es la más adecuada para la separación entre líneas para el arreglo de módulos fotovoltaicos:

Figura 27. Ilustración de la distancia de separación entre paneles solares.



Fuente: Pérez, Borja. (2020). Academia de Energía Solar. *Todo lo que necesitas sabe sobre la energía fotovoltaica para dummies (3ra Edición)*.

Tabla 5. Cálculo de la distancia de separación entre paneles solares.

$W = 2,38$ [m]
$\beta = 15,00^\circ$
Latitud = 11,72
$d1 = 2,30$ [m]
$h = 0,62$ m
$\gamma = 49,28^\circ$
$d2 = 0,53$ [m]
$d = 3,54$ [m]

Fuente: Autoría Propia.

Como estructura de soporte se implementarán estructuras fijas fabricadas en acero galvanizado, con cimentaciones tipo pilote en acero Z1200 galvanizado a fuego según DIN EN ISO 1461, con vigas y correas en acero Z600 galvanizado a fuego según DIN EN ISO 12944-2, las sujeciones para módulos con atornillamiento en acero inoxidable.

1.2.15 Ficha técnica de la planta

Para el desarrollo de este parque fotovoltaico lo hemos dimensionado teniendo en cuenta la normativa vigente y los criterios técnicos para la optimización de la materia prima, a continuación, podemos observar algunas de las características de este parque fotovoltaico:

Tabla 6. Especificaciones técnicas de la planta solar de interés.

Composición de la planta fotovoltaica	
Potencia pico (nominal STC)	1997 [kWp]
Potencia AC	1800 [kW]
Ratio CC/CA	1.11
Potencia de los módulos	660 [Wp]
Nº de módulos	3025
Nº de módulos/String	29
Nº de Sting	121
Nº de inversores	6
Nº de ramas/inversores	20,16

Fuente: Autoría Propia

1.2.16 Principales componentes de la planta

1.2.16.1 Paneles fotovoltaicos

El panel fotovoltaico que escogimos posee una potencia nominal de 660 [Wp], esta potencia es posible bajo condiciones estándar de temperatura de 25°C y 1000 [W/m²], los módulos en conjunto cubren un área de 8164 [m²]

Tabla 7. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico de interés.

Modulo fotovoltaico LR7-72HYD-660M	
Potencia nominal	660 [Wp]
Condiciones de referencia	1000 [W/m ²]
Corriente de cortocircuito	15,300 [A]
Corriente máxima I_{mp}	14,650 [A]

Coeficiente de temperatura	7,7 [mA/°C]
Temperatura	25 °C
Voltaje circuito abierto V_{oc}	54,4 [V]
Voltaje máximo V_{mp}	45,07 [V]

Fuente: Autoría Propia

1.2.16.2 Cajas de agrupamiento

Las cajas de agrupamiento **o también llamadas string box, son las cajas que distribuimos por todo el emplazamiento para las conexiones entre paneles y formar un único circuito de salida que se dirige hacia el inversor.**

Dentro de estas cajas incluimos las protecciones necesarias son la normativa aplicable para así garantizar la seguridad de las instalaciones, estas cajas se escogieron con IP65 ya que deben cumplir su funcionamiento en condiciones exteriores.

1.2.16.3 Inversor

El equipo encargado de convertir la corriente directa generada por los paneles solares en corriente alterna a la frecuencia de la red comercial (60 Hz en Colombia), se definió para el proyecto un inversor trifásico marca Huawei Technologies, modelo SUN2000-330KTL-H1.

Todas las salidas en AC de los inversores irán a un tablero común de baja tensión a 800V, 900A, 25 kA.

Tabla 8. Especificaciones técnicas del inversor solar de interés

Inversor Fotovoltaico Trifásico SUN2000-330KTL-H1.	
Potencia CA nominal (40°)	300 [kVA]
Potencia CA Max. (30°)	330 [kVA]
Corriente AC nominal	217 [A]
Corriente AC Max.	238 [A]
Corriente Max. Por MPPT.	65,6 [A]
Voltaje MPP mínimo	550 [V]
Voltaje min. Para PNom.	770 [V]
Voltaje MPP nominal	1080 [V]
Voltaje MPP Max.	1500 [V]
Voltaje FV Max. absoluto	1500 [V]
Umbral de potencia	1500 [W]

Frecuencia	60 [Hz]
Eficiencia	99 %
Número de Entradas MPPT	6
Ancho	732 [mm]
Profundidad	395 [mm]
Altura	1048 [mm]
Peso	112 [kg]
Tecnología: Dual stage, Transformerless Protección: "-25 - +60°C, IP 66" Control: LED indicator, WLAN + APP, USB data cable + APP	

Fuente: Autoría Propia

1.2.16.4 Transformador

Este equipo lo usaremos para conectar en su devanado primario en delta la salida general que viene desde el tablero de baja tensión 800[V], 900[A], 25 [kA], el cual está alimentado por las salidas en AC de los 6 inversores. El transformador que usaremos será trifásico, con capacidad nominal de 2 [MVA], con tipo de conexión delta/estrella DYN5, y será el encargado de elevar la tensión a partir de los 800[V] AC hasta los 13,2 [kV] en el punto de inyección conforme a las condiciones establecidas por el operador de red local Air-e.

1.2.16.5 Celda de medida de media tensión, celda de protección de media tensión, frontera comercial del generador distribuido y centro de seccionamiento

El centro de seccionamiento son los equipos que comunican las líneas de media tensión y convergen con los circuitos de alta tensión de la subestación en donde se eleva la tensión y constituye el punto de conexión a la red de transporte de energía.

1.2.16.6 Cableado de baja tensión

Todo el cableado de baja tensión requerido en el proyecto ya sea para conexiones entre paneles, paneles e inversores, entre inversores cajas o tableros, tableros y transformadores, debe ser calculado e instalado de conformidad con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Norma Técnica Colombia –

NTC 2050, NEC, IEC, y demás normas que apliquen en el territorio nacional para proyecto de este tipo.

La determinación de la sección transversal de los cables se realizó acorde con los criterios de ampacidad (máxima corriente que puede transportar el cable sin destruir su aislamiento), caídas de tensión, y capacidad de cortocircuito.

1.2.16.7 Cableado de media tensión

Todo el cableado de media tensión requerido en el proyecto como conexiones entre el devanado secundario del transformador y celdas, hasta punto de conexión para inyección a red comercial debe ser calculado e instalado de conformidad con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, normativa del Operador de Red Local Air-e, Norma Técnica Colombia – NTC 2050, NEC, IEC, y demás normas que apliquen en el territorio nacional para proyecto de este tipo.

La determinación de la sección transversal de los cables se realizó acorde con los criterios de ampacidad (máxima corriente que puede transportar el cable sin destruir su aislamiento), caída de tensión, y capacidad de cortocircuito.

1.2.16.8 Protecciones eléctricas

El sistema eléctrico fotovoltaico debe contar con sus respectivas protecciones eléctricas, que como parte del cumplimiento del RETIE y demás normas que apliquen, se encargarán de garantizar la seguridad para las personas, los equipos, y las instalaciones eléctricas.

- **Sobrecorriente:** Cualquier corriente que supere la corriente nominal de un equipo o la capacidad de corriente (ampacity) de un conductor. Puede ser el resultado de una sobrecarga, un cortocircuito o una falla a tierra. Como elemento protector ante este tipo de fallos se instalará los dispositivos de protección contra sobrecorriente, que pueden ser interruptores termomagnéticos AC y DC, fusibles, interruptores contra falla a tierra.
- **Sobretensiones:** Tensión por encima de la tensión nominal, pueden ser temporales, frente lento, o frente rápido. Para la protección del sistema ante este tipo de eventos destructivo se instalarán dispositivos de protección contra

sobretensiones – DPS, que cumplirán la función de proteger los equipos electrónicos contra los picos de tensión generados por diferentes factores como sobretensiones temporales, swicheos, o descargas atmosféricas.

1.2.16.9 Puesta a tierra

Todos los productos utilizados en el sistema de puesta a tierra deben cumplir con los requisitos establecidos en el libro 2 del RETIE 2024, y demostrarlo mediante un certificado de producto conforme lo establece el libro 4 del mismo reglamento, lo anterior debido a la alta incidencia que tienen sobre la seguridad los sistemas de puesta a tierra.

Se implementarán electrodos de puesta a tierra recubiertos en cobre al 99% de 2,4 me de longitud y diámetro de 5/8” cumpliendo los requisitos de instalación del **Artículo 3.12.2.1. “Electrodos de Puesta a Tierra del RETIE”**, las uniones entre conductores y electrodos que vayan soterradas se realizarán por medio de soldadura exotérmica.

El conductor del electrodo de puesta a tierra, es decir el conductor que une el electrodo o malla de la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra para baja tensión en corriente alterna, se ha seleccionado con la Tabla 250-66 de la NTC 2050. El conductor de tierra para media tensión fue seleccionado de acuerdo con la ANSI/IEEE80 e IEEE 242.

El conductor de protección o de puesta a tierra de equipos se seleccionaron con la Tabla 250-122 de la NTC2050 de conformidad con el Artículo 3.12.2.3. de RETIE 2024.

El sistema de puesta a tierra del proyecto se ha dimensionado siguiendo los criterios de seguridad de la IEEE 80, IEEE1100, RETIE 2024, y NTC2050, garantizando las tensiones de paso, contacto, y transferido dentro de los valores tolerables por las personas.

En lo correspondiente al sistema solar fotovoltaico, todas las partes metálicas expuestas del sistema, instaladas permanentemente, deben ser puestas a tierra. Se incluyen estructuras, marcos de los módulos, gabinetes de interruptores y cajas de conexión, debido a que se tienen más de 3 módulos en serie, el conductor negativo debe ponerse a tierra.

1.2.17 Resultados

1.2.17.1 Descripción del sistema.

El proyecto contempla la instalación de un sistema fotovoltaico **On-Grid**, conectado a la red de distribución eléctrica local de Uribia en media tensión de **13,2 [kV]**. La capacidad instalada del sistema es de **1997 [kWp] en corriente continua (DC)**, correspondiente a la potencia total de los módulos fotovoltaicos, y de **1980 [kWp] en corriente alterna (AC)**, relacionada a la potencia nominal de salida de los inversores:

Tabla 9. Resumen de especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos. inversores.

Identificación del inversor	Tipo de inversor	Tensión AC	Potencia por inversor	Cantidad de módulos en serie (MPPT1)	Cantidad de módulos en serie (MPPT2)	Cantidad de módulos en serie (MPPT3)	Cantidad de módulos en serie (MPPT4)	Cantidad de módulos en serie (MPPT5)	Cantidad de módulos en serie (MPPT6)	Tipo de módulo fotovoltaico	Cantidad de módulos por inversor	Potencia Fotovoltaica por módulo	Potencia Fotovoltaica por inversor
INVERSOR1	Huawei SUN2000-330KTL-H1	800 [V]	300 [kW]	4x25	4x25	3x25	3x25	3x25	3x25	LONGi LR7-72HYD-660M	500	0,66 [kWp]	330 [kWp]
INVERSOR2	Huawei SUN2000-330KTL-H1	800 [V]	300 [kW]	4x25	4x25	3x25	3x25	3x25	3x25	LONGi LR7-72HYD-660M	500	0,66 [kWp]	330 [kWp]
INVERSOR3	Huawei SUN2000-330KTL-H1	800 [V]	300 [kW]	4x25	4x25	3x25	3x25	3x25	3x25	LONGi LR7-72HYD-660M	500	0,66 [kWp]	330 [kWp]
INVERSOR4	Huawei SUN2000-330KTL-H1	800 [V]	300 [kW]	4x25	4x25	3x25	3x25	3x25	3x25	LONGi LR7-72HYD-660M	500	0,66 [kWp]	330 [kWp]
INVERSOR5	Huawei SUN2000-330KTL-H1	800 [V]	300 [kW]	4x25	4x25	3x25	3x25	3x25	3x25	LONGi LR7-72HYD-660M	500	0,66 [kWp]	330 [kWp]
INVERSOR6	Huawei SUN2000-330KTL-H1	800 [V]	300 [kW]	4x25	4x25	4x25	3x25	3x25	3x25	LONGi LR7-72HYD-660M	525	0,66 [kWp]	347 [kWp]

Fuente: Autoría Propia.

Tabla 10. Cantidades y potencias instaladas de módulos fotovoltaicos e inversores.

Cantidad total de inversores	Potencia nominal por inversor	Potencia total de los inversores	Cantidad total de módulos fotovoltaicos	Potencia pico por módulo fotovoltaico	Potencia Fotovoltaica Total
6	300 [kW]	1800 [kW]	3025	0,66 [kWp]	1997 [kWp]

Fuente: Autoría Propia.

Este sistema fotovoltaico se encuentra concebido para inyectar directamente la energía producida por sus arreglos de módulos fotovoltaicos durante las horas solares a la mencionada red de distribución en media tensión. Su finalidad es contribuir en la cobertura del suministro eléctrico sin importar el tipo de cargas locales conectadas. No obstante, si la demanda energética sobrepasa su capacidad de generación, se puede hacer uso adicionalmente de suministro convencional de energía eléctrica para así garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

Como se puede constatar en la figura 28, la orientación de los arreglos de módulos fotovoltaicos se conserva homogénea a lo largo del transcurso del año, sin

necesidad de requerirse ajustes, debido a que el emplazamiento del proyecto se ubica en la zona tórrida del planeta, en la cual las variaciones en la trayectoria de las posiciones solares aparentes son mínimas.

Figura 28. Representación gráfica de módulos fotovoltaicos distribuidos entre los inversores.



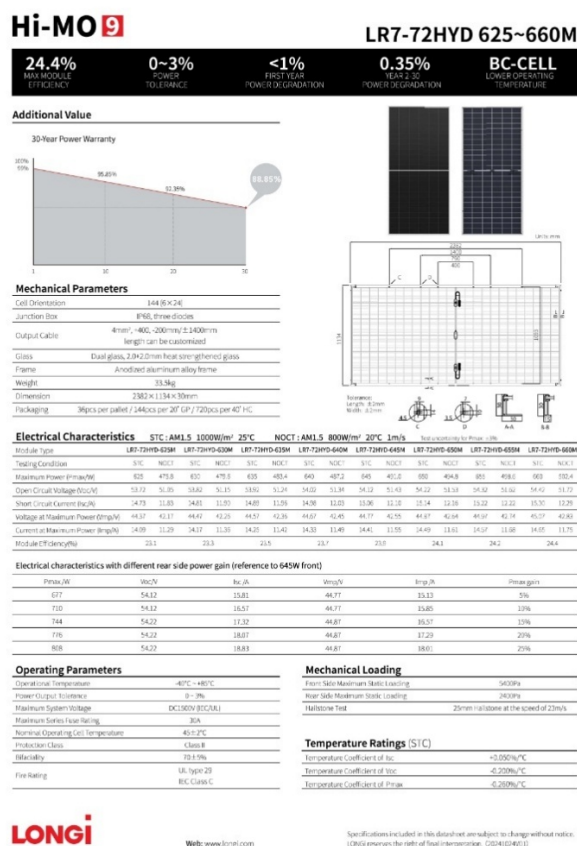
Fuente: Autoría Propia

1.2.17.2 Equipos principales.

1.2.17.2.1 Paneles solares.

Se escogieron **3025** módulos fotovoltaicos de la marca y modelo, **LONGi LR7-72HYD-660M**, con una potencia nominal de 0,660 [kWp], el cual al poseer una alta eficiencia de hasta 24,4 %, garantiza una adecuada generación de energía por unidad de superficie. Se resalta de dicho modelo su bajo coeficiente térmico ($-0,26 \text{ }^{\circ}\text{C}$), que conserva un rendimiento estable en climas cálidos, una gran robustez mecánica, baja degradación (menos del 1 % el primer año y 0,35 % anual posterior). Por otro lado,

cuenta con garantías por defectos de fábrica de 12 años y de 30 años de potencia salida ($\geq 88,85\%$), con compatibilidad con sistemas fotovoltaicos de hasta 1500[V] y cuenta con certificaciones internacionales IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, lo que asegura su durabilidad, eficiencia y confiabilidad en proyectos solares en Colombia.



Fuente: LONGi. (2025). *LONGi LR7-72HYD-660M (Datasheet)*.

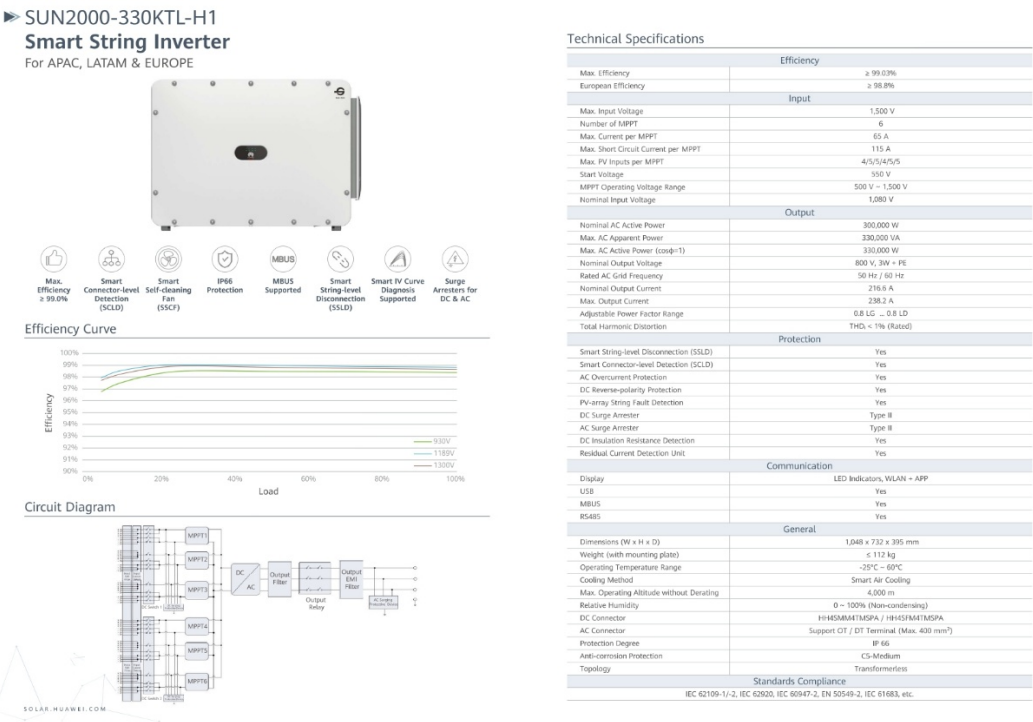
[https://static.longi.com/Hi MO 9 LR 7 72 HYD 625 660 M 30 30 and 15 Frame
EN 3172de8975.pdf](https://static.longi.com/Hi%20MO%209%20LR%207%20HYD%20625%20660%20M%2030%2030%20and%2015%20Frame%20EN%203172de8975.pdf)

1.2.17.2.2 Inversores solares.

Se escogieron **6** inversores solares de la marca y modelo, **Huawei SUN2000-330KTL-H1**, con una potencia nominal de 300 [kWp] y con tensión trifásica en corriente alterna (800[V]), el cual garantiza una alta eficiencia de conversión energética en sistemas fotovoltaicos de hasta 99,0 %. Se resalta de dicho modelo su gran rango de tensión de operación en corriente continua (550 a 1500[V]), con capacidad de hasta 15 seguidores MMPT independientes con dos entradas cada uno, que permite una adecuada captación de energía ante variaciones de irradiancia solar. Opera con una

corriente máxima de entrada de 65 [A] por MPPT, incorpora protección contra sobretensiones tipo II en DC y AC, grado de protección IP66 y refrigeración por ventiladores inteligentes. Por último, cuenta con comunicaciones integradas y funciones de diagnóstico inteligente, y dispone de certificaciones internacionales IEC 62109-1/-2, IEC 61727, IEC 62116 e IEC 61000, lo que respalda su seguridad, durabilidad y eficiencia para proyectos solares en Colombia.

Figura 30. Ficha técnica del inversor solar Huawei SUN2000-330KTL-H1.



Fuente: Huawei. (2025). *SUN2000-330KTL-H1 Smart String Inverter for APAC, LATAM & EUROPE.*

<https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/41b49585206f445db6e62c800a9f76ee.pdf>

1.2.17.2.3 Transformador.

Se seleccionó un transformador eléctrico de la marca Magnetron S.A.S, con una potencia nominal de 2[MVA], y con una relación de tensiones de 800[V] en el devanado primario y 220/127[V] en el devanado secundario. El equipo tiene la capacidad de soportar hasta 5% y 10% de sobrevoltaje a carga nominal y en vacío, garantizando su normal funcionamiento ante fluctuaciones en las condiciones de operación.

Se resalta de este modelo su bajo impacto ambiental al contener aceite dieléctrico libre de PCBs, su flexibilidad para maniobras de conexión y mantenimiento, y por cumplir con los límites de distorsión de tensión y corriente por armónicos establecidos en la norma IEEE 519-2022. Por otro lado, opera a un nivel de descargas parciales menor a 250 pC con un componente máximo de DC Bias inferior al 0,15% I_n , lo cual implica una alta confiabilidad y baja degradación dieléctrica durante el transcurso de su vida útil.

Figura 31. Ficha técnica del transformador Magnetron de 2[MVA].

DESCRIPCIÓN		GARANTIZADO
Marca		MAGNETRON S.A.S
Norma de fabricación		ANSI
Tipo		
Aplicación		Solar
Potencia	KVA	2000
Factor K		1
Fases		3
Clase		KNAN
Grupo de conexión		Ddn5
Tension Primaria	V	800
Nivel básico de aislamiento (BIL) del primario	kV	30
Cambiador de derivaciones		+2, -2 x 2.5%
Tension secundaria en vacío	V	13200
Nivel básico de aislamiento (BIL) del secundario	kV	95
Frecuencia	Hz	60
Eficiencia	%	99,24
Impedancia	%	5,75 ± 7,5%
Corriente de excitación	%	1
Material de los devanados		Aluminio
Material del tanque		Acero Dulce
Color tanque		Verde RAL 6003
Tipo de aceite		Vegetal FR3

Fuente: Cotización del transformador realizada ante la empresa MAGNETRÓN S.A.S

1.2.18 Cálculos eléctricos para el diseño detallado según RETIE.

El RETIE en el numeral 3.3.1.1 establece los ítems que se deben evaluar y realizar en el diseño detallado según sea el tipo de instalación y considerando la complejidad y riesgo de esta, sin embargo es preciso acotar que existen literales o puntos del diseño detallado que por su especialidad, y exigencia en cuanto a competencias para el diseñador, que fija el mismo RETIE no serán cubiertos o abordados a detalles, estos deben ser contratados por el dueño del proyecto para que se desarrolle la ingeniería de detalles, simulaciones y cálculos correspondientes, a continuación se realiza un listado de chequeo de los requisitos aplicables al proyecto solar fotovoltaico en Uribia La Guajira:

Tabla 11. Selección de Ítems correspondientes al diseño detallado.

DISEÑO DETALLADO	APLICA	NO APLICA	OBSERVACIÓN
a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	X		
b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.	X		*Requiere diseño especializado.
c. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.	X		
d. Coordinación de aislamiento eléctrico.	X		
e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.	X		*Requiere diseño especializado.
f. Análisis del nivel tensión requerido.	X		
g. Cálculos de campos electromagnéticos.		X	
h. Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	X		
i. Sistema de puesta a tierra.	X		
j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	X		
k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.	X		
l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.		X	
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.	X		*Requiere diseño con software especializado.

n. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.)	X		
o. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	X		
p. Cálculos de regulación de tensión.	X		
q. Áreas clasificadas como peligrosas.		X	
r. Diagramas unifilares.	X		
s. Planos eléctricos para construcción.	X		
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	X		
u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.	X		
v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.		X	
w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.		X	
x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.	X		

Fuente: Autoría Propia

*No se abordan a profundidad en este TFM debido a que requieren diseño especializado, herramientas de software especializado, e ingeniería de detalles.

Justificación de ítems no aplicables al diseño:

g- No aplica debido a que las subestaciones intervenidas no superan los 57,5 kV

q- No aplica ya que no se contemplan áreas clasificadas como peligrosas en el proyecto.

v- No aplica, no hay desviaciones a la NTC 2050.

W- No aplica por las características del proyecto.

X- Los equipos están descritos en el desarrollo y del documento y se presentan las fichas técnicas.

1.2.19 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Debido al incremento en el uso de la energía eléctrica en la vida cotidiana y en la industria se generó la necesidad de instruir a los usuarios sobre los diferentes riesgos a los que están expuestos y la importancia de tener la protección adecuada. Esta dependencia del uso de la electricidad en el día a día ha traído con esta la aparición de

accidentes eléctricos por contacto directo con elementos energizados, cuyos números aumentaron con el avance de la electrificación del país.

A medida de la extensión de la electricidad se ve indispensable el reforzar la normativa y la reglamentación para garantizar la seguridad en el uso de la electricidad. El paso de electricidad por el cuerpo humano, aunque es predecible depende de múltiples factores de riesgo que intervienen en cada situación por esta razón todas las personas que laboren e interactúen con instalaciones eléctricas debe tomar medidas preventivas a la actividad a realizar con el fin de evitar materialización de un accidente por riesgo eléctrico.

A continuación, en la tabla se establece el análisis correspondiente de los riesgos asociados al diseño del presente parque fotovoltaico, teniendo presente sus categorías, probabilidades, impacto, nivel de riesgo y su mitigación:

Tabla 12. Matriz de análisis de riesgos asociada al presente proyecto.

Riesgo	Categoría	Probabilidad	Impacto	Nivel de Riesgo	Medidas de Control
Selección inadecuada del sitio del emplazamiento del proyecto.	Técnico / Ambiental	Media	Alto	Alto	Estudios topográficos y geotécnicos previos. En caso dado, se requiere ajustar el diseño con cimentaciones reforzadas.
Cargas de viento y tormentas de arena en diseño estructural	Climático / Técnico	Alta	Alto	Alto	Tener presente datos meteorológicos locales para el reforzamiento de las estructuras.
Inadecuado dimensionamiento eléctrico.	Técnico / Normativo	Media	Alto	Alto	Validación de requerimientos técnicos RETIE del diseño por parte de profesionales en electrotecnia competentes.
Desajuste entre diseño y capacidad de conexión de red local	Técnico / Infraestructura	Media	Alto	Alto	Coordinación técnica, normativa y legal con el operador de red.
Omisión de normativas ambientales.	Legal / Social	Media	Alto	Alto	Incluir requerimientos de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)..
Elección de materiales no certificados para condiciones desérticas	Técnico / Calidad	Media	Medio	Medio	Asegurar que los materiales cuenten con las certificaciones IEC/UL correspondientes.
Riesgo eléctrico por violación de distancias de seguridad en planos	Eléctrico / Normativo	Baja	Alto	Medio	Revisión de ingeniería bajo conformidad RETIE. En caso dado, ajustar planos y demás documentación técnica.
Mal dimensionamiento del recurso solar.	Técnico / Energético	Media	Medio	Medio	Campañas de medición solar. Validación de base de datos locales históricas de irradiancia solar.
Incompatibilidad tecnológica entre equipos y/o infraestructura.	Técnico	Media	Medio	Medio	Definir equipos homologados. Validar compatibilidad técnica.
Sobrecostos por rediseños.	Financiero / Gestión	Alta	Medio	Alto	Ingeniería de detalle robusta que contemple revisiones interdisciplinarias.
Conflictos sociales con las comunidades nativas locales.	Social	Media	Medio	Medio	Talleres y campañas de socialización con las comunidades.
Poco o bajo análisis del impacto ambiental del diseño.	Ambiental	Baja	Medio	Bajo	Inclusión de medidas ambientales bajo supervisión rutinaria de profesionales competentes en dicho campo.

Fuente: Autoría Propia.

1.2.19.1 Protección contra contacto directo o indirecto.

Las principales medidas para prevenir y proteger contra un contacto directo o indirecto se deben implementar las siguientes medidas dependiendo del trabajo a realizar:

- Distancia mínima de seguridad en zonas.
- Señalización de equipo energizado.
- Equipos de protección contra corrientes en fuga.
- Dispositivos de corte automático de la alimentación.
- Conexiones equipotenciales.
- Sistemas de puesta a tierra.
- regímenes de conexión a tierra, que protejan a las personas frente a las corrientes de fuga.

1.2.19.2 Protección contra sobrecorrientes.

La protección contra sobre corrientes de los conductores y equipos se debe instalar de modo que abra el circuito si la corriente llega a alcanzar un valor que pudiera causar altas temperaturas en los conductores o en su aislamiento.

1.2.19.3 Capacidad de interrupción nominal.

Los equipos implementados para cortar las corrientes en falla deben tener la capacidad de interrumpir la tensión nominal del circuito y para la corriente disponible en los terminales del equipo. Los equipos destinados para la interrupción de la corriente a otros niveles distintos a la falla deben tener la capacidad de realizar el corte sin afectar los demás componentes eléctricos del circuito.

1.2.19.4 Cortocircuito.

Este fenómeno es ocasionado por una unión accidental entre dos o más puntos de diferente potencial de un mismo circuito, el cortocircuito se produce normalmente por fallos en el aislante de los conductores cuando estos quedan sumergidos en un medio conductor como el agua o por contacto accidental entre ellos, debido a que un cortocircuito puede ocasionar un daño importante en las instalaciones eléctricas, estas instalaciones están normalmente protegidas por fusibles, interruptores o diferenciales con el fin de proteger a las personas y a las instalaciones.

1.2.19.5 Ausencia de energía.

Este fenómeno es causado por fallas o daños en la red local como pueden ser los rayos o daños en los equipos o también por fallas internas de las instalaciones como lo son sobrecargas o cortos.

1.2.19.6 Arcos eléctricos.

Un arco eléctrico es ocasionado por el paso de una gran carga de eléctrica, produciendo un gas caliente de baja resistividad eléctrica un haz de luz, alguna de las causas que provocan un arco eléctrico pueden ser las siguientes:

- Fallos en dispositivos de maniobra y protección.
- Mal contacto.
- Cortocircuitos.

1.2.19.7 Tensión de contacto.

Es la diferencia de potencial que se podría experimentar en una persona a través de su cuerpo cuando se presenta una corriente en falla en un circuito eléctrico y al mismo tiempo una parte del cuerpo de la persona este en contacto con una estructura puesta a tierra, las posibles causas por las cuales este fenómeno se puede llegar a presentar son las siguientes:

- Rayos.
- Fallas a tierra.
- Fallas de aislamiento.
- Violación de distancias de seguridad.

1.2.19.8 Rayos.

Las averías a causa de rayos se dan por fallas en el diseño de construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de protección contra descargar atmosféricas.

1.2.19.9 Electricidad estática.

Se genera a causa de la unión y separación constante de materiales en la presencia de un aislante.

1.2.19.10 Equipo defectuoso.

Este tipo de fallas puede originarse por el mal mantenimiento prestado a los equipos, la mala instalación o el transporte y almacenamiento inadecuado.

1.2.19.11 Sobrecarga.

Es el funcionamiento de un elemento excedido su capacidad nominal.

1.2.20 Análisis de riesgo por descargas atmosféricas y medidas de protección

Colombia a raíz de la zona en la que se encuentra situado posee una de las zonas con mayor incidencia de rayos en el mundo, debido a esto es muy importante realizar un estudio de análisis de riesgo ante descargas atmosféricas tendiente a

garantizar la protección de la vida de las personas que operan la instalación, las instalaciones, sus equipos, la prestación de un servicio, o la entrega de energía a la red.

Que puede ocasionar un rayo sobre las instalaciones:

- Daños a los seres vivos que estén en las instalaciones o aledaños.
- Daño en las instalaciones y a sus sistemas.
- Fallos en los circuitos eléctricos y electrónicos asociados.

Para mitigar los riesgos por descargas atmosféricas es necesario medidas de protección, la necesidad de estas medidas como las características que deberán tener se debe determinar mediante la evaluación de riesgos.

El riesgo es el valor de una pérdida mediante el problema, para cada tipo de pérdida en una instalación se debe evaluar a que riesgo debe ir asociado.

- Riesgo por pérdida de vida humana.
- Riesgo de pérdida de servicio público.
- Riesgo de pérdida de patrimonio cultural.
- Riesgo de pérdida de valor cultural.

Para nuestras instalaciones el sistema de protección contra descargar atmosféricas contara con los siguientes elementos:

- Sistema de malla puesta a tierra.
- Sistema de alarma contra descargas atmosféricas.

En Colombia el análisis de riesgo ante descargas atmosféricas debe hacerse de conformidad con las normas NTC-4552-1, 2, 3, y 4.

Para la selección de los DPS en AC, se supone un nivel de protección III, por lo tanto se propone para el tablero principal un DPS tipo I + II, 800 VAC, con $I_n = 150$ kA, $I_{mp} = 50$ kA.

1.2.21 Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.

1.2.21.1 Carga instalada.

La carga instalada estará conformada inicialmente por 6 inversores de 330 [kVA], estos se conectan a una subestación eléctrica de distribución elevadora de 800 [V]/13,2 [kV] y recibe la energía de un sistema de generación fotovoltaica con las siguientes características:

Nivel de tensión primario: 13,2 [kV].

Nivel de tensión secundario: 800 [V].

Potencia: 1800 [kW] (Capacidad instalada nominal)

No se proyecta ampliación a futuro, por lo tanto, la carga futura es igual a la inicial.

1.2.21.2 Armónicos de Tensión:

Los armónicos de tensión son ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 [Hz]). La presente definición cubre armónicos de larga duración o estado estable, excluyendo fenómenos transitorios aislados.

Los armónicos son causados por dispositivos cuya característica tensión/corriente es no lineal, por ejemplo, convertidores electrónicos de potencia para variadores de velocidad de motores, rectificadores, hornos de arco, etc.

En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de tensión (Dv) y distorsión armónica total de tensión (THDv), para cada fase. Los percentiles calculados para cada fase deben ser menor o igual a los valores de referencia del 5%.

Con base a la información anterior, se toma los valores de referencia del THDv permitidos por la NTC 5001, y se evalúan desde el punto de vista de diseño más no desde el comportamiento de una instalación como tal.

Tabla 13. Valores de referencia de THD.

Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THDv (%)
$1kV < V_n < 69kV$	3	5
$69kV < V_n < 161kV$	1,5	2,5
$V_n > 161kV$	1	1,5

Fuente: NTC 5001. (2008). ICONTEC. *Tabla 4. Valores de referencia de THD.*

1.2.21.3 Armónicos de corriente

Las cargas no lineales conectadas al sistema de suministro eléctrico producen corrientes armónicas que se propagan al sistema de potencia y causan distorsiones armónicas de tensión que afectan a otros usuarios.

Los armónicos son causados por dispositivos cuya característica tensión/corriente es no lineal, por ejemplo, convertidores electrónicos de potencia para variadores de velocidad de motores, rectificadores, hornos de arco, entre otros.

La distorsión total de demanda, TDD, refleja la importancia de las distorsiones armónicas de corriente respecto a la carga máxima del sistema medido, ya que podrían presentarse altas distorsiones de corriente, es decir una medida de THDi elevada, con bajos niveles de carga, que no afectarían en igual proporción al sistema.

Para el caso de los sistemas solares fotovoltaicos, la distorsión armónica de cada equipo no lineal conectado a la red tiene en su ficha técnica el máximo valor de THDi que se puede entregar a carga nominal (THDi <1%).

Tomando la hoja técnica del inversor se observa la distorsión armónica producida por él. Para este caso el inversor únicamente aporta menos 1% por tanto da cumplimiento.

Figura 32. Especificaciones técnicas de salida del inversor solar Huawei SUN2000-330KTL-H1

Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%

Fuente: Huawei. (2025). *SUN2000-330KTL-H1 Smart String Inverter for APAC, LATAM & EUROPE.*

<https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/41b49585206f445db6e62c800a9f76ee.pdf>

1.2.22 Coordinación de aislamiento eléctrico

Coordinación de aislamiento se define como selección de la rigidez dieléctrica de los equipos, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos equipos están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles. La norma IEC 60664 muestra el aislamiento requerido en función del nivel de tensión AC o DC.

La tensión nominal AC de los inversores es un trifásica 800 VAC sin neutro.

La tensión nominal DC de los inversores es monofásica 1500 VDC.

Tabla 14. Tensiones racionalizadas para la tabla F.5 de equipos individuales.

Tensión nominal de la red de alimentación ^c	Tensiones racionalizadas para la tabla F.5		
	Para aislamiento fase-fase	Para aislamiento fase-tierra	
	Todos los sistemas	Sistemas trifásicos a cuatro hilos con neutro puesto a tierra ^b	Sistemas trifásicos a tres hilos no puestos a tierra ^a o puestos a tierra en una fase
V	V	V	V
60	63	32	63
110 120 127	125	80	125
150 ^d	160	–	160
200	200		200
208	200	125	200
220 230 240	250	160	250
300 ^d	320	–	320
380 400 415	400	250	400
440	500	250	500
480 500	500	320	500
575	630	400	630
600 ^d	630	–	630
660 690	630	400	630
720 830	800	500	800
960	1 000	630	1 000
1 000 ^d	1 000	–	1 000

a El nivel de aislamiento fase-tierra para sistemas no puestos a tierra o puestos a tierra a través de impedancia es igual que el nivel fase-fase porque la tensión de funcionamiento a tierra en cualquier fase puede, en la práctica, acercarse a la tensión fase-fase completa. Esto es debido a que la tensión real a tierra está determinada por la resistencia del aislamiento y la reactancia capacitiva de cada fase a tierra; por tanto, una resistencia de aislamiento baja (pero aceptable) en una fase puede poner a tierra esta fase y subir la tensión a tierra en las otras dos hasta el valor fase-fase.

b Para equipos que vayan a ser utilizados en sistemas trifásicos a cuatro y a tres hilos, puestos a tierra y no puestos a tierra, utilizar sólo los valores para sistemas de tres hilos.

c Para la relación con la **tensión asignada** véase el apartado 5.3.2.2.

d Estos valores se corresponden con los valores proporcionados en la tabla F.1.

Fuente: Tabla F.4 IEC 60664-1:2021

Tabla 15. Tensiones racionalizadas para la tabla F.5 de sistemas monofásicos y trifásicos.

Tensión nominal de la red de alimentación ^b	Tensiones racionalizadas para la tabla F.5	
	Para aislamiento fase-fase ^a	Para aislamiento fase-tierra ^a
	Todos los sistemas	Sistemas a tres hilos con punto medio puesto a tierra
V	V	V
12,5	12,5	
24 25	25	
30	32	
42 48 50 ^c	50	
60	63	
30 a 60	63	32
100 ^c	100	
110 120	125	
150 ^c	160	
200	200	
100 a 200	200	100
220	250	
110 a 220 120 a 240	250	125
300 ^c	320	
220 a 440	500	250
600 ^c	630	
480 a 960	1 000	500
1 000 ^c	1 000	
1 500 ^{c, d}	1 500	

a El nivel de aislamiento fase-tierra para sistemas no puestos a tierra o puestos a tierra a través de impedancia es igual que el nivel fase-fase porque la tensión de funcionamiento a tierra en cualquier fase puede, en la práctica, acercarse a la tensión fase-fase completa. Esto es debido a que la tensión a tierra real está determinada por la resistencia del aislamiento y la reactancia capacitiva de cada fase a tierra; por tanto, una resistencia de aislamiento baja (pero aceptable) en una fase puede poner a tierra esta fase y subir la tensión a tierra en las otras dos hasta el valor fase-fase.

b Para la relación con la **tensión asignada** véase el apartado 5.3.2.2.

c Estos valores se corresponden con los valores proporcionados en la tabla F.1.

d Sólo para valores en c.c.

Fuente: Tabla F.3 IEC 60664-1:2021

Por lo tanto, para el aislamiento de los conductores en baja tensión se utilizará para DC cable con aislamiento a 1,5 [kV] DC y para AC cable con aislamiento a 2 [kV] AC (del lado de baja tensión entre inversor y transformador).

1.2.23 Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra

Con fines prácticos se considera el caso más crítico para calcular la corriente de cortocircuito, el cual corresponde a un cortocircuito en los bornes de baja tensión del

transformador del sistema solar fotovoltaico. La corriente nominal de baja tensión en el transformador de 2000 [kVA] se calcula de la siguiente manera:

$$I_n = \frac{2000 [kVA]}{800[V] * \sqrt{3}} = 1443,37 [A]$$

Luego, la corriente de cortocircuito por el lado de baja tensión corresponderá a la corriente nominal bajo una relación de impedancia de cortocircuito (Z) del 4,5%:

$$I_{cc} = \frac{1443,37 [A]}{0,045} = 32075 A \approx 32 [kA]$$

Con base al valor hallado para la corriente de cortocircuito, los tableros y protecciones eléctrica deben estar dimensionados con una capacidad interruptiva no menor a 32[kA].

Para el estudio de arco eléctrico se requiere conocer minuciosamente el sistema eléctrico, es decir, se debe contar con un diagrama unifilar detallado que pueda ser analizado por un software especializado en correr flujos de carga, además de un análisis de cortocircuito en los distintos barrajes del sistema, y de la coordinación de las protecciones eléctricas correspondientes.

Posteriormente, ya sea por el método de categoría de los EPP (NFPA 70E), o el método de la energía incidente (IEEE 1584-2018), se puede realizar un análisis efectivo de arco eléctrico que permita etiquetar los distintos tableros y equipos eléctricos de interés. Este estudio permite en últimas definir tanto los EPPs como la categoría de seguridad ante riesgo eléctrico de los mismos que se utilizarán durante la ejecución de actividades de mantenimiento eléctrico.

1.2.24 Análisis del nivel de tensión requerido.

Para el cálculo de la tensión máxima del circuito de la fuente fotovoltaica de salida, se aplicó el método 2 sugerido por la NTC 2050, segunda actualización, en el artículo 630.7, esto se calcula como la suma de la tensión de circuito abierto con la capacidad nominal del módulo FV de los módulos conectados en serie corregida para la temperatura ambiente inferior esperada empleando el factor de corrección provisto en la Tabla 690.7(A) de la norma (Ver tabla 3).

Teniendo presente que la temperatura mínima promedio en el municipio de Uribia es de 25°C (Ver Clima de Uribia), y considerando que el cálculo de la máxima tensión aplica para temperaturas inferiores a 25°C no es necesario corregir el Voc, por

lo tanto, la tensión máxima del sistema fotovoltaico estaría dado de manera directa por la siguiente operación:

$$V_{max} = V_{oc} * N_s$$

El total de las cadenas se conforman por 25 paneles máximo (una de 21 paneles), cada panel tiene un voltaje de circuito abierto a condiciones estándar de 54,42 V (STC: Temperatura de la celda 25 °C, irradiancia 1000[W/m²], AM=1,5).

$$V_{max} = 54,42 * 25 = 1360,5 \text{ V}$$

Tabla 16. Valores de tensión de circuito abierto para paneles en serie.

Paneles en serie	VOC con Tmín en panel [V]	VOC total [V]
25	54,42	1360,5

Fuente: Autoría Propia

Este voltaje nos permite coordinar el aislamiento para todos los elementos conectados en los bornes finales de cada string, para este diseño tanto inversores, como protecciones, y cableado tendrán un aislamiento no inferior a 1500 [V], si en el lugar del emplazamiento se llega a presentar una temperatura por debajo de 25°C el sistema aún estaría coordinado por aislamiento ya que el aislamiento es de 1.1 veces el V_{oc} total.

1.2.25 Cálculo de campos electromagnéticos

Según el RETIE en el artículo 3.3.3.2. Cálculo de campos electromagnéticos, todo proyecto con corriente nominal del circuito, de la acometida o del ramal sea de 1.000 [A] o mayor, debe incluir cálculos de campo eléctrico y campo magnético, y verificar que no se sobrepasan los valores máximos admisibles de la Tabla 3.11.1.a un metro sobre el nivel del suelo, pero estos cálculos aplican para los sitios donde se tenga la posibilidad de permanencia prolongada de personas (hasta 8 h) o en zonas de circulación del público.

En este caso la subestación y línea proyectada será de 13,2 [Kv], se tendría por el lado de baja tensión una corriente de 1443,37 [A] pero no se tendrán las condiciones de permanencia prolongada de personas hasta 8 horas, ni zona para circulación de público en general, por lo tanto, no aplica este literal para el alcance de este diseño.

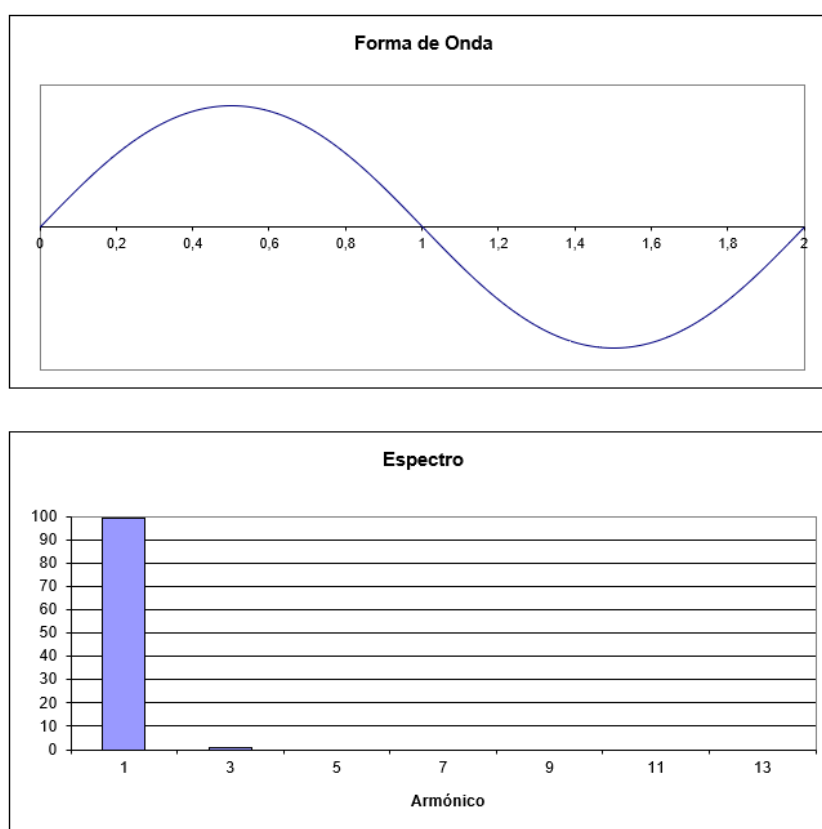
1.2.26 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

En este inciso se calcula el transformador necesario para la conexión del sistema fotovoltaico, con el objetivo de tener el nivel de tensión adecuado para la conexión.

Como la tensión en la salida del inversor no es igual a la tensión de la red comercial, se requiere de un transformador que eleve desde 800 [V] hasta 13,2 [kV]. Este transformador es de 1.11 veces la capacidad instalada. Tomando el valor de 1800 [kVA], equivalente a los 6 inversores de 300 kVA cada uno, se tiene que es necesario un transformador en aceite (libre de PCB) de 2000 [kVA].

Según datos de aportes de armónicos observados en las fichas técnicas de los inversores se tiene un aporte del $THDi < 1\%$. Puesto que no se conoce el espectro de distribución, se supondrá uno típico, como el que se muestra en las gráficas de la figura 32:

Figura 33. Espectro típico de distribución de armónicos.



Fuente: <https://fidelsmc.blogspot.com/>

Con una corriente nominal de 217 [A], se tendría una corriente total de aporte de armónicos de 2,17 [A] por cada inversor, para un total de 13,02 [A], que se distribuye según los porcentajes definidos en el espectro que se muestra en la anterior figura, con esto se calcula un factor $K = 0,981$ (Ver tabla 17). Lo cual indica que el sistema fotovoltaico puede funcionar con un transformador estándar (K-1).

Tabla 17. Cálculo del factor K para el transformador eléctrico de interés.

Armónico	Corriente RMS I_n	$\frac{I_n}{I_1}$	$\left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2$	$\frac{I_n}{I}$	$\left(\frac{I_n}{I}\right)^2$	$\left(\frac{I_n}{I}\right)^2 \times n^2$
1	12,8898	1	1	0,99	0,9801	0,9801
3	0,1302	0,01010101	0,00010203	0,01	0,0001	0,0009
5	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0
			%TDH-F ²	1,01	Factor K	0,981

Fuente: <https://fidelsmc.blogspot.com/>

1.2.27 Cálculo de sistema de puesta a tierra.

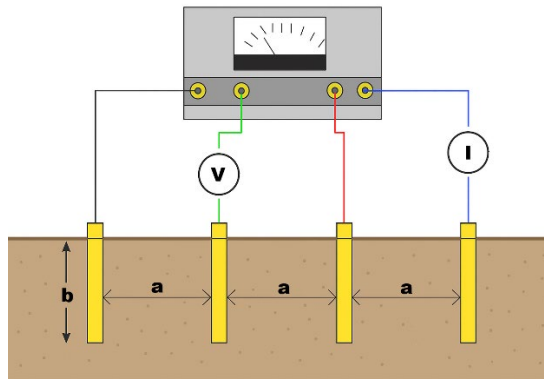
Previamente al dimensionamiento del sistema de puesta a tierra del emplazamiento del proyecto, se requiere de la evaluación de la resistividad eléctrica propia de los suelos en los cuales se halla ubicado el mismo. Para ello se utilizará el método de Wenner estandarizado bajo la normativa colombiana **EPM RA6-014**, la cual se basa a su vez en el instructivo **IEEE STD 81-2012**.

1.2.27.1 Método de Wenner.

El método de Wenner consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad **b** y espaciados en línea recta a una distancia **a**, formando ejes de medición verticales, horizontales o diagonales, según preferencia del profesional a cargo.

Cómo se ilustra en la figura 34, haciendo uso de un telurómetro, se inyecta una corriente **I** entre dos electrodos externos y se induce un diferencial de potencial **V** entre los dos electrodos internos. Este instrumento mide entonces la resistencia aparente $R = \frac{V}{I}$ del volumen de suelo cilíndrico de radio “**a**” encerrado entre los electrodos internos.

Figura 34. Ilustración de método de Wenner.



Fuente: Autoría Propia

Teniendo en cuenta el modelado geométrico del método de Wenner como volúmenes cilíndricos, la resistividad aparente del suelo ρ_a se puede expresar en función de la resistencia eléctrica aparente R_a , la distancia de separación a y la profundidad de enterramiento b de los pequeños electrodos tipo varilla:

$$\rho = \frac{4\pi R_a}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}\right)}$$

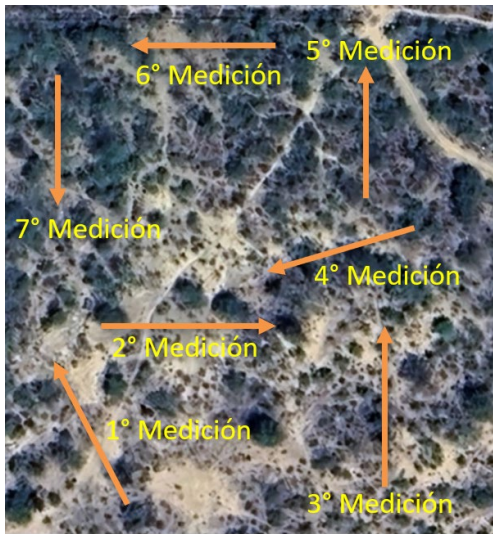
$$\rho = 2\pi R_a$$

Por otro lado, para determinar el cambio de resistividad del suelo se debe variar el espaciamiento entre los electrodos hasta que este sea igual o mayor que la máxima dimensión del sistema de puesta a tierra proyectada.

1.2.27.2 Mediciones de resistividad eléctrica aparente.

Basándose en el método de Wenner, se realizaron siete (7) mediciones de resistividad a lo largo y ancho del área de emplazamiento del proyecto. Para ello, se tuvo en cuenta una distancia de separación inicial de 2 metros entre electrodos, incrementándola paulatinamente en 2 metros hasta alcanzar seis mediciones por eje, tal cual como se deja en evidencia en la figura:

Figura 35. Ejes de medición de resistividad eléctrica aparente.



Fuente: Captura de pantalla de la ubicación geográfica de interés haciendo uso del software Google Earth (2025)

Registrándose en la tabla los valores de resistividad aparente resultantes por ejes de medición:

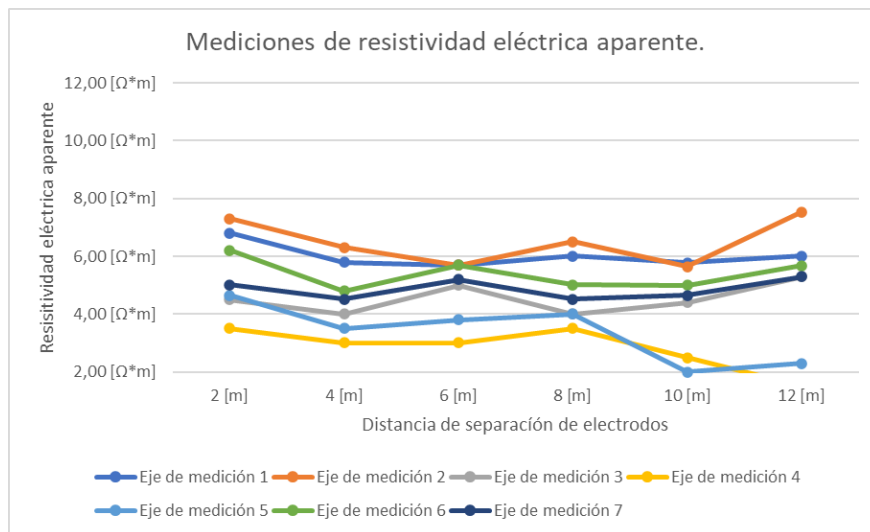
Tabla 18. Valores de resistividad aparente por eje de medición.

Eje de medición	Distancia de separación a					
	2 [m]	4 [m]	6 [m]	8 [m]	10 [m]	12 [m]
1	6,80 [$\Omega \cdot m$]	5,80 [$\Omega \cdot m$]	5,70 [$\Omega \cdot m$]	6,00 [$\Omega \cdot m$]	5,77 [$\Omega \cdot m$]	6,00 [$\Omega \cdot m$]
2	7,30 [$\Omega \cdot m$]	6,30 [$\Omega \cdot m$]	5,70 [$\Omega \cdot m$]	6,50 [$\Omega \cdot m$]	5,65 [$\Omega \cdot m$]	7,54 [$\Omega \cdot m$]
3	4,50 [$\Omega \cdot m$]	4,00 [$\Omega \cdot m$]	5,00 [$\Omega \cdot m$]	4,00 [$\Omega \cdot m$]	4,40 [$\Omega \cdot m$]	5,30 [$\Omega \cdot m$]
4	3,50 [$\Omega \cdot m$]	3,00 [$\Omega \cdot m$]	3,00 [$\Omega \cdot m$]	3,50 [$\Omega \cdot m$]	2,50 [$\Omega \cdot m$]	1,50 [$\Omega \cdot m$]
5	4,65 [$\Omega \cdot m$]	3,50 [$\Omega \cdot m$]	3,80 [$\Omega \cdot m$]	4,00 [$\Omega \cdot m$]	2,00 [$\Omega \cdot m$]	2,30 [$\Omega \cdot m$]
6	6,20 [$\Omega \cdot m$]	4,80 [$\Omega \cdot m$]	5,70 [$\Omega \cdot m$]	5,02 [$\Omega \cdot m$]	5,00 [$\Omega \cdot m$]	5,67 [$\Omega \cdot m$]
7	5,02 [$\Omega \cdot m$]	4,52 [$\Omega \cdot m$]	5,20 [$\Omega \cdot m$]	4,52 [$\Omega \cdot m$]	4,65 [$\Omega \cdot m$]	5,30 [$\Omega \cdot m$]
Resistividad aparente promedio total						4,79 [$\Omega \cdot m$]

Fuente: Autoría Propia

Por otro lado, se presentan en la figura las curvas gráficas asociadas a los perfiles de resistividad correspondientes a los ejes de medición analizados. Se evidencia que la mayoría de dichos perfiles tienden a un rango de datos similares, indicando a su vez cierta concordancia con el tipo de suelo presente en el área de emplazamiento de proyecto.

Figura 36. Ejes de medición de resistividad eléctrica aparente.



Fuente: Autoría Propia

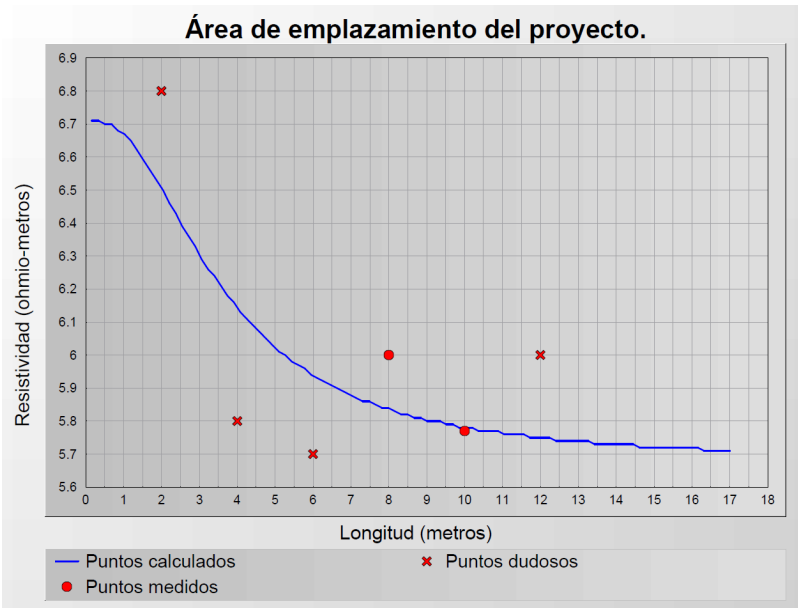
Una vez analizados los resultados registrados en la tabla 15 de las mediciones de resistividad aparente del suelo, se evidencia que los datos pertenecientes al eje de medición 1 son los que más presentan correlación entre sí.

1.2.27.3 Análisis de suelos (Método de las dos capas).

La medición superficial de los valores de resistividad eléctrica aparente bajo el método de Wenner constituye apenas el primer paso para analizar las condiciones del suelo del área del emplazamiento del proyecto, ya que las distintas capas que lo conforman presentan características físicas y químicas propias que pueden generar variaciones en las mediciones de este parámetro. De ahí la importancia en el ámbito de la electrotecnia occidental de simular el “**modelo de dos capas**”, contemplado por la normatividad **IEEE Std 81-2012**, para inferir el espesor y resistividad eléctrica de una capa superior e inferior del suelo, que son factores que influyen en el dimensionamiento y el desempeño de una malla de puesta a tierra concebida para mitigar una potencial falla eléctrica.

En ese orden de ideas, se hace uso de la herramienta de software especializada para simular el método de dos capas a partir de los datos de resistividad eléctrica aparente seleccionados del eje de medición 1 (Ver tabla 18):

Figura 37. Simulación de las condiciones del suelo del área del emplazamiento del proyecto.



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada.

Obteniéndose valores de resistividad eléctrica aparente calculados en función de la iteración consecutiva de métodos numéricos, incluyendo aquellos correspondientes a la capa superior e inferior del suelo:

Figura 38. Resultados de la simulación de las condiciones del suelo del área del emplazamiento del proyecto.

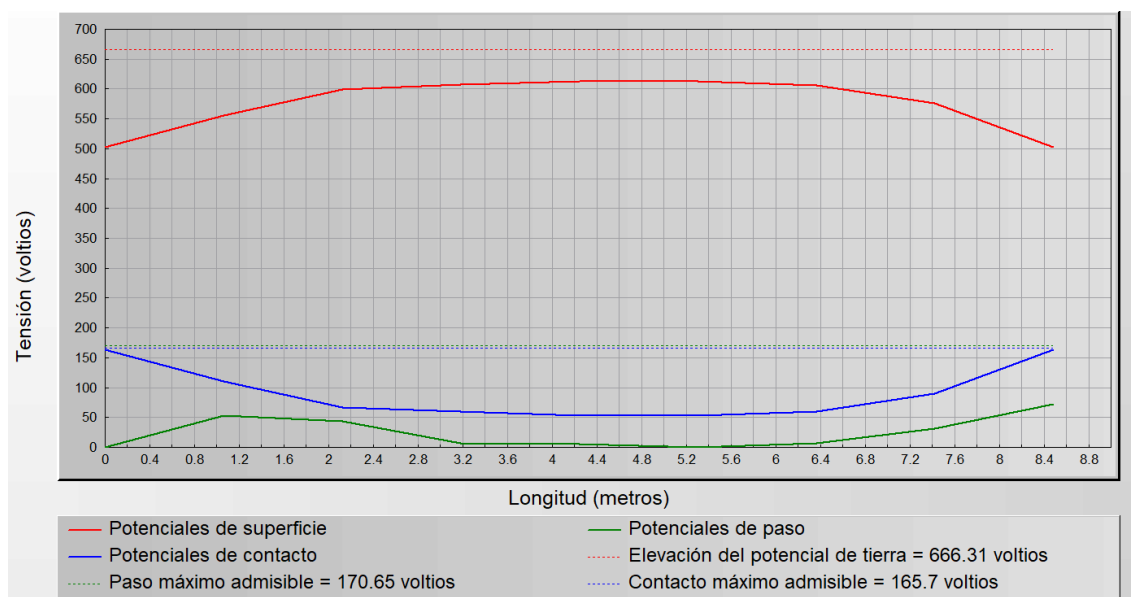
Reporte del análisis de suelo		Thursday, September 11, 2025, 23:21:32
Nombre de la subestación	Untitled	
Proyecto	Parque Solar - Malla SPT	
Estudio	Parque Solar - Malla SPT	
Parámetros		
Título	Untitled	
Modelo de suelo	Estratificado en 2 capas	
Modelo securitario	IEEE Std. 80-2000	
Espesor de la capa superficial	0 metros	
Resistividad de la capa superficial	2500 ohm-m	
Duración del choque eléctrico	0.5 secs	
Peso corporal	50 kg	
Resultados de salida		
Espesor de la capa superior	2 metros	
Resistividad de la capa superior	6.71 ohm-m	
Resistividad de la capa inferior	5.67 ohm-m	
Tensión máxima de contacto	165.7 voltios	
Tensión máxima de paso	170.65 voltios	
Factor Cs de reducción	1	

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada.

1.2.27.4 Análisis de tensiones de contacto y paso.

Al comparar las tensiones de contacto (165,7 [V]) y de paso (170,65 [V]) registradas en la figura 38 con el comportamiento mostrado en la figura 39, correspondiente a la simulación de dichos parámetros a lo largo de la geometría de la malla de puesta a tierra, se evidencia que estos valores se ajustan al comportamiento esperado de la misma para una corriente de falla de 2 [kA] durante un lapso de 0,5 segundos, afianzando la seguridad eléctrica de las personas que puedan encontrarse en su proximidad.

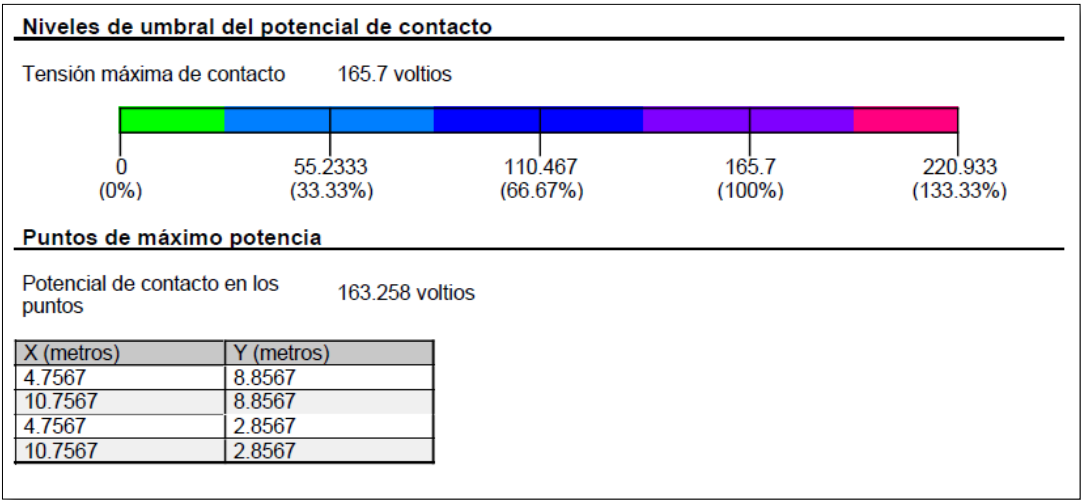
Figura 39. Diagrama de perfil de tensión simulador para el sistema de puesta a tierra.



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada.

De igual manera, se constata que el valor calculado del potencial de contacto en los extremos de la malla de puesta a tierra (163,258 [V]), presentado en la figura 39, es inferior a la tensión de contacto máxima admisible establecida por la norma IEEE para personal de trabajo de 50 kg, considerando una duración de falla de 0,5 [s] (500 [ms]), conforme a lo descrito en la tabla 19:

Figura 40. Resultados de puntos de máxima potencia.



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada.

Tabla 19. Valores de máxima tensión de contacto.

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEC para 95% de la población. (Público en general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para personas de 50 kg (Ocupacional)
Mayor a 2 s	50 voltios	82 voltios
1 s	55 voltios	116 voltios
700 ms	70 voltios	138 voltios
500 ms	80 voltios	164 voltios
400 ms	130 voltios	183 voltios
300 ms	200 voltios	211 voltios
200 ms	270 voltios	259 voltios
150 ms	300 voltios	299 voltios
100 ms	320 voltios	366 voltios
50 ms	345 voltios	518 voltios

Fuente: RETIE. (2024). Ministerio de Minas y Energía (Colombia). *Tabla 3.12.1.a. Máxima tensión de contacto admisible para un ser humano.*

1.2.27.5 Análisis de malla de sistema de puesta a tierra.

Una vez calculados los parámetros de resistividad eléctrica aparente para las capas superior e inferior del suelo, se procede a simular en la herramienta de software especializada el comportamiento de una hipotética malla del sistema de puesta a tierra con una corriente de falla especificada por el operador de red. Se asume para el presente proyecto un valor de corriente de falla típica de 2[kA] para una duración de 0,5 [s].

Figura 41. Resultados del análisis de malla de sistema de puesta a tierra.

Reporte de análisis de la malla		Monday, September 15, 2025, 21:10:25
Nombre de la subestación	Área de emplazamiento del proyecto.	
Proyecto	Parque Solar - Malla SPT	
Estudio	Parque Solar - Malla SPT	
Parámetros		
Spec. Z paralelo equivalente	Factor de corte de la corriente	
Frecuencia nominal	60 hz	
Nombre de la barra	Desconocido	
Corriente de falla LG	2000 amps	
Contribución a distancia	100 %	
LG X/R	10	
Rtq	100 ohmios	
Líneas de transmisión	0	
Rdg	200 ohmios	
Líneas de distribución	1	
Duración del choque eléctrico	0.5 secs	
Espesor de la capa superior	2 metros	
Resistividad de la capa superior	6.71 ohm-m	
Resistividad de la capa inferior	5.67 ohm-m	
Resultados de salida		
Z paralelo (Interpolado)	6.67336 ohmios	
Factor de corte	0.951351	
Factor de decremento	1.02618	
Longitud total de las varillas primarias	19.2 metros	
Número total de elementos	32	
Elevación del potencial de tierra	666.31 voltios	
Resistencia de tierra calculada	0.341256 ohmios	
Impedancia equivalente	0.324655 ohmios	

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada.

Se puede constatar que estos resultados son satisfactorios, en tanto, el factor de corte de la malla indica que el 95% de la disipación de la corriente de falla ocurre en la misma, con mínima conducción hacia el resto de la infraestructura, y a que la resistencia calculada es mucho menor a la estipulada en la tabla 17 para una subestación de media tensión:

Tabla 20. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.

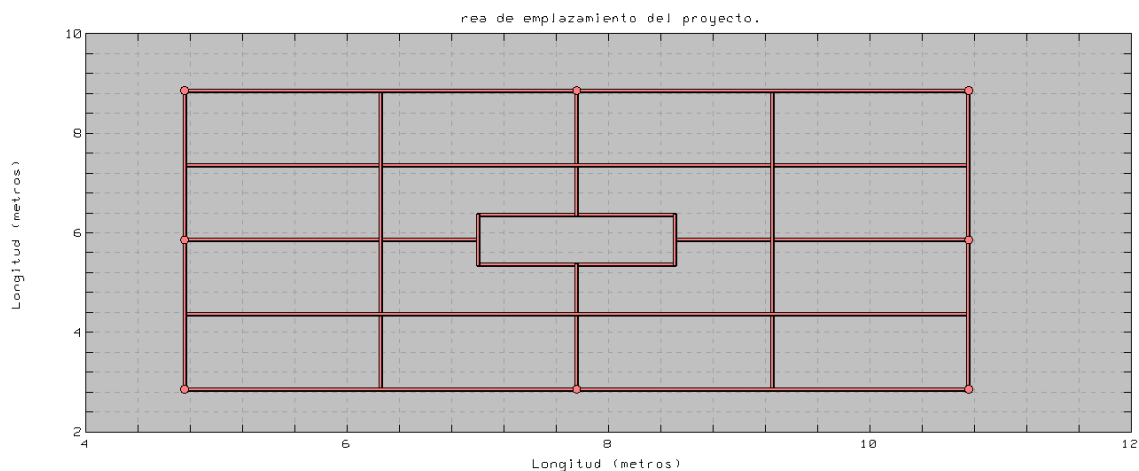
APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Fuente: RETIE. (2024). Ministerio de Minas y Energía (Colombia). *Tabla 3.12.3.a. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.*

1.2.27.1 Generalidades del sistema de puesta a tierra.

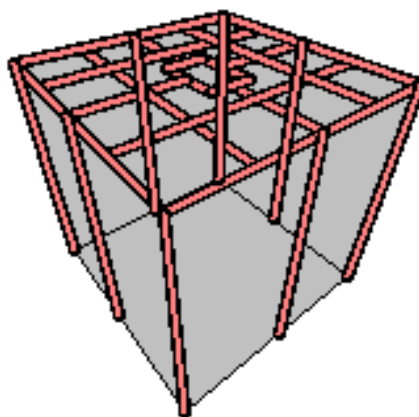
Mediante la herramienta de software especializada, se determinó que la malla de puesta a tierra debe ser construida en conductor de cobre desnudo para unas dimensiones de 6x6 [metros], y dotada de ocho electrodos de puesta tierra también en cobre. Tal cual se puede evidenciar en las figuras 42 y 43:

Figura 42. Vista superior de la malla de sistema de puesta a tierra.



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada.

Figura 43. Vista isométrica de la malla de sistema de puesta a tierra.



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada.

A continuación, se procede con el cálculo del calibre de conductor en cobre desnudo asociado a los electrodos de la malla puesta a tierra, considerando una corriente de falla típica de 2[kA] con una duración de 0,5 [s], y tomando como referencia la selección del material del conductor en cobre duro con uniones soldadas exotérmicamente en la tabla 21:

Tabla 21. Constantes de materiales.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T _m (°C)	K _F
Cobre blando	100	1 083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.	97	1 084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico.	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1 084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1 084	14,64

Fuente: RETIE. (2024). Ministerio de Minas y Energía (Colombia). *Tabla 3.12.2.2.a. Constantes de materiales.*

$$A_{mm^2} = I * K_f * \sqrt{t_c}$$

$$A_{mm^2} = (2[kA]) * 7,06 * \sqrt{0,5[s]}$$

$$A_{mm^2} = 9,9843[mm^2]$$

En donde:

A_{mm^2} : Es la sección del conductor en mm².

I : Corriente de falla.

K_f : Constante del material del conductor a su límite de temperatura particular.

t_c : Duración de la falla.

El calibre calculado no es comercial, por lo tanto, se aproxima al más cercano disponible que correspondería al **calibre N° 6 AWG** (13,29[mm²]).

1.2.28 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Se aplica el criterio de cálculo económico ambiental de conductores según la **normatividad IEC 60287**, teniendo presente que para sistemas DC se desprecian las componentes asociadas a los sistemas AC. Se procede entonces a calcular la sección económica del conductor con la ecuación contemplada en dicha norma:

$$S_{ec} = 1000 * \left[\frac{I_{max}^2 * F * \rho_{20} * B * [1 + \alpha_{20} * (\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0,5}$$

En donde:

S_{ec} : Sección económica del conductor en [mm²].

I_{max} : Corriente máxima del proyecto prevista para el primer año [A].

F : Cantidad auxiliar adimensional conforme al costo del tiempo de operación.

ρ_{20} : Resistividad eléctrica del material conductor a 20°C [Ω*m].

B : Cantidad auxiliar adimensional conforme a los efectos de proximidad y pelicular en un conductor operando a baja tensión.

α_{20} : Coeficiente de temperatura para la resistencia del conductor a 20°C [K⁻¹].

θ_m : Temperatura promedio de operación del conductor [°C].

A : Coeficiente variable del costo por unidad de longitud conforme la sección del conductor [\$/m*mm²].

Tabla 22. Valores de los parámetros considerados para el cálculo económico de los conductores.

I_{max}	F	ρ_{20}	B	α_{20}	θ_m
19 A	84971,19371	1,835E-08	1	0,0068	50
A	N_p	N_c	T	P	D
2446,13307	2	1	2008	1	0
Q	i	Y_p	Y_s	1000	
46,54796468	10 %				
λ_1	λ_2	r	N	a	b
		1,048181818	25 años	0,00 %	15,3 %
θ	θ_a	L	Sec		
75 °C	37 °C	250,00 [m]	14,72 [mm ²]		

Fuente: Autoría Propia

Teniendo en cuenta una tasa de descuento del **10%** y un aumento anual de costo de energía del **15,3%**, como se ha registrado en el último año en la costa norte de Colombia, se determina que la sección económica sugerida es de **14,72 [mm²]**. Este valor supera las secciones técnicas estandarizadas (4, 6, y 10 [mm²]), hallándose dentro del rango de los calibres de conductores **6 AWG** y **4 AWG**.

Por lo anterior, se descarta una evaluación económica entre dichos calibres, y en su lugar se plantea una evaluación económica entre el conductor seleccionado por

el criterio técnico y un calibre técnicamente posible inmediatamente superior a este. A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

Tabla 23. Cálculos de las secciones estandarizada, técnica y económica de los conductores.

SECCIÓN ESTANDARIZADA		SECCIÓN TÉCNICA
MENOR	MAYOR	UNICA
10	8	10
CI	CJ	Costo Total (CT)
\$ 9.375.000	\$ 25.187.541	\$ 34.562.541
\$ 10.725.000	\$ 15.828.730	\$ 26.553.730
SECCIÓN ECONOMICA 10 EN mm2		R1
5,26		0,004200266
SECCIÓN ECONOMICA 8 EN mm2		R2
8,37		0,002639594
SECCIÓN TÉCNICA 10 EN mm2		R1 PARA SECCIÓN TÉCNICA 10
5,26		0,004200266

Fuente: Autoría Propia

Tabla 24. Resultados del cálculo económico de la sección técnica de los conductores.

SECCIÓN TÉCNICA	CI	CJ	L	Costo Total (CT)
10 AWG	\$ 9.375.000	\$ 25.187.541	250 [m]	\$ 34.562.541

Fuente: Autoría Propia

Tabla 25. Comparación de los cálculos de las secciones económica y técnica de los conductores.

Criterio	Sección Nominal	CI		CJ [En 25 años]		CT [En 25 años]	
		(\$)	% (ec/tec)	(\$)	% (ec/tec)	(\$)	% (ec/tec)
Económico	8	\$ 10.725.000	114%	\$ 15.828.730	63%	\$ 26.553.730	77%
Técnico	10	\$ 9.375.000	100%	\$ 25.187.541	100%	\$ 34.562.541	100%

Fuente: Autoría Propia

Respecto a la tabla 25, se evidencia que el costo de inversión inicial del conductor calibre 8 AWG es un 14% más costoso que instalar el calibre 10 AWG. Sin

embargo, el costo operativo equivalente en valor presente, asociado a las pérdidas por joule en lo largo de los 25 años de vida estimada para la instalación son inferiores para el calibre 8 AWG, representando apenas un 63% comparado con un 100% del calibre 10 AWG, por consiguiente, los costos totales son inferiores para el calibre económico 8 AWG, la diferencia en costo inicial es poca, al igual que las pérdidas por año, lo que deja un tiempo de retorno de la inversión como se resume a continuación:

Tabla 26. Periodo de retorno de la inversión.

Diferencia Costos Iniciales Por Criterio Técnico y Económico (para un solo inversor)	\$1.350.000		
Diferencia Costos Perdidas Joule Por Criterio Técnico y económico en 25 años:	\$ 9.358.811	Por año:	\$ 374.352
Periodo Retorno de la Inversión	3,6 años		

Fuente: Autoría Propia

La diferencia en costo inicial para el cableado eléctrico de los seis inversores sería de aproximadamente \$8.100.000, se recomienda optar por la instalación del calibre 8 AWG. No se define directamente este calibre y sus accesorios porque depende de su fácil adquisición y tiempos de entrega en el mercado nacional.

En cuanto a las consideraciones ambientales, se concluye que la reducción en las emisiones de CO₂ obtenidas por el uso de los cables calculados por el criterio de dimensionamiento óptimo (8 AWG) durante la vida económica considerada (25 años), se compensaron los aumentos en las emisiones de CO₂ gracias al proceso de fabricación de cables con mayor sección transversal. En la tabla 27 se pueden ver los resultados enunciados:

Tabla 27. Resultados Reducción emisiones CO₂.

K1		
0,149		
K2		
4,09		
Z1	Z1 POR AÑO	
2134,89 kg-CO₂	85,40 kg-CO ₂ /año	
Z2	W1 (10 AWG)	W2 (8 AWG)
57,65 kg-CO₂	47,71 kg/km	75,90 kg/km
Z1 - Z2:	2077,24 kg-CO₂	

Fuente: Autoría Propia

Para el caso de los conductores en AC no se aplican las revisiones, lo anterior se debe a que se tiene un calibre para el caso de conexión entre inversores y barraje común a transformador en calibre 500 MCM.

Al aplicar el criterio del cálculo económico ambiental a los calibres de los conductores, estos tienden a aumentar su sección transversal, ocasionando problemas de ocupación en las canalizaciones y en las conexiones de las protecciones eléctricas. En tal caso, el inversor no tendría las disposiciones en sus bornes para recibir el calibre económico sugerido según IEC 60287.

1.2.29 Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.

1.2.29.1 Sistema en DC.

1.2.29.1.1 Ampacidad.

La ampacidad de los cables en el sistema DC se calculó aplicando los requisitos de la NTC 2050, como se muestra a continuación:

La corriente máxima del circuito DC fotovoltaico que se puede presentar en la instalación corresponde a la corriente de cortocircuito bajo condiciones de radiación solar superiores a 1000 [W/m²], por tal motivo la normativa indica que esta corriente se debe calcular como $I_{cc} * 1,25$, es decir se estima para esa posible condición un 25% de más en el cálculo como seguridad.

$$I_{cc} = 15,30 \text{ [A]}$$

$$I_{M\acute{a}xima} = 15,30 * 1,25 = 19,125 \text{ [A]}$$

Para calcular la corriente que deben soportar los conductores en DC que salen de los string hacia los MPPT. La normatividad indica que se debe calcular tomando la corriente máxima anteriormente calculada y multiplicarla nuevamente por 1,25 este factor adicional corresponde al clásico 125% de más para proteger el aislamiento de los conductores ante operaciones de carga continua, el resultado de aplicar estos se convierte en un factor de $1,25 * 1,25 = 1,56$.

$$I_{Conductor} = 19,125 * 1,25 = 23,90 \text{ [A]}$$

Corresponde ahora aplicar los factores de corrección por temperatura y agrupamiento. Con respecto a la temperatura, se tomará como referencia 37°C dentro del rango de las temperaturas máximas promedio ilustradas en la figura 22.

Ahora bien, 37°C debe ser ajustado en la columna de 75°C de la tabla 28 por ser una temperatura mayor a 30°C, obteniéndose un factor de ajuste por temperatura que corresponde a 0,88:

Tabla 28. Factores de ajustes por temperatura nominal del conductor.

Para temperaturas ambientes distintas a 30 °C, multiplique las capacidades de corriente permisibles especificadas en las tablas de capacidad de corriente (ampacity) por el factor de corrección apropiado mostrado a continuación.			
Temperatura ambiente (°C)	Temperatura nominal del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1,29	1,20	1,15
11-15	1,22	1,15	1,12
16-20	1,15	1,11	1,08
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	—	0,58	0,71
61-65	—	0,47	0,65
66-70	—	0,33	0,58
71-75	—	—	0,50
76-80	—	—	0,41
81-85	—	—	0,29

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Tabla 310.15.(B)(2)(a).Factores de ajustes por temperatura nominal del conductor.*

A continuación, se debe aplicar un factor de corrección de corriente por agrupamiento para diez conductores según lo especificado en la tabla 29. El valor resultante de dicho factor es de 0,5 (50%):

Tabla 29. Factores de ajustes por agrupamiento del conductor.

Cantidad de conductores ¹	Porcentaje de los valores de las Tablas 310.15(B)(16) hasta 310.15(B)(19) ajustados para la temperatura ambiente, si fuera necesario
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

1 La cantidad de conductores es la cantidad total de conductores en la canalización o cable, incluidos los conductores de reserva. El recuento debe ser ajustado de acuerdo con lo establecido en las secciones 310.15(B)(5) y (6). El recuento no debe incluir conductores que están conectados a componentes eléctricos, pero que no puedan ser energizados simultáneamente.

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Tabla 310.15.(B)(16).Factores de ajustes por agrupamiento del conductor.*

$$Ampacidad = \frac{23,90[A]}{0,88 * 0,5} = 49,4 A$$

De acuerdo con el cálculo de diseño, la corriente a transportar de 23,90 [A] requiere un conductor eléctrico con una ampacidad equivalente a 49,4 [A]. Para dicho dimensionamiento se recurre a la Tabla 310.15(B)(16) (anteriormente Tabla 310.16), seleccionando un conductor de cobre que cumpla con esta ampacidad en la columna de 75 °C, o bien, un conductor de cobre de la columna de 90 °C cuya ampacidad, una vez aplicados los factores de corrección correspondientes, garantice la conducción de los 23,90 [A] requeridos. Para ambos casos se corroboró que el calibre adecuado del conductor sería **N° 8 AWG**:

Tabla 30. Ampacidades permisibles para conductores aislados.

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	145	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	195	230	260	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	350	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	315	375	425	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	445	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	525	625	705	435	520	585	1 500
886,73	545	650	735	455	545	615	1 750
1013,40	555	665	750	470	560	630	2 000

* Para los factores de corrección de la capacidad de corriente (ampacity) cuando la temperatura ambiente es distinta a 30 °C. Ver la sección 310.15(B)(2). Consulte la sección 310.15(B)(3)(a) para más de tres conductores portadores de corriente.

** Para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor Ver sección 240.4(D).

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Tabla 310.15.(B)(16)*. Capacidades de corriente permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2000 V y 60°C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, o cable o tierra.

No obstante, al revisar catálogos de fabricante, se verificó la existencia de un conductor eléctrico en cobre de sección nominal de 6 [mm²] (aproximadamente equivalente a N° 10 AWG) con una ampacidad de 57 [A] a una temperatura de operación de 90 °C. Aplicando los factores de corrección mencionados previamente:

$$Ampacidad_{6[mm^2]} = \frac{57[A]}{0,88 * 0,5} = 25,08 [A]$$

De esta manera, se constata que dicho conductor garantiza también la conducción de los 23,90 [A] requeridos. Por ende, se definió como conductor el cable 6 [mm²], cuyas características de fabricante se describen a continuación:

Conductor Cobre flexible, con aislamiento en polietileno reticulado negro, resistente a los rayos solares (SR), libre de halógenos (HF), retardante a la llama (FR) y de baja emisión de humos (LS) para 90°C sitios secos y mojados.

Cable de conexión de módulos fotovoltaicos para uso con o sin canalización de acuerdo con Artículo 690 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050. Apto para enterrado directo, para lugares mojados de NTC 2050 y AD7 de IEC, para instalación en bandejas porta cables (Con o sin marcación CT), con los espacios entre peldaños de la bandeja inferiores a 300mm y asegurado como mínimo cada 1.4m [NEC 2017 690.31 C) 2) NTC 2050:2019].

Tabla 31. Características y dimensiones de conductores fotovoltaicos.

Código	Calibre	Diámetro exterior	Clase de cableado	Masa total	Radio mínimo de curvatura	Resistencia máxima del conductor	Capacidad de Corriente*
Code	Size	External Diameter	Stranding Type	Total Weight	Minimum bending radius	Max. Conductor Resistance	Ampacity
	mm ²	mm		kg/km	mm	Ω/km	A
31399003601	4	5.60	Flexible	62	22	4.95	44
31399003701	6	6.95	Flexible	95	28	3.30	57
31399003801	10	7.91	Flexible	123	32	1.91	80
31399003901	16	9.06	Flexible	180	36	1.21	107

Fuente: Catalogo de conductores fotovoltaicos (PV). (2022). Procables. *Características de construcción y dimensiones.*

1.2.29.1.1 Protecciones.

De conformidad con la sección 690.9 (A) de la NTC 2050 segunda actualización se tiene una excepción según la cual No debe requerirse un dispositivo de protección contra sobrecorriente para los conductores del circuito de módulos o fuente fotovoltaicos donde se tenga una de las siguientes condiciones:

1. No existen fuentes externas tales como circuitos de una fuente conectados en paralelo, baterías o retroalimentación desde inversores.
2. Las corrientes de cortocircuito provenientes de todas las fuentes no exceden la capacidad de corriente de los conductores ni el máximo valor nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente especificado para el módulo fotovoltaico o el convertidor C.C. a C.C.

En este caso se cumple la condición 1 y 2, por lo tanto, no se necesitan protección contra la sobrecorriente para la parte de continua, esto principalmente debido a que no hay conexiones en paralelo. Todas las cadenas de módulos fotovoltaicos en este diseño se conectan en serie. Sin embargo, el inversor Huawei cuenta internamente con protecciones para el lado de corriente continua lo que garantiza seguridad en la instalación.

1.2.29.2 Sistema AC.

1.2.29.2.1 Inversores

Los inversores según su placa de características tienen una potencia máxima de salida en potencia activa de 330 [kW] con factor de potencia igual a uno, de esta manera la potencia aparente máxima de salida es de 330 [kVA], por lo tanto, la máxima potencia del sistema va a estar definida por este valor, a una tensión de 800[V].

$$S_{Inv} = 330 \text{ kVA}$$

La corriente máxima en la salida del inversor estaría dada por:

$$I_{Inv} = \frac{330000[\text{VA}]}{\sqrt{3} \cdot 800[\text{V}]} = 238,15[\text{A}]$$

Para determinar la capacidad de corriente del conductor se ha considerado como una carga continua, la NTC-2050 establece que el conductor debe tener la capacidad de transportar el 125% de la carga continua.

$$Ampacidad = 238,15 \cdot 1,25 = 297,8 [\text{A}]$$

El conductor debe tener la capacidad de transportar 297,8 [A], ahora corresponde aplicar los factores de corrección por temperatura y agrupación. Para el caso de la temperatura hemos mencionado que tenemos en Uribia temperatura máxima

de 37°C, por lo tanto, corresponde buscar en la tabla 32 los factores de corrección para la columna de 75°C, lo anterior se debe a que la norma permite para corrientes iguales o mayores a 100[A] una temperatura máxima de operación de 75°C en los terminales, y como tenemos solo tres conductores portadores de corriente el factor de corrección por agrupamiento corresponde a uno:

Tabla 32. Factores de ajustes por temperatura nominal del conductor

Para temperaturas ambientes distintas a 30 °C, multiplique las capacidades de corriente permisibles especificadas en las tablas de capacidad de corriente (ampacity) por el factor de corrección apropiado mostrado a continuación.			
Temperatura ambiente (°C)	Temperatura nominal del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1,29	1,20	1,15
11-15	1,22	1,15	1,12
16-20	1,15	1,11	1,08
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	—	0,58	0,71
61-65	—	0,47	0,65
66-70	—	0,33	0,58
71-75	—	—	0,50
76-80	—	—	0,41
81-85	—	—	0,29

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Tabla 310.15.(B)(2)(a). Factores de ajustes por temperatura nominal del conductor.*

$$\text{Ampacidad Corregida} = \frac{297,8 [A]}{0,88} = 338,4[A]$$

El conductor del lado de AC finalmente debe seleccionar de la tabla 33 en la columna de 75°C, este corresponde a un conductor calibre 500 KCMIL (300 mm²), según manual técnico del fabricante en la salida de AC del inversor se puede instalar un conductor en cobre con calibre entre 120 mm² - 400 mm².

Tabla 33. Ampacidades permisibles para conductores aislados.

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	145	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	195	230	260	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	350	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	315	375	425	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	445	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	525	625	705	435	520	585	1 500
886,73	545	650	735	455	545	615	1 750
1013,40	555	665	750	470	560	630	2 000

* Para los factores de corrección de la capacidad de corriente (ampacity) cuando la temperatura ambiente es distinta a 30 °C. Ver la sección 310.15(B)(2). Consulte la sección 310.15(B)(3)(a) para más de tres conductores portadores de corriente.

** Para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor Ver sección 240.4(D).

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Tabla 310.15.(B)(16)*. Capacidades de corriente permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2000 V y 60°C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, o cable o tierra.

Se define cable premium Nexans Solar PV WIRE 500 KCMIL, se seleccionan interruptores para la salida del inversor en AC de 300[A], 35 [kA] y 800[V].

1.2.29.2.2 Transformador en el lado BT

Para el caso del transformador, los conductores deben tener la capacidad de soportar el 125% de su capacidad total, en este caso para los 2 [MVA].

Corriente del transformador en lado de baja tensión:

$$I_{T-BT} = \frac{2000000 [VA]}{\sqrt{3} * 800[V]} = 1443,4 [A]$$

Corriente de diseño del transformador:

$$I_{D-T} = 1443,4 [A] * 1,25 = 1804,3 [A]$$

Debido a la capacidad de corriente, se opta por instalar electrobarras de cobre de 2000[A] con capacidad de cortocircuito monofásico de 53 kA, interruptor totalizador tipo bastidor abierto tripolar de 2000 A Cat. B, 35 [kA] y 800 [V].

Tabla 34. Parámetros eléctricos de electrobarras de cobre.

COBRE				
Valor (A)	kA lcw trifásico	kA lpc trifásica	kA lcw monofásico	kA lpc monofásico
800	45	95	27	57
1000	50	110	30	66
1250	60	132	36	79
1600	85	187	51	112
2000	88	194	53	116
2500	88	194	53	116
3200	170	374	102	224
4000	176	387	106	232
5000	176	387	106	232

Fuente: Catalogo de electrobarras de cobre y aluminio. (2024). Legrand. *Parámetros eléctricos de electrobarras de cobre.*

1.2.29.2.3 Transformador lado de MT.

Similar a los cálculos realizados para el lado de baja tensión, se calcula el calibre del conductor por el lado de media tensión a 13,2 [kV]:

$$I_{T-MT} = \frac{2000000 [VA]}{\sqrt{3} * 13200 [V]} = 87,5 [A]$$

Se aplica factor de corrección 0,94 por resistividad térmica del terreno para K=1,20.

$$Ampacidad Corregida = \frac{87,5 [A]}{0,94} = 93,1 [A]$$

Según normativa del operador de red local, el calibre mínimo permitido es calibre 1/0 en Aluminio (tabla 310.60(C)(78) de la NTC2050, se especifica cable Premium Nexans Potencia Media Tensión Aluminio XLPE-TR/PE 15kV 133% N=1/3.

1.2.29.2.4 Conductor de puesta a Tierra de Equipos

Se seleccionaron los conductores para los electrodos de puesta a tierra en baja tensión y para los conductores de protección de los equipos, de acuerdo con lo especificado en las tablas 35 y 36. Para el electrodo de puesta a tierra en el lado de BT se definió un conductor de cobre desnudo calibre 4/0 AWG, teniendo en cuenta que el calibre 3/0 no se encuentra disponible en el mercado colombiano. Asimismo, para los inversores se seleccionó un conductor calibre N°4 AWG.

Tabla 35. Calibre del conductor de los electrodos a puesta a tierra.

Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida o área equivalente para conductores en paralelo ^a				Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre ^b	
mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
33,62 o menor	2 o menor	53,2 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1 o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
61,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	Más de 3/0 hasta 350	152,01 a 253,35	Más de 250 hasta 500	33,62	2	53,5	1/0
202,68 a 304,02	Más de 350 hasta 600	278,68 a 456,03	Más de 500 hasta 900	53,5	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	Más de 600 hasta 1 100	506,70 a 886,73	Más de 900 hasta 1 750	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y más	Más de 1 100	912,06 y más	Más de 1 750	85,02	3/0	126,67	250
NOTA 1. Si conjuntos múltiples de conductores para la entrada de la acometida se conectan directamente a una bajada de la acometida, a un conjunto de conductores de acometida aérea, a un conjunto de conductores de acometida subterránea o acometida lateral el calibre equivalente del conductor de mayor tamaño de entrada de la acometida se debe determinar por la mayor suma de las áreas de los conductores correspondientes de cada conjunto. NOTA 2. Cuando no hay conductores de entrada de la acometida, el calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra se debe determinar por el calibre equivalente del mayor conductor de entrada de la acometida exigido para la carga que se va a alimentar. ^a Esta tabla también se aplica a los conductores derivados de sistemas de C.A. derivados independiente. ^b Véanse las restricciones de la instalación, en la Sección 250.64(A).							

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Tabla 250.66. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna.*

Tabla 36. Calibre de conductor de puesta a tierra para equipos.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, tubo (conduit), etc., sin exceder (A)	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre [*]	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
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	42,2	1
500	33,62	2	53,5	1/0
600	42,2	1	67,44	2/0
800	53,5	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
1 600	107,21	4/0	177,34	350
2 000	126,67	250	202,68	400
2 500	177,34	350	304,02	600
3 000	202,68	400	304,02	600
4 000	253,35	500	380,02	750
5 000	354,69	700	633,38	1 200
6 000	405,36	800	633,38	1 200
NOTA Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4(A)(5) o (B)(4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla. [*] Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120				

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Tabla 250.122. Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.*

1.2.29.2.5 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

La estructura consta de soportes de aluminio que descansa sobre una zapata de cemento. Sobre el mencionado vaciado o adecuación de rieles se apoya la estructura de suelo, la cual consta de anclar para garantizar los esfuerzos por viento que se pueden generar en los proyectos de suelo.

1.2.29.2.6 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Las protecciones eléctricas según NTC 2050 no deben operen a más del 80% de su capacidad nominal, se consideró que los equipos del sistema operan de manera continua, por lo tanto, las protecciones para el cableado en el sistema AC en baja tensión deben calcularse al 125% de la capacidad nominal.

Tabla 37. Cálculos y coordinación de protecciones.

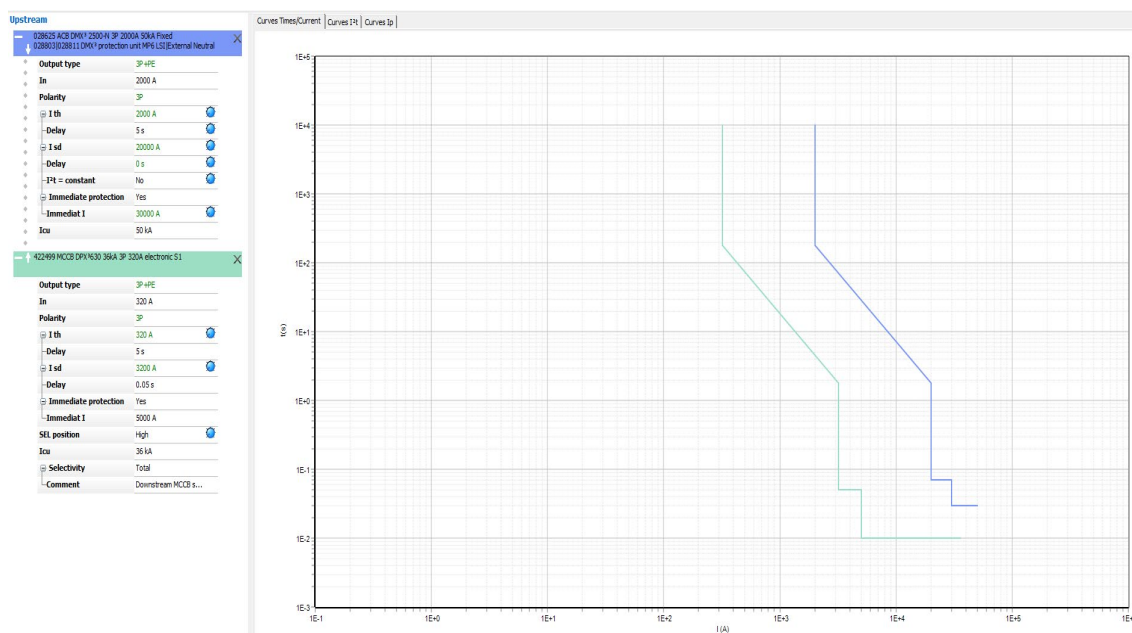
CATEGORÍA DEL CIRCUITO ELÉCTRICO	CORRIENTE NOMINAL	CORRIENTE DE DISEÑO (AL 125 %)	PROTECCIÓN SELECCIONADA	TIPO DE PROTECCIÓN SELECCIONADA
INVERSOR AC	238,15 [A]	297,69 [A]	320 [A]	MCCB ELECTRÓNICO
BARRAJE COMÚN - TRANSFORMADOR B.T	1443,40 [A]	1804,25 [A]	2000 [A]	ACB
TRANSFORMADOR M.T (CORRIENTE CORREGIDA)	87,50 [A]	NO APLICA	100 [A]	PROTECCIÓN FUSIBLE TIPO K

Fuente: Autoría Propia

Respecto a la coordinación de las protecciones se requiere de la implementación de un software especializado en el que se pueda simular de manera integral todas las componentes y condiciones de operación del sistema, cabe recordar que la coordinación de protecciones es monomarca, por lo tanto, se recomienda al momento de implementación realizar los ajustes de coordinación de protecciones, y no realizar combinaciones entre distintos fabricantes sin previa revisión. En este sistema propuesto encontramos en el sistema de DC una configuración de protecciones en la que para la instancia en la que se genera desde el sistema solar las protecciones de cada inversor tiene tiempo de actuación menor al del interruptor de 2000 [A], en este caso cualquier cortocircuito en el la de baja del transformador estaría respaldado por estas protecciones individuales, lo anterior nos indica que el interruptor de 2000 [A] tendría coordinación selectiva con los interruptores caja moldeadas aguas abajo en la configuración en la instancia en que se toma energía de la red comercial del operador de red.

A continuación, podemos ver un ejemplo de lo ilustrado anteriormente, se usó la herramienta del fabricante de interruptores Legrand:

Figura 44. Prueba de coordinación de protecciones.



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada Legrand.

La curva azul marino representa el interruptor con características que se instalaría para cada inversor, y la curva azul celeste representa el interruptor de 2000 [A], se puede observar una selectividad acorde con la filosofía tradicional (interruptores aguas abajo ante una falla actúan primero que los de agua arriba) cuando el sistema funciona como carga.

1.2.29.2.7 Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.)

Para el cálculo de las canalizaciones del proyecto se toma en cuenta las características y aislamientos de cada uno de los fabricantes para el método se toma como el porcentaje más alto 40% de llenado máximo.

La relación entre diámetros no debe estar entre 2,8 y 3,2 metros para que los conductores no se atraquen.

En esta sección se deberán especificar los diámetros de todas las tuberías a utilizar en el proyecto, así como las dimensiones de los cárcamos para cableado eléctrico, en caso de que apliquen.

Según la NTC 2050 el porcentaje de ocupación para el llenado de conductores en canalizaciones está dado por:

Tabla 38. Ocupación de canalizaciones.

Cantidad de conductores y/o cables	Area transversal (%)
1	53
2	31
Más de 2	40

Fuente: NTC-2050(2° Edición). (2024). Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Capítulo 9, tabla 1. Porcentaje de la sección transversal de tubos (conduit) y tuberías para conductores y cables.*

Para fines prácticos, se consideró la condición más crítica de ocupación en cableado eléctrico en DC:

Figura 45. Cálculo de ocupación de ductos para el sistema DC.

Ocupación de ductos - Sistema D.C						
N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro [mm]	Área por cable [mm²]	Total por Grupo [mm²]
1	10	CONDUCTOR COBRE FLEXIBLE SOLAR	20	6,95	37,94	758,73
Área Total						758,73 mm²
Tipo de Ducto: Tubo Metálico Intermedio IMC						
Diámetro: 2 1/2 Pulgadas						
Cantidad de ductos: 1					Diámetro** 64,90 mm	
Área Total						3308,10 mm²
Max. Ocupacion				40,00%	Ocupación	22,94%

Fuente: Autoría Propia.

En conformidad a la normatividad técnica propia del operador de red local, para el cableado eléctrico en AC se requieren dos ductos en tubería PVC de tipo corrugado TDP, uno de fuerza y otro de reserva, para el tramo soterrado. Mientras que al aflorar al poste de media tensión, que sirve como punto de conexión a la red comercial, debe ser en tubería metálica IMC:

Figura 46. Cálculo de ocupación de ductos para el sistema AC.

Ocupación de ductos - Sistema A.C						
N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro [mm]	Área por cable [mm²]	Total por Grupo [mm²]
1	1/0	ALUMINIO XLPE-TR/PE 15kV133% N=1/3	3	33,89	902,06	2706,17
2	6	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO	1	4,67	17,13	17,13
					Área Total	2723,29 mm²
Tipo de Ducto: Tubo de PVC, Tipo Corrugado TDP						
Diámetro: 4 Pulgadas						
					Diámetro**	110,00 mm
Cantidad de ductos: 1					Área Total	9503,32 mm²
Max. Ocupacion				40,00%	Ocupación	28,66%

Fuente: Autoría Propia.

1.2.29.2.8 Cálculos de regulación de tensión

Sistema DC

Se realiza la evaluación de caída de tensión para el sistema DC, aplicamos a la condición más crítica en el sistema suponiendo un recorrido de 250 [m], desde el string hasta la entrada del inversor, con el calibre numero 10 AWG (6 mm²) seleccionado por ampacidad, y aplicando la siguiente formula:

$$S = \frac{2 * L * I}{p * V * \Delta V}$$

S: es la sección del conductor en mm²

L: distancia del conductor o trayecto

p: es la resistividad del material (para el cobre es 56)

V: voltaje del circuito

I: la corriente que pasará por el conductor

ΔV: caída de tensión

$$\Delta V = \frac{2 * L * I}{p * V * S}$$

$$\Delta V = \frac{2 * 250 * 14,65}{56 * 1360,5 * 6} = 0,016[V]$$

Lo anterior indica que el calibre 10 AWG cumple con el criterio de selección por el criterio de caída de tensión.

Sistema AC

Para realizar el cálculo de la caída de tensión en AC y considerando que el sistema es trifásico, se emplea la siguiente ecuación.

Porcentaje de caída de tensión:

$$\Delta V(\%) = (kVA * km) * k$$

Constante de regulación:

$$k = \frac{(r * \cos \theta + x \sin \theta)}{10xkV^2}$$

AC Inversores.

Calculando k con $r = 0,089 \text{ } [\Omega/\text{km}]$, asumiendo factor de potencia igual a 1, obtenemos que la expresión $x \sin \theta$ se hace cero, por lo tanto:

$$k = \frac{0,089 \text{ } \Omega/\text{km}}{10x0,8^2} = 0,0139$$

$$\Delta V(\%) = (330 * 0,121) * 0,0139 = 0,5\%$$

Hacia el lado M.T del transformador.

$$k = \frac{0,39\Omega/\text{km}}{10x13,2^2} = 0,000223$$

$$\Delta V(\%) = (2000 * 0,088) * 0,000223 = 0,039\%$$

1.2.29.2.9 Verificación de conductor por criterio de cortocircuito.

$$I_{CC} = K * S * \sqrt{\frac{1}{t}}$$

En donde:

I_{CC} : Intensidad máxima de cortocircuito.

K : Coeficiente propio del tipo de conductor, del aislamiento y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito (Se toma como valor 93, para el caso del aluminio)

S : Sección del conductor [mm^2].

t Tiempo de duración del cortocircuito [s].

- Transformador (Lado de media tensión):

$$I_{CC} = 93 * 53,5[mm^2] * \sqrt{\frac{1}{0,5[s]}}$$

$$I_{CC} = 7036[A]$$

Considerando que se asumió desde el principio una corriente de falla de 2000[A], se puede corroborar que el conductor seleccionado soporta las condiciones de cortocircuito.

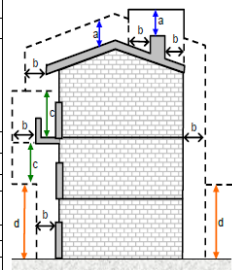
Para el caso del tramo entre el barraje común de inversores y los bornes por baja tensión del transformador, corresponden a una electrobarra cuyos niveles de cortocircuito se encuentran dimensionados por tablas de especificaciones técnicas del fabricante.

Para el sistema DC se pudo verificar que los conductores soportan la corriente de cortocircuito producido por los módulos cuando se revisaron las protecciones termomagnéticas.

1.2.29.2.10 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones son las establecidas en la Tabla 3.10.1. a. del RETIE, para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 3.10.1. de la misma tabla. Sin embargo, se ha propuesto en el diseño una red en media tensión subterránea con afloramiento en punto de conexión para la cual no aplican estas condiciones.

Figura 47. Distancias mínimas de seguridad eléctrica con construcciones.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES			
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)	
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 3.10.1. a.)	44/34,5/33	3,8	Figura 3.10.1. a. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8	
	<1	0,45	
Distancia horizontal "b" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 3.10.1. a.)	66/57,5	2,5	
	44/34,5/33	2,3	
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3	
	<1	1,7	
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 3.10.1. a.)	44/34,5/33	4,1	
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1	
	<1	3,5	
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 3.10.1. a.) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1	
	66/57,5	5,8	
	44/34,5/33	5,6	
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6	
	<1	5	

Fuente: RETIE. (2024). Ministerio de Minas y Energía (Colombia). *Tabla 3.10.1. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.*

1.2.19.2.11 Distancia minima para trabajos en o cerca de partes energizadas

El trabajo en partes energizadas implica riesgos como contacto directo, inducción o arcos eléctricos, por lo que se debe garantizar una condición eléctricamente segura antes de intervenir. El trabajo con tensión solo se permite si al desenergizar se generan riesgos mayores (sociales, ambientales o de operación), excepto en transmisión y distribución cuando se cuente con protocolos y equipos adecuados.

Los accidentes eléctricos suelen originarse por cortocircuitos, fallas a tierra, contacto de herramientas, choques térmicos, acumulación de polvo, pérdidas de aislamiento o ionización del medio. El arco eléctrico genera temperaturas de hasta 20.000 °C, liberación de gases tóxicos, ondas de presión, partículas proyectadas, ruido superior a 120 dB y radiación peligrosa para el cuerpo humano.

En actividades como mantenimiento de interruptores, transformadores, barras, medidores o condensadores, se deben seguir normas de seguridad como la NFPA 70E o la IEC 60364, además de realizar un análisis de riesgos considerando tensión, potencia de cortocircuito y tiempo de despeje de falla.

Las instalaciones de tableros y celdas de más de 100 kVA deben cumplir medidas específicas, entre ellas:

- Respetar la información de la etiqueta del equipo.
- Señalizar adecuadamente las áreas de trabajo.
- Contar con planos actualizados y aprobados.
- Colocar avisos de riesgo de arco eléctrico cuando la energía incidente sea igual o superior a 5 [J/cm²].
- Restringir el acceso a personal no competente y coordinar con el operador de red aislamientos temporales si se trabaja cerca de líneas desnudas.
- Señalizar el límite de aproximación restringida.
- Cumplir las distancias mínimas de aproximación según normas NFPA 70E e IEEE 1584.

Considerando los niveles de tensiones nominales de los sistemas AC y DC se muestran en las siguientes tablas para cada uno de ellos los límites de aproximación seguro y restringido.

Tabla 39. Distancias mínimas de seguridad eléctrica para trabajos en corriente alterna.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta	
50 V – 300 V	3,0	1,0	0,30
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8
46,1 kV – 72,5 kV	3,0	2,5	1,0
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0
Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta	
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6

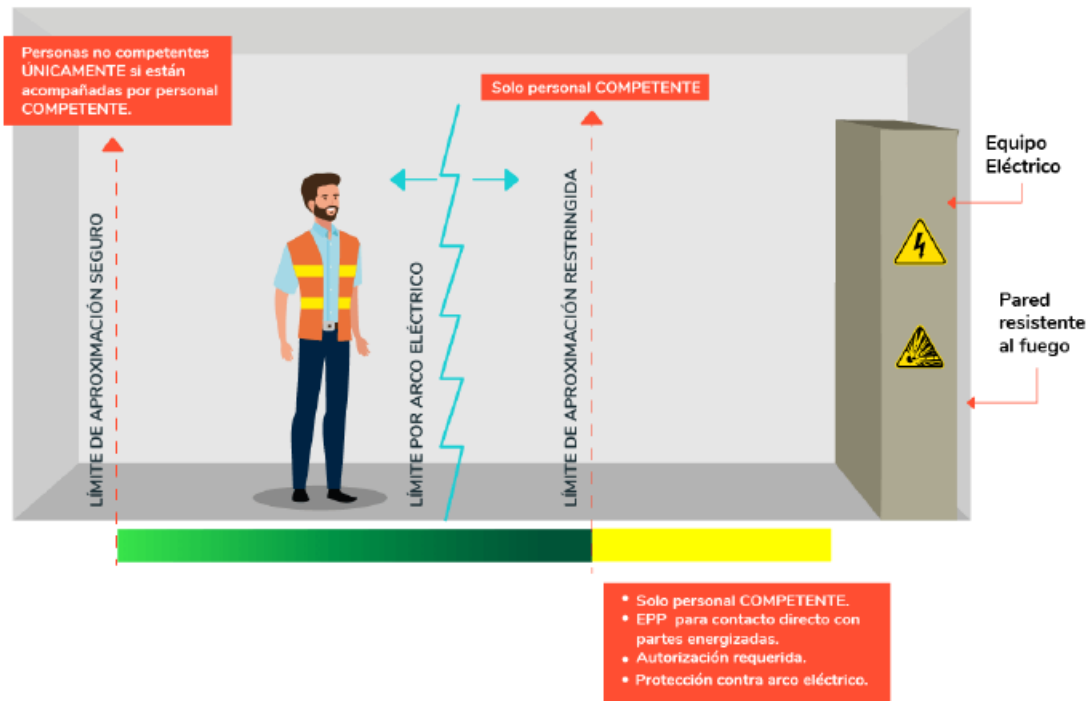
Fuente: RETIE. (2024). Ministerio de Minas y Energía (Colombia). *Tabla 3.10.5.b. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna*

Tabla 40. Distancias mínimas de seguridad eléctrica para trabajos en corriente continua.

Tensión nominal	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta	
100 V – 300 V	3,0 m	1,0 m	0,3
301 V – 1 kV	3,0 m	1,0 m	0,3
1,1 kV – 5 kV	3,0 m	1,5 m	0,5
5,1 kV – 15 kV	3,0 m	1,5 m	0,7
15,1 kV – 45 kV	3,0 m	2,5 m	0,8
45,1 kV – 75 kV	3,0 m	2,5 m	1,0
75,1 kV – 150 kV	3,3 m	3,0 m	1,2
150,1 kV – 250 kV	3,6 m	3,6 m	1,6
250,1 kV – 500 kV	6,0 m	6,0 m	3,5
500,1 kV – 800 kV	8,0 m	8,0 m	5,0

Fuente: RETIE. (2024). Ministerio de Minas y Energía (Colombia). *Tabla 3.10.5.c. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua.*

Figura 47. Límites de aproximación.



Fuente: RETIE. (2024). Ministerio de Minas y Energía (Colombia). *Figura 3.10.5.a. Límite de aproximación.*

Profundidad del espacio de trabajo:

Teniendo en cuenta la necesidad de garantizar un espacio adecuado que permita el acceso y el mantenimiento seguro de todos los equipos eléctricos, la profundidad mínima en la dirección del acceso hacia sus partes energizadas no debe ser inferior a lo especificado en la tabla :

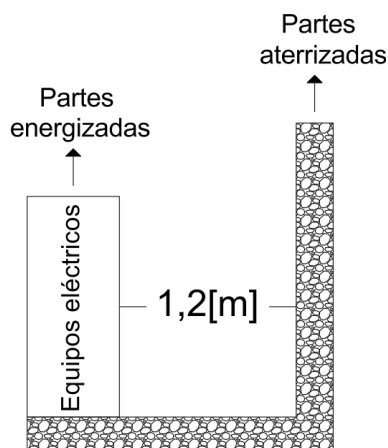
Tabla 41. Distancias libres mínimas a partes energizadas.

Tensión nominal a tierra (V)	Distancia libre mínima (m)		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
0-150	0,9 m	0,9 m	0,9 m
151 -600	0,9 m	1,0 m	1,2 m
601 -1 000	0,9 m	1,2 m	1,5 m

Fuente: Tabla 110.26(A). NTC-2050 (2ª Edición). 2024. *Espacios de trabajo.*

Para el caso del presente proyecto, el rango de tensión nominal a tierra de los equipos eléctricos de interés corresponde entre 601 y 1000[V] para una condición 2, es decir, que las partes vivas expuestas (Tableros de distribución eléctrica) en un lado del espacio de trabajo y las partes puestas a tierra (Parades o muros) en su lado opuesto deben encontrarse separadas por una distancia de seguridad mínima de 1,2[m].

Figura 48. Profundidad del espacio de trabajo.

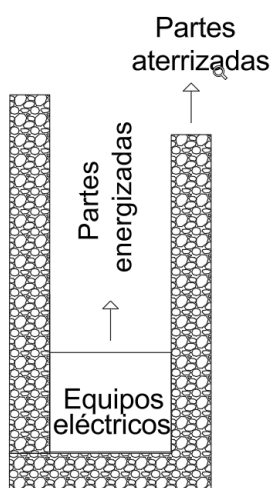


Fuente: Autoría Propia

Ancho del espacio de trabajo:

De acuerdo con lo descrito en el literal a, del punto 4, inciso A, de la sección 110.26 “**Espacios alrededor del equipo eléctrico**” de la normatividad **NTC-2050 (2024, segunda actualización)**, se dispone que “**el ancho del espacio de trabajo debe tener el mismo ancho del encerramiento del equipo o como mínimo 0,76 [m], el que sea mayor**”. Este requisito técnico aplica para equipos eléctricos que operen a 1000[V] nominales o menos a tierra, en aras de garantizar su ajuste, reparación, mantenimiento y la apertura de sus compuertas a 90°.

Figura 49. Ancho del espacio de trabajo.



Fuente: Autoría Propia

1.3 MEMORIA PARA RED DE MT

1.3.1 Características de la carga

La carga instalada que estará conformada por 6 inversores de 300 [kWca] a 30°C con su salida se conectará a un transformador elevador de tanto que estará conectado a un poste de red de media tensión en donde se estará inyectando la energía a la red, el parque solar tendrá las siguientes características:

- Nivel de tensión primario: 13,2 [kV]
- Nivel de tensión secundario: 800[V]
 - Potencia pico 1,99: [MVAp]
 - Potencia nominal AC: 1,8 [MW]

1.3.2 Criterios del trazado de la red de media tensión

Para la determinación de la ruta que va a tomar la red de media tensión que inyectara la energía a la red se tomaron los siguientes criterios:

- Se tomo en cuenta la ubicación del punto de arranque de la red de media tensión hasta el punto de inyección de energía a la red.
- Se tomaron en cuenta el cumplimiento de las normas RETIE, IEC, IEEE, Air-e (Operador de Red local) para la instalación de la red de media tensión.
- Se tomo en cuenta el impacto ambiental y sonoro generado por la instalación de la red de media tensión.
- Se tomo en cuenta la facilidad de acceso para la realización de los mantenimientos y posibles atenciones de fallas.

1.3.3 Redes en media tensión

Una red de media tensión subterránea es una red de distribución eléctrica que transporta electricidad a niveles de media tensión que para nuestro caso es de 13,2 [kV] mediante cables soterrados es decir enterrados bajo tierra en lugar de aéreos. Este tipo de distribución es usado mayormente en zonas urbanas o lugares en donde se requiera mayor seguridad o para una mejor protección frente a las diferentes condiciones climáticas.

Algunas ventajas que identificamos al realizar el montaje de la red de manera subterránea es que genera una mayor seguridad al público, menor impacto visual y estético, menos exposición a las diferentes condiciones climáticas, reducción de mantenimientos preventivos por condiciones de clima o fauna.

1.3.4 Análisis de riesgo de origen eléctrico

Tabla 42. Análisis de riesgo de origen eléctrico.

Riesgo eléctrico	Descripción
Contacto directo	Contacto con partes energizadas ya pueden ser cables o terminales
Contacto indirecto	Contacto con masas metálicas energizadas accidentalmente
Arco eléctrico	Descarga eléctrica de alta energía por falla de aislamiento o maniobras
Fallas a tierra	Defecto que conecta un conductor a tierra donde se puede crear un riesgo de electrocución
Sobre corrientes y cortocircuitos	Por fallas internas o externas de la red
Descargas atmosféricas	Inducción o impactos directos si no hay una protección adecuada
Explosión de equipos	Transformadores, celdas, inversores, conexiones mal realizadas o defectuosas

Fuente: Autoría Propia

1.3.5 Análisis y cálculos de cargas iniciales

Para la carga instantánea prevista para nuestro proyecto fotovoltaico tenemos previsto 6 inversores cada uno de 300 [kWca] a 30°C que se conectará a un transformador de 800/13.2 kV el cual recibirá toda la energía del parque solar el cual posee las siguientes características.

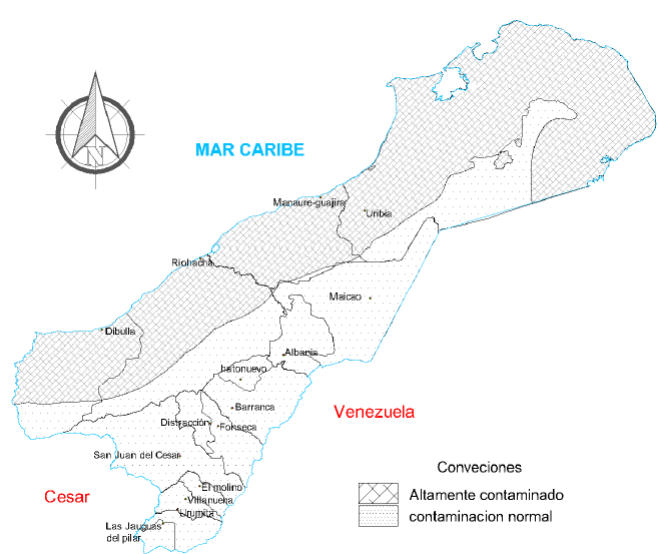
- Nivel de tensión primario: 13,2 [kV]
- Nivel de tensión secundario: 800 [V]
 - Potencia: 1,99 [MVAp]
 - Factor de potencia: 1

Debido a que en un futuro se puede tener planeado la ampliación de las instalaciones las cargas futuras se consideran iguales a las iniciales.

1.3.6 Coordinación de aislamiento eléctrico

Como se puede apreciar en la imagen del mapa del departamento de la guajira en donde podemos observar en donde se encuentra ubicado el municipio de Uribia en donde se encuentra ubicado nuestro emplazamiento para el montaje de nuestro sistema solar fotovoltaico, se puede apreciar una alta contaminación en el aire por esta razón es que a continuación mencionaremos el aislamiento eléctrico óptimo para nuestra instalación.

Figura 49. Contaminación aérea en el departamento de La Guajira.



Fuente: Normatividad eléctrica DE.MA.020-AX01. (2022). Operador de red AIR-E *Anexo A1. Características generales en zonas de influencia.*

El aislamiento que nosotros escogimos dictado por las características del terreno en el municipio de Uribe es de tipo cadena el cual tiene una descripción de aislador compuesto de tipo cadena, la denominación que escogimos es la ANSI DS28 ya nuestro emplazamiento posee un nivel de contaminación alto.

Tabla 43. Análisis de riesgo de origen eléctrico.

Tipo	Descripción	Denominación	Nivel de Contaminación
Tipo poste	Aislador porcelano Line post	ANSI 57-1	Contaminación Normal (1)
	Aislador Compuesto Hibrido	PH-13,2	Altamente contaminado (2)
Tipo cadena	Aislador Compuesto Tipo cadena	ANSI DS15	Contaminación Normal (1)
		ANSI DS28	Altamente contaminado (2)

Fuente: Normatividad eléctrica DE.MA.020. (2022). Operador de red AIR-E *Proyecto Tipo: Líneas Eléctricas Aéreas MT sin neutro.*

En la tabla 44 podemos observar las diferentes características generales que posee nuestro aislador el cual escogimos el DS-28 para nuestro proyecto. Este tipo de aislador se adapta mejor a las características de contaminación del emplazamiento del proyecto:

Tabla 44. Especificaciones técnicas de aisladores con relación a la contaminación.

Denominación		Contaminación Normal		Altamente Contaminado	
		DS - 15	DS - 35	DS - 28	DS - 46
Características Dimensionales	Longitud (mm)	330±15	525±60	430±25	590±50
	Distancia de Fuga (mm)	≥355	≥730	≥550	≥1.085
Características Mecánicas	Carga de falla a tracción (daN)	≥7.000	≥7.000	≥7.000	≥7.000
	Carga de torsión (daN m)	≥4,8	≥4,8	≥4,8	≥4,8
Características Radio Eléctricas	Tensión de ensayo R.I.V. a tierra (kV)	15	30	20	30
	Máximo RIV a 1 MHz (µV)	10	10	10	10
Características Eléctricas	Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco (kV)	≥90	≥145	≥130	≥180
	Tensión de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	≥65	≥130	≥100	≥145
	Tensión crítica de a contorno impulso (+) (kV) pico	≥140	≥250	≥190	≥280

Fuente: Normatividad eléctrica DE.MA.020. (2022). Operador de red AIR-E *Proyecto Tipo: Líneas Eléctricas Aéreas MT sin neutro.*

1.3.7 Análisis del nivel de tensión requerido

Para la tensión nominal de la línea de media tensión será de 13,2 [kV]. En donde los equipos y los diferentes dispositivos que van conectados a la línea de transmisión y a la subestación deben soportar dicha tensión nominal.

1.4 Análisis financiero

Figura 50. Generalidades del presupuesto del proyecto.

Financiamiento			
Fondos propios	2.184.313.408.00 COP		
Préstamo - Canjeable con amortización fija - 20 años	2.546.904.429.59 COP		Tasa de interés: 10.00%/año
Venta de electricidad			
Tarifa de alimentación	Tarifa horas de punta 350.00000 COP/kWh		
	Tarifa hora valle 270.00000 COP/kWh		07:00-10:00, 13:00-17:00, 21:00-05:00
Duración de la garantía de tarifas	20 años		
Impuesto de conexión anual	0.00 COP/kWh		
Variación de tarifa anual	+2.0 %/año		
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía	0.00 %		
Autoconsumo			
Tarifa de consumo	1.200.00000 COP/kWh		
Evolución de tarifas	+2.0 %/año		
Retorno de la inversión			
Período de recuperación	8.2 años		
Valor presente neto (VPN)	8.183.797.621.51 COP		
Tasa de rendimiento interno (TRI)	22.89 %		
Retorno de la inversión (ROI)	173.0 %		
Dividendos pagados	1.547.864.159.67 COP		

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst

Los datos anteriores están presentados correspondientemente a la evaluación financiera y de rentabilidad del Sistema Solar Fotovoltaico de 1,99 [MVAp] en Uribia - La Guajira, Colombia de generación eléctrica. En el que se detallan los aspectos claves de financiación, venta de electricidad, autoconsumo y retorno de inversión, permitiendo visualizar la viabilidad del económica del proyecto.

En el componente de financiamiento, se combinan los fondos propios y un préstamo realizado a 20 años con una tasa de interés del 10% anual, lo que nos asegura una cobertura de la inversión inicial. Para la venta de electricidad estructuramos bajo diferentes tarifas para las horas punta y valle del día, en los cuales garantizamos precios fijos durante 20 años y una proyección de incremento en la tarifa de un 2% anual.

Por otra parte, se contempló el autoconsumo que tiene una tarifa de compensación de 1.200 COP/kWh, igualmente con una evolución del 2% anual.

Para el retorno de inversión se muestran los indicadores positivos que genera el proyecto como lo son un periodo de recuperación de 8,2 años, un valor presente neto de 8.183 millones COP, una tasa interna de retorno de 22,89% y un retorno sobre inversión de 173%, acompañado de dividendos importantes, de estos resultados podemos decir que el proyecto de generación de energía solar no solamente es sostenible, sino que también es rentable a largo plazo.

1.4.1 Costos del sistema

Tabla 45. Costos de instalación y de operación descritos en el presupuesto.

Costos de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo COP	Total COP
Impuestos - AIU - UTILIDAD - FONDO MANIOBRA			
IVA	1	0.00	25.079.224.52
Impuesto industria y comercio	1	0.00	40.356.036.50
Impuesto de delineación urbana	1	0.00	12.106.810.95
AIU	1	0.00	524.628.474.50
UTILIDAD	1	0.00	10.089.009.13
Fondo de Maniobra	1	80.854.632.00	80.854.632.00
		Total	4.731.217.837.59
		Activo amortizable	2.358.562.030.00

Costos de operación

Artículo	Total COP/año
Mantenimiento	
Provisión para el reemplazo del inversor	12.309.264.00
Salarios	104.400.000.00
Reparaciones	35.000.000.00
Limpieza	10.000.000.00
Total (OPEX)	161.709.264.00
Incluyendo inflación (6.00%)	297.428.543.97

Resumen del sistema

Costo total de instalación	4.731.217.837.59 COP
Costos de operación (Incl. inflación 6.00%/año)	297.428.543.97 COP/año
Energía solar utilizable	4052 kWh/año
Energía vendida a la red	3371578 kWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	191.8530 COP/kWh

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst

En esta parte se desglosan los impuestos y cargos adicionales que se deben asumir al momento de instalar el sistema fotovoltaico como son los siguientes:

- IVA: 25.079.224 COP
- Impuesto de industria y comercio (ICA): 40.356.037 COP
- Impuesto de delineación urbana: 12.106.811 COP
- AIU (Administración, Imprevistos y Utilidad): 524.628.474 COP
- Utilidad: 10.089.009 COP
- Fondo de Maniobra: 80.854.632 COP

El costo total de la instalación rodea el valor de 4.741.217.838 COP, de los cuales se clasifican como activos amortizables el valor de 2.358.562.030 COP es decir que este valor se puede depreciar en el tiempo.

Para los gastos que se deben cubrir cada año para asegurar el funcionamiento del sistema tenemos un presupuesto de operación (OPEX).

- Mantenimiento: 12.309.264 COP/año
- Provisión para reemplazo del inversor: incluida en mantenimiento
- Salarios: 104.400.000 COP/año
- Reparaciones: 35.000.000 COP/año
- Limpieza: 10.000.000 COP/año

El costo operativo anual (OPEX) del parque solar fotovoltaico rodea el varo de 161.709.264 COP, sin embargo, debemos tener en cuenta una inflación del 6% anual, este valor aumentara a 297.428.544 COP/anual a lo largo de la vida del proyecto.

Nuestro parque solar fotovoltaico generara aproximadamente un valor de 4 GWh/año, de los cuales la mayoría de la energía generada se venderá a la red, el cual el costo de la producción de la energía se considera que sea de 191,8530 COP/kWh, este valor nos sirve para compararlo con el precio de compra de la energía y evaluar la rentabilidad del proyecto.

1.4.2 Costos de la instalación

Tabla 46. Costos totales de instalación registrados en el presupuesto.

Artículo	Cantidad unidades	Costo COP	Total COP
Módulos PV			
LR7-72HYD-660M	3025	380.000.00	1.149.500.000.00
Soportes para módulos	3025	300.000.00	907.500.000.00
Inversores			
SUN2000-330KTL-H1	6	41.030.880.00	246.185.280.00
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	55.376.750.00	55.376.750.00
Cableado DC	5000	11.144.00	55.720.000.00
Caja de conexiones	21	643.500.00	13.513.500.00
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	10.725.000.00	10.725.000.00
Sistema de medición bidireccional	1	9.581.000.00	9.581.000.00
Cable AC Inversor	1080	260.474.00	281.311.920.00
Cable AC M.T	120	44.115.00	5.293.800.00
Tablero General 800V 9000A 35 kA	1	117.260.000.00	117.260.000.00
Transformador 5 kVA	1	10.725.000.00	10.725.000.00
Transformador 2 MVA	1	228.768.400.00	228.768.400.00
Celda MT Medida	1	64.350.000.00	64.350.000.00
Celda MT Protección	1	31.460.000.00	31.460.000.00
Cortacircuito y DPS MT.	1	3.000.000.00	3.000.000.00
Sistema de Puesta a Tierra	1	106.400.000.00	106.400.000.00
Estudios y análisis			
Diseño eléctrico B.T y M.T.	1	25.000.000.00	25.000.000.00
Permisos y otras tarifas admin.	1	10.000.000.00	10.000.000.00
Estudios ambientales	1	25.000.000.00	25.000.000.00
Análisis Económico	1	5.000.000.00	5.000.000.00
Diseños Civiles y Estructurales	1	10.000.000.00	10.000.000.00
Instalación			
Costo de instalación global por módulo	3025	104.400.00	315.810.000.00
Costo de instalación global por inversor	6	2.000.000.00	12.000.000.00
Transporte	1	129.223.000.00	129.223.000.00
Conexión a la red	1	5.000.000.00	5.000.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE MT	1	6.500.000.00	6.500.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE TRANSFORMACIÓN	1	5.500.000.00	5.500.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE USO FINAL	1	6.000.000.00	6.000.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE SISTEMA SOLAR	1	900.000.00	900.000.00
Seguro			
Seguro de construcción	1	55.000.000.00	55.000.000.00
Seguro de transporte	1	25.000.000.00	25.000.000.00
Seguro de responsabilidad	1	30.000.000.00	30.000.000.00
Poliza de cumplimiento contractual	1	40.000.000.00	40.000.000.00
Poliza de calidad	1	18.000.000.00	18.000.000.00
Poliza de responsabilidad profesional	1	10.000.000.00	10.000.000.00
Costos del terreno			
Preparación del terreno	1	5.000.000.00	5.000.000.00
Impuestos predial unificado	1	0.00	2.500.000.00

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst.

Los anteriores resultados financieros corresponden al **escenario 1** que catalogamos como conservador, consideramos que en las condiciones descritas el proyecto es atractivo financieramente.

Escenario 2:

Se consideran las mismas condiciones del **escenario 1** a excepción de los precios de ventas de energía, en este caso suponemos una tarifa de punta de 250 COP/kwh, y una tarifa valle de 190 COP/kwh.

Figura 51. Tarifas de horas punta y valle (Escenario 2).

Tipo de tarifa

- ☐ Tarifa fija
- ☒ Tarifa variable
 - ☒ Tarifa horaria horas de punta/horas valle
 - ☐ Tarifa estacional
 - ☐ Tarifa del archivo CSV

Tarifa de alimentación

- ☒ Tarifa horas de punta: 250.00000 COP/kWh
- ☒ Tarifa hora valle: 190.00000 COP/kWh

Horario de verano

- ☐ Utilizar cambios horarios DST
- Comienzo de horarios de invierno: Octubre 29
- Comienzo del horario de verano: Marzo 26

Otros parámetros generales

- Impuesto de conexión anual: 0.000 COP/año
- Variación de tarifa anual: 2.00 %/año
- Duración de la garantía de tarifas: 20 años
- Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía: 0.0 %

Definición de horas para tarifas horas de punta/horas valle

Tarifa horas de punta

- 05:00 - 07:00
- 10:00 - 13:00
- 17:00 - 21:00

Tarifa hora valle

- 07:00 - 10:00
- 13:00 - 17:00
- 21:00 - 05:00

A circular diagram shows the 24-hour distribution of peak (orange) and off-peak (green) periods.

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst.

Bajo las anteriores condiciones el proyecto obtiene una menor rentabilidad, es decir sigue siendo atractiva pero con menos rendimiento, esto es una TIR del 10,87%, por otro lado el periodo de recuperación de la inversión se extiende a 13,2 años como se puede ver en la siguiente imagen:

Figura 52. Retorno de la inversión (Escenario 2).

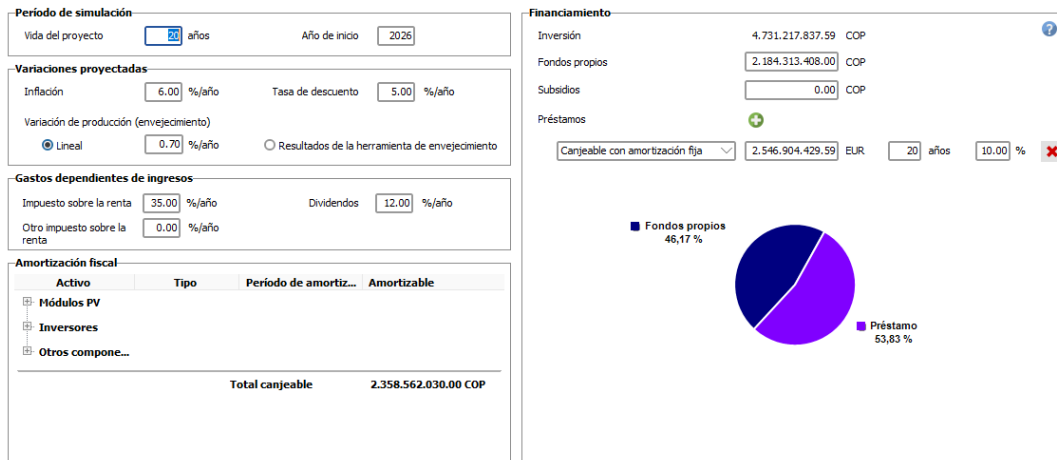
Retorno de la inversión	
Valor presente neto (VPN)	3.004.255.906 COP
Tasa de rendimiento interno (TRI)	10.87 %
Período de recuperación	13.2 años
Retorno de la inversión (ROI)	63.5 %

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst.

Escenario 3:

En este escenario al igual que los otros se conservan las condiciones principales, pero hemos considerado una tasa de descuento más alta (5%), y un impuesto sobre la renta del 35% por motivos de cambio en la regulación (Ver figura 53).

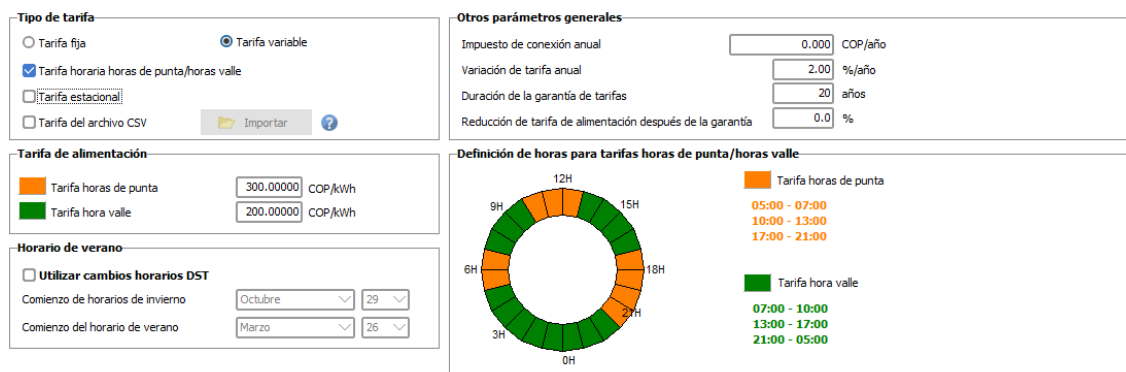
**Figura 53. Condiciones Tasa de Descuento y Impuesto Sobre Renta
(Escenario 3).**



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst.

Por otro lado, hemos considerado precios de venta de energía para hora punta de 300 COP/kWh y hora valle de 200 COP/kWh (Ver figura 54).

Figura 54. Tarifas hora punta y valle (Escenario 3).



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst.

Bajo las anteriores condiciones encontramos que el proyecto continúa siendo rentable con una TIR del 11,44%, pero el periodo de retorno se extiende a 14,7 años (Ver figura 55).

Figura 55. Retorno de la inversión (Escenario 3).

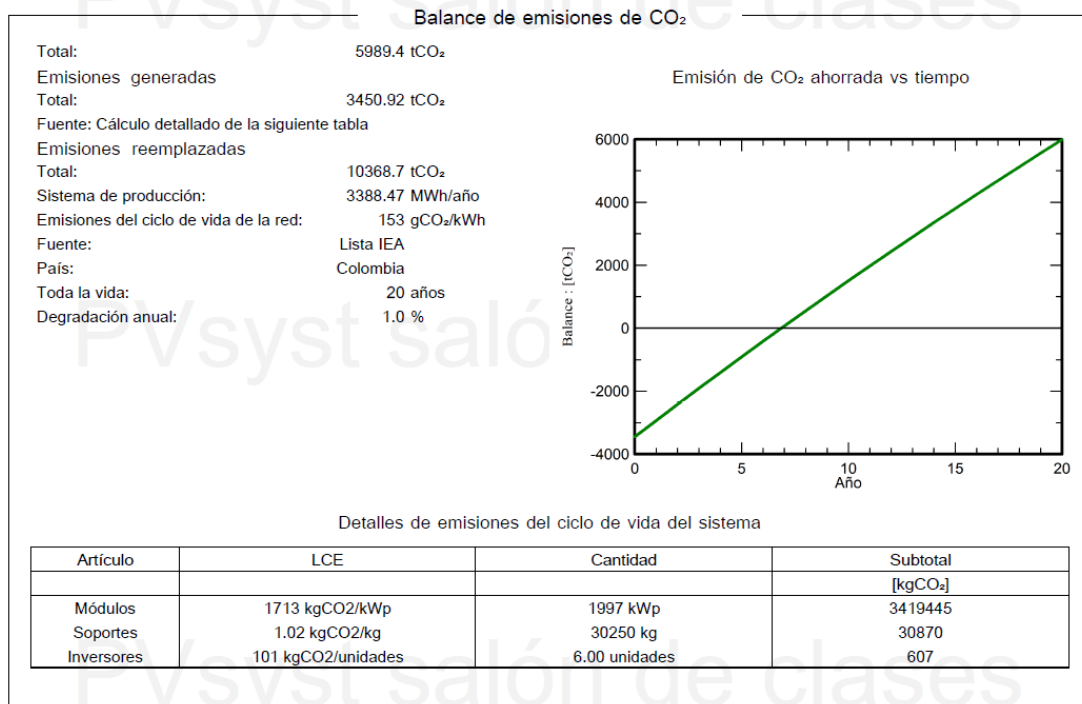
Retorno de la inversión	
Valor presente neto (VPN)	1.682.050.411 COP
Tasa de rendimiento interno (TRI)	11.44 %
Período de recuperación	14.7 años
Retorno de la inversión (ROI)	35.6 %

Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst.

En conclusión, bajo los escenarios financieros planteados el proyecto es rentable, pero el periodo más corto de retorno se obtiene en las condiciones del escenario 1.

1.5 Huella de carbono

Figura 56. Balance de emisiones de CO₂



Fuente: Captura de pantalla de interés haciendo uso de la herramienta de software especializada PVsyst.

Según el informe generado por el software PVSYST nos arroja un balance del cual podemos decir que, aunque la construcción del sistema solar fotovoltaico si genera emisiones de CO₂ estas se compensan rápidamente mediante la generación de electricidad limpia.

Podemos decir según los datos anteriores que el sistema empieza a ahorrar emisiones frente a la red convencional en menos de 3 años.

A lo largo de la vida útil del parque solar que según el cálculo es alrededor de 20 años, se logra evitar la generación de casi 6000 toneladas de CO₂, contribuyendo con esto significativamente a la reducción del impacto ambiental.

www.air-e.com

1.6 Procedimiento de Conexión para un AGGE ante el Operador de Red Air-e.

A continuación, se describen los pasos para procedimiento de conexión de un proyecto fotovoltaico tipo Auto Generador a Gran Escala – AGGE ante el Operador de Red Air-e:

1. Diligenciar el formulario de solicitud de conexión simplificada

Se debe ingresar información básica en la página web del operador: www.air-e.com, se deben entregar documentos como parte de los requisitos y estos se encuentran enlistados en el documento: ANEXO-1-Cartilla -de-informacion-v2 que se puede descargar en la página web.

2. Verificación técnica y aprobación

En esta parte del trámite Air-e verifica el cumplimiento de las normas de inversores, certificados de capacitación o experiencia específica del personal, sistema de control de no inyección a red y el cumplimiento de las reglas de protecciones, Posteriormente emitirá el concepto sobre la aceptación y aprobación de su sistema, en la siguiente tabla tenemos un resumen de tiempos para la verificación técnica y aprobación:

Tabla 47. Tiempos de trámites ante el operador de red.

Tipo	Capacidad instalada o nominal	Tiempo de revisión del OR	Tiempo de subsanación del solicitante	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación
AGGE	Cualquier capacidad	10 DÍAS	10 DÍAS	5 DÍAS

Fuente: Propia.

3. Visita para la conexión

Una vez terminada la instalación de equipos se debe solicitar la visita para la inspección de la instalación y/o pruebas. En un plazo de cinco días hábiles, Air-e revisará los equipos instalados y efectuará las pruebas para verificar su correcta operación.

En caso de que deba realizar ajustes, Air-e indicará los requerimientos y programará una nueva visita en un plazo de los siete días hábiles posteriores al de la primera visita, si esta segunda visita no es exitosa el operador de red detallará las razones por las que no es posible efectuar la conexión y programa nuevas visitas.

1.7 Conclusiones

1. Se logran cumplir los objetivos propuestos, se entrega un dimensionamiento de los elementos principales del sistema solar fotovoltaico, brindar un análisis económico, y determinar la huella de carbono que se logra compensar.
2. El recurso solar disponible en Uribia, La Guajira Colombia, garantiza gran producción durante el periodo anual, esto ayuda a que el proyecto sostenga rentabilidad en varios escenarios económicos.

1.8 Bibliografía

- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (Resolución 40117 de 2024, Anexos Técnicos)*. Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- Pérez, B. (2020). *Todo lo que necesitas saber sobre la energía fotovoltaica (Versión 3)*. Academia de Energía Solar. https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/deed.es_ES
- Cantos Serrano, J. (2016). *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo. ISBN: 978-84-283-3756-4.
- Castejón Oliva, A., & Santamaría Herranz, G. (s.f.). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. EDITEX.
- Código Eléctrico Colombiano – NTC 2050 Segunda Actualización. (2020). ICONTEC.
- El clima en Uribe, el tiempo por mes, temperatura promedio (Colombia) - Weather Spark. (s/f). Weatherspark.com. Recuperado el 29 de septiembre de 2025, de <https://es.weatherspark.com/y/25355/Clima-promedio-en-Uribe-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME, & Ministerio de Minas y Energía. (s. f.). *Mapa de radiación solar global*. Gobierno de Colombia.
- JinkoSolar. (2025). JinkoSolar. <https://jinkosolar.com>
- LONGi. (2025). *LONGi LR7-72HYD-660M (Datasheet)*. https://static.longi.com/Hi_MO_9_LR_7_72_HYD_625_660_M_30_30_and_15_Frame_EN_3172de8975.pdf
- Meteonorm. (2025). <https://meteonorm.com/en/>
- PVGIS. (2025). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- Nasa. (2025). <https://www.nasa.gov/>
- Google Maps (2025). <https://www.google.es/maps/preview>
- Google Earth. (2025). <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- Huawei. (2025). *SUN2000-330KTL-H1 Smart String Inverter for APAC, LATAM & EUROPE*. <https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/41b49585206f445db6e62c800a9f76ee.pdf>.
- PVSyst (2025) Manuales Software PVSyst. <https://www.pvsyst.com/es/training/pdf-tutorials/>
- Catálogo de electrobarras de cobre y aluminio. (2024). Legrand. *Parámetros eléctricos de electrobarras de cobre*. <https://www.legrand.com.co/es>.
- Normatividad eléctrica DE.MA.020. (2022). Operador de red AIR-E *Proyecto Tipo: Líneas Eléctricas Aéreas MT sin neutro*.
- Normatividad eléctrica DE.MA.020-AX01. (2022). Operador de red AIR-E *Anexo A1. Características generales en zonas de influencia*.

1.9 Anexos.

INFORME DE SIMULACIÓN.

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 1997 kWp

Piedras - Colombia



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Piedras
Colombia

Situación

Latitud 11.72 °N
Longitud -72.29 °W
Altitud 24 m
Zona horaria UTC-5

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Piedras

Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación #1

Plano fijo

Inclinación/Azimut 15 / 0 °

Cobertizos en el suelo

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario

Carga constante fija

1000 W

Global

8760 kWh/Año

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos

Pnom total

3025 unidades

1997 kWp

Inversores

Núm. de unidades

Pnom total

Proporción Pnom

6 unidades

1800 kWca

1.109

Resumen de resultados

Energía producida 3375.6 MWh/año

Energía usada 8.8 MWh/año

Producción específica 1691 kWh/kWp/año

Proporción rend. PR 79.93 %

Fracción solar (SF) 46.25 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Evaluación P50 - P90	10
Diagrama unifilar	11
Costo del sistema	12
Análisis financiero	14
Balance de emisiones de CO ₂	17



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Cobertizos en el suelo

Orientación #1

Plano fijo

Inclinación/Azimut 15 / 0 °

Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 34 unidades

Conjunto de Generadores FV

Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 26.5 °

Tamaños

Espaciado entre cobertizos 3.54 m

Ancho de colector 2.38 m

GCR medio 67.3 %

Modelos usados

Transposición Perez

Difuso Perez, Meteonorm

Circunsolar separado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario

Carga constante fija

1000 W

Global

8760 kWh/Año

Características del generador FV

Módulo PV

Fabricante

Generic

Modelo

LR7-72HYD-660M

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

660 Wp

Número de módulos FV

3025 unidades

Nominal (STC)

1997 kWp

Módulos

121 cadena x 25 En serie

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp

1868 kWp

U mpp

1054 V

I mpp

1773 A

Potencia FV total

Nominal (STC)

1997 kWp

Total

3025 módulos

Área del módulo

8164 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

SUN2000-330KTL-H1

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

300 kWca

Número de inversores

6 unidades

Potencia total

1800 kWca

Voltaje de funcionamiento

550-1500 V

Potencia máx. (=>30°C)

330 kWca

Proporción Pnom (CC:CA)

1.11

Reparto de potencia en este inversor

Potencia total del inversor

Potencia total

1800 kWca

Potencia máx.

1980 kWca

Número de inversores

6 unidades

Proporción Pnom

1.11

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 1.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 9.7 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 2.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.8 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Vidrio liso Fresnel, $n = 1.526$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

Pérdidas del sistema

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo

0.7 %

2.5 días,

3 períodos

Pérdidas auxiliares

constante (ventiladores) 20.0 kW

0.0 kW del umbral de potencia.

Consumo aux. nocturno 0.2 kW

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor

800 Vca tri

Frac. de pérdida

0.11 % en STC

Inversor: SUN2000-330KTL-H1

Sección cables (6 Inv.)

Cobre 6 x 3 x 300 mm²

Longitud media de los cables

35 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV

13.2 kV

Cables

Alu 3 x 50 mm²

Longitud

120 m

Frac. de pérdida

0.09 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio

13.2 kV

Parámetros del transformador

Potencia nominal en STC

1.98 MVA

Iron Loss (desconexión nocturna)

1.98 kVA

Fracción de pérdida de hierro

0.10 % en STC

Pérdida cobre

19.76 kVA

Fracción de pérdida de cobre

1.00 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas

3 x 3.24 mΩ



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

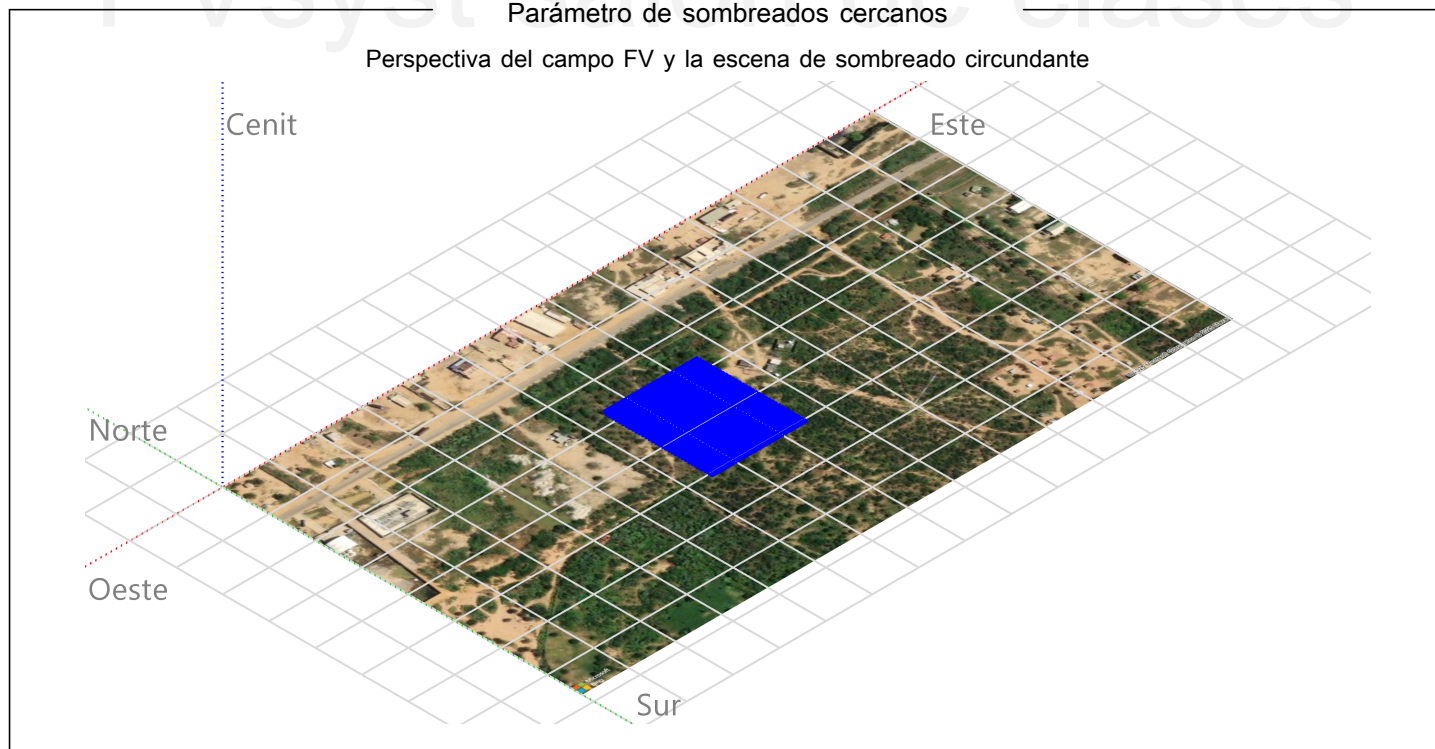
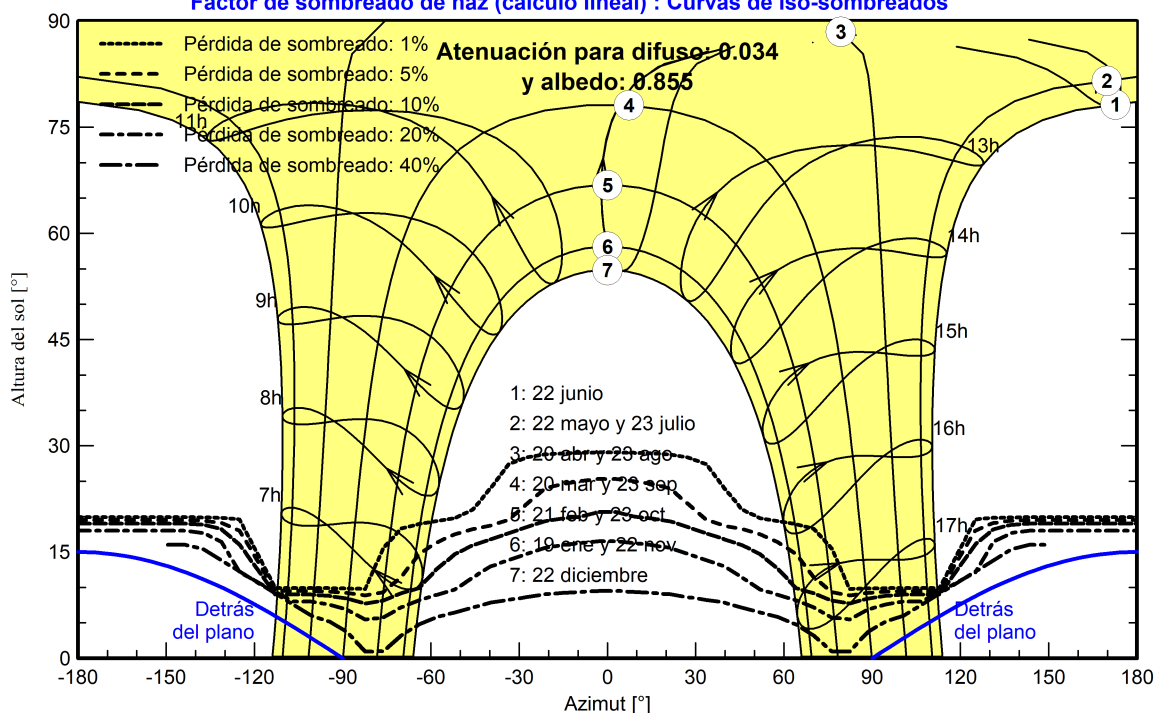


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1 - Plano fijo, Incl./azimuts : 15°/ 0°

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados





Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 3375.6 MWh/año

Energía usada 8.8 MWh/año

Producción específica

1691 kWh/kWp/año

Proporción rend. PR

79.93 %

Fracción solar (SF)

46.25 %

Evaluación económica

Inversión

Costo anual

LCOE

Global 4.731.217.837.59 COP

Anualidades 382.035.664.44 COP/año

Costo energético

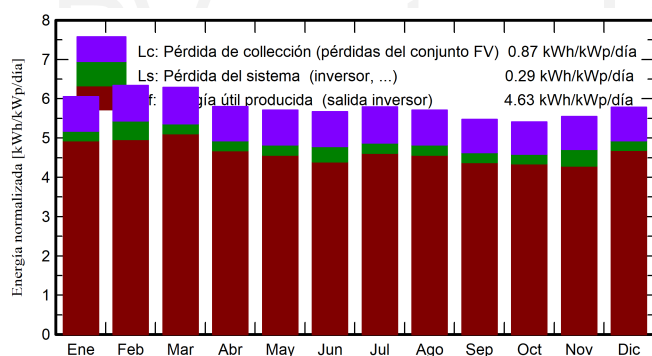
192 COP/kWh

Específico 2370 COP/Wp

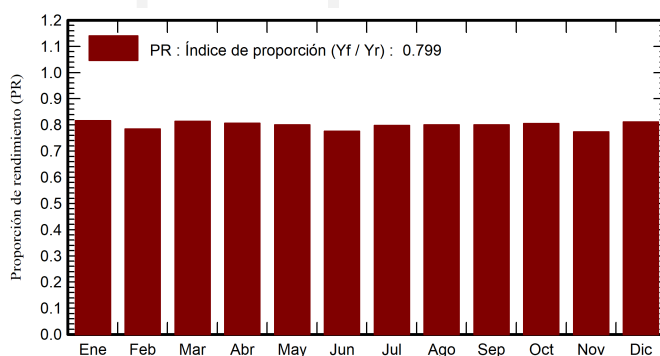
Costos de func. 297.428.543.97 COP/año

Periodo de recuperación 8.2 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	164.4	54.95	28.05	187.6	178.2	320.6	0.74	0.31	305.3	0.43
Febrero	162.6	62.49	28.41	177.4	168.9	304.1	0.67	0.28	277.4	0.39
Marzo	188.9	73.93	28.93	195.0	185.2	332.3	0.74	0.36	316.2	0.39
Abril	177.5	79.71	29.21	174.0	164.4	295.5	0.72	0.35	280.1	0.37
Mayo	190.4	80.61	29.80	177.1	166.2	299.0	0.74	0.36	282.7	0.38
Junio	187.1	80.35	29.69	170.1	159.2	286.8	0.72	0.35	263.0	0.37
Julio	195.6	73.78	30.15	179.4	168.3	302.0	0.74	0.37	285.6	0.37
Agosto	185.2	83.96	30.33	177.1	166.5	298.8	0.74	0.37	282.5	0.38
Septiembre	163.1	76.95	29.50	164.3	154.8	277.4	0.72	0.33	262.4	0.39
Octubre	158.1	79.39	29.02	167.6	158.0	284.3	0.74	0.34	269.1	0.40
Noviembre	148.3	59.01	28.38	166.5	157.0	282.5	0.72	0.32	257.0	0.40
Diciembre	154.7	51.64	28.40	179.3	170.0	305.4	0.74	0.32	290.3	0.42
Año	2075.9	856.75	29.16	2115.4	1996.6	3588.7	8.76	4.05	3371.6	4.71

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_User Energía suministrada al usuario

E_Solar Energía del sol

E_Grid Energía inyectada en la red

EFrGrid Energía de la red



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

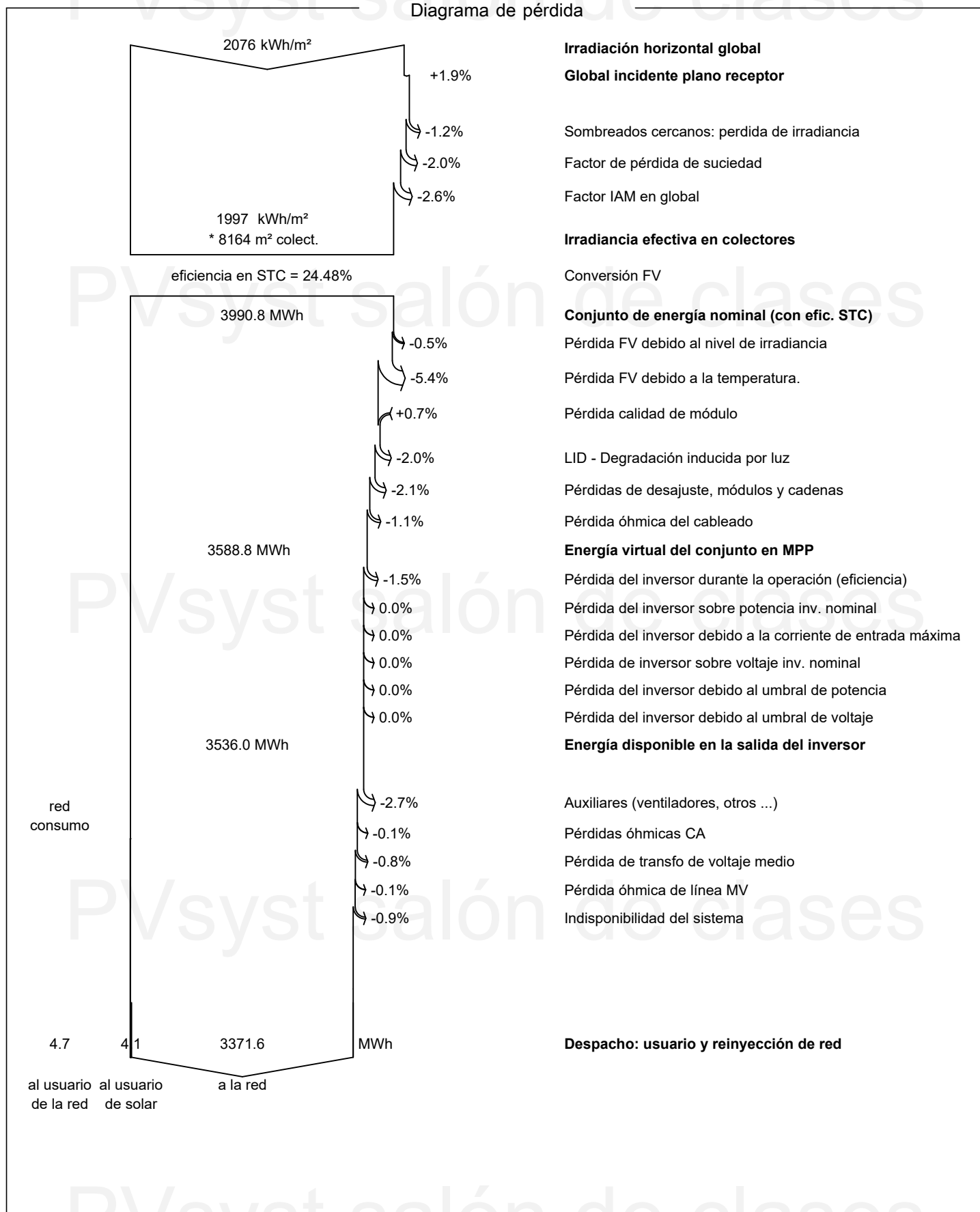
VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Diagrama de pérdida





Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

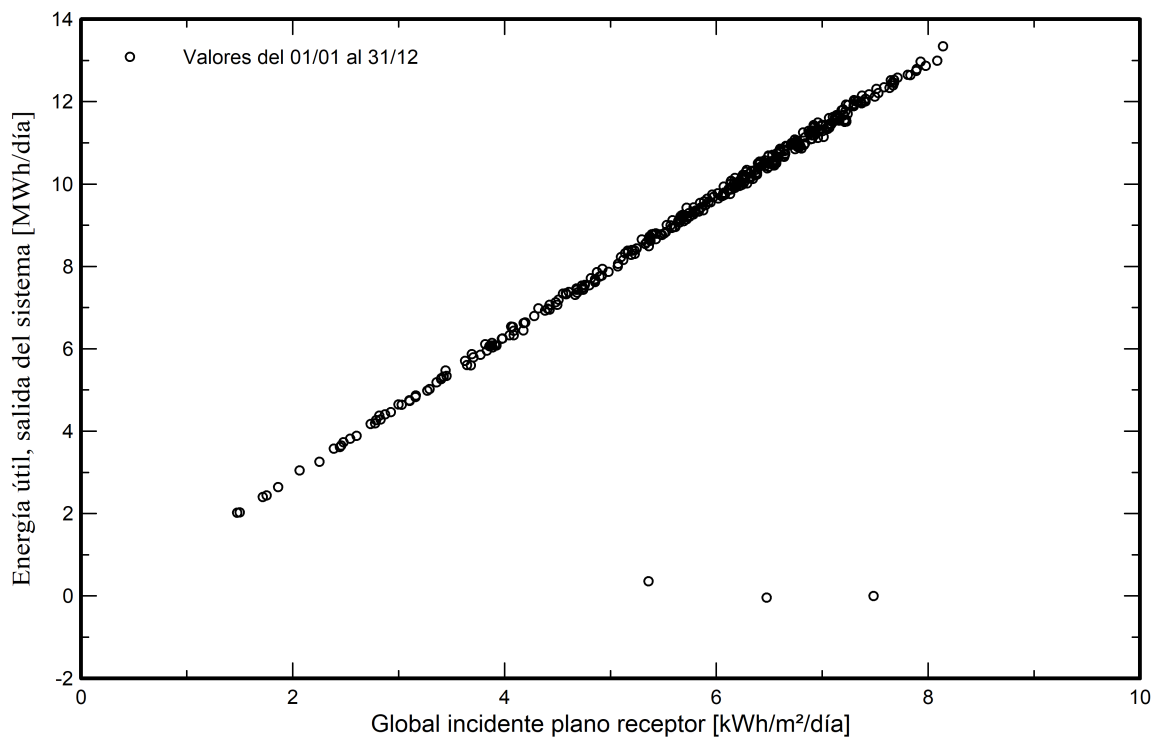
27/09/25 23:03

con V8.0.7

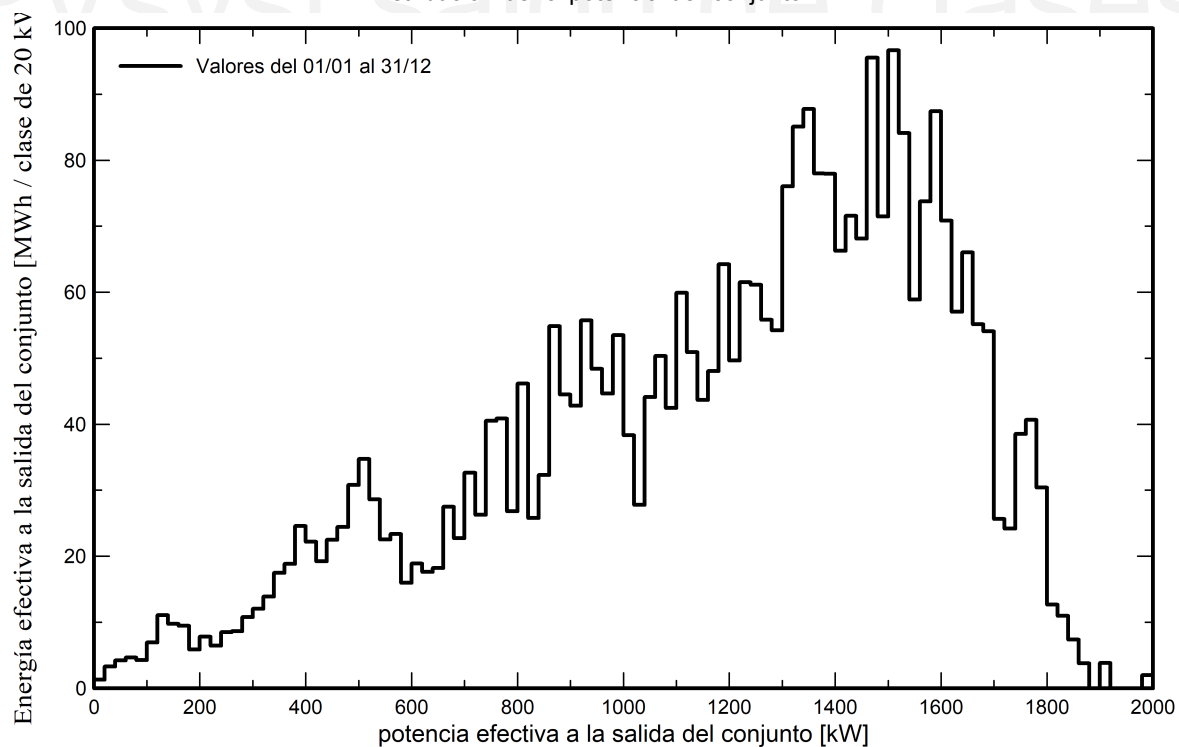
Universidad Europea (Spain)

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



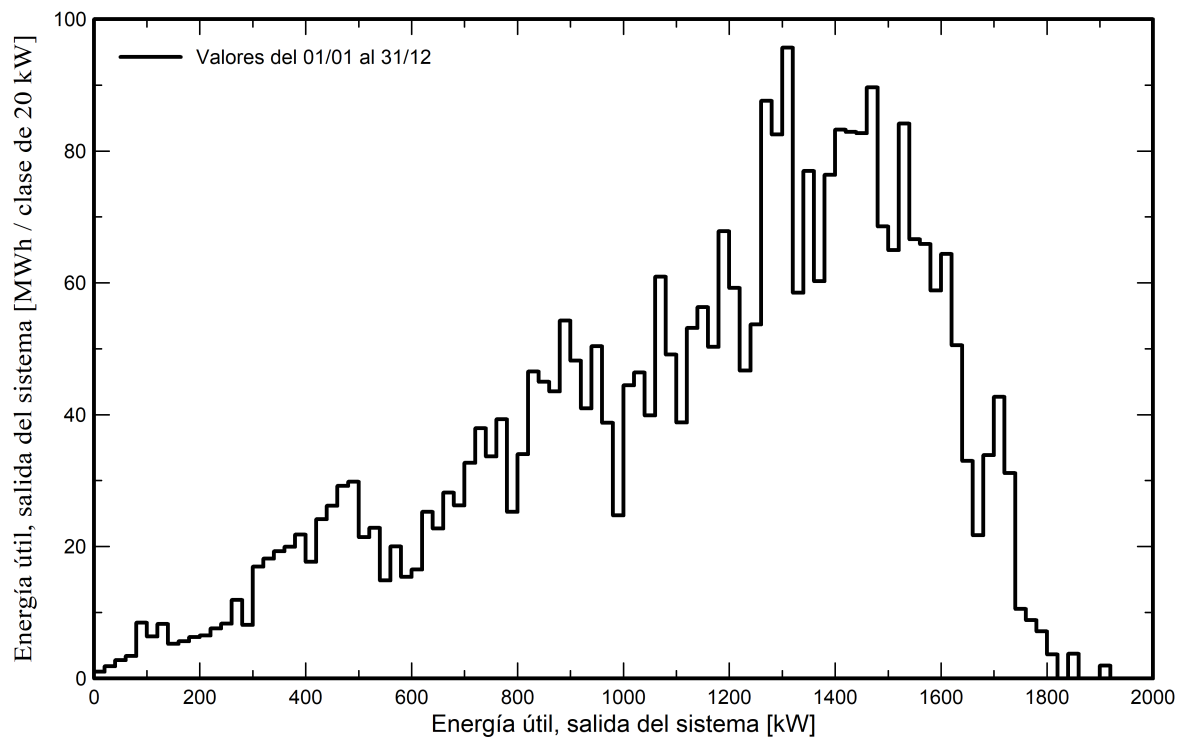
Distribución de la potencia del conjunto



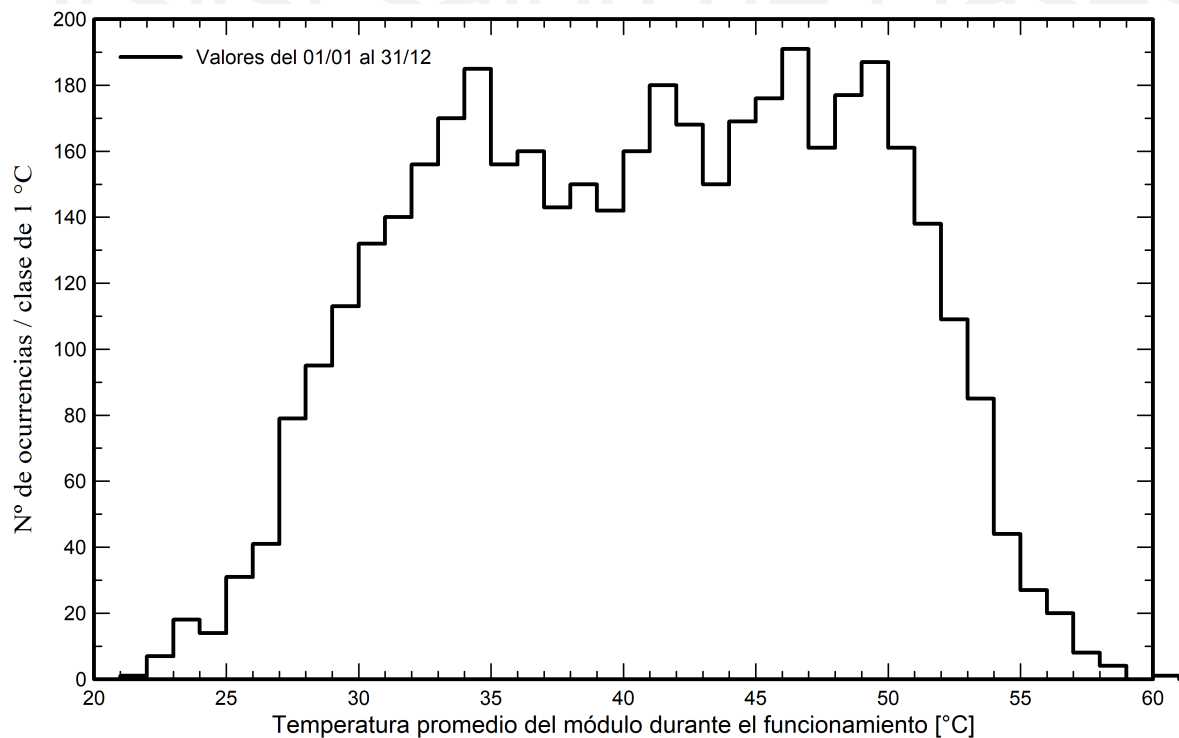


Gráficos predefinidos

Distribución de potencia de salida del sistema



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución





Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente Meteoronorm 8.2 (2001-2020), Sat=100%

Tipo Promedios mensuales

Sintético - Promedio multianual

Variabilidad año a año (Varianza) 9.9 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (datos meteo + sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 10.1 %

Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %

Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %

Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %

Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

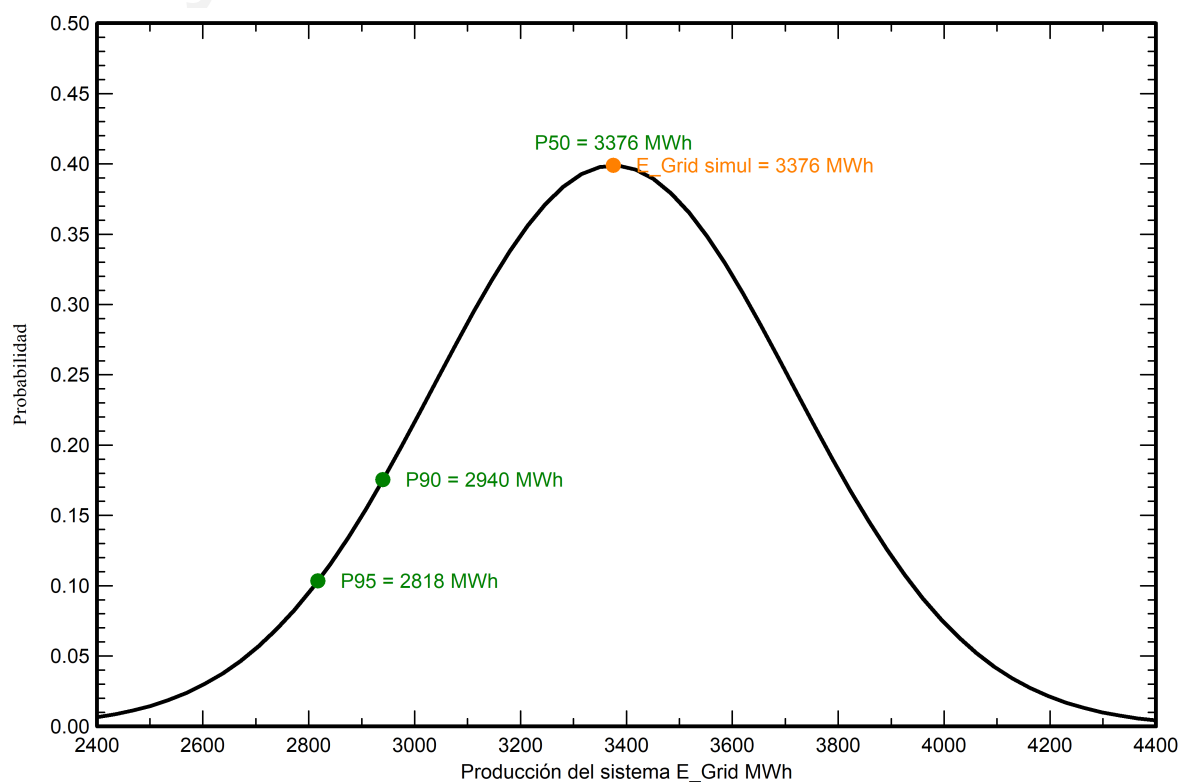
Variabilidad 340 MWh

P50 3376 MWh

P90 2940 MWh

P95 2818 MWh

Distribución de probabilidad





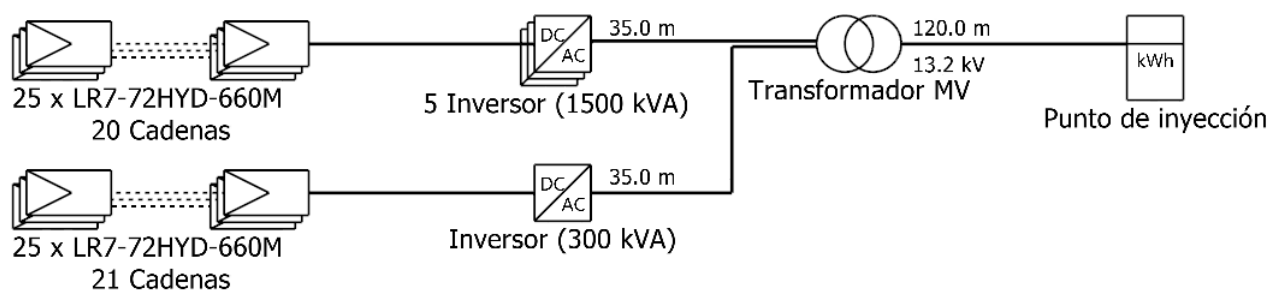
PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Diagrama unifilar



Módulo PV	LR7-72HYD-660M
Inversor	SUN2000-330KTL-H1
Cadena	25 x LR7-72HYD-660M

Planta Solar La Guajira Universidad Europea (Spain)

VC0 : Nueva variante de simulación

29/09/25



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo COP	Total COP
Módulos PV			
LR7-72HYD-660M	3025	380.000.00	1.149.500.000.00
Soportes para módulos	3025	300.000.00	907.500.000.00
Inversores			
SUN2000-330KTL-H1	6	41.030.880.00	246.185.280.00
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	55.376.750.00	55.376.750.00
Cableado DC	5000	11.144.00	55.720.000.00
Caja de conexiones	21	643.500.00	13.513.500.00
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	10.725.000.00	10.725.000.00
Sistema de medición bidireccional	1	9.581.000.00	9.581.000.00
Cable AC Inversor	1080	260.474.00	281.311.920.00
Cable AC M.T	120	44.115.00	5.293.800.00
Tablero General 800V 9000A 35 kA	1	117.260.000.00	117.260.000.00
Transformador 5 kVA	1	10.725.000.00	10.725.000.00
Transformador 2 MVA	1	228.768.400.00	228.768.400.00
Celda MT Medida	1	64.350.000.00	64.350.000.00
Celda MT Protección	1	31.460.000.00	31.460.000.00
Cortacircuito y DPS MT.	1	3.000.000.00	3.000.000.00
Sistema de Puesta a Tierra	1	106.400.000.00	106.400.000.00
Estudios y análisis			
Diseño eléctrico B.T y M.T.	1	25.000.000.00	25.000.000.00
Permisos y otras tarifas admin.	1	10.000.000.00	10.000.000.00
Estudios ambientales	1	25.000.000.00	25.000.000.00
Análisis Económico	1	5.000.000.00	5.000.000.00
Diseños Civiles y Estructurales	1	10.000.000.00	10.000.000.00
Instalación			
Costo de instalación global por módulo	3025	104.400.00	315.810.000.00
Costo de instalación global por inversor	6	2.000.000.00	12.000.000.00
Transporte	1	129.223.000.00	129.223.000.00
Conexión a la red	1	5.000.000.00	5.000.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE MT	1	6.500.000.00	6.500.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE TRANSFORMACIÓN	1	5.500.000.00	5.500.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE USO FINAL	1	6.000.000.00	6.000.000.00
CERTIFICACIÓN RETIE SISTEMA SOLAR	1	900.000.00	900.000.00
Seguro			
Seguro de construcción	1	55.000.000.00	55.000.000.00
Seguro de transporte	1	25.000.000.00	25.000.000.00
Seguro de responsabilidad	1	30.000.000.00	30.000.000.00
Poliza de cumplimiento contractual	1	40.000.000.00	40.000.000.00
Poliza de calidad	1	18.000.000.00	18.000.000.00
Poliza de responsabilidad profesional	1	10.000.000.00	10.000.000.00
Costos del terreno			
Preparación del terreno	1	5.000.000.00	5.000.000.00
Impuestos predial unificado	1	0.00	2.500.000.00



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo COP	Total COP
Impuestos - AIU - UTILIDAD - FONDO MANIOBRA			
IVA	1	0.00	25.079.224.52
Impuesto industria y comercio	1	0.00	40.356.036.50
Impuesto de delineación urbana	1	0.00	12.106.810.95
AIU	1	0.00	524.628.474.50
UTILIDAD	1	0.00	10.089.009.13
Fondo de Maniobra	1	80.854.632.00	80.854.632.00
Total			4.731.217.837.59
Activo amortizable			2.358.562.030.00

Costos de operación

Artículo	Total COP/año
Mantenimiento	
Provisión para el reemplazo del inversor	12.309.264.00
Salarios	104.400.000.00
Reparaciones	35.000.000.00
Limpieza	10.000.000.00
Total (OPEX)	161.709.264.00
Incluyendo inflación (6.00%)	297.428.543.97

Resumen del sistema

Costo total de instalación	4.731.217.837.59 COP
Costos de operación (Incl. inflación 6.00%/año)	297.428.543.97 COP/año
Energía solar utilizable	4052 kWh/año
Energía vendida a la red	3371578 kWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	191.8530 COP/kWh



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Análisis financiero

Período de simulación

Vida del proyecto 20 años Año de inicio 2026

Variación del ingreso a lo largo del tiempo

Inflación 6.00 %/año

Variación de producción (envejecimiento) 0.70 %/año

Tasa de descuento 2.00 %/año

Gastos dependientes de ingresos

Tasa de impuesto sobre la renta 17.50 %/año

Otro impuesto sobre la renta 0.00 %/año

Dividendos 12.00 %/año

Activos amortizables

Activo	Método de amortización	Período de amortización (años)	Valor de rescate (COP)	Amortizable (COP)
Módulos PV				
LR7-72HYD-660M	Línea recta	20	0.00	1.149.500.000.00
Soportes para módulos	Línea recta	20	0.00	907.500.000.00
Inversores				
SUN2000-330KTL-H1	Línea recta	20	0.00	246.185.280.00
Accesorios, sujetadores	Línea recta	20	0.00	55.376.750.00
Total			0.00	2.358.562.030.00

Financiamiento

Fondos propios 2.184.313.408.00 COP

Préstamo - Canjeable con amortización fija - 20 años 2.546.904.429.59 COP

Tasa de interés: 10.00%/año

Venta de electricidad

Tarifa de alimentación Tarifa horas de punta 350.00000 COP/kWh

Tarifa hora valle 270.00000 COP/kWh 07:00-10:00, 13:00-17:00, 21:00-05:00

Duración de la garantía de tarifas 20 años

Impuesto de conexión anual 0.00 COP/kWh

Variación de tarifa anual +2.0 %/año

Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 0.00 %

Autoconsumo

Tarifa de consumo 1.200.00000 COP/kWh

Evolución de tarifas +2.0 %/año

Retorno de la inversión

Período de recuperación 8.2 años

Valor presente neto (VPN) 8.183.797.621.51 COP

Tasa de rendimiento interno (TRI) 22.89 %

Retorno de la inversión (ROI) 173.0 %

Dividendos pagados 1.547.864.159.67 COP



Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

con V8.0.7

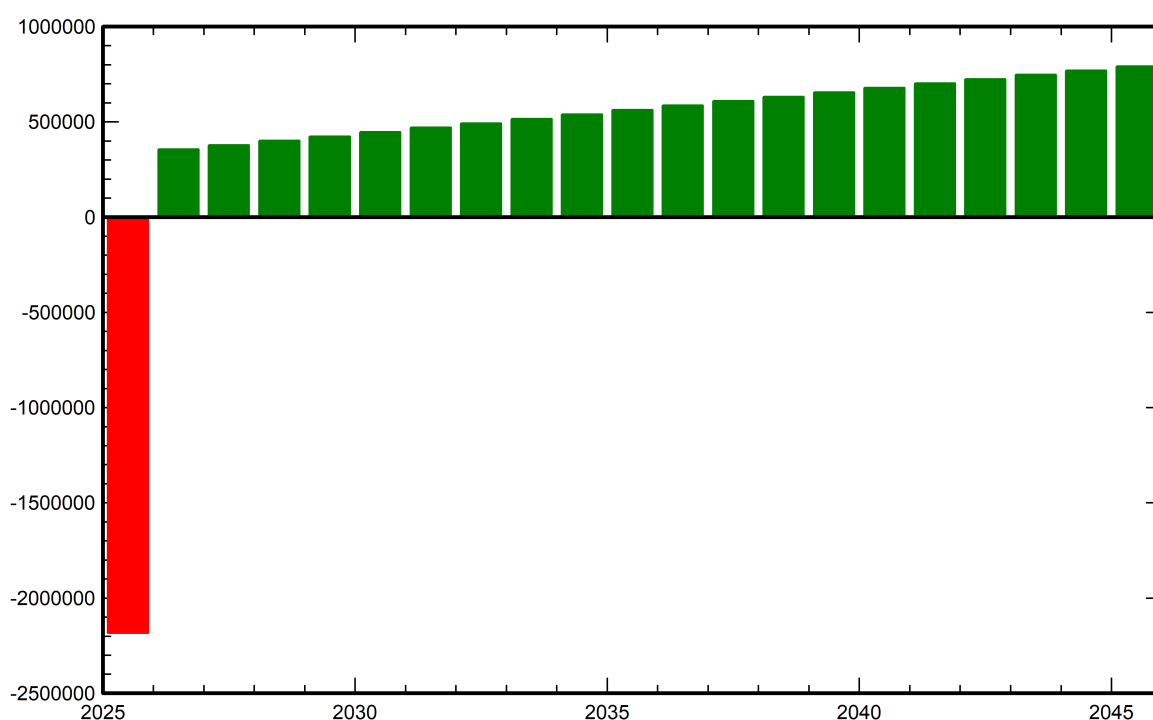
Universidad Europea (Spain)

Análisis financiero

Resultados económicos detallados (kCOP)

Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Principal del préstamo	Intereses del préstamo	Costos de func.	Amort. perm.	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Divid. imponible	Ahorro de autoconsumo	Cumul. lucro	% amorti.
0	0	2.184.313,408	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.184.313,408	0.0%
1	1.028.445,797	0	127.345,221	254.690,443	161.709,264	117.928,102	494.117,988	86.470,648	398.230,220	47.787,626	4.861,881	-1.789.125,000	11.0%
2	1.056.357,816	0	127.345,221	241.955,921	171.411,820	117.928,102	525.061,974	91.885,845	423.759,008	50.851,081	4.993,833	-1.377.021,200	22.4%
3	1.085.027,367	0	127.345,221	229.221,399	181.696,529	117.928,102	556.181,338	97.331,734	449.432,484	53.931,898	5.129,365	-948.677,440	34.2%
4	1.114.475,010	0	127.345,221	216.486,877	192.598,321	117.928,102	587.461,711	102.805,799	475.238,791	57.028,655	5.268,576	-504.762,910	46.3%
5	1.144.721,861	0	127.345,221	203.752,354	204.154,220	117.928,102	618.887,185	108.305,257	501.164,808	60.139,777	5.411,565	-45.941,083	58.7%
6	1.175.789,613	0	127.345,221	191.017,832	216.403,473	117.928,102	650.440,206	113.827,036	527.196,050	63.263,526	5.558,435	427.129,654	71.3%
7	1.207.700,543	0	127.345,221	178.283,310	229.387,682	117.928,102	682.101,449	119.367,754	553.316,576	66.397,989	5.709,291	913.795,312	84.3%
8	1.240.477,535	0	127.345,221	165.548,788	243.150,943	117.928,102	713.849,703	124.923,698	579.508,885	69.541,066	5.864,241	1.413.405,600	97.6%
9	1.274.144,096	0	127.345,221	152.814,266	257.739,999	117.928,102	745.661,729	130.490,803	605.753,807	72.690,457	6.023,397	1.925.313,408	111.1%
10	1.308.724,366	0	127.345,221	140.079,744	273.204,399	117.928,102	777.512,122	136.064,621	632.030,381	75.843,646	6.186,872	2.448.873,800	124.8%
11	1.344.243,146	0	127.345,221	127.345,221	289.596,663	117.928,102	809.373,160	141.640,303	658.315,737	78.997,888	6.354,784	2.983.443,800	138.8%
12	1.380.725,905	0	127.345,221	114.610,699	306.972,463	117.928,102	841.214,641	147.212,562	684.584,959	82.150,195	6.527,252	3.528.381,000	153.0%
13	1.418.198,806	0	127.345,221	101.876,177	325.390,810	117.928,102	873.003,717	152.775,650	710.810,946	85.297,314	6.704,402	4.083.043,700	167.5%
14	1.456.688,721	0	127.345,221	89.141,655	344.914,259	117.928,102	904.704,706	158.323,324	736.964,262	88.435,711	6.886,359	4.646.789,500	182.1%
15	1.496.223,253	0	127.345,221	76.407,133	365.609,115	117.928,102	936.278,904	163.848,808	763.012,976	91.561,557	7.073,255	5.218.974,900	196.9%
16	1.536.830,752	0	127.345,221	63.672,611	387.545,662	117.928,102	967.684,379	169.344,766	788.922,492	94.670,699	7.265,223	5.798.954,600	211.8%
17	1.578.540,339	0	127.345,221	50.938,089	410.798,401	117.928,102	998.875,748	174.803,256	814.655,372	97.758,645	7.462,402	6.386.080,300	226.9%
18	1.621.381,924	0	127.345,221	38.203,566	435.446,305	117.928,102	1.029.803,958	180.215,691	840.171,139	100.820,537	7.664,931	6.979.700,700	242.1%
19	1.665.386,229	0	127.345,221	25.469,044	461.573,084	117.928,102	1.060.416,008	185.572,800	865.426,080	103.851,130	7.872,957	7.579.160,000	257.5%
20	1.710.584,811	0	127.345,221	12.734,522	489.267,469	117.928,102	1.090.654,711	190.864,576	890.373,023	106.844,763	8.086,629	8.183.797,600	273.0%
Total	26.844.667,890	2.184.313,408	2.184.313,408	1.420.674,249	6.548.570,820	2.358.562,036	10.863.285,229	2.276.074,912	12.898.867,154	1.547.864,112	126.905,652	8.183.797,600	273.0%

Beneficio neto anual (kCOP)





Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

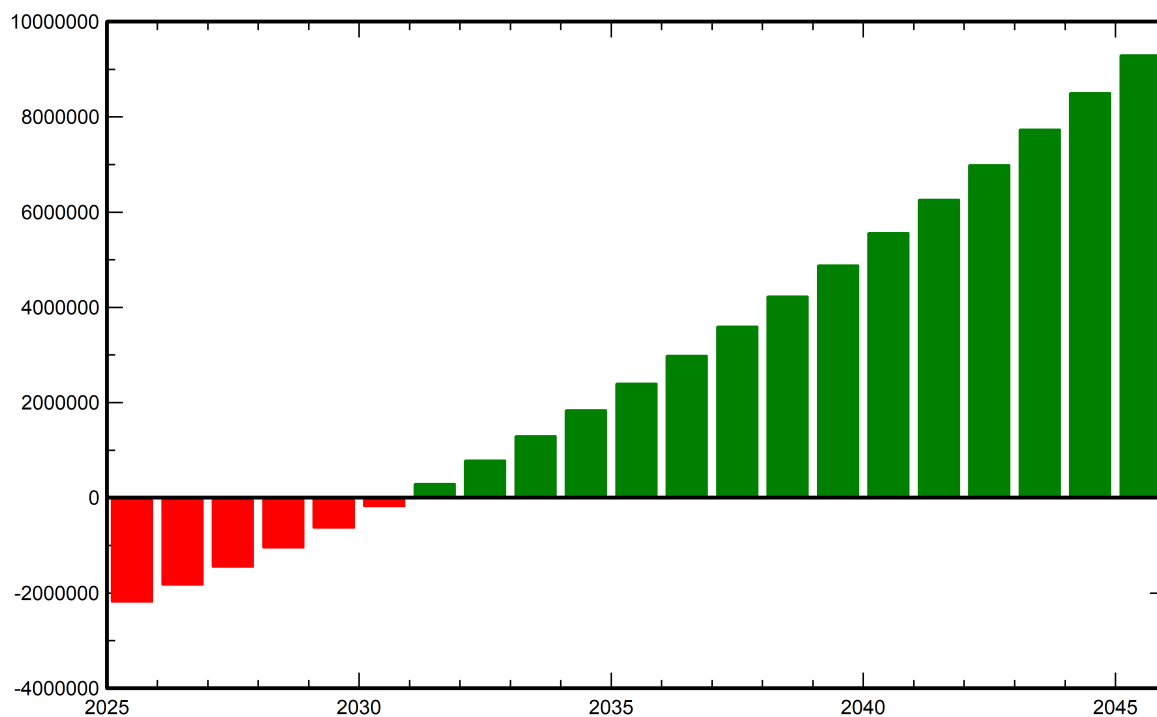
27/09/25 23:03

con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Análisis financiero

Flujo de caja acumulativo (kCOP)





Proyecto: Planta Solar La Guajira

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Fecha de simulación:

27/09/25 23:03

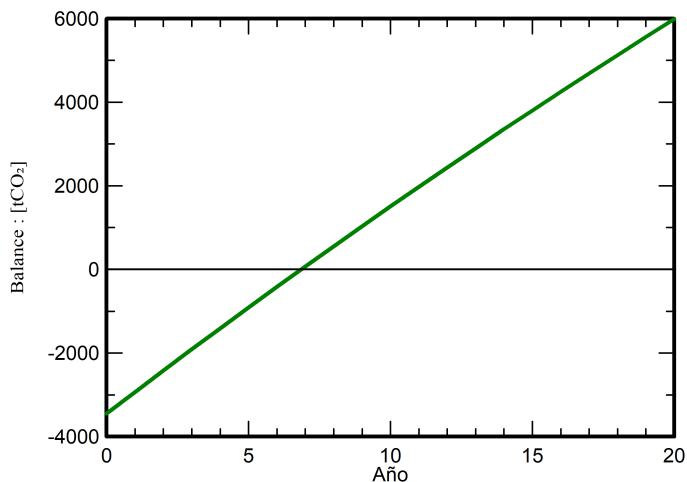
con V8.0.7

Universidad Europea (Spain)

Balance de emisiones de CO₂

Total: 5989.4 tCO₂
Emisiones generadas
Total: 3450.92 tCO₂
Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla
Emisiones reemplazadas
Total: 10368.7 tCO₂
Sistema de producción: 3388.47 MWh/año
Emisiones del ciclo de vida de la red: 153 gCO₂/kWh
Fuente: Lista IEA
País: Colombia
Toda la vida: 20 años
Degradación anual: 1.0 %

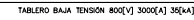
Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	1997 kWp	3419445
Soportes	1.02 kgCO ₂ /kg	30250 kg	30870
Inversores	101 kgCO ₂ /unidades	6.00 unidades	607

PLANOS

[illegible]

--

Technical drawing of a beam with 12 bolts and 3 supports. The beam is shown in a perspective view. It has 12 bolts along its length, with the first and last bolts highlighted by red circles. There are 3 supports underneath the beam, with the first and last supports highlighted by red circles. The drawing includes dimension lines and labels for the bolts and supports.

A map of Uruguay with a circular inset highlighting the north-east corner. Inside the inset, a red dot marks the location of Uribia, which is labeled in red text.

[illegible]

MOD.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELAB.	REV.	APRO.
A	03/09/2025	ENTREGA ORDINARIA	SGC	AGC	CSA


Universidad Europea
 Máster Universitario en **ENERGÍAS RENOVABLES**

CONTENIDO:	DIAGRAMA UNIFILAR
DETALLES DE CELDAS DE MEDIDA Y DE PROTECCIÓN POR M.T.	
DETALLES DE SOLDADURAS EXOTÉRMICAS, BARRAJES Y	
CAJAS DE INSPECCIÓN PARA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	
AUTORES:	CAMILIO JOSÉ SALAZAR AYALA

DIRECTOR: AGUSTÍN DURO ROMERAL
DOCENTE / ASESOR UEM

FECHA:	03/10/2025
ESCALA:	PLANO: 2 DE 2
As indicated	

☐ 1.000 - 1.000 - 1.000	☐ 1.000 - 1.000 - 1.000
CODIGO PLANO:	