



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

www.bdigitalula.ve
DISEÑO DE UNA GRANJA FOTOVOLTAICA PARA LA
GENERACIÓN ENTRE 40 – 60 MW EN EL EMBALSE DE LA
VUELTOSA

Br. Pedro Javier Castro Sánchez

Mérida, Octubre, 2022



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO DE UNA GRANJA FOTOVOLTAICA PARA LA
GENERACIÓN ENTRE 40 – 60 MW EN EL EMBALSE DE LA
VUELTOSA

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Pedro Javier Castro Sánchez
Tutor: Prof. MsC. Pedro O. Mora M.

Mérida, Octubre, 2022

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO DE UNA GRANJA FOTOVOLTAICA PARA LA
GENERACIÓN ENTRE 40 – 60 MW EN EL EMBALSE DE LA
VUELTOSA**

Br. Pedro Javier Castro Sánchez

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Dra. Marisol Dávila

MsC. Oscar Blanco

MsC. Pedro Mora

DEDICATORIA

A mis padres, por su inagotable esfuerzo.

A mis hermanos, por siempre estar a mi lado y cosechando logros juntos.

A mis abuelos y tíos, por siempre alentar cada paso.

A la familia, que me regaló mi estancia en Mérida.

A cada persona que formó parte en mi desarrollo académico, hasta este punto.

«Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad».

Albert Einstein.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, doy gracias a Dios, mi creador, por ser la fuente de la sabiduría que me acompañó y alentó durante el desarrollo de esta hermosa carrera.

Agradezco a la facultad de Ingeniería y a la ilustre Universidad de Los Andes, a todos los profesores, personal administrativo y obrero que han luchado y siguen en pie a pesar de las circunstancias, para seguir formando profesionales, entre los cuales, ya formo parte.

Le doy gracias al Prof. Pedro Mora por haberme brindado la confianza y ser mi guía durante el desarrollo de este trabajo, que significa un aporte importante para el desarrollo del país.

A mis padres, Pedro G. Castro Z. por ser la primera persona que me motivó a seguir el maravilloso mundo de la electricidad; Angela E. Sánchez L., por su incondicional amor y trabajo desde mi etapa preescolar y, que juntos han sido mi apoyo en cada logro cosechado. A mis hermanos Carlos Manuel y Ricardo León, que siempre hemos estado juntos, consiguiendo superar altos y bajos durante nuestra estancia académica en Mérida y donde logramos llegar a una de nuestras metas planteadas. A mis tíos, Luis, Miguel, Marisol e Isaías, a mis abuelos, por su apoyo durante estos años.

Agradezco también a la familia Santiago Peña, por abrirnos las puertas a mí y a mis hermanos durante nuestros años de estudio, por ser ese apoyo en momentos que lo requerimos y por habernos brindado cobijo y cariño mientras estuvimos lejos de nuestro hogar. A mis compañeros de residencia, con los que compartí momentos de alegría y tristeza, siendo apoyo y motivación para lograr las metas por las cuales llegamos a Mérida.

A mis compañeros de estudios, que ahora varios son mis amigos, con los cuales logré superar muchas barreras y nos apoyamos mutuamente hasta convertirnos en Ingenieros Electricistas. Agradezco también a mis amigos y a todas las personas que aportaron su grano de arena para lograr este triunfo. De todo corazón ¡gracias!

Pedro Javier Castro Sánchez. Diseño de una granja fotovoltaica para la generación entre 40 – 60 MW en el embalse de La Vueltona. Universidad de Los Andes. Tutor: Prof. MsC. Pedro O. Mora M. Octubre de 2022.

RESUMEN

Con el desarrollo de nuevas tecnologías en el ámbito de las fuentes de energías renovables, sobre todo la referente a la energía fotovoltaica, con nuevas aplicaciones como el emplazamiento de plantas sobre el agua, lo que permite aprovechar espacios ganados a la naturaleza y que se construyeron con el fin de producir energía eléctrica. También, que estas nuevas aplicaciones traen mejoras en cuanto al rendimiento de producción que sus similares instaladas en tierra. Considerando que Venezuela cuenta con varios embalses a nivel nacional con diversas finalidades, entre ellos la producción hidroeléctrica, es factible el desarrollo de este tipo de aplicaciones en la nación [1]. Considerando también la fácil integración con los sistemas de transmisión o distribución, permite que sea más atractiva la opción de construir plantas fotovoltaicas para que formen parte del sistema de generación. Por tanto, en este trabajo se desarrollará una metodología documental e investigativa para analizar las condiciones meteorológica y geográficas del área a estudiar para la implementación de la granja fotovoltaica sobre el embalse de Bordo Seco-La Vueltona, además, del uso de herramientas computacionales para una evaluación previa y estimación de la energía que se puede producir con la implementación de la planta, con la previa proyección de todos los elementos necesarios. Por último, se realiza un análisis sobre el impacto ambiental que tendrá la instalación proyectada, en el área seleccionada para su emplazamiento.

Descriptores: Energías renovables, Energía fotovoltaica, Planta fotovoltaica flotante, Instalaciones eléctricas, Sistema de Transmisión, Análisis de impacto ambiental.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
INTRODUCCIÓN.....	15
CAPÍTULO 1 GRANJA FOTOVOLTAICA.....	17
1.1 Planteamiento del problema.....	17
1.2 Objetivos.....	19
1.2.1 Objetivos generales.....	19
1.2.2 Objetivos específicos.....	19
1.3 Justificación.....	19
1.4 Alcances.....	20
1.5 Limitaciones.....	20
1.5 Metodología.....	21
CAPÍTULO 2 APLICACIÓN Y DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	22
2.1. Antecedentes.....	22
2.2. Energía.....	24
2.3. Tipos y fuentes de energía.....	24
2.3.1. Fuentes de energías no renovables.....	26
2.3.2. Fuentes de energías renovables.....	26
2.4. Generación de energía renovable en el mundo.....	32
2.5. Instalación solar flotante.....	36
2.5.1. Estructuras flotantes para los paneles solares.....	37
2.5.2. Sistema de amarre y/o anclaje.....	40

2.5.3. Panel solar.	40
2.5.4. Inversor.	44
2.5.5. Transformador.	45
2.5.6. Número de paneles a utilizar.	45
2.5.7. Número de inversores.	45
2.5.8. Inclinación de los módulos solares.	46
2.5.9. Número de paneles en serie.	47
2.5.10. Número de ramas en paralelo.	48
2.5.11. Cajas de conexión.	49
2.5.12. Distancia entre paneles.	50
2.5.13. Cableado.	51
2.7. Estimación de producción.	54
2.8. Principales instalaciones solares flotantes.	56
2.9. Impacto de las energías renovables sobre el medio ambiente.	58
2.9.1. Impacto medioambiental de la energía solar fotovoltaica.	59
2.9.2. Impacto medioambiental de la energía eólica.	60
2.9.3. Impacto medioambiental de la energía hidráulica.	60
2.9.4. Impacto medioambiental de la energía mareomotriz.	60
2.9.5. Impacto medioambiental de la energía geotérmica.	61
2.9.6. Impacto medioambiental de la energía de la biomasa.	61
2.10. Reducción de emisiones de dióxido de carbono.	62
CAPITULO 3 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES AMBIENTALES DEL EMBALSE LA VUELTOSA.	63
3.1. Localización y características del embalse.	63
3.2. Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda.	67

3.3. Climatología del área del embalse La Vuelta.	68
3.3.1. Temperatura promedio y precipitaciones.	68
3.3.2. Irradiación solar.	73
CAPÍTULO 4 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	78
4.1. Componentes principales de la instalación.	78
4.1.1. Selección de la estructura flotante.	78
4.1.2. Sistema de anclaje.	85
4.1.3. Panel fotovoltaico.	87
4.1.4. Número de paneles fotovoltaicos.	89
4.1.5. Centro de inversión.	90
4.1.6. Transformador e interconexión a red.	91
4.1.7. Disposición y configuración de los paneles.	95
4.2. Ubicación.	103
4.3. Cableado.	109
4.3.1. Cables para baja tensión.	110
4.3.2. Cables para media tensión.	122
4.4. Producción esperada.	125
CAPITULO 5 IMPACTO AMBIENTAL.	133
5.1. Localización.	133
5.2. Inventario ambiental.	134
5.3. Identificación y análisis de los impactos.	135
5.4. Reducción de emisiones de CO ₂	139
CONCLUSIONES.	142
RECOMENDACIONES.	145
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	146

ANEXOS.....	159
A. Anexos: Hoja de datos.....	159
A.1. Panel solar seleccionado.....	159
A.2. Inversor seleccionado.....	161
A.3. Caja de conexión (sunbox) seleccionada.....	163
A.3. Cables solares seleccionados.....	164
A.4. Fusibles elegidos.....	166
B. Anexos: Informe del programa PVsyst.....	168

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Tipos de energía conocidas.....	25
Figura 2.2. Esquema de una central eólica [14].	27
Figura 2.3. Esquema de una central de biomasa [16].	27
Figura 2.4. Esquema de una central geotérmica [18].	28
Figura 2.5. Esquema de plantas para aprovechar diferentes energías provenientes del mar.....	29
Figura 2.6. Esquema de una central hidroeléctrica [25].	30
Figura 2.7. Esquema de central termosolar [28].	31
Figura 2.8. Esquema de una central fotovoltaica [29].	32
Figura 2.9. Producción mundial de electricidad en base a fuentes renovables y no renovables al 2021 [30].	33
Figura 2.10. Países con mayor producción de energía solar en base al informe Global Electricity Review del grupo EMBER [30].	34
Figura 2.11. Participación global en la producción solar al 2021 [30].	35
Figura 2.12. Esquema de una instalación fotovoltaica flotante [31].	37
Figura 2.13. Estructura de pontones para paneles solares [33].	38
Figura 2.14. Nenúfar Victoria Amazónica [34].	38
Figura 2.15. Estructura flexible, Project KYRHOLMEN de Ocean Sun [35].	39
Figura 2.16. Estructura de paneles sumergida [36].	39
Figura 2.17. Estanque en Villa Pisani, con estructura PV sumergida [36].	40
Figura 2.18. Esquema de una célula fotovoltaica a base de silicio [39].	42
Figura 2.19. Comparativa entre paneles tecnología PERC y convencionales [41].	43
Figura 2.20. Esquema de funcionamiento de un panel bifacial [42].	43
Figura 2.21. Valores albedo de diferentes superficies [43].	44
Figura 2.22. Esquema de un inversor monofásico (arriba) y trifásico (abajo), y diferentes formas de onda de salida [45].	44
Figura 2.23. Orientación de paneles ubicados en el hemisferio norte [46].	47

Figura 2.24. Distancia mínima entre paneles en función del solsticio de invierno [47].	50
Figura 2.25. Top 10 de las plantas fotovoltaicas flotantes más grandes en el mundo [50].	56
Figura 2.26. Capacidad instalada por país y a nivel mundial de sistemas FPV [51].	56
Figura 2.27. CO2 emitido por GWh generado, según tipo de fuente de energía [54].	62
Figura 3.1. Imagen satelital del embalse Bordo Seco-La Vueltoza [60].	64
Figura 3.2. Mapa del embalse Bordo Seco – La Vueltoza [3].	64
Figura 3.3. Imagen satelital de zona de presa y central de generación [61].	65
Figura 3.4. Presa La Vueltoza (izquierda) y Presa Borde Seco (derecha) [63].	67
Figura 3.5. Imagen externa de la Central Fabricio Ojeda [64].	68
Figura 3.6. Temperaturas máximas y mínimas durante el año en el área en estudio [65].	69
Figura 3.7. Nubosidad en el área durante el año [65].	70
Figura 3.8. Velocidad promedio del viento en el área de estudio [65].	71
Figura 3.9. Día solar en la zona del embalse de La Vueltoza [65].	72
Figura 3.10. Carta solar cilíndrica del área del embalse [66].	73
Figura 3.11. Ingreso de datos para simulación [67].	74
Figura 3.12. Resultados arrojados por el <i>software</i> [67].	74
Figura 3.13. Producción estimada para los parámetros establecidos [67].	75
Figura 3.14. Irradiación mensual en el área del embalse [67].	75
Figura 3.15. Irradiación mensual, en un lapso de 20 años, en el área de estudio [67].	76
Figura 3.16. Datos meteorológicos al cabo de un año en el área del embalse por medio del Software PVsyst [68].	76
Figura 4.1 Estructura Hydrelío de CIEL&Terre [72].	80
Figura 4.2. Arreglos recomendados para sistema de Ciel&Terre [72].	80
Figura 4.3. Plataforma para módulos inversores de Ciel&Terre [70].	81
Figura 4.4. Estructura de flotadores de isifloating [73].	81
Figura 4.5. Cuerpos de flotación para tendido de los cables SUNGROW [75].	82
Figura 4.6. Plataforma para inversores y/o transformadores de SUNGROW [75].	83
Figura 4.7. Arreglos con sistema de flotación SUNGROW [74], [75].	83
Figura 4.8. Cuerpos con sus dimensiones y demás elementos del sistema de Wanhos [76].	84
Figura 4.9. Ilustración del sistema de anclaje por SUNGROW [74].	86
Figura 4.10. Sistema retráctil para cable de anclaje [10].	86

Figura 4.11. Variables a considerar en el sistema de anclaje [10].....	87
Figura 4.12. Dimensiones y vistas del panel seleccionado [79].....	88
Figura 4.13. Características eléctricas del módulo seleccionado [79].....	89
Figura 4.14. Imagen y características del inversor SG5000UD [74].....	90
Figura 4.15. Imagen y características de la caja de conexión SUNBOX [74]	99
Figura 4.16. Diagrama de conexión de módulos, a través de las cajas, al inversor.	100
Figura 4.17. Diagrama de disposición de la granja fotovoltaica.	101
Figura 4.18. Ubicación y área de la granja dentro del embalse Borde Seco-La Vueltona, por medio del software Google Earth [60].	103
Figura 4.19. Mapa topográfico del área frente a la presa La Vueltona [82].	104
Figura 4.20. Mapa topográfico del área para la ubicación de la granja [82].	105
Figura 4.21. Planimetría de la zona correspondiente al emplazamiento de la granja [60].	106
Figura 4.22. Planimetría línea inferior del área del emplazamiento de la granja [60].	107
Figura 4.23. Planimetría sentido norte sur del área del emplazamiento de la granja [60].	107
Figura 4.24. Vista con elevación del área para la ubicación de la granja [60].	108
Figura 4.25. Ubicación del pórtico de salida de líneas y posibles puntos de interconexión con la red [60].	109
Figura 4.26. Capacidad de los cables solares del fabricante Prysmian [86].....	110
Figura 4.27. Diagrama interno de cajas de conexión [88].....	119
Figura 4.28. Fusible fotovoltaico [89].....	120
Figura 4.29. Conexión de cable puesta a tierra en los módulos [90].....	121
Figura 4.30. Imagen de cable tripolar para media tensión CABEL [92].....	122
Figura 4.31. Diagrama de pérdidas generado por medio de PVsyst [68].....	127
Figura 4.32. Gráfico de producción mensual esperada.	130
Figura 4.33. Gráfico de producción mensual inyectada a la red.	131
Figura 4.34. Vista de secciones de paneles y líneas de evacuación [60], [94].	132
Figura 4.35. Vista general de planta y ruta de líneas para interconexión con red de subtransmisión [60], [94].	132
Figura 5.1. Área del parque nacional Tapo-Caparo, respecto al embalse [60].....	134
Figura 5.2. Vista área de terrenos ya trabajados [60]	137
Figura 5.3. Área a deforestar para evacuación de líneas de M. T [60].	138

Figura 5.4. Factores de emisiones CO ₂ para generación de electricidad para Venezuela provistos por AIE [98].	140
Figura 5.5. Informe de balance de emisiones de CO ₂ generado por PVsyst [68]	141
Figura A.1. Hoja de datos de panel solar seleccionado [79].	159
Figura A.2. Hoja de datos de panel solar seleccionado [79].	160
Figura A.3. Hoja de datos de inversor seleccionado [74].	161
Figura A.4. Hoja de datos de inversor seleccionado [74].	162
Figura A.5. Hoja de datos de caja de conexión seleccionada [74].	163
Figura A.6. Hoja de datos de cables solares seleccionados [86].	164
Figura A.7. Hoja de datos de cables solares seleccionados [86].	165
Figura A.8. Portada catálogo de protecciones elegidas [89].	166
Figura A.9. Características de los fusibles solares elegidos [89].	167
Figura B.1. Portada informe de PVsyst [68].	168
Figura B.2. Página 2, informe PVsyst [68].	169
Figura B.3. Página 3, informe PVsyst [68].	170
Figura B.4. Página 4, informe PVsyst [68].	171
Figura B.5. Página 5, informe PVsyst [68].	172
Figura B.6. Página 6, informe PVsyst [68].	173
Figura B.7. Página 7, informe PVsyst [68].	174
Figura B.8. Página 8, informe PVsyst [68].	175

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Comparativa entre las distintas células fotovoltaicas presentes en el mercado.....	41
Tabla 3.1. Características de las presas del embalse Bordo Seco-La Vueltona.....	66
Tabla 3.2. Características de la Central Fabricio Ojeda.	67
Tabla 4.1. Características de estructura Hydrelío Air de Ciel&Terre	79
Tabla 4.2. Características de estructura SUNGROW.....	82
Tabla 4.3. Características de estructura WANHOS.	84
Tabla 4.4. Características del transformador de media tensión.....	93
Tabla 4.5. Características del transformador elevador.	94
Tabla 4.6. Número de paneles en serie y tensiones a obtener en función del inversor.	97
Tabla 4.7. Caída de tensión entre cajas de conexión e inversor.....	116
Tabla 4.8. Descripción interna de cajas de conexión de ramas en paralelo.	119
Tabla 4.9. Caída de tensión para los cables de media tensión.....	125
Tabla 4.10. Valores de potencia promedio generada por la instalación.....	129

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se ha notado un incremento en la instalación de plantas a base de energías renovables, con la finalidad de ir frenando el acelerado cambio climático producido por las emisiones de dióxido de carbono proveniente del uso de combustibles fósiles, tanto para el sector energético como para otras actividades del desarrollo cotidiano de la sociedad actual. Pero a pesar de ser esta la motivación principal del desarrollo de estas tecnologías, sobre todo en los países más desarrollados, se ha convertido también una opción importante para otros naciones o regiones donde actualmente no cuentan con servicio de electricidad, debido a sus locaciones distantes lo que económicamente no puede ser viable para el desarrollo de un sistema de electrificación convencional.

Dentro de este último punto de vista las plantas de energías renovables también han entrado a formar parte de nuevos conceptos en el área energética como lo es la generación distribuida, teniendo en cuenta que estas fuentes no generan potencia de forma constantes, ya que, su producción depende en gran parte de las condiciones climáticas de sus lugares de emplazamiento; sirve como aporte a las redes de transmisión y distribución en las horas de baja demanda, permitiendo reservar la energía producida por las fuentes principales para los momentos en que se presenta mayor demanda [2].

De todas las fuentes de energía verde que se han desarrollado e implementado hasta ahora, la eólica y fotovoltaica son las que mayor participación han tenido, sobre todo esta última ha visto un gran crecimiento en cuanto a la instalaciones de plantas se refiere, debido a nuevos desarrollos en su área como la fabricación de módulos solares con mayor rendimiento, además, de que su instalación es más económica en comparación con las demás, y entre sus últimos avances ha sido su emplazamiento sobre cuerpos de agua, lo que trae múltiples beneficios por lo cual puede ser una tendencia en los años venideros.

En el presente trabajo se estará haciendo una revisión del papel de las energías renovables a nivel mundial durante los últimos años, se hará un enfoque especial sobre las plantas

fotovoltaicas flotantes (*FPV* por sus siglas en inglés) en cuanto a los elementos involucrados para su construcción. De igual forma se analizará los efectos de las energías renovables sobre el medio ambiente en cuanto a los pros y también a los contras que representa su instalación.

Seguidamente la descripción del trabajo contempla 5 capítulos, en el primero de ellos se expone el planteamiento del problema y la justificación del desarrollo del mismo, a través, del análisis de los objetivos planteados, además, de los alcances, limitaciones y la metodología a seguir.

El capítulo 2 contempla la aplicación y desarrollo de las energías renovables, donde se muestran conceptos relacionados a las diferentes fuentes de este tipo de energías, así como, el avance e impacto de las mismas hasta la actualidad; también se exponen definiciones relacionadas a los criterios y bases teóricas para la selección e implementación de los equipos y elementos que conformarán el sistema, por último, se hace una revisión del impacto ambiental que representa el uso de fuentes verdes.

Cómo se mencionó previamente, el desarrollo de fuentes a base de energías renovables depende en gran parte de las condiciones climáticas de la zona donde se vayan a desarrollar, en el capítulo 3 se analizan todas estas variables en función del área donde se plantea la granja fotovoltaica. El capítulo 4, muestra la proyección del sistema en cuanto a la ubicación de la planta y el dimensionamiento de cada uno de los componentes que la formarán, así como un análisis de la producción esperada para su aporte a la red.

El último capítulo presenta el desarrollo de un análisis ambiental sobre el impacto particular que podría tener la implementación de la granja fotovoltaica en el área seleccionada para su emplazamiento, así cómo, de la cantidad de emisiones de CO_2 que se podrían evitar.

CAPÍTULO 1 GRANJA FOTOVOLTAICA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una de las grandes preocupaciones actuales, a nivel mundial, es el cambio climático debido principalmente por el calentamiento global, provocado en gran parte por las emisiones de gases de efecto invernadero, donde resalta el dióxido de carbono (CO_2). Esto ha provocado que el planeta se vaya calentando cada vez más con el pasar de los años, lo que afecta a la tierra en muchos aspectos, uno de los más resaltantes es la descongelación de los polos y la disminución de fuentes de agua durante las estaciones climáticas calurosas, lo que ha generado grandes inconvenientes para la sociedad actual.

Venezuela en particular no escapa de estas clases de efectos, a pesar de no estar en zona con clima continental, donde los estragos causados por el cambio climático son mayores; si se ha visto afectada en los últimos años por otros fenómenos relacionados con el mismo, como el caso del fenómeno del niño, causante de altas temperaturas y disminución de lluvias, lo cual, ha repercutido negativamente en embalses que son utilizados para la generación hidroeléctrica, siendo esta la principal fuente de energía del país representada por el desarrollo del Caroní [1].

Además de este complejo, en la segunda mitad del siglo pasado se desarrollaron otros complejos para la generación a base de fuentes hídricas, los cuales, en su mayoría aprovechan las fuentes provenientes de la formación andina. El más grande de ellos corresponde al desarrollo Uribante-Caparo (DESURCA, como se conoció hasta hace unos años), el cual contempla la construcción y operación de 3 complejos principales y uno anexo de pequeña capacidad; el último en entrar en operatividad hasta el momento, es el correspondiente al desarrollo Camburito-Caparo, que comprende el represamiento del caudal de dichos ríos en dos puntos que dan nombre al embalse, Bordo Seco- La Vueltona, y que alimentan la central hidroeléctrica Fabricio Ojeda [3].

Este embalse junto con el del Uribante-Doradas, son los únicos que se han llevado a cabo dentro de los desarrollos planteados para la zona, y cuyo objetivo es complementar la demanda energética de la zona sur-occidental del país, donde resaltan los estados andinos Mérida, Táchira y Trujillo, además, del estado llanero de Barinas y parte del estado Apure, así, cómo zonas referentes al sur del lago de Maracaibo. Esta demanda al igual que a nivel nacional, es complementada por medio de termoeléctricas que tienen un aporte importante, sobre todo en las temporadas calurosas cuándo desciende el nivel de los embalses.

El efecto del fenómeno del niño ha tenido protagonismo en los últimos años sobre estos embalses, donde ha provocado que muchos de los destinados a la generación hidroeléctrica descienda por debajo de las cotas mínimas de operación, entre los que se ha encontrado en el embalse de Bordo Seco- La Vueltona, de acuerdo a lo indicado en el estudio realizado por [4], esto ha provocado la nula generación de potencia lo que repercute con la restricción de servicio a los usuarios, debido a que la demanda de carga es superior a la generada; aunado a esto se suma la falta de mantenimiento a las unidades tanto de generación hidráulica cómo térmica, debido a los problemas económicos y comerciales que ha atravesado Venezuela en la última década; además, de proyectos inconclusos cómo el caso del complejo en estudio, el cual, no se ha desarrollado al 100%.

Considerando que las plantas de energía renovable en los últimos años no sólo se han implementado cómo necesidad para frenar el cambio climático, sino también como alternativa para generación en esquemas tales cómo microrredes o parte de generación distribuida, y donde las dichas plantas representan costos de implementación bajos; se podría optar por el desarrollo y ejecución de este tipo para aportar potencia a la red en Venezuela, sobre todo en los períodos donde se ven afectadas las centrales hidroeléctricas, ya que, permiten integración con las redes de transmisión y se puede aprovechar las nuevas tecnologías cómo el emplazamiento sobre cuerpos de agua ya destinados para la generación de energía y, de los cuales se pueden aprovechar los esquemas ya contruidos para la distribución de potencia.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos generales

- Diseñar una granja fotovoltaica para la generación entre 40 – 60 MW sobre el embalse de La Vueltona

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica de la aplicación y desarrollo de las energías renovables y el impacto de estas sobre el medio ambiente
- Determinar las características que requiere la implementación de un sistema fotovoltaico en la zona del embalse de la Vueltona.
- Describir topográficamente el fondo del embalse para la ubicación de la estructura de los paneles.
- Proyectar el sistema compuesto por módulos de paneles solares para la generación entre 40 – 60 MW, que implica el estudio para la selección de las placas solares y dimensionamiento de los conductores entre módulos.
- Analizar la conexión entre los módulos solares y el transformador para la integración con el sistema de transmisión.
- Estudiar el impacto ambiental que implicaría la instalación del sistema fotovoltaico en la zona del embalse La Vueltona.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El embalse de La Vueltona es uno de los lagos artificiales que se desarrollaron en Venezuela durante la segunda mitad del siglo XX en función del desarrollo y expansión de la generación del sistema eléctrico nacional y que forma parte del desarrollo hidroeléctrico Uribante-Caparo en el occidente venezolano. Este embalse se encarga de alimentar la Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda que actualmente cuenta con dos unidades de generación con turbinas tipo *Francis* y capacidad de *257 MW* cada una.

Sin embargo, dada la mala administración que se le ha dado al sistema eléctrico nacional en las últimas dos décadas, ha provocado una gran caída en la generación de energía eléctrica, debido

a la falta de mantenimiento y finalización de proyectos en gran parte por temas económicos y comerciales de la nación; además, de los problemas generados por efectos del cambio climático provocando con esto la aplicación de restricción de carga que han afectado a gran parte de la nación. Además, en los últimos años se ha visto un incremento, sobre todo a nivel internacional, de la implementación de sistemas de generación con energías renovables, con la finalidad de depender menos o incluso eliminar la dependencia de combustibles fósiles y lo cual va a ser una tendencia para los próximos años, considerando la reducción de costos de las mismas para llevar a cabo su instalación.

Es por ello que es necesario evaluar el establecimiento de estos sistemas en Venezuela, sobre todo los fotovoltaicos al ser de los sistemas renovables el más económico a implementar, además, de hacer uso de áreas que tenga una función afín a la generación de energía eléctrica, cómo es el caso de los embalses de las diferentes centrales hidroeléctricas a nivel nacional; con esto se lograría la introducción de plantas de energías renovables y con facilidad de integración al sistema de transmisión, ya que, se encuentran junto a centrales de generación hidroeléctrica ya establecidas y su vez representan ventajas económicas al evitar la necesidad de adquirir terrenos para la construcción de las mismas.

1.4 ALCANCES

El desarrollo de este trabajo representa un análisis detallado de las condiciones climáticas de la zona en estudio con la finalidad de prever la capacidad de generación de la misma, además, de entregar un informe técnico en base a los elementos necesarios para la implementación de plantas de generación a base de energía renovable del tipo fotovoltaica y su integración con la red eléctrica.

También se abordará otros aspectos ambientales en función de las características y comportamiento del embalse necesarios para ubicar la estructura, además, de evaluar el impacto positivo y negativo sobre el ambiente que tendría el establecimiento de la planta.

1.5 LIMITACIONES.

El estudio amerita el uso de bases de datos referentes a condiciones climáticas del área de estudio, además, de valores referentes a datos relacionados con emisiones de efectos de gases

invernaderos, así como información acerca de las características técnicas del embalse en estudio; pero debido a la naturaleza de dicha información no es posible recibirla de los entes encargados, y a esto se suma que actualmente en Venezuela no se cuenta con desarrollo de modelos meteorológicos propios. Por tanto, es necesario el uso de bases de datos, posiblemente desactualizadas y en función de otras ubicaciones, además, de usar como apoyo trabajos afines al embalse de Bordo Seco-La Vueltosa para compensar la información necesaria.

1.5 METODOLOGÍA

La metodología a utilizar será de tipo documental, investigativa. Comenzando con la revisión de fuentes bibliográficas para el estudio de las normativas existente y las características de la zona para la implementación del sistema fotovoltaico, con esto elegir el tipo de paneles a utilizar para la obtención de la potencia esperada y con ello determinar los inversores y conductores necesarios para la interconexión entre los módulos y el transformador que permitirá la integración con el sistema de transmisión.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 2 APLICACIÓN Y DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En los últimos años se ha dado un crecimiento considerable en cuanto a la aplicación de las energías renovables, por ello es importante revisar referencias previas con respecto al análisis de factibilidad o aplicación de sistemas de producción a bases de fuentes verdes, cómo es el caso de instalaciones fotovoltaicas tanto a nivel nacional como internacional, lo cual, es fundamental para el desarrollo del proyecto. Además, se revisará fuentes bibliográficas sobre el desarrollo y aplicación de fuentes de energías renovables, para entender su funcionamiento, sus ventajas y también desventajas con respecto al medio ambiente y, por su puesto, revisar los conceptos básicos correspondientes al establecimiento de sistemas fotovoltaicos flotantes (*FPV* por sus siglas en inglés).

2.1. ANTECEDENTES.

Internacionalmente los países más desarrollados son los que han apostado más por el establecimiento de plantas de energía renovable, ya sean fotoeléctricas, eólicas, termosolares, entre otras. A nivel nacional son pocos los estudios o establecimientos de este tipo de plantas, pero recientemente Ron y Velázquez en el 2021 [1] realizaron un estudio cómo requisito para optar por el título de “Ingeniero Civil” ante la Universidad Católica Andrés Bello, titulado “Evaluación del potencial fotovoltaico en los embalses de Venezuela, con énfasis en el embalse de la Central Hidroeléctrica Juan Antonio Rodríguez Domínguez”, entre sus objetivos está el análisis referente a la irradiación solar en los diferentes embalses establecidos a nivel nacional, tanto, para uso en generación hidroeléctrica cómo para sistemas de riego y suministro de agua; y con esto analizaron el potencial para la implementación de instalaciones fotovoltaicas flotantes en los diferentes embalses en Venezuela.

Por esto se tomará este trabajo cómo referencia en cuanto a datos necesarios para la implementación de sistemas fotovoltaicos enfocados en el área de estudio correspondiente al embalse de La Vultosa, además, de tener en cuenta recomendaciones y conclusiones a las que

llegaron en cuanto a la implementación de *FPV* en función de las condiciones climáticas de Venezuela y, cómo complemento a las bases teóricas requeridas.

También se tendrán en cuenta trabajos referentes a la implementación de *FVP* en embalses de España, cómo el presentado por [5], el cual, consistió en la “Isntalación y explotación de una planta fotovoltaica flotante en el embalse de José María Oriol-Alcántara II vía ampliación de concesión demanial” y fue presentado cómo trabajo final de máster ante la Universidad Politécnica De Madrid; la planta en cuestión tiene una capacidad de generación de 5 MW, con la finalidad de integrarlos a la potencia generada por la central hidroeléctrica alimentada por el embalse anteriormente mencionado. Un trabajo de fin de master similar, fue presentado por [6], ante la Escuela de Ingeniería de Bilbao de la Universidad de País Vasco, titulado “Proyecto de una Instalación Fotovoltaica Flotante conectada a la red” para la generación de *1 MWp*.

Otros trabajos de fin de master presentados en el país europeo se tomarán en consideración, ya que, representarán una aporte importante en cuanto al tipo de estructuras y demás equipamientos necesarios para la instalación de plantas flotantes cómo lo describe [7], en el capítulo 4 de su informe sobre el “Diseño de una instalación fotovoltaica flotante para balsas de regadío” presentado ante la Universidad de Sevilla o el trabajo titulado “Estudio técnico-económico de una central fotovoltaica flotante en el embalse de Tavera” presentado por Alcántara Cordero [8], cómo requisito para obtención del Máster en Energías Renovables de la Universidad Politécnica de Cartagena, este informe brindará aspectos técnicos a tener en cuenta, además, de análisis de costos a la hora de desarrollar este tipo de instalaciones, también como complemento de las bases teóricas necesaria para el desarrollo de este proyecto.

De igual manera el trabajo presentado por [9] ante la Universidad Carlos III de Madrid, cómo requisito para optar por el Grado Universitario en Ingeniería Eléctrica, y titulado “Diseño de un parque fotovoltaico de 30 MW con conexión a la red de distribución”, que a diferencia de los otros no consiste en una planta flotante, pero tendrá un aporte considerable en cuanto al análisis de la integración de la planta al sistema de distribución, siendo este uno de los objetivos de análisis en el presente trabajo.

Finalmente, a nivel regional se tendrá en consideración una tesis desarrollada por Ferrucho Bayona y Chamorro Rincón [10], presentada ante la Universidad de La Salle cómo requisito

para optar por el título de Ingeniero Electricista y titulada “Diseño de una granja solar fotovoltaica flotante para mitigar los efectos de cambio climático en una central hidroeléctrica”. De esta se revisará aspectos técnicos, teóricos y constructivos de una *FPV* y que por su ubicación se acerca a las condiciones geográficas donde se plantea la instalación de la planta a proyectar.

2.2. ENERGÍA

Desde el punto físico “la energía es la capacidad que poseen los cuerpos para poder efectuar un trabajo a causa de su constitución (energía interna), de su posición (energía potencial) o de su movimiento (energía cinética)” [11]. Además, entre las propiedades físicas de la energía se tiene que esta no se crea, sino se *transforma* lo que permite la aparición de diferentes tipos de energía; se *conserva*, no se destruye, ya que, al final de algún tipo de transformación se obtendrá más o menos energía de la que había al principio. En base al tipo de proceso que se esté desarrollando, la energía se *transfiere* entre los cuerpos involucrados en forma de radiación, trabajo, calor, entre otros. Y por último la energía no se *degrada*, ya que, en una transformación sólo una cierta parte de ella se aprovecha en forma de trabajo y el resto se pierde generalmente en forma de calor o ruido [12]. Ron y Velázquez [1] indican que.

“Se puede decir que toda la energía de la que disponemos proviene del Sol. Este produce el viento, la evaporación de las aguas superficiales, la formación de nubes, las lluvias, etc. Su calor y su luz son la base de numerosas reacciones químicas indispensables para el desarrollo de los vegetales y de los animales, cuyos restos, con el paso de los siglos, originaron los combustibles fósiles: Carbón, petróleo y gas natural. (p. 32)”.

Es así que desde la antigüedad el hombre siempre ha aprovechado y transformado la energía con el pasar del tiempo para desarrollar las sociedades de hoy en día, en un principio con algo que se pueda considerar cómo trascendental con la invención de la rueda, que ejemplifica el tipo de energía mecánica. Pero no fue sino hasta después de la revolución industrial que se comenzó a explotar los diferentes tipos de energía, entre los que destaca la energía eléctrica, la cual, alimenta la mayoría de los sistemas y tecnologías usadas actualmente y en el futuro.

2.3. TIPOS Y FUENTES DE ENERGÍA.

En la *figura 2.1* se visualiza un esquema de los diferentes tipos de energía conocidas.

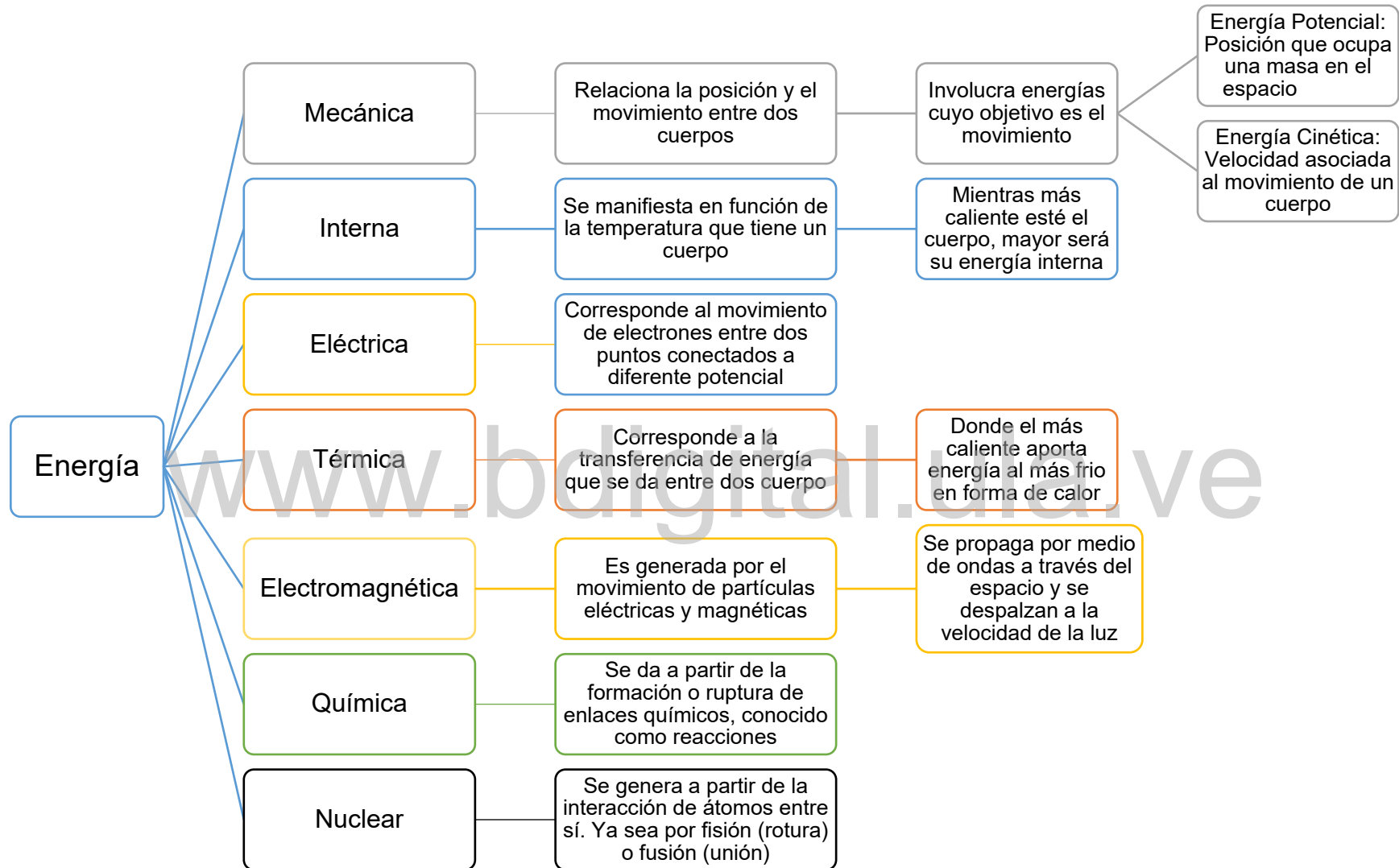


Figura 2.1. Tipos de energía conocidas.

El enfoque de este trabajo se basa en el uso de la energía eléctrica, la cual, es la de mayor uso y aplicación en los diferentes ámbitos de la sociedad actual. Para la obtención de este tipo de energía existe una cierta variedad de fuentes, estas se clasifican en dos grupos, uno conocido como energías renovables y el otro corresponde a las energías no renovables.

2.3.1. Fuentes de energías no renovables.

Este tipo de energía se obtienen de recursos naturales limitados, es decir, que se pueden agotar y no son sustituibles, entre este tipo de fuentes se consiguen los combustibles fósiles tales como el carbón, el gas y el petróleo. Además, este tipo de materiales no se consigue en todas las regiones del mundo; por tanto, su uso, explotación y transporte implica costos económicos y este tipo de recursos no son amigables con el medio ambiente. La otra fuente no renovable corresponde a los combustibles nucleares, que emplea elementos como el uranio o el plutonio, y al igual que los combustibles fósiles se encuentran de forma limitada en la naturaleza.

2.3.2. Fuentes de energías renovables.

A diferencia de las anteriores este tipo de fuentes corresponde a recursos no limitados, es decir, son inagotables en la naturaleza y que son amigables con la misma; entre los recursos que se pueden aprovechar se encuentra el agua, el viento y la luz irradiada por el sol. En este grupo de fuentes energéticas se puede encontrar las siguientes.

2.3.2.1. Energía eólica.

Este tipo de energía se obtiene del aprovechamiento de la fuerza del viento, haciendo uso de molinos de viento conformados por aspas, las cuales, van unidas a un eje conectado al rotor de un generador que convierte la energía cinética del movimiento de dichas aspas en energía eléctrica. Para este tipo de generación es necesaria corrientes de vientos que estén entre los 10 km/h y 40 km/h de acuerdo con [13], para obtener energía de forma óptima, ya que, a velocidades bajas la producción de energía no es rentable y a velocidades altas, implica riesgos físicos a las estructuras de los molinos.

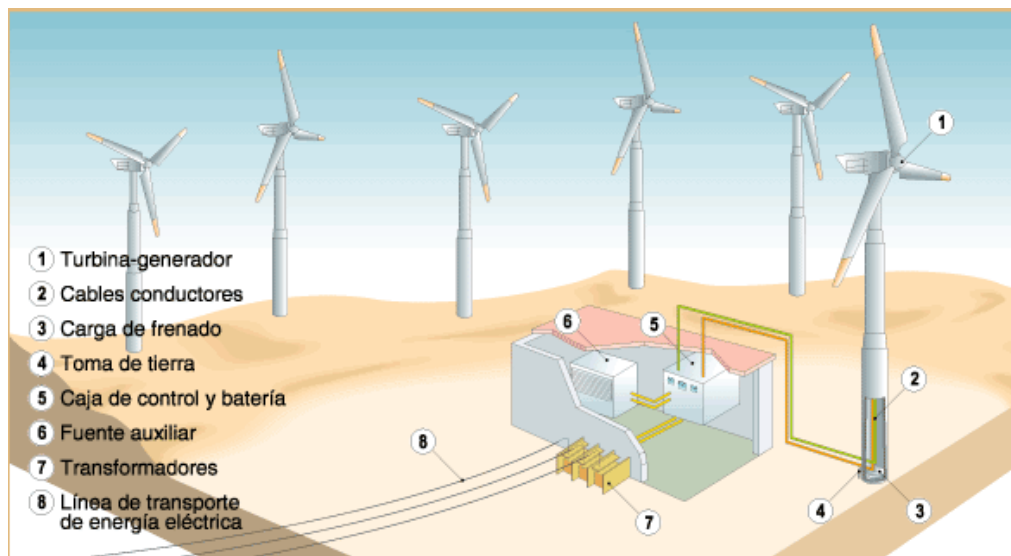


Figura 2.2. Esquema de una central eólica [14].

2.3.2.2 Energía de la biomasa.

Este tipo de fuente renovable de energía es de las más económicas y amigables con el ambiente que se puede emplear para la obtención de electricidad. Se basa en un proceso térmico mediante la combustión de residuos de origen vegetal o animal, similar al uso de recursos no renovables como el caso del carbón o derivados del petróleo (diésel). Este tipo de material se emplea en centrales termoeléctricas para la evaporación de agua, este vapor se aprovecha para inyectarlo a presión y con ello hacer girar turbinas para convertir energía cinética en electricidad por medio de generadores [15].

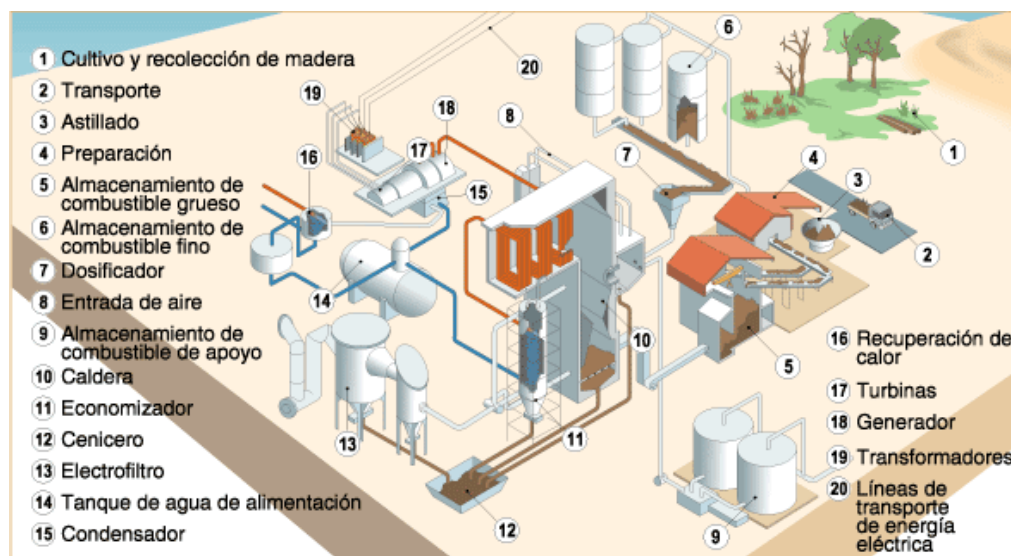


Figura 2.3. Esquema de una central de biomasa [16].

2.3.2.3 Energía geotérmica.

Esta fuente de energía está relacionada con la energía interna de la tierra, es decir, consiste en aprovechar el calor interno del planeta. La ejemplificación natural de este tipo de energía se manifiesta con la erupción de volcanes, los géiser o aguas termales. Actualmente, la mayoría de centrales o plantas de este tipo se aprovecha de forma hidrotermal, esto hace referencia a que se aprovecha las fuentes de agua caliente cercanas a la corteza para alimentar sistemas que requieran agua a temperaturas altas. Desde el punto de vista eléctrico, se aprovecha el vapor generado por el agua proveniente de este tipo de fuentes para hacer girar turbinas, al igual, que en el caso de termoeléctricas [17].

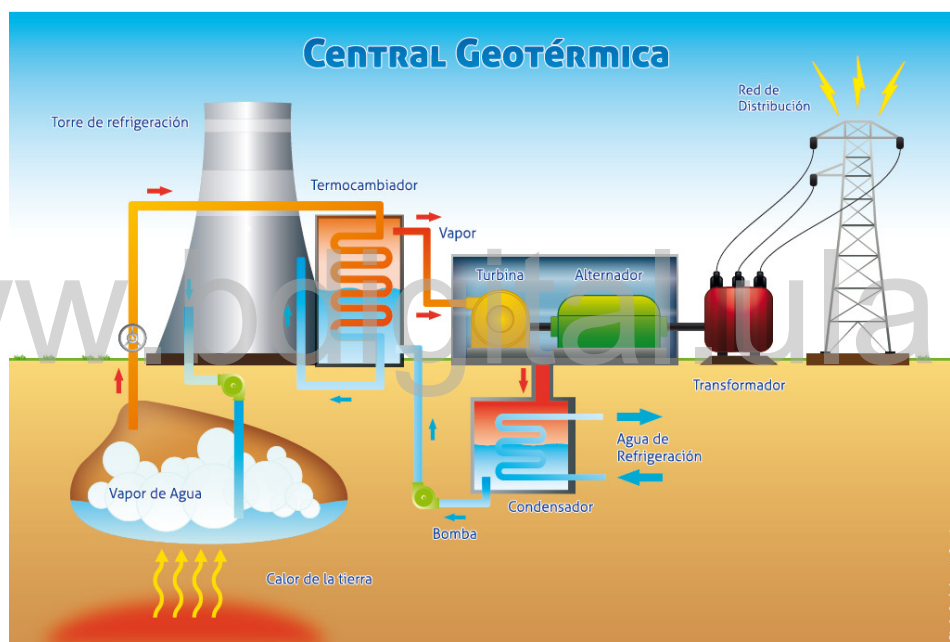
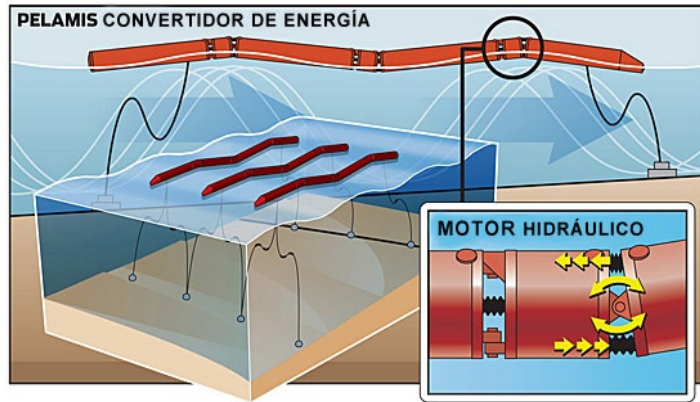


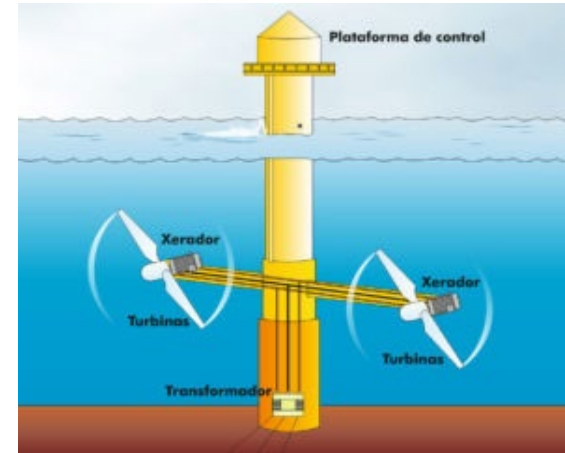
Figura 2.4. Esquema de una central geotérmica [18].

2.3.2.4 Energía oceánica.

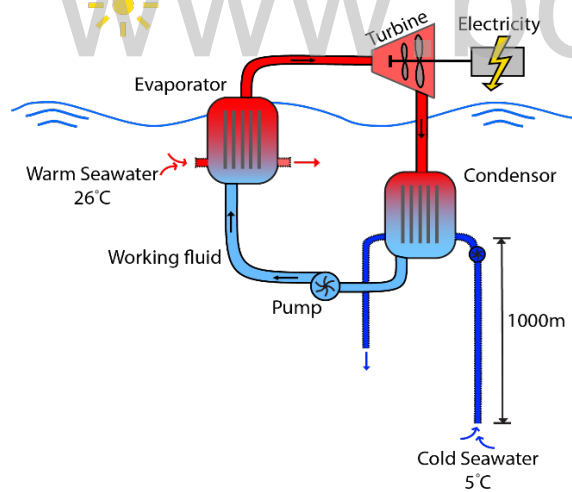
La energía oceánica o marina de acuerdo a [19] son un “conjunto de tecnologías que aprovechan la energía de los océanos. El mar tiene un gran potencial energético, que se manifiesta principalmente en las olas, las mareas, las corrientes y en la diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo marino”. De esta forma se tienen cuatro fuentes de energía sólo de los océanos y que se muestran en la imagen siguiente.



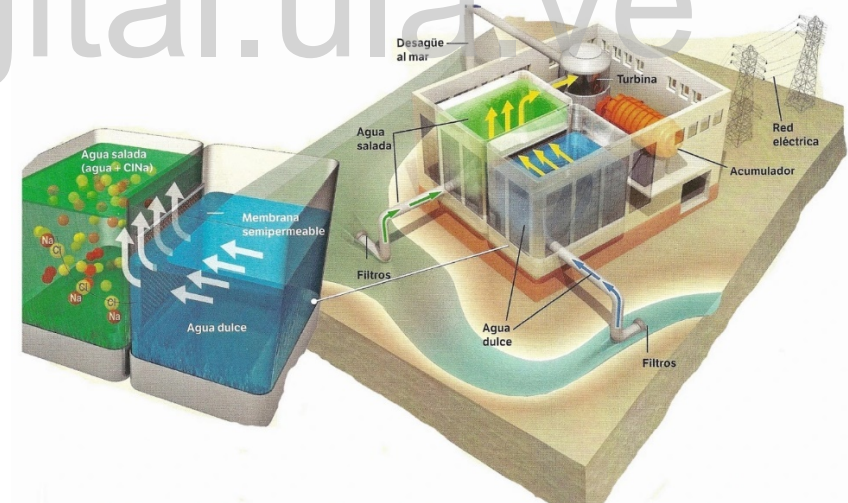
a) Sistema Pelamis para aprovechamiento undimotriz [20].



b) Esquema de plataforma con turbinas para aprovechamiento de corrientes marinas [21].



c) Esquema de central térmica oceánica [22].



d) Esquema de planta osmótica [23].

Figura 2.5. Esquema de plantas para aprovechar diferentes energías provenientes del mar.

- **Undimotriz.** Se aprovecha el movimiento de las olas, lo cual, genera energía mecánica.
- **Corriente Marina.** Se obtiene de la energía cinética producida por las corrientes marinas.
- **Térmica Oceánica.** Se obtiene a partir de la diferencia de temperatura que se da entre las aguas más frías (más profundas) y las más cálidas (más superficiales).
- **Osmótica.** Aprovecha la diferencia de concentración de sal entre el agua de río y el agua del mar.

2.3.2.5 Energía hidráulica.

Esta es una de las fuentes de mayor aprovechamiento para la generación de energía eléctrica, y que entre las energías renovables es la que se ha tenido una mayor aplicación, ya que, desde que se comenzó con la expansión de los sistemas eléctricos se utilizó este tipo de fuente para la generación de la electricidad, cómo es el caso de la Central hidroeléctrica Robert Moses Niágara, construida en 1893 y fue la primera central de este tipo en el mundo [24]

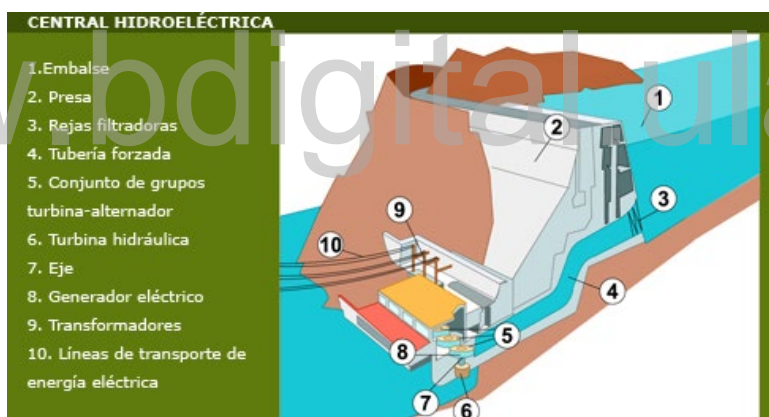


Figura 2.6. Esquema de una central hidroeléctrica [25].

La energía hidroeléctrica se obtiene a partir de la energía cinética y/o potencial, producto de corrientes de agua, saltos de agua o mareas, para obtener este tipo de corrientes se hace uso de presas o molinos. Las centrales hidroeléctricas se definen de acuerdo con Mora [26] cómo.

“un conjunto de obras civiles, electromecánicas y de maquinarias que recogen y llevan volúmenes de agua de una altura superior a otra inferior, para aprovechar la energía potencial del agua almacenada en un embalse necesaria para mover el rotor del generador y convertirla en energía eléctrica”

2.3.2.6 Energía solar.

Este tipo de energía se da por medio de fusión nuclear entre átomos de hidrógeno y dan lugar a un átomo de helio, lo que genera una gran cantidad de energía donde una cierta parte llega a la tierra procedente del sol en forma de radiación [27]. Este tipo de energía se puede aprovechar de dos formas, las cuales se muestran a continuación.

➤ Energía solar térmica.

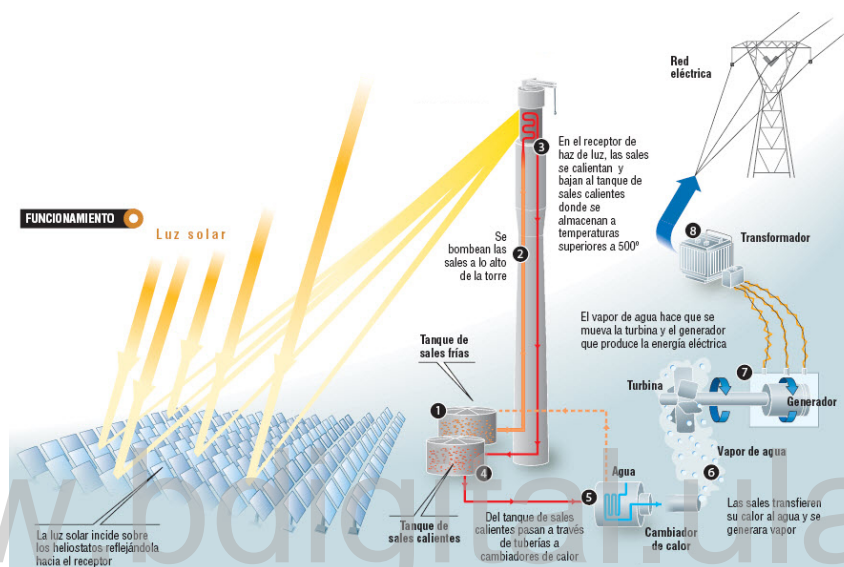


Figura 2.7. Esquema de central termosolar [28].

“Transforma la energía proveniente del Sol en energía calorífica. Esta transformación puede darse a baja, media y alta temperatura. La transformación a baja temperatura se emplea, generalmente, para calefacción doméstica, climatización de locales, calentamiento de agua en hospitales, piscinas” [27]. En cuanto a la generación eléctrica se usa un ciclo térmico similar al de las plantas termoeléctricas, en este tipo de plantas se hace uso de espejos reflectores que concentran los haces de luz procedentes del sol en un punto común, cómo una caldera donde se encuentra agua, esta al ser evaporada permite la rotación de turbinas para la generación de electricidad [28].

➤ **Energía solar fotovoltaica.** Este tipo de energía se obtiene al convertir la luz proveniente de la radiación solar en electricidad por medio del efecto fotoeléctrico; los sistemas fotovoltaicos se componen de unos elementos pequeños conocidos cómo células solares o fotovoltaicas, que son construidas a partir de un componente cristalino que de acuerdo al artículo

[27] se define cómo un “elemento cristalino semiconductor dopado, silicio-germanio (Si-Ge). Al incidir sobre ellas, los fotones producen un movimiento de electrones en el interior de la célula y aparece entre sus extremos una diferencia de potencial que los convierte en un pequeño generador eléctrico”

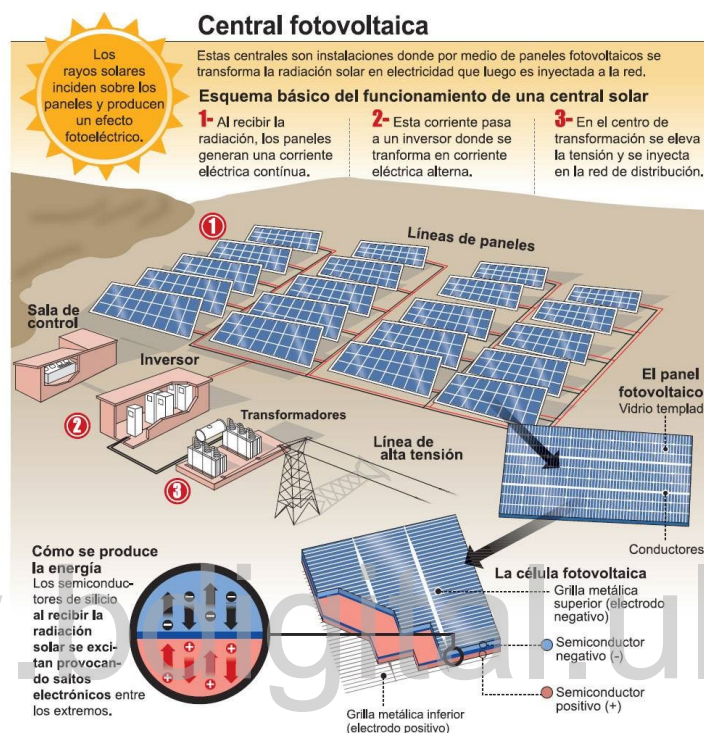


Figura 2.8. Esquema de una central fotovoltaica [29].

2.4. GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL MUNDO.

De acuerdo con el informe de la tercera edición anual de *Global Electricity Review* del grupo independiente EMBER [27], indica que para el 2021 las energías producidas a través de fuentes eólicas y solares alcanzaron el 10% de la producción a nivel mundial. Donde la energía solar presentó un crecimiento del 23% y las plantas eólicas aumentaron en un 14 %; con esto y la suma de las demás fuentes de energía renovable se consiguió la producción del 38% de la electricidad global, superando a fuentes a base de carbón que alcanzaron el 36% de la capacidad mundial.

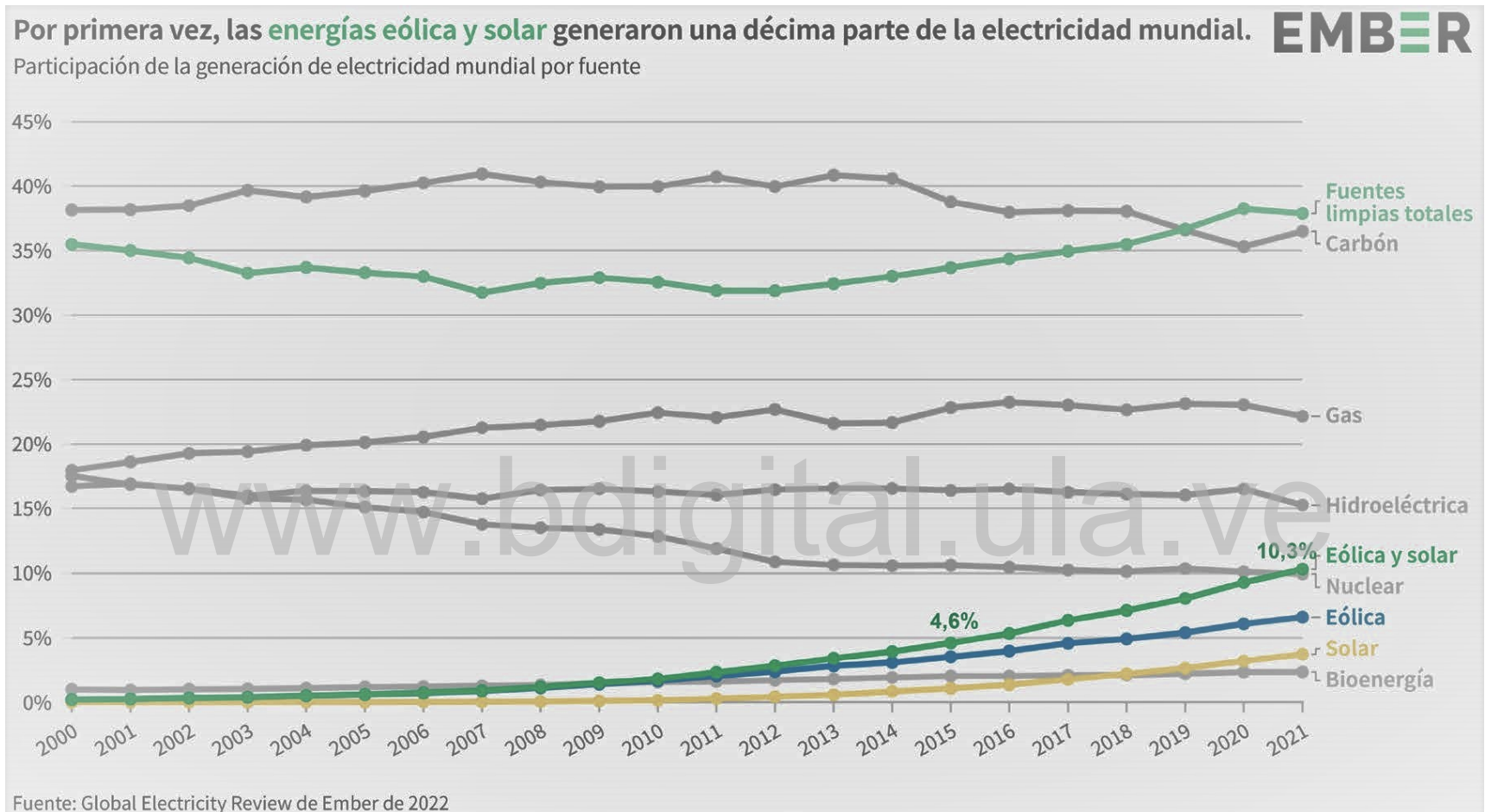


Figura 2.9. Producción mundial de electricidad en base a fuentes renovables y no renovables al 2021 [30].

En las gráficas mostradas en la *figura 2.9* se observa claramente lo expresado en el párrafo anterior, para el 2021 se aprecia que, de las energías renovables la eólica, es la que mayor producción genera con un valor superior al 6% y casi un 5%, la generación a base de energía solar. Con respecto a la generación hidroeléctrica se nota que es la segunda fuente de generación, a pesar de que ha presentado un descenso en los últimos años representando un 15% de la producción mundial de electricidad.

Con respecto a la energía solar, en la que se basa el presente desarrollo, el informe del grupo EMBER muestra que la energía solar, cómo se mencionó previamente, tuvo un aumento del veinte y tres por ciento durante el año 2021, siendo la fuente de generación con mayor crecimiento durante 17 años; esto ubica este tipo de fuente con una producción interanual de *1023 TWh* [27]. A continuación, se muestra los países de mayor producción de energía solar de acuerdo al informe del equipo de EMBER.

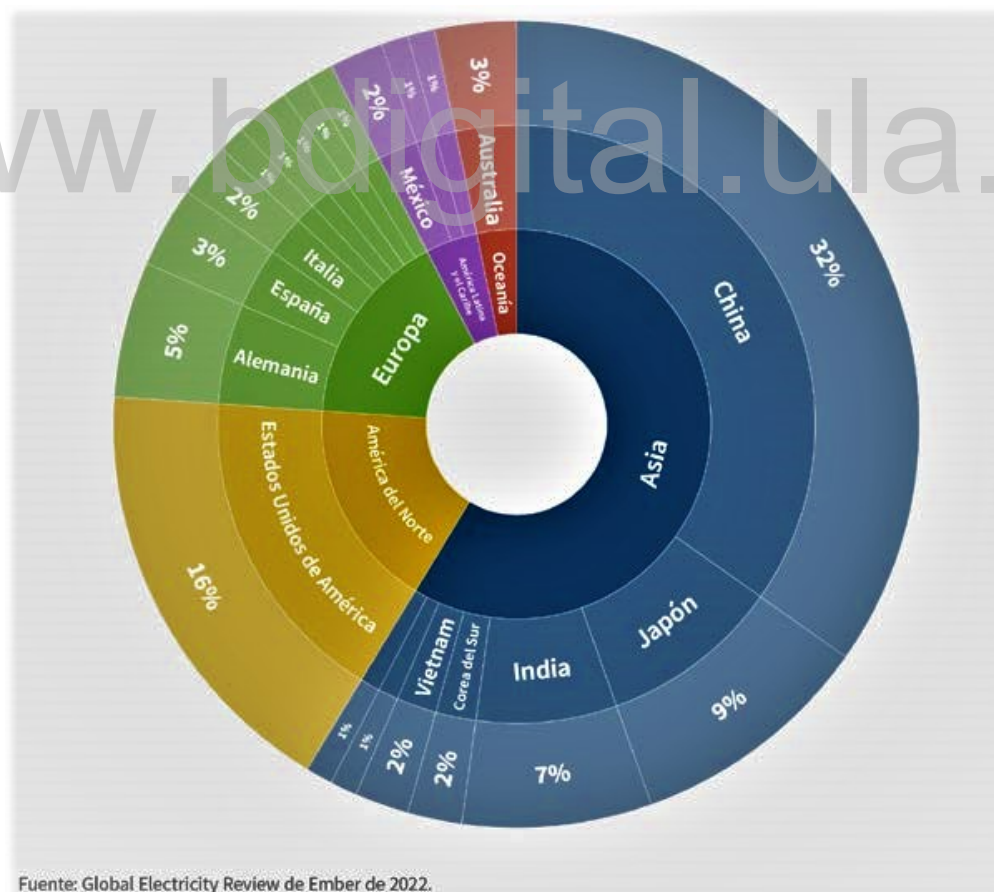


Figura 2.10. Países con mayor producción de energía solar en base al informe Global Electricity Review del grupo EMBER [30].

Como se muestra en la *figura 2.10*, China es el país que actualmente produce más electricidad a base de energía solar, seguido por los Estados Unidos. En la *figura 2.11* se ve el avance a nivel mundial de la aplicación de plantas solares, a nivel de Sudamérica, sólo Chile tuvo una participación mayor al 10%, otros países que se notan dentro de este rango son Australia, Yemen y Jordania. Por otra parte, Venezuela se encuentran entre los países con menos participación en el desarrollo y aplicación de este tipo de fuente de energía renovable.

2.5. INSTALACIÓN SOLAR FLOTANTE.

Este tipo de sistema en cuanto a su estructura de generación no difiere en nada con sistemas PV instalado sobre tierra; el dimensionamiento de los diferentes componentes es el mismo y la diferencia notable es que se debe implementar estructuras que permitan su flotabilidad sobre cuerpos de aguas. Por tanto, hay que escoger bases adecuadas para que los paneles no corran riesgo, al igual que el cableado y demás partes eléctricas, las cuales, deben tener aislamiento adecuado para evitar cortocircuitos en el sistema.

A diferencia de las instalaciones en tierra, los sistemas proyectados sobre agua generalmente no son aislados y su implementación se busca con la finalidad de interconectarlos con la red, funcionando entonces dentro de un esquema de generación distribuida. Como este tipo de plantas están conectadas con la red, generalmente no es necesario el establecimiento de bancos de baterías, ya que, estas son necesarias en esquema de conexión aislada y por razón de costos, se aplican donde la demanda de energía sea baja.

En la *figura 2.12* muestra un esquema de este tipo de instalación. Los módulos o paneles solares van sobre estructuras que forman pequeños bloques como islas, dependiendo de la radiación y ubicación, los paneles se pueden disponer de forma bifacial o monofacial, en el primero caso se busca aprovechar lo más posible la irradiación del sol en la zona, ya que, a diferencia con respecto a sistemas sobre tierra, por su establecimiento no todas las estructuras de flotación permiten instalar sistemas de seguimiento de trayectoria del sol, lo cual, implica la implementación de motores para ir rotando la estructura de soporte de los módulos.

Luego dependiendo de la estructura de los bloques para el soporte de los paneles, se encuentran los inversores, estos pueden ir también sobre los módulos de flotación o se pueden instalar sobre la tierra cercana, todo depende de las consideraciones de diseño. La salida de los inversores va

al centro de transformación, que se encarga de llevar a niveles óptimos para la interconexión con el sistema de distribución o transmisión de la red eléctrica cercana.

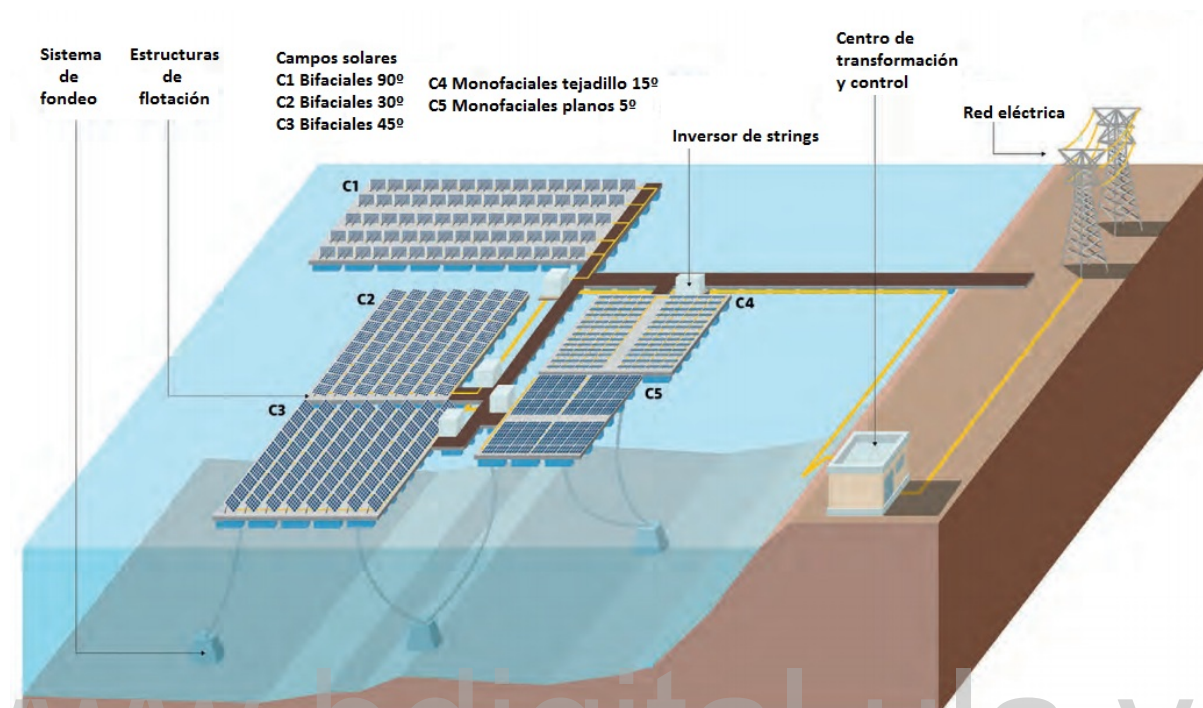


Figura 2.12. Esquema de una instalación fotovoltaica flotante [31].

A continuación, se desglosa los diferentes elementos que componen un sistema fotovoltaico flotante.

2.5.1. Estructuras flotantes para los paneles solares.

Actualmente, existen tres formas de implementar sistemas PV flotantes, cómo lo menciona Abellán Guallarte [32] “la flotabilidad de los módulos podemos distinguir entre 3 tipos diferentes (basado en pontones, flotación flexible o flotación sumergida)” (p.9). El sistema de pontones, que se muestra en la *figura 2.13*, corresponde a un tipo de estructura sólida, que se asemeja a una plataforma donde pueden ir los soportes para los paneles, en la mayoría de las aplicaciones de sistemas PV, esta estructura es la más usada, ya que, implica menor costo; el único inconveniente que presenta es que no es muy resistente a condiciones climáticas desfavorable [32].



Figura 2.13. Estructura de pontones para paneles solares [33].

Las estructuras en base a flotación flexible “consiste en una fina lámina sobre la que instalar los paneles fotovoltaicos y que ceda ante la llegada de olas permitiendo una pequeña deformación” (p.9) [32]. De acuerdo con este autor, este tipo de estructura presenta ventajas en comparación con el primer sistema, ya que, permite una mayor refrigeración de los paneles solares al estar en contacto con el agua, lo que mejora su rendimiento; el inconveniente que presenta este tipo de soporte es que no se le puede dar inclinación a las placas solares, ya que, deben ir de forma horizontal sobre el agua como se muestra en la *figura 2.15*. Actualmente, este tipo de estructuras no se encuentran en el mercado, [32] comenta, que un ejemplo de este sistema sería el propuesto por la empresa *Ocean Sun*, en cuyo proyecto planean emular la forma natural del *nenúfar Victoria Amazónica* que se muestra en la *figura 2.14*.

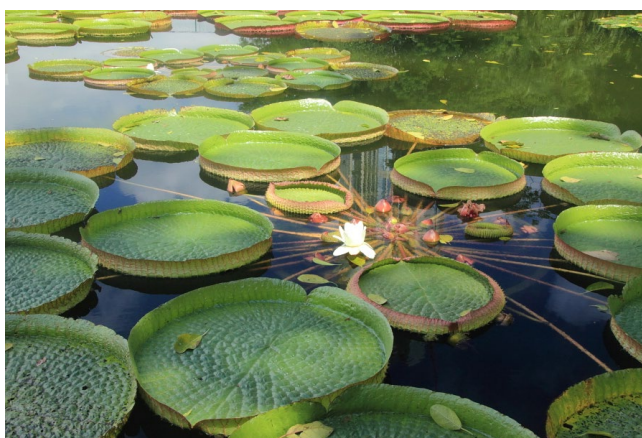


Figura 2.14. Nenúfar Victoria Amazónica [34].



Figura 2.15. Estructura flexible, Project KYRHOLMEN de Ocean Sun [35].

El último sistema para paneles solares se muestra en la *figura 2.16* y corresponde al de flotación sumergida, en este tipo de implementación las placas solares se sitúan por debajo de la superficie del agua, esto permite que los paneles estén más refrigerados y aumenten su rendimiento, además de aprovechar la reflexión de la luz que atraviesa primero la capa de agua [32]. En 2016, la empresa *Floating Solar*, implementó este tipo de estructura en un estanque de *Venatian Villas* en Italia, donde no se observa la estructura de acuerdo a lo mostrado en la *figura 2.17*.

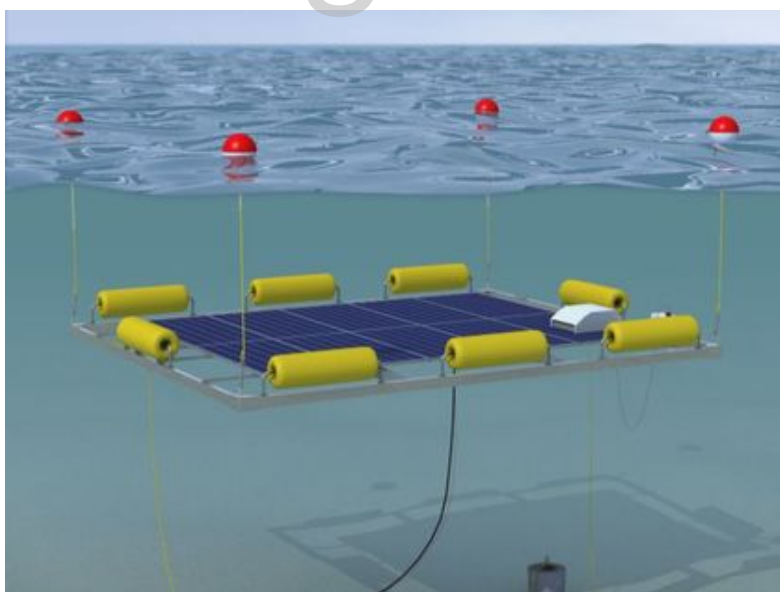


Figura 2.16. Estructura de paneles sumergida [36].



Figura 2.17. Estanque en Villa Pisani, con estructura PV sumergida [36].

2.5.2. Sistema de amarre y/o anclaje.

El sistema de amarre y/o anclaje, cómo lo indica [7] es el “encargado de mantener a la plataforma flotante en la orientación adecuada para maximizar la incidencia de la irradiación solar y de ajustar la estructura del sistema a los cambios de nivel del agua, manteniendo su orientación” (p.9). Siguiendo el autor antes citado, este tipo de sistemas se puede implementar de tres formas.

- Anclaje al fondo del cuerpo de agua.
- Amarre a los bancos del cuerpo de agua
- Sistema mixto.

El primer sistema implica el uso de bases que van en el fondo del cuerpo de agua, estas se diseñan en función de la variación de los niveles del aguas y en función del efecto del viento, para poder garantizar la estabilidad de la estructura flotante. El segundo implica el amarre a puntos en tierra cercandos a la ubicación de la estructura, con ello, se evita el giro de la estructura producto del viento. Y el sistema mixto implica la combinación de los dos, el sistema de fondeo y amarre se puede apreciar claramente en el esquema de la *figura 2.12*.

2.5.3. Panel solar.

Los paneles solares son dispositivos que permiten aprovechar la energía proveniente del sol, ya sea para general electricidad o calor; en base a estos se pueden encontrar los colectores solares utilizados para producir agua caliente. En cambio, los paneles fotovoltaicos son los utilizados para la producción de electricidad por medio de células fotovoltaicas que absorben la irradiación solar [37].

Las placas solares fotovoltaicas (cómo también se conocen a los paneles) están compuestas de una cierta cantidad de celdas, que por medio del efecto fotoeléctrico generan electricidad, ya que, la energía solar (fotones) produce cargas positivas y negativas entre dos semiconductores diferentes, cercanos entre sí; permitiendo la generación de un campo eléctrico y con ello la aparición de una corriente eléctrica [37], de acuerdo al esquema mostrado en la *figura 2.18*. Actualmente existen paneles construidos a bases de diferentes tipos de células en función de los semiconductores utilizados en su fabricación; en la *tabla 2.1* se muestra las características de las diferentes células fotovoltaicas presentes en el mercado.

Tabla 2.1. Comparativa entre las distintas células fotovoltaicas presentes en el mercado.

Célula	Ventajas	Desventajas
Silicio Monocristalino	Eficiencia entre el 17% y 20% superior sobre células de silicio policristalino o película fina. ^a	Proceso de construcción largo y costoso. En presencia de sombra los circuitos internos tienden a romperse y bajan su rendimiento con altas temperaturas. ^a
Silicio Policristalino	Costo de fabricación económica en comparación con paneles monocristalinos. ^a	Las células policristalinas son menos eficientes, llegando a un valor máximo del 16%. Se requieren más paneles policristalinos, que si se implementa monocristalinos; al igual que los primeros su rendimiento baja con altas temperaturas. ^a
Silicio amorfo	Producción a gran escala ya que su fabricación es más económica, además, el silicio amorfo no es tóxico, es flexible y tolera temperaturas bajas. ^a	No son muy eficientes, el material no es el adecuado y su mayor área de aplicación es la electrónica, sobre todo la fabricación de pantallas LCD. ^a
Teluro de Cadmio	Son las de mejor relación costo-eficiencia. Forman parte de las tecnologías fotovoltaicas más avanzadas y de mayor eficiencia. ^a	El cadmio es uno de los metales más tóxicos y nocivos para el medio ambiente. ^a

Tabla 2.1 (continuación). Comparativa entre las distintas células fotovoltaicas presentes en el mercado.

Célula	Ventajas	Desventajas
Cobre, indio, galio y selenio	Presentan mejor eficiencia que las células de cadmio; siendo las más eficientes dentro del campo de células flexibles. No contienen compuestos tóxicos y son más resistentes que las fabricadas a base de silicio. ^a	El principal problema radica en la encapsulación de este tipo de células ya que, se dañan fácilmente con la presencia de humedad. Y su eficiencia sigue siendo menos que las células a base de silicio. ^a
Células orgánicas	Lo más resaltante es su impacto sobre el ambiente, pues son biodegradables. Su proceso de fabricación es económico y son de fácil adaptación a cualquier superficie. ^a	Sus principales desventajas es que son pocos estables y por su condición orgánica, se degradan fácilmente. ^a

Nota. ^a [38]

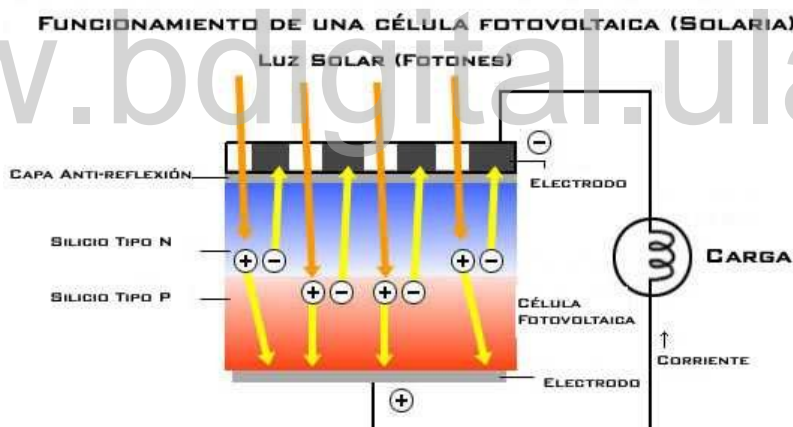


Figura 2.18. Esquema de una célula fotovoltaica a base de silicio [39].

Igual que las celdas solares, existen 2 tipos de construcción de los módulos solares, uno es el caso de la placa mono facial y la bifacial; la primera, como su nombre lo indica, sólo recibe la radiación del sol por una de sus caras, en cambio las placas bifaciales aprovechan el efecto albedo que es la “propiedad que tiene cualquier cuerpo de reflejar una radiación incidente” [40]; por tanto, se aprovecha la luz reflejada que se da sobre la superficie que está detrás del panel, y con esto se puede obtener una mayor potencia de salida que si se usa un panel mono facial.

Actualmente, la tecnología más reciente en la fabricación de módulos solares implica el uso de células *PERC* (*Passivated Emitter Rear Cell*), las cuales, están basadas en la colocación de una capa reflectante en la parte posterior de las células del panel, lo que ayuda a que las mismas capturen más irradiación del sol y permite, además, que la luz que sobra pueda rebotar en dicha capa y puede ser aprovechada por las células como se muestra en la *figura 2.19*, lo cual, aumenta el rendimiento de los paneles solares fabricados con este tipo de tecnología en comparación con los convencionales [41].

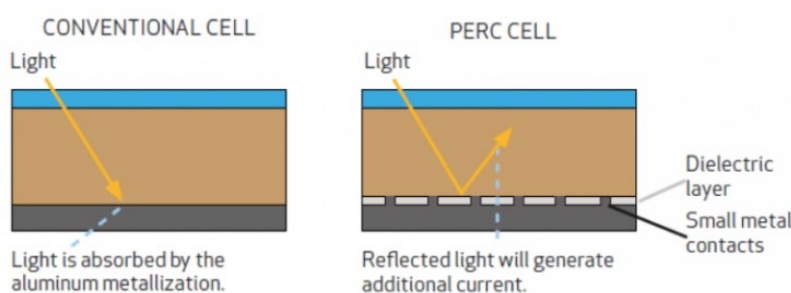


Figura 2.19. Comparativa entre paneles tecnología PERC y convencionales [41].

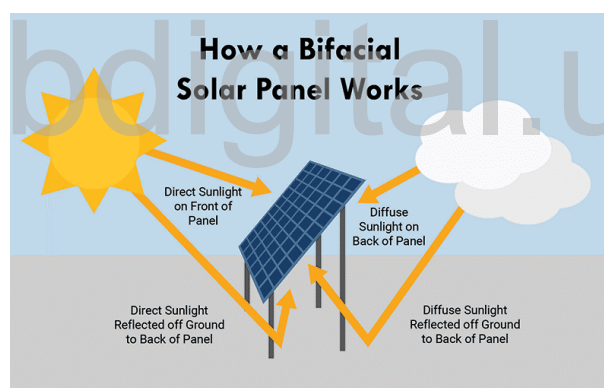


Figura 2.20. Esquema de funcionamiento de un panel bifacial [42].

En la *figura 2.20* se muestra el funcionamiento de un panel fotovoltaico y la *figura 2.21* muestra una tabla con los diferentes valores de albedo, dependiendo de la superficie si es suelo, arena, hierba, campos agrícolas, tundra, nieve, entre otros. En el caso de cuerpos de agua depende del ángulo cenit, si dicho ángulo es grande, los valores de reflectancia del agua está entre un *10%* y *100%*; pero este rango se ve afectado también por la profundidad del agua, ya que, en el caso de aguas profundas (cómo el océano) el valor de Albedo se ubica entre *5%* y *20%*, que son valores pequeños en comparación con otras superficies cómo la nieve, concreto o incluso en

zonas con presencia de arena, es por ello, que para el caso de instalaciones *FPV* no se plantea mucho el uso de paneles bifaciales [6].

Surface	Details	Albedo
Soil	Dark and Wet	0.05 -
	Light and Dry	0.40
Sand		0.15 - 0.45
Grass	Long	0.16 -
	Short	0.26
Agricultural Crops		0.18 - 0.25
Tundra		0.18 - 0.25
Forest	Deciduous	0.15 - 0.20
	Coniferous	0.05 - 0.15
Water	Small Zenith Angle	0.03 - 0.10
	Large Zenith Angle	0.10 - 1.00
Snow	Old	0.40 -
	Fresh	0.95
Ice	Sea	0.30 - 0.45
	Glacier	0.20 - 0.40
Clouds	Thick	0.60 - 0.90
	Thin	0.30 - 0.50

Figura 2.21. Valores albedo de diferentes superficies [43].

2.5.4. Inversor.

Los inversores en las plantas fotovoltaicas son los dispositivos que se encargan de convertir la corriente directa, proveniente de los módulos fotovoltaicos, en tensión o corriente alterna para ser aprovechados por los electrodomésticos de uso diario o si es necesario interconectarlo con la red de distribución o transmisión, la cual, se trabaja en corriente alterna. Además, dependiendo del tipo de onda de salida, se pueden conseguir inversores de onda sinusoidal pura o inversores de onda senoidal modificada, concorde a los mostrado en la *figura 2.22*; también existen inversores para trabajar con conexión a la red y con baterías o con ambos sistemas y, se encuentran en función del tipo de salida en tensión alterna, es decir, inversores monofásicos o trifásicos [44].

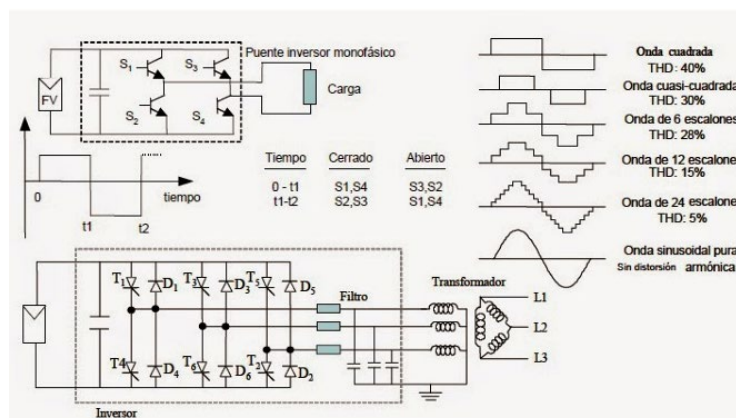


Figura 2.22. Esquema de un inversor monofásico (arriba) y trifásico (abajo), y diferentes formas de onda de salida [45].

2.5.5. Transformador.

Siguiendo el esquema de la *figura 2.12*, se muestra que el último elemento es el transformador; este equipo se encarga de elevar la tensión a la salida de los inversores a la tensión de trabajo de la red de transmisión o distribución a la que se desee conectar y, al igual que los inversores estos pueden ser para sistemas monofásicos o trifásicos. En el caso de plantas fotovoltaicas, éstas se diseñan para generar gran potencia, por lo tanto, es necesario el uso de transformadores para interconectar con la red; o en aplicaciones de pequeña capacidad, será más que suficiente la conexión directa con los inversores. Sólo hay que tener en cuenta que las tensiones de manejo a pequeña escala son entre $200V$ a $600V$.

2.5.6. Número de paneles a utilizar.

Para la determinación de la cantidad de paneles necesarios para una instalación fotovoltaica se hace en base a la potencia estimada a producir y en función del tipo de aplicación que se tenga, es decir, sistema conectado a la red, sistema aislado que contemplan el uso de acumuladores (baterías) y sistemas híbridos que son conectados a la red y disponen de baterías. En el caso de plantas de gran capacidad, generalmente se aplica el primer sistema por el tema económico que representa el uso de baterías. Por tanto, para determinar el número de paneles se hará uso de la expresión de la *ecuación 2.1*.

$$N_T = \frac{E_d}{W_p} \quad (2.1)$$

Donde:

- N_T : Número total de paneles.
- E_d : Energía requerida por el sistema en Wp .
- W_p : Capacidad de producción del panel seleccionado.

2.5.7. Número de inversores.

En la actualidad se pueden escoger varios tipos de inversor; estos pueden ser inversores por cada módulo, inversores por línea de paneles e inversores centralizados, esta última opción es la más económica, ya que, todas las placas solares están conectadas al equipo, lo que lo hace su

principal desventaja debido a que si falla un panel se debe detener toda la sección y buscar la avería; pero teniendo en cuenta la capacidad a instalar, no es posible hacer uso de un solo inversor, por ende, el uso de este tipo de sistema de inversión es el más viables en términos técnicos y económicos. Ya que los inversores que se encuentran en el mercado no se fabrican para grandes capacidades como el caso de los transformadores o motores, por tanto, hay que determinar el número necesario que requiere la instalación, algo similar a lo realizado en el inciso anterior, para ello se hace uso de la *ecuación 2.2*.

$$N_I = \frac{E_d}{S_I} \quad (2.2)$$

Donde:

- N_I : Número de inversores.
- E_d : Energía demandada por el sistema en Wp .
- S_I : Potencia aparente del inversor.

2.5.8. Inclinación de los módulos solares.

Al igual que en el caso del tipo de sistema a instalar, la inclinación de los paneles fotovoltaicos también está relacionado con el sistema que se seleccione, es decir, conectados a la red, para sistemas de bombeo de agua o sistemas aislados o autoconsumo constante, independientemente de la aplicación es necesario determinar el ángulo óptimo de inclinación en función de una superficie fija que de acuerdo con [46] “se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar” (p.13). Esta expresión es la mostrada en la *ecuación 2.3*.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| \quad (2.3)$$

Donde.

- β_{opt} : Ángulo de inclinación óptimo.
- ϕ : Latitud del lugar.

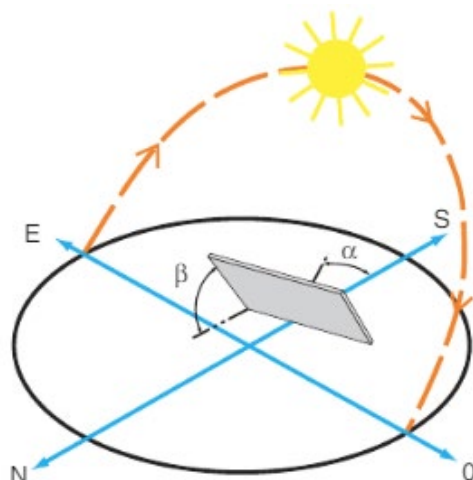


Figura 2.23. Orientación de paneles ubicados en el hemisferio norte [46].

Este ángulo óptimo está en función de un plano fijo, pero se debe tener presente que el sol no sigue la misma trayectoria durante el año, sería necesario el uso de sistemas seguidores de trayectoria solar, los cuales modifican tanto el ángulo de inclinación óptimo (β) como el ángulo acimut (α); pero el uso de este tipo de sistemas hace subir los costos de la instalación. Por tanto, sino se hace uso de este sistema, basta con encontrar la inclinación óptima y el acimut en función del hemisferio, es decir, $\alpha = 0^\circ$ si la orientación coincide con el sur, en el caso del hemisferio norte [46] y la orientación del panel corresponde al diagrama que se muestra en la *figura 2.23*, para el caso del otro hemisferio, la orientación debe coincidir con el norte $\alpha = 180^\circ$.

2.5.9. Número de paneles en serie.

Para determinar el número máximo de paneles se debe tener en cuenta las características de operación del inversor en cuanto a las tensiones de operación del mismo, por tanto, es necesario conocer también el rango de operación de los paneles en función de la temperatura máxima y mínima de trabajo de los mismos; concorde con [7] esto se obtiene a partir de las siguientes ecuaciones.

$$V_{OC}(T_{min}) = V_{OC} \cdot N_s \cdot (1 + \beta \cdot (T_{min} - T_{amb})) \quad (2.4)$$

$$V_{max}(T_{min}) = V_{MPP} \cdot N_s \cdot (1 + \gamma \cdot (T_{min} - T_{amb})) \quad (2.5)$$

$$V_{max}(T_{max}) = V_{MPP} \cdot N_s \cdot (1 + \beta \cdot (T_{max} - T_{amb})) \quad (2.6)$$

Donde.

- V_{OC} : Tensión en circuito abierto del panel fotovoltaico.
- V_{MPP} : Tensión de funcionamiento óptimo del panel fotovoltaico.
- T_{amb} : Temperatura a la cual el fabricante realizó los ensayos.
- T_{min} : Temperatura mínima de operación del módulo.
- T_{max} : Temperatura máxima de operación para el sistema.
- β : Coeficiente de temperatura en circuito abierto del panel.
- γ : Coeficiente de temperatura del panel para la tensión óptima de operación.
- N_s : Número de paneles fotovoltaicos en serie.

2.5.10. Número de ramas en paralelo.

Los módulos en serie se encargan de generar las tensiones de operación de entrada del sistema de inversión; las ramas en paralelo corresponden a la cantidad de paneles, en dicho arreglo, para obtener valores de corriente en función de la capacidad del inversor seleccionado. Esto se determina en base a la ley de Ohm y conociendo el número de módulos en serie, potencia del inversor y corriente en el máximo punto de potencia del generador fotovoltaico, de acuerdo a lo mostrado en el trabajo de [6], se hace uso de la expresión de la *ecuación 2.7*.

$$P_{inversor} = V_{MPP} \cdot N_{ps} \cdot I_{MPP} \cdot N_{ramas} \quad (2.7)$$

Donde.

- $P_{inversor}$: Potencia del inversor seleccionado.
- V_{MPP} : Voltaje en el máximo punto de potencia del panel fotovoltaico.
- N_{ps} : Número de paneles fotovoltaicos en serie, previamente calculados.
- N_{ramas} : Número de ramas en paralelo.

Luego de determinar la cantidad de ramas en paralelo, es necesario determinar la máxima corriente que generará cada sección de paneles en función de la temperatura máxima de operación, para determinar si está dentro del rango admisible por el inversor seleccionado y, de

acuerdo a lo especificado por el fabricante, en la hoja de datos del equipo. Esta corriente se determina por medio de la *ecuación 2.8* en base a lo indicado por [10].

$$I_{max} = I_{SC} \cdot N_p \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{max} - T_{amb})) \quad (2.8)$$

Donde.

- I_{max} : Corriente máxima de entrada al inversor
- I_{SC} : Corriente de cortocircuito del panel solar.
- T_{amb} : Temperatura a la cual el fabricante realizo los ensayos.
- T_{max} : Temperatura máxima de operación para el sistema.
- α : Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito del panel.
- N_p : Número de paneles fotovoltaicos en paralelo.

2.5.11. Cajas de conexión.

Debido a que los inversores permiten un cierto número de cadenas para sus entradas, en ocasiones hay que hacer uso de cajas de conexión, las cuales, se encargan de recibir un cierto número de ramas en paralelo a su entrada y entregar una línea de alimentación a su salida que iría al inversor. Esto permite agrupar una mayor cantidad de ramas en paralelo y hacer uso de un solo inversor, siendo esto beneficioso en términos económicos. Para determinar el número de cajas necesarias se requiere conocer el número de ramas en paralelo que conformarán el sistema y el número de las mismas que se pueden agrupar en determinada caja, esto se puede obtener con la expresión de la *ecuación 4.9*.

$$N_c = \frac{N_{ramas}}{Entradas_{caja}} \quad (2.9)$$

Donde.

- N_c : Número de cajas de conexión.
- N_{ramas} : Número de ramas en paralelo.
- $Entradas_{caja}$: Entradas permisibles por la caja.

2.5.12. Distancia entre paneles.

Determinado la cantidad de paneles, tanto en serie cómo en paralelo, es necesario establecer la distancia mínima que debe existir entre las ramas, con la finalidad que al momento de instalarlas no se genere sombra entre las líneas de paneles. Existen varios métodos para determinar esta distancia, pero en base al desarrollo que tiene el presente trabajo donde la granja se ubicará en el hemisferio norte, se hará uso del método del solsticio de invierno, ya que, al estar ubicados en el hemisferio previamente nombrado, durante este día es cuándo el sol estará ubicado más bajo con respecto a la horizontal, por tanto, se generará mayor sombra con respecto a lo comentado por [47] y quien indica el uso de las expresiones de la *ecuación (2.10)* para la determinación del ángulo crítico en el solsticio de invierno y de la *ecuación 2.11*, para determinar la distancia mínima entre ramas en paralelo.

$$\gamma_s = 90^\circ - \text{Ángulo latitud del lugar} + 23,5^\circ \quad (2.10)$$

$$d_{min} = b \cdot \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin \gamma_s} \quad (2.11)$$

Donde.

- β : El ángulo de inclinación del módulo.
- b : El largo del módulo fotovoltaico.
- γ_s : Es el ángulo crítico en el solsticio de invierno.

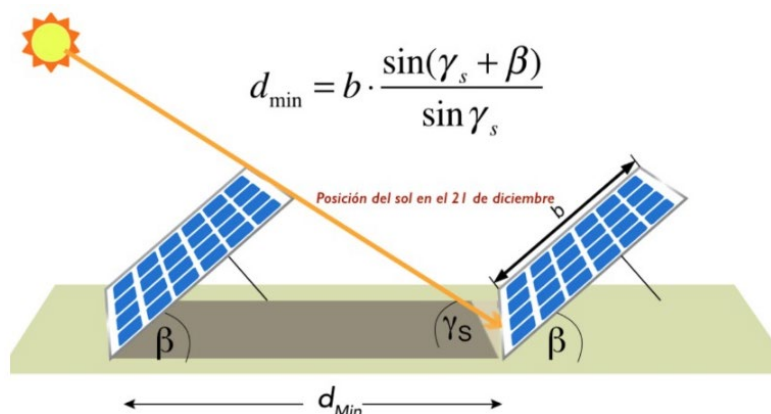


Figura 2.24. Distancia mínima entre paneles en función del solsticio de invierno [47].

2.5.13. Cableado.

Para la selección del calibre del cableado a utilizar se hará uso de los criterios de capacidad de corriente, que hace referencia a la cantidad de corriente que puede soportar un conductor en base a las temperaturas de operación del mismo y, por el criterio de caída de tensión que corresponde a la determinación del calibre adecuado de un conductor de forma que la tensión al final del mismo esté dentro de la máxima caída admisible por norma. De igual forma, su selección depende del nivel y tipo de tensión a los cuales estarán sometidos los conductores, ya que, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor los conductores operarán en tensión *DC* y desde la salida del inversor hasta el transformador operarán en tensión alterna dentro del rango de baja tensión (0 V a 1000 V). Desde la salida del transformador hasta la interconexión con la red, dependiendo del nivel de operación de la misma, los conductores trabajarán a tensión alterna a un nivel de media o alta tensión.

Por esto se definirá el estudio del cableado en función de las secciones involucradas, es decir, conductores desde los módulos hasta las cajas de conexión, desde estos elementos hasta el inversor y desde este dispositivo hasta el transformador en el caso de la parte de baja tensión. Ya para la salida del transformador sólo se analizará el tramo desde esta máquina eléctrica, hasta el punto de interconexión, siguiendo el análisis realizado por [9].

2.5.13.1 Criterio de capacidad de corriente.

➤ Ramas en Paralelo.

De acuerdo con [9] es necesario determinar la máxima intensidad nominal, que corresponde a la corriente de cortocircuito presente en el módulo cuando este esté a la temperatura máxima de operación indicada por el fabricante, y se hace uso de la *ecuación 2.12*.

$$I_{SC}(T_{m\acute{a}x}) = I_{SC}(CEM) \cdot \left[1 + \Delta T \cdot \left(\frac{\alpha}{100} \right) \right] \quad (2.12)$$

Donde:

- ΔT : corresponde al diferencial de temperatura entre el valor máximo y el correspondiente a la temperatura ambiente.

- $I_{SC}(CEM)$: Es la corriente en cortocircuito en condiciones normales de operación.
- α : Coeficiente de temperatura en función de la corriente de cortocircuito del módulo.

Luego de obtener el valor de la corriente máxima de cortocircuito concorde con [9], se determina la corriente de operación de la protección haciendo uso de la *ecuación 2.13*.

$$I_N \geq 1,4 \cdot I_{SC}(T_{m\acute{a}x}) \quad (2.13)$$

Para finalizar los cálculos de esta sección se debe multiplicar el valor de corriente de operación de la protección por un factor de seguridad en base a las recomendaciones en las normas usadas, y que indicará la corriente máxima a soportar por los cables a utilizar de acuerdo con [9].

$$I_{cond} \geq F.S. \cdot I_N \quad (2.14)$$

➤ **Líneas al inversor.**

Para este cálculo sólo será necesario multiplicar el valor de corriente por el número de ramas (n) que recibe la caja, ya que, la corriente de cortocircuito que circulará por el cable hasta el inversor, tiene un valor de $n \cdot I$ de la corriente que circula por una de las ramas de acuerdo con [9] y cuyo autor indica, que para obtener este valor se hace uso de la *ecuación 2.15*.

$$I_N \geq 1,4 \cdot I_{SC}(T_{m\acute{a}x}) \cdot \# \text{ de ramas} \quad (2.15)$$

Igualmente los cables de las líneas conectadas en paralelo y de los conductores hasta el inversor, deben cumplir con un factor de seguridad ($F.S.$), de acuerdo, a lo estipulado en las recomendaciones de las norma que se utilicen, y se hace uso de la *ecuación 2.16*.

$$I_{cond} \geq F.S. \cdot I_N \quad (2.16)$$

➤ **Líneas al transformador.**

Por último, para determinar la corriente que circulará por los conductores desde el inversor hasta el transformador, se hará uso de la expresión para determinar la corriente nominal en un sistema trifásico, ya que, este tipo de sistema es con el que se operará a la salida del inversor y que se mostrará con más detalle en capítulos posteriores.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} \quad (2.17)$$

Donde:

- I_n : Corriente nominal del inversor.
- S_n : Potencia nominal del inversor.
- V_n : Tensión de operación a la salida del inversor.

2.5.13.2 Criterio de caída de tensión.

➤ Ramas en Paralelo y línea al inversor.

Para determinar la sección del cable en función de la caída de tensión se debe tener el voltaje del *string* en el máximo punto de potencia y con el porcentaje de caída que se espera, para ello se aplica la expresión mostrada en la *ecuación 2.18* [7].

$$\Delta V = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot V_n} \quad (2.18)$$

Donde:

- ΔV : Caída de tensión.
- P : Potencia generada por la rama.
- L : Longitud del módulo más lejano al punto de conexión..
- γ : Conductividad.
- S : Superficie del conductor.
- V_n : Tensión nominal de la rama en el máximo punto de potencia.

Para determinar el porcentaje de caída de tensión se debe dividir el valor anterior por el correspondiente a la tensión nominal de la rama, de acuerdo a la expresión de la *ecuación 2.19*.

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100\% \quad (2.19)$$

➤ **Líneas al transformador.**

Para este caso se hace uso de la expresión mostrada en la *ecuación 2.20*, con la cual se determina la sección del conductor por la caída de tensión y en función de la potencia, además, de no conocer el factor de potencia, concorde con [48].

$$S = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V_n} \quad (2.20)$$

Donde:

- ΔV : Caída de tensión.
- P : Potencia del inversor.
- L : Longitud del conductor.
- γ : Conductividad.
- S : Sección del conductor.
- V_n : Tensión nominal a la salida del inversor.

2.7. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN.

Corresponde a la determinación de la potencia que se generará a la salida de la planta tomando en consideración las pérdidas involucradas en el sistema, éstas están relacionadas con factores que minimizan la producción de los generadores fotovoltaicos (paneles) y las inherentes a los demás elementos que conformarán la instalación, cómo lo son las pérdidas óhmicas correspondiente al cableado, las pérdidas que se presentan en el inversor y van de la mano con el rendimiento del mismo. También se consideran las pérdidas debido al efecto de temperatura, ya que, en rangos altos de temperatura de operación los paneles disminuyen su rendimiento.

Otras pérdidas involucradas son las generadas por la suciedad que se puede acumular en las placas que provocan que las misma tengan una baja recepción de radiación solar y, por último, se contemplan las generadas por los desajustes que se pueda dar en las estructuras de soporte, que puede provocar que los módulos salgan de los ángulos de inclinación óptimos de operación. La relación entre estos factores de pérdida se da con una expresión conocida cómo coeficiente

de rendimiento y se obtiene, de acuerdo con [49], con la multiplicación de los valores referentes a las pérdidas en el sistema usando la *ecuación 2.21*.

$$PR = P_{inv} \cdot P_{tem} \cdot P_{ohm} \cdot P_{suciedad} \cdot P_{desajustes} \quad (2.21)$$

Donde

- PR : Factor de rendimiento.
- P_{inv} : Rendimiento del inversor.
- P_{tem} : Pérdidas por temperatura.
- P_{ohm} : Máxima caída de tensión.
- $P_{suciedad}$: Pérdidas por suciedad.
- $P_{desajustes}$: Pérdidas debido a desajuste de los paneles en las estructuras de soporte.

Luego de definir el factor de rendimiento se puede determinar la cantidad diaria de producción en base a la irradiación horizontal directa y la irradiancia diaria en función de los ángulos óptimos de inclinación sobre el plano del generador fotovoltaico; esto último se hace con un desarrollo por medio de modelos matemáticos para la determinación de la radiación solar sobre el panel en base al grado acimut (α) y grado óptimo de inclinación (β) para el mismo y se hace uso de la *ecuación 2.22* concorde con [6].

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{MPP} \cdot PR}{G_{CEM}} kWh/día \quad (2.22)$$

Donde.

- $G_{dm}(h)$: Radiación directa horizontal.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Radiación sobre el plano del módulo solar, en función de los ángulos óptimos de inclinación.
- P_{MPP} : Potencia instalada.
- PR : Coeficiente de rendimiento de la instalación.
- G_{CEM} : Valor de radiación referencia que generalmente se establece en $1 kW/m^2$.

2.8. PRINCIPALES INSTALACIONES SOLARES FLOTANTES.

Rank	Size (kW)	Name of reservoir (lake) / Name of Plant	Country	City/Province	Operating from	System Provider
1	40.000	Coal mining subsidence area of Huanan City	China	**	**	**
2	20.000	Coal mining subsidence area of Huanan City	China	**	**	**
3	9.982	Pei County	China	**	**	**
4	7.550	Umenoki	Japan	**	**	**
5	6.776	Jining GCL	China	**	**	**
6	6.338	Queen Elizabeth II Reservoir	UK	**	**	**
7	3.000	Cheongpung Lake	South Korea	**	**	**
8	3.000	Otae Province	South Korea	**	**	**
9	3.000	Jipyeong Province	South Korea	**	**	**
10	2.991	Godley Reservoir Floating Solar PV	UK	**	**	**

Figura 2.25. Top 10 de las plantas fotovoltaicas flotantes más grandes en el mundo [50].

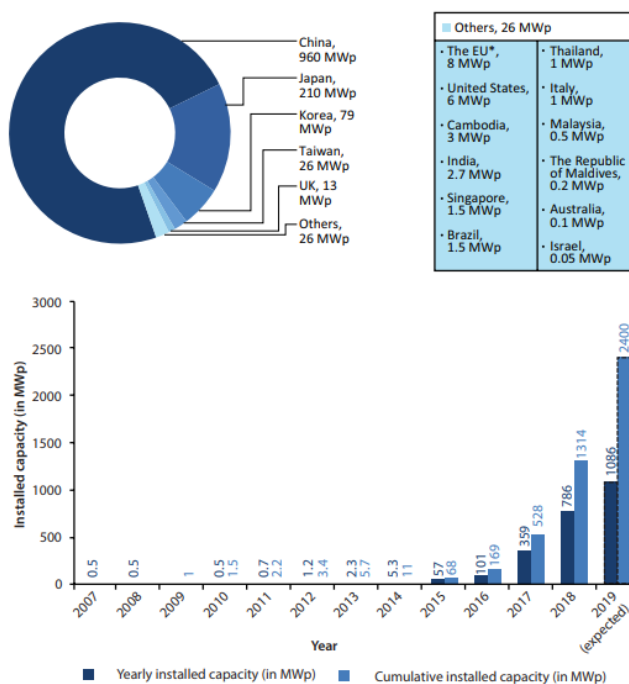
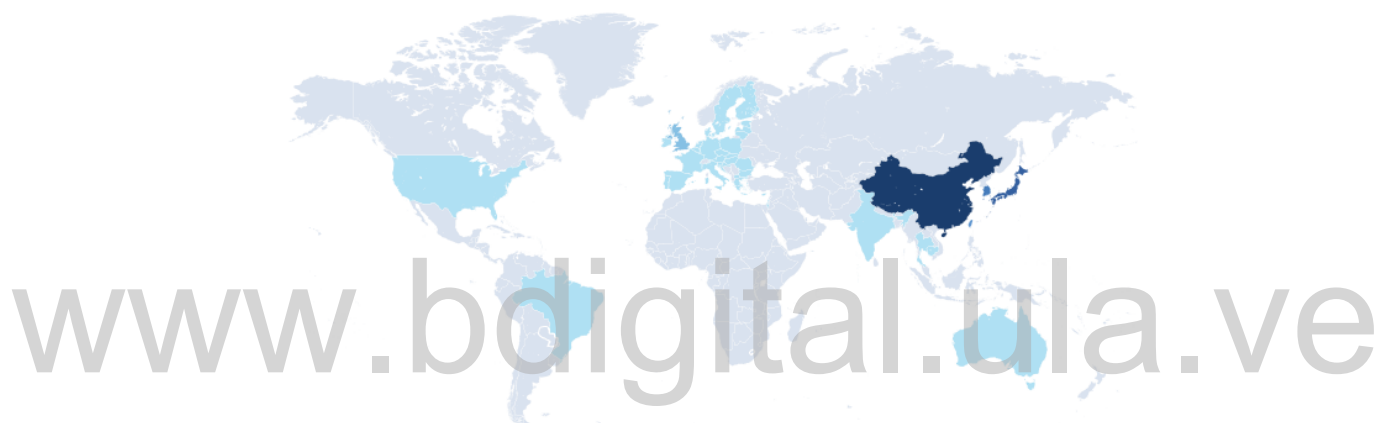


Figura 2.26. Capacidad instalada por país y a nivel mundial de sistemas FPV [51].

De acuerdo a lo mencionado previamente, China es de los países de mayor producción de energía solar, combinando sistemas tanto basados en tierra como sistemas de granja flotante. Si se analiza sólo lo concerniente a instalaciones solares flotantes, China también va a la cabeza en el desarrollo de este tipo de plantas. En la tabla mostrada en la *figura 2.25* se puede observar que las 2 plantas más grandes se encuentran en China la primera de *40 MW* y la segunda de *20 MW*, ambas plantas fueron construidas sobre antiguas zonas dedicadas a la extracción de carbón, estas áreas fueron sumergidas bajo agua y sobre la superficie de estos cuerpos se construyeron las instalaciones [52].

En la *figura 2.26* se muestra de forma global y por países la capacidad instalada referente a granjas fotovoltaica flotantes, como ya se había mencionado, China es la principal nación con este tipo de generación teniendo instalados *960 MWp*, por tanto, en base a la imagen correspondiente al informe titulado “*Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector?*” elaborado por *The Energy And Resources Institute* de la India, muestra que el continente asiático es el que más ha desarrollado este tipo de instalaciones, para aprovechar la energía irradiada por el sol [51].

De acuerdo a lo analizado anteriormente, se nota un gran crecimiento en cuanto a la instalación de sistemas solares sobre cuerpos de agua y esto se debe a que este tipo de infraestructura presentan cierta cantidad de ventajas con respecto a sistemas instalados en tierra, uno de estas ventajas es el hecho de que se pueden utilizar embalses de plantas hidroeléctricas, con lo cual, se puede hacer una interconexión más fácil entre los sistemas fotovoltaicos y la red de transmisión, aparte de esto, desde un punto de vista ambiental ofrece ciertas ventajas como las que se enlistan a continuación, de acuerdo a lo publicado en el informe desarrollado por el *Solar Energy Research Institute of Singapore*, en conjunto con la *National University of Singapore* y en contrato con el *World Bank* [Banco Mundial] y presentado en 2018 [53]

- Las instalaciones fotovoltaicas flotantes reducen la evaporación de los reservorios de agua, ya que, los paneles solares proveen sombra y limitan la evaporación por efectos del viento.
- Mejoran la calidad del agua, ya que, disminuyen el crecimiento de algas.
- Disminuye la probabilidad de sombra sobre los paneles por su entorno.

- Elimina la necesidad de preparar un terreno para la instalación de los paneles, ya que, para instalaciones en tierra es necesario la nivelación del suelo y colocación de cimientos.
- En lugares con bajos requisitos de anclaje o amarre, son de fácil instalación y despliegue, lo que lleva a desarrollo de instalaciones más rápidas.

2.9. IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

El desarrollo de las energías renovables tienen como objetivo la sostenibilidad y un impacto positivo sobre el medio ambiente, ya que, en décadas anteriores y sobre todo después de la revolución industrial, a finales del siglo XIX, se realizó una gran explotación de recursos que no son renovables y que, además, eran altamente contaminantes; pero fueron necesarios para el crecimiento energético demandado por las sociedades en expansión [54].

De acuerdo con [55] “la única energía que no contamina es la que no se usa” (p. 89); esta frase depende de un principio ecologista, cómo el mismo lo indica, pero al interpretarla tiene un significado considerable, pero siguiendo el análisis que realizó en cuanto el impacto de las energías renovables, hace énfasis que las actuales instalaciones de producción de energía no son comparables en ciertos aspectos con las fuentes de energías tradicionales, que cómo se conoce, son las que han ocasionado en gran parte el fenómeno del cambio climático.

A pesar de que las plantas de energía renovables son menos perjudiciales, [55] indica que es necesario la estimación de impacto ambiental que puede generar una instalación a base de estos tipos de energía a través del tiempo, luego de su instalación. Como se ha comentado durante el desarrollo de esta sección, hasta ahora, es que se ha venido dando en gran escala la aplicación de sistemas de generación a partir de energías renovables, es inevitable en cualquier proceso no tener efectos adversos, pero siempre se busca que estos sean lo menos perjudiciales, es por ello, que en cuanto a la energía verde se va a conseguir más aspectos positivos que negativos, además, de estar respaldado por el efecto causado con el uso de recursos no renovables. A continuación, se describe el efecto favorable y desfavorable del uso de cada fuente.

2.9.1. Impacto medioambiental de la energía solar fotovoltaica.

Siendo este tipo de energía el enfoque de este trabajo, durante el desarrollo del mismo se ha descrito que es una de las fuentes de mayor crecimiento durante los últimos años, además, de ser de las más económicas y de fácil implementación en comparación con otras fuentes. A pesar del efecto negativo mostrado en secciones anteriores, en cuanto al proceso de construcción de su principal elemento de generación, esta fuente es de las más limpias y de acuerdo con [54] tiene ventajas como ventajas las enlistadas a continuación.

- Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones de CO_2 al momento de generar, por tanto, no contribuyen al efecto invernadero.
- Las instalaciones con paneles solares no generan casi ruido, a excepción de que usen sistemas de seguimiento de la trayectoria del sol, los cuales, involucran el uso de motores o también se puede generar ruido debido al desajuste de las estructuras de soporte, a excepción de estos casos las instalaciones fotovoltaicas son muy silenciosas.
- No tienen gran impacto en el paisaje, incluso dependiendo del arreglo de la instalación resultan agradables a la vista.
- A diferencia de otros tipos de instalaciones de generación, las fotovoltaicas tienden a ser menos invasivas con respecto al suelo.
- Permite el ahorro de agua, al no depender de este recurso para generación.
- En su emplazamiento, no genera ningún tipo de residuo.

Si estos sistemas se llevan a montaje sobre cuerpos de agua, ya se analizó los efectos positivos que tiene este tipo de instalación, donde uno de los más resaltante es el evitar la evaporación de cuerpos de agua. Teniendo en cuenta que la mayoría de los paneles utilizados en la actualidad son a base de silicio, y este elemento químico se puede obtener de materiales como la arena, la cual es muy abundante en el planeta, hace de los paneles solares un elemento sostenible. Los paneles fotovoltaicos también presentan larga durabilidad, ya que, la mayoría de los fabricantes dan un tiempo de vida útil entre 25 y 30 años, además, los paneles son casi un 90% reciclables gracias a que están contruidos, a parte de las celdas de silicio, por vidrio y aluminio que son elementos de fácil reciclaje [54].

2.9.2. Impacto medioambiental de la energía eólica.

La energía eólica al igual que la fotovoltaica, no influyen en la generación de gases de efecto invernadero, ni depende del recurso hídrico para su generación, otra ventaja de este tipo de instalaciones es que no amerita grandes espacios para su instalación. Pero a diferencia de la energía fotovoltaica, los generadores dependen mucho de las corrientes de aire, si estas son intermitentes la generación de lo mismos se ve afectada, ya que, cómo se mencionó con anterioridad los aerogeneradores necesitan ráfagas entre (10 a 40) km/h para ser una fuente de generación rentable y que no se vea comprometida su estructura.

Otra desventaja es que generan ruido, por tanto, producen contaminación acústica y dependiendo del emplazamiento no son agradables para la vista, lo que influye negativamente en los paisajes. Los generadores eólicos también tienen un impacto negativo en la vida de especies voladoras, cómo el caso de aves y murciélagos, los cuales, pueden chocar directamente con las aspas de los molinos o verse afectados por los cambios de presión atmosférica generada por los molinos. A diferencia de los materiales empleados para la fabricación de módulos solares, los utilizados para generadores eólicos son más contaminantes y no todos son reciclables [54], [55].

2.9.3. Impacto medioambiental de la energía hidráulica.

Este tipo de fuente es la más antigua y aplicada dentro del renglón de las energías renovables; a diferencia de las fuentes dependientes del sol y el viento, esta si hace uso del recurso hídrico, pero es más estable que las primeras debido a que no depende de condiciones meteorológicas para su generación. Pero tiene ciertas desventajas en comparación con las dos primeras, ya que, alterara considerablemente el paisaje debido a que se amerita de grandes construcciones, por tanto, afecta al ecosistema terrestre y acuático, influyendo directamente en la biodiversidad. Además, en muchos casos ha sido necesario la inmersión de pueblos y pérdida de terrenos óptimos para producción agrícola [54], [55].

2.9.4. Impacto medioambiental de la energía mareomotriz.

Al ser una energía renovable su impacto es positivo, al igual que las demás, es su capacidad de cero emisión de gases de efecto invernadero; tampoco afectan la vida o salud del ser humano y

cuyas instalaciones para la producción de energía son de larga durabilidad. Pero tienen efectos negativos en la biodiversidad marina, ya que, sus emplazamientos invasivos que afecta el desarrollo de la fauna y flora marina. Otro aspecto desfavorable es que durante la instalación y construcción de este tipo de instalaciones puede ocasionar graves daños a las zonas destinadas para su ubicación [54].

2.9.5. Impacto medioambiental de la energía geotérmica.

Entre las renovables, este tipo de fuente junto con la energía solar, son las que menos impacto tienen sobre su entorno y sobre todo en la naturaleza. Pero a diferencia de las demás, en el uso de este tipo de fuentes puede haber escapes de CO_2 y sustancias como el amoníaco, que puede contaminar corrientes de agua; pero esto sólo está sujeto a accidentes o errores durante el proceso de obtención de este tipo de fuente [54].

2.9.6. Impacto medioambiental de la energía de la biomasa.

Cómo se describió anteriormente, el uso de la biomasa amerita el proceso de combustión, por tanto, la convierte en un recurso que no es totalmente limpio, ya que, contribuye a la generación de gases de efecto invernadero. Las razones que la hacen diferente de las fuentes no renovables, es el tipo de materia que utiliza para el proceso de generación, como es el caso de materia orgánica a partir de cultivos como el maíz, remolacha, madera, entre otros, que son recursos sostenibles [54].

Otra ventaja que la hace sobresalir del uso de fuentes de combustibles fósiles, es que el dióxido de carbono generado durante la combustión de biomasa, es la misma cantidad que requirió la planta durante su vida y que fue tomada de la atmósfera, por tanto, en teoría no se está aumentando la cantidad de dióxido de carbono en la misma, sino, que se está devolviendo una parte previamente tomada, lo que hace que no contribuya de manera significativa al efecto invernadero [56].

Los aspectos negativos, además de los gases invernaderos son la aparición de otras sustancias como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, compuestos de azufre y residuos tanto sólidos como líquidos; los cuales impactan directamente en la salud de las personas y el medioambiente, ya que, las mezclas a base de azufre contribuyen a la aparición de la lluvia ácida, la cual, es

perjudicial para las plantas y el suelo. Pero todo estos problemas se pueden controlar con la correcta aplicación de sistemas de filtrado que permiten la retención de este tipo de sustancias y con ello minimizar su impacto sobre el ambiente, lo que la diferencia de las fuentes convencionales, que generalmente no disponen de este tipo de proceso [57].

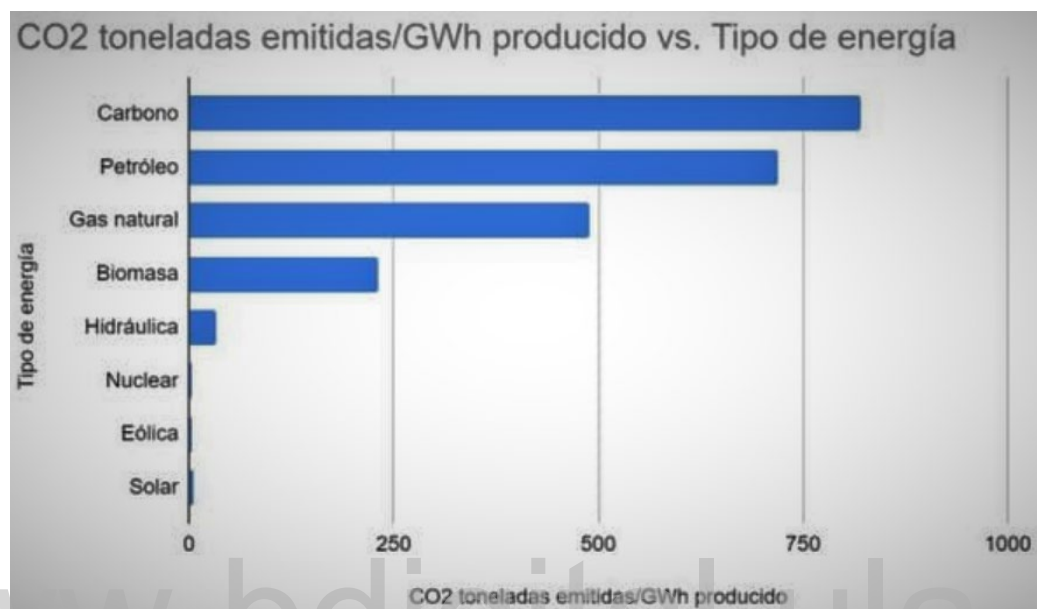


Figura 2.27. CO₂ emitido por GWh generado, según tipo de fuente de energía [54].

2.10. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO.

La finalidad de la implementación de plantas de energías renovables en las últimas décadas es la reducción de las emisiones de CO₂ para la producción de energía eléctrica y con ello depender menos de los combustibles fósiles. Para conocer el nivel de reducción de las emisiones, es necesario conocer la cantidad de energía que se producirá durante el tiempo de operatividad de la planta, además, del factor de emisión combinado de generación eléctrica en determinado país, para ello se hace uso de la ecuación 2.23 [6].

$$\text{Reducción } tCO_2 = \text{Factor de emisión} \cdot \text{Energía Producida} \quad (2.23)$$

CAPITULO 3 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES AMBIENTALES DEL EMBALSE LA VUELTOSA.

En este capítulo se presentará lo referente a las condiciones meteorológicas y atmosféricas de la zona del embalse Bordo Seco-La Vuelta, y cuyo cuerpo de agua se eligió para la ubicación de la planta fotovoltaica, por tanto, se estará analizando todas las variables necesarias para el diseño de sistemas fotovoltaicos tales como, la radiación solar para estimación de producción, temperaturas a las que estarán sometidos los módulos solares, las estaciones climáticas e incluso la trayectoria que sigue el sol.

3.1. LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL EMBALSE.

El embalse de Bordo Seco-La Vuelta, se encuentra ubicado entre los estados Barinas (municipio. Ezequiel Zamora), Mérida (municipios. Arzobispo Chacón, Padre Noguera y Aricagua) y Táchira (municipio. Libertador), incluso el cuerpo de agua fija el límite geopolítico entre Mérida y Barinas. El embalse es alimentado principalmente por el caudal del río Caparo y Camburito, otros afluentes son el río Guaimaral, Mucuchachi y la quebrada Los Cañitos, de acuerdo a lo mostrado en la *figura 3.2*; la *figura 3.1* muestra una imagen satelital del área del embalse.

El cuerpo de agua de acuerdo con [58] cubre aproximadamente un área de 170 km^2 (16 939 ha), geográficamente se localiza en latitud norte entre las coordenadas $07^{\circ}41'52''$ y $08^{\circ}00'25''$ y entre las coordenadas $71^{\circ}09'46,6''$ y $71^{\circ}37'34''$ de latitud oeste, el embalse se localiza en la vertiente oriental de la Cordillera de Los Andes y en [59] se afirma que tiene “una capacidad de 5.600 millones de metros cúbicos de agua”.



Figura 3.1. Imagen satelital del embalse Bordo Seco-La Vuelta [60].



Figura 3.2. Mapa del embalse Bordo Seco – La Vuelta [3].

La *figura 3.3* muestra la ubicación de la presa La Vultosa, en el cauce del río Caparo (línea blanca punteada) y el área a analizar para el establecimiento de la planta; al pie de dicha presa se encuentra la central hidroeléctrica Fabricio Ojeda; la población más cercana es la localidad de Santa María de Caparo, perteneciente al estado Mérida, que se encuentra aproximadamente a *3,62 km* aguas abajo, siguiendo el curso del río.



Figura 3.3. Imagen satelital de zona de presa y central de generación [61].

La *tabla 3.1* muestra las principales características de las presas que conforman el embalse, al igual que las cotas de oscilación del mismo; con respecto a la presa La Vultosa, que corresponde a la zona donde se plantea la instalación de la granja, en el informe presentado por CORPOELEC [59] indica que se encuentra a un nivel medio en la cuenca del río Caparo y a unos cuantos metros, aguas abajo de la confluencia de este con la quebrada Guaimaral, y a una altitud de *200 m* sobre el nivel del mar, siendo esta la cota más baja del embalse. El límite superior que alcanzará el agua es un máximo eventual de *317 m. s. n. m.*, por tanto, al llegar a este punto se tendrá una profundidad, con respecto a la superficie de *117 m*; pero como se indica en los datos mostrados en la tabla y que coincide con la información aportada por el Departamento de Proyectos Mayores de CORPOELEC Generación-Táchira, la cota normal del embalse generalmente se encuentra próxima a los *310 m*, por lo cuál, la profundidad del embalse estaría rondando los *110 m*.

Tabla 3.1. Características de las presas del embalse Bordo Seco-La Vueltona.

Desarrollo	Camburito-Caparo	
	Borde Seco	La Vueltona
Presa^a		
Tipo	Tierra	Tierra
Cota de la Cresta [m.s.n.m]	320	320
Ancho de la Cresta [m]	10	10
Longitud de la Cresta [m]	400	600
Altura máxima al cauce [m]	120	130
Talud aguas arribas	2,50:1	2,50:1
Talud aguas abajo	2,00:1	2,00:1
Volumen de material [m ³]	7,0 · 10 ⁶	17,5 · 10 ⁶
Túnel de Desvío^a		
Longitud [m]	687	966
Diámetro interno [m]	5	8
Descarga de fondo^b		
Longitud de Túnel [m]	695	1004
Diámetro de túnel [m]	5	8
Descarga máxima [m ³ /s]	190	420
Aliviadero^b		
Tipo	Cresta vertedora con rápido y lanzador	No posee
Descarga máxima [m ³ /s]	754	
Cota de la cresta [m.s.n.m.]	310	
Longitud [m]	654	
Embalse^c		
Cotas aguas máximas eventuales [m]	317	
Cotas aguas máximas normales [m]	310	
Cotas aguas mínimas eventuales [m]	290	
Fluctuación máxima [m]	20	
Volumen de sedimentos [hm ³]	210	
Volumen muerto disponible [hm ³]	2300	

Nota. ^a [3]

^b [62]

^c [59]

Ahora con respecto al nivel bajo, los datos ofrecidos en el informe y reflejados en la *tabla 3.1* indican que la cota mínima eventual del embalse se da a los 290 m, que corresponde la altura mínima de entrada a la torre toma de los túneles de desvío de la central, pero de acuerdo al departamento de CORPOELEC, anteriormente mencionado, el nivel mínimo de las aguas ha llegado a estar a 287,5 m. s. n. m.. esto implica que en este punto la profundidad del cuerpo de agua es de 87,5 m. Lo que se resume en un nivel de oscilación general del embalse de 22,5 m, que en un máximo extraordinario podría alcanzar una variación de casi 30 m.



Figura 3.4. Presa La Vultosa (izquierda) y Presa Borde Seco (derecha) [63].

3.2. CENTRAL HIDROELÉCTRICA FABRICIO OJEDA.

Es necesario conocer las características de la central, para la correcta integración de la generación híbrida entre la energía fotovoltaica y la hidroeléctrica. La central Fabricio Ojeda está compuesta por un edificio de servicio y una nave de montaje para tres unidades de generación con capacidad de 257 MW cada una, estos generadores están acoplados a turbinas tipo Francis [62]; en la tabla 3.2 se muestran más características de la central.

Tabla 3.2. Características de la Central Fabricio Ojeda.

Área	Composición
Central^a	
Capacidad instalada [MW]	514 (inicial) + 257 = 771
Capacidad garantizada [MW]	375 (inicial) + 188 = 563
Energía media anual [GWh]	1610 (inicial) / 2155
Energía firme anual [GWh]	1384 (inicial) / 2046
Cota de restitución [m.s.n.m.]	196,20
Caudal de diseño [m^3/s]	$3 \times 287,5$
Turbinas^a	
Altura neta de diseño [m]	104,5
Caudal de diseño [m^3/s]	278,5
Tipo	Francis
Número de unidades	2 (inicial) + 1 = 3
Potencia nominal [MW]	3×257
Velocidad sincrónica [rpm]	128,57
Generadores^a	
Número de unidades	2 (inicial) + 1 = 3
Potencia nominal [MVA]	3×267
Factor de potencia	0,95
Voltaje de generación [kV]	13,8
Velocidad sincrónica [rpm]	5128,57

Tabla 3.2 (continuación). Características de la Central Fabricio Ojeda.

Área	Composición
Momento de inercia [$T - m^2$]	3×60000
Transformadores^a	
Número de unidades	7
Tipo	Monofásico
Capacidad [MVA]	110
Tensión nominal de salida [kV]	230

Nota. ^a [62]

La central hidroeléctrica cuenta con una subestación a $1,5 \text{ km}$ de casa de máquinas, dicha subestación es sólo de maniobra. Entre la subestación y la central, el tramo de línea tiene una longitud de $L = 1,5 \text{ km}$ a un nivel de tensión de $V = 230 \text{ kV}$; con este mismo nivel de tensión parte otro tramo de línea de transmisión con longitud de $L = 26 \text{ km}$, que enlaza la subestación de maniobra de La Vueltoza con la subestación Uribante; con la misma distancia entre las mencionadas subestaciones, también existe una red de subtransmisión en $34,5 \text{ kV}$ para cubrir servicio auxiliares de la central y alimentar cargas aledañas a la misma [62].



Figura 3.5. Imagen externa de la Central Fabricio Ojeda [64].

3.3. CLIMATOLOGÍA DEL ÁREA DEL EMBALSE LA VUELTOZA.

3.3.1. Temperatura promedio y precipitaciones.

La información con respecto a estas variables meteorológicas se tomará en base a la información mostrada en la página *Weather Spark*, dicha página muestra análisis estadístico de la zona en estudio. Conforme con [10], la página es administrada por James Diebel, Jacob Norda y Orna

Kretchmer, quienes han realizado informes de históricos sobre datos climatológicos y reconstrucciones de modelos, datados desde enero de 1980 hasta el último día de diciembre de 2016, en base a reportes de agencias como National Geographic, AVTEQ, USGS, NASA, entre otras.

De acuerdo con [65], el clima y tiempo promedio del año en la zona de Santa María de Caparo se divide en dos temporadas, una lluviosa, donde la cual el clima es nublado y opresivo y la temporada calurosa, la cual, es caliente y mayormente nublada. La temporada más calurosa dura casi 3 meses, entre finales de enero hasta mediados de abril, donde la temperatura máxima promedio que se puede dar en el día es de 31°C , y donde el mes más caluroso tiende a ser marzo con temperaturas promedio que oscilan entre un mínimo de 22°C y 32°C .

Ahora, la temporada más fresca tiene una duración de 2 meses entre junio y agosto; la temperatura promedio máxima diaria registrada es de 29°C . El mes más frío que se registra en la zona es julio, con temperaturas promedio que oscilan entre los 21°C y 29°C . En el gráfico de la *figura 3.6*, se muestra las líneas correspondientes a la temperatura máxima (rojo) y la mínima (azul) promedio diaria durante el año.

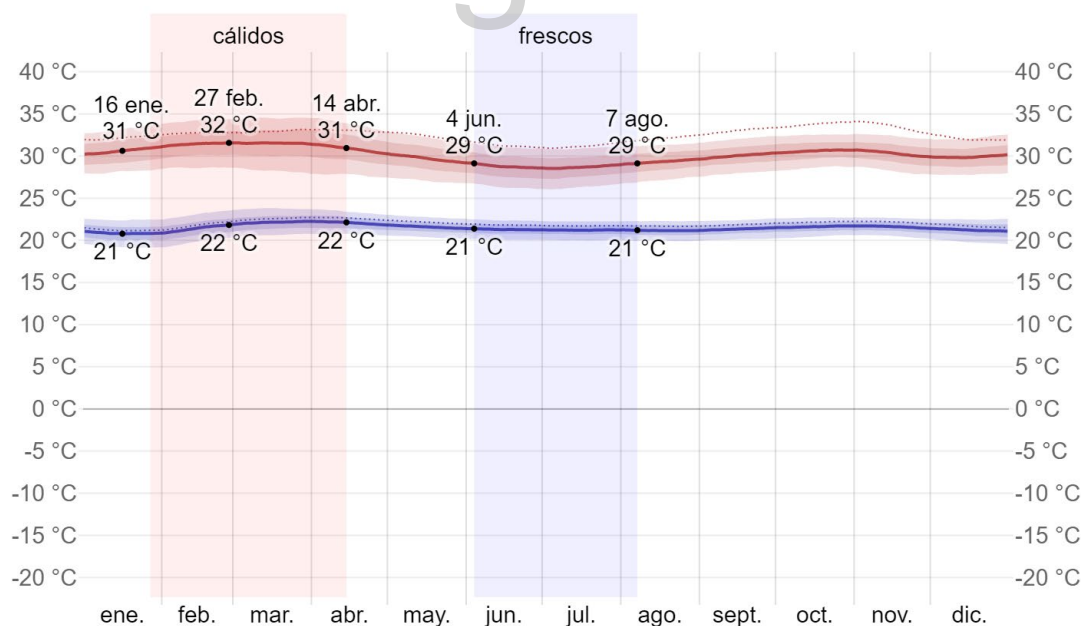
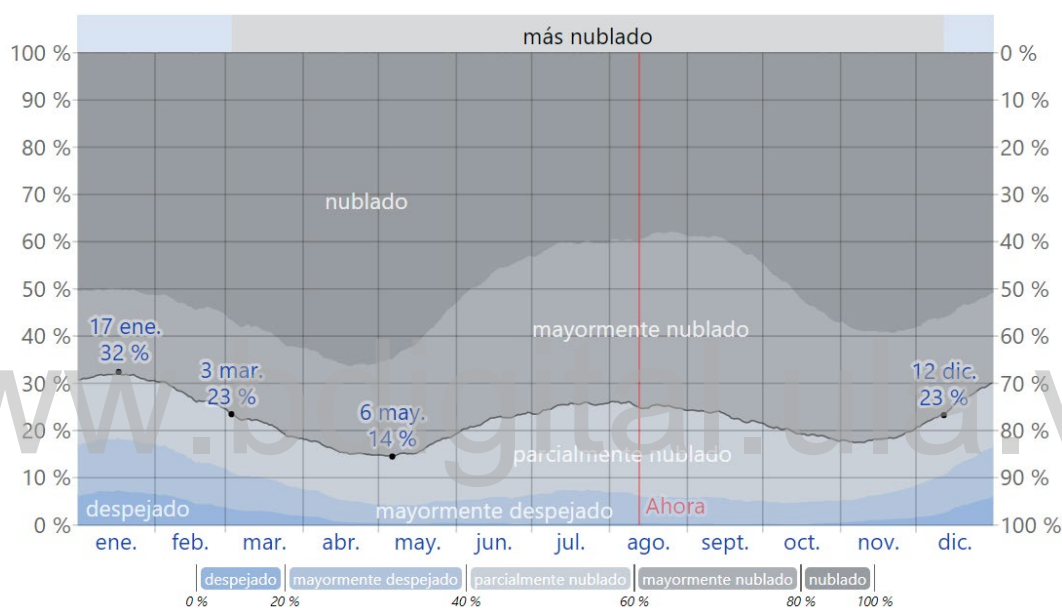


Figura 3.6. Temperaturas máximas y mínimas durante el año en el área en estudio [65].

También se encuentran los datos referentes a la presencia de nubes en la zona durante el año, de acuerdo al análisis que presentan, dicho parámetro varía poco en el transcurso del año. La

temporada donde el cielo se encuentra más despejado dura unos tres meses, comenzando cerca del 12 de diciembre hasta cerca del 3 de marzo, y durante este período de tiempo el mes más despejado o con menos presencia de nubes, es enero con un 31% del tiempo parcialmente nublado. En cambio, la etapa más nublada del año se da por un período de un poco más de 9 meses, que comprendería los días cercanos al 3 de marzo y el 12 de diciembre, el mes donde el cielo se encuentra mayormente nublado, es abril con un 84% del tiempo. En la *figura 3.7* se muestra el porcentaje anual en la que el cielo de la zona se encuentra parcial o mayormente nublado.



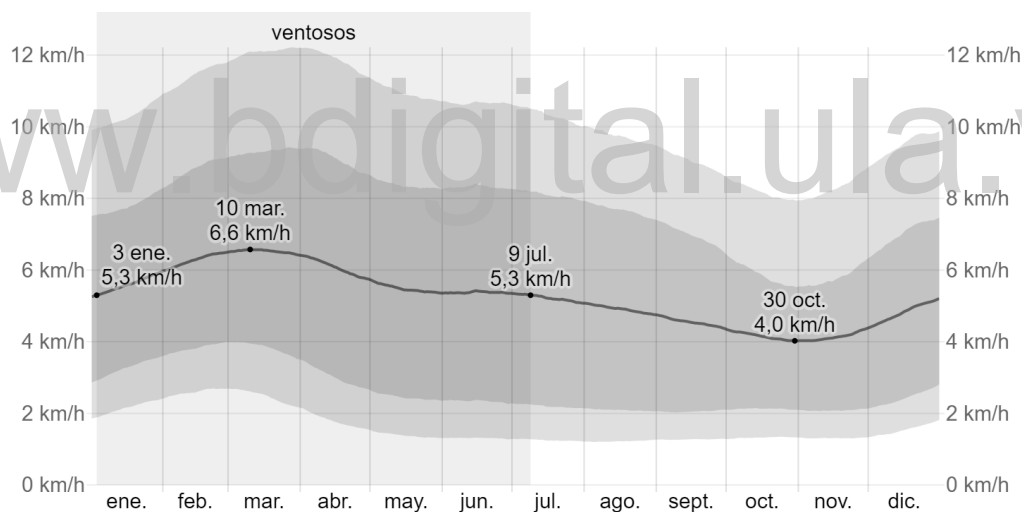
Fracción	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	sept.	oct.	nov.	dic.
Más nublado	69 %	73 %	79 %	84 %	84 %	78 %	75 %	75 %	77 %	81 %	82 %	74 %
Más despejado	31 %	27 %	21 %	16 %	16 %	22 %	25 %	25 %	23 %	19 %	18 %	26 %

Figura 3.7. Nubosidad en el área durante el año [65].

Con respecto a las precipitaciones, en el informe expuesto por [65], indican que el comportamiento es similar a lo mostrado anteriormente, es decir, varía poco durante el año. La época más mojada se da entre abril y finales de noviembre, la temporada seca se da entre finales de noviembre y el 11 de abril. El mes con días menos mojados (un día mojado es donde se precipite al menos 1 mm de líquido) es enero, donde el promedio es casi 3 días mojados, en cambio junio tiene un promedio de 20,8 días mojados, lo que lo hace el mes con más días de lluvia con un promedio de 226 mm.

Otro parámetro a tener en cuenta es el viento promedio en la zona de estudio, de acuerdo al informe de donde se están obteniendo los datos se indica que al igual que las otras variables del área del embalse la velocidad del viento tiene variaciones leves en el transcurso del año. El vector de viento promedio a 10 m sobre el nivel del suelo indica que la temporada más ventosa dura un poco más de 6 meses, entre enero a julio, donde el viento alcanza velocidades promedio de $5,3 \text{ km/h}$, siendo el mes de marzo donde se registra mayor velocidad con un valor promedio de $6,5 \text{ km/h}$.

Durante el otro período del año, del 9 de julio al 3 de enero, es donde se registran las velocidades más lentas, siendo octubre el mes que ha registrado menor velocidad con un valor promedio de $4,1 \text{ km/h}$; además, se muestra que entre un 20% y 80% del tiempo, el viento tiene una dirección en sentido este y sureste. La *figura 3.8* muestra el gráfico de la velocidad del viento durante el transcurso de un año y el valor promedio, por mes, que se ha registrado en la zona.



ene. feb. mar. abr. may. jun. jul. ago. sept. oct. nov. dic.

Vel. del viento (kph)	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	sept.	oct.	nov.	dic.
	5.6	6.3	6.5	6.1	5.5	5.4	5.2	4.9	4.5	4.1	4.1	4.8

Figura 3.8. Velocidad promedio del viento en el área de estudio [65].

En relación al sol en la zona de Sata María de Caparo, el informe de los autores que se han citado con anterioridad, indican que la duración del día no varía considerablemente durante el año; siendo el 21 de diciembre el día más corto, donde se percibe luz natural durante 11 horas y 41 minutos, en contraparte, el 21 de junio es el día con mayor duración de luz natural, percibiendola por 12 horas y 41 minutos. El amanecer más temprano se ha registrado cerca de las 6:27 de la

mañana el 27 de mayo, en cambio la salida de sol más tardía se ha registrado el 30 de enero a las 7:05 a. m. La puesta de sol más tardía se ha dado el 14 de julio a las 7:07 p. m. y el 13 de noviembre se ha registrado el ocaso más temprano, ocultándose el sol a las 6:23 p. m.

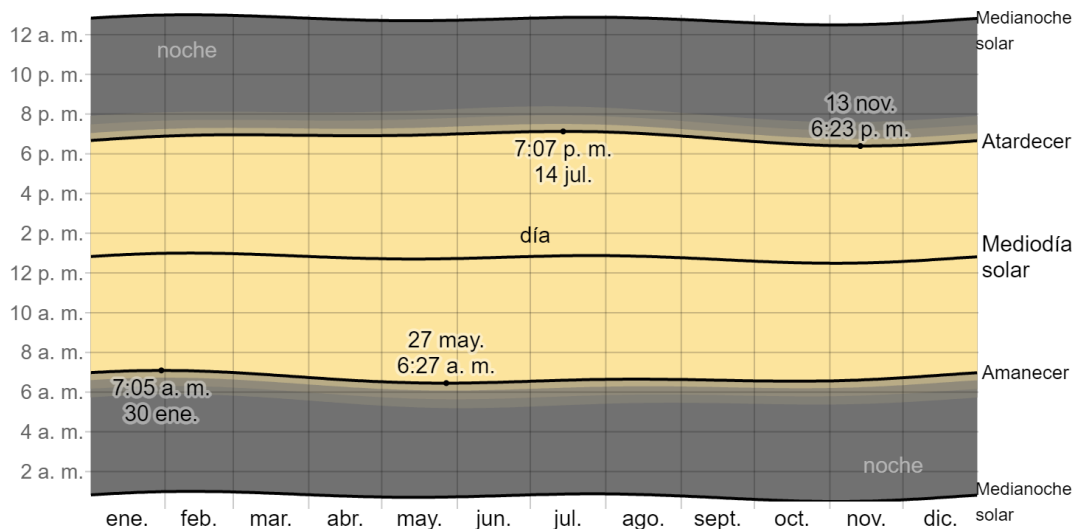


Figura 3.9. Día solar en la zona del embalse de La Vuelta [65].

La figura 3.10 muestra una gráfica solar cilíndrica de la zona del embalse, en ella se puede ver que durante el año el sol tiene una elevación alta, cerca del cenit, para el solsticio de junio (día 21) el sol tiene una elevación cercana a los 75° a la 1 de la tarde, durante el equinoccio el sol se eleva por encima de los 80° , en cambio en el solsticio de diciembre (día 21), para la una de la tarde el ángulo de elevación del sol está cerca de los 60° . Cabe destacar que estas cartas se usan generalmente para ver el gráfico de sombras, es por esto que en la figura se muestra el terreno horizontal de la zona, que corresponde a la cadena de montañas al frente del área donde se estudiará la ubicación de la instalación; en esta se nota claramente que la sombra no generará problema, ya que, en las horas que puede aparecer coinciden con las horas de amanecer y atardecer analizadas con anterioridad.

Esta información se obtuvo por medio del *Global Solar Atlas* de la compañía *Solargis s.r.o* en nombre del *World Bank Group* (Grupo Banco Mundial), el cual, permite la estimación energética para el desarrollo de sistemas *PV* para pequeñas residencias, áreas comerciales medianas, sistemas en tierra a gran escala y sistemas flotantes a gran escala. Para obtener la imagen se seleccionó el área correspondiente al embalse de La Vuelta y escogiendo un sistema flotante, se obtuvieron las estimaciones arrojadas por el modelo.

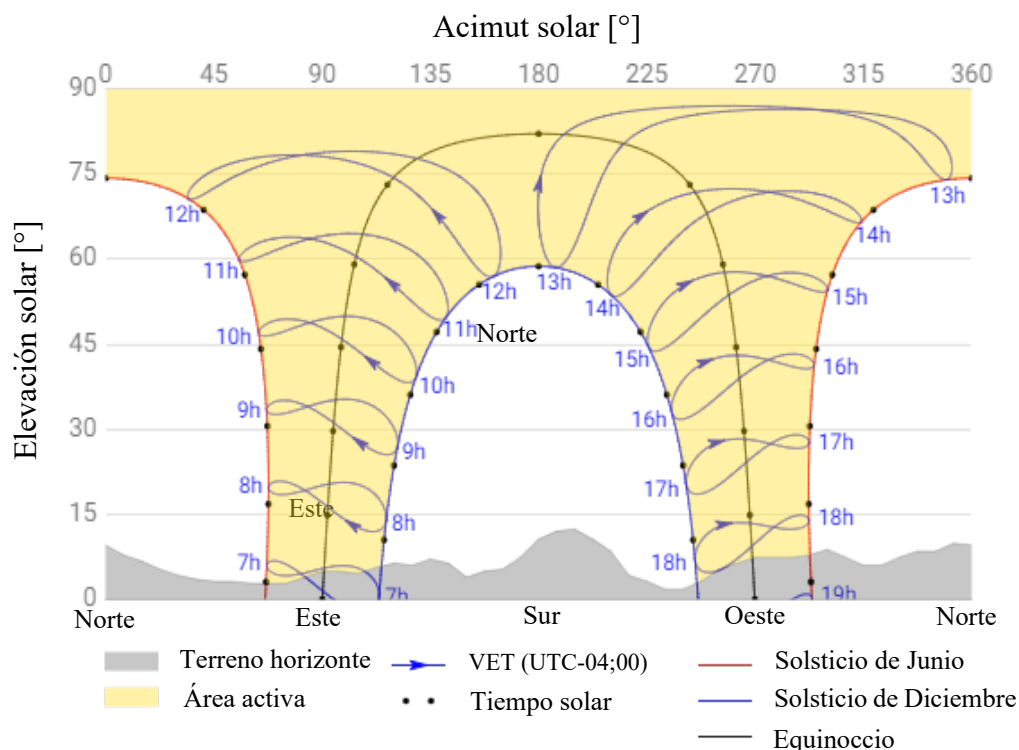


Figura 3.10. Carta solar cilíndrica del área del embalse [66]

3.3.2. Irradiación solar.

De todos los parámetros climáticos a tener en cuenta, la radiación solar es el más importante de analizar en la zona donde se emplazaría la granja solar, es por ello, que mediante el uso de la herramienta proporcionada por la comisión europea *JRC Photovoltaic Geographical* [67], se obtendrá datos tales como la irradiación global horizontal, la irradiación directa normal, irradiación global con el ángulo óptimo, y se pueden ver los datos mensualmente, diariamente o por horas.

Dicha herramienta realiza también una simulación donde se puede conseguir el ángulo de inclinación que deben tener los paneles solares, para ello es necesario indicar la capacidad de generación a instalar, el porcentaje de pérdidas esperado que tendrá el sistema y elegir el tipo de celda solar que se aplicará, además, del tipo de sistema a implementar que, en el objetivo de este proyecto es un sistema conectado a la red. En la *figura 3.11* se observa la selección de la ubicación y el ingreso de parámetros para el sistema, tales como, silicio cristalino para la celda fotovoltaica, la potencia pico máxima a instalar sería de $P = 60\ 000\ kWp$ y un porcentaje de pérdidas de 16 %.

Figura 3.11. Ingreso de datos para simulación [67].

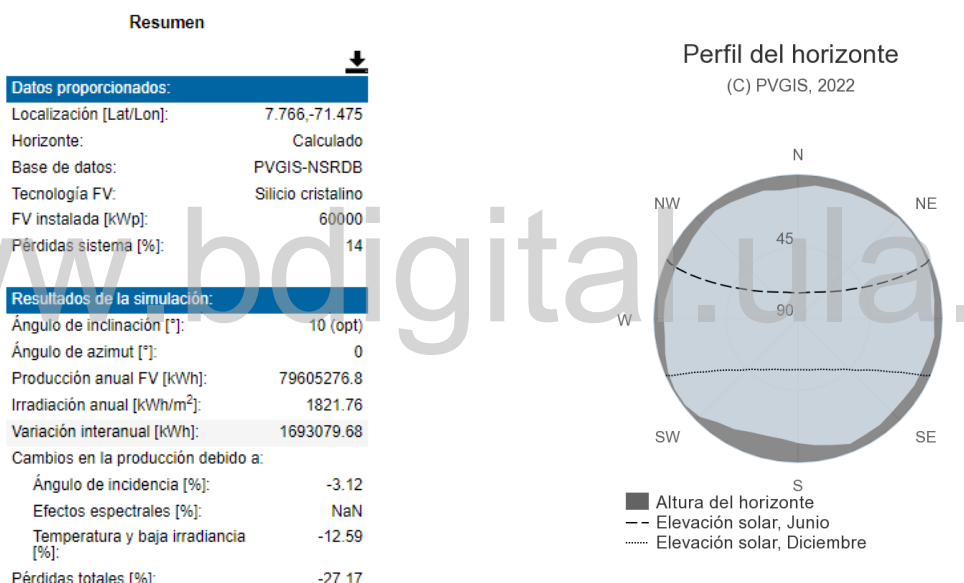


Figura 3.12. Resultados arrojados por el software [67]

Los resultados generados por la simulación se muestran en la *figura 3.12*, en estos se puede ver que el ángulo óptimo de inclinación debe ser de 10° con un grado acimut de 0° , es decir, los módulos fotovoltaicos deben estar completamente orientados hacia al sur, se muestra también que para la potencia que se espera instalar, al año se obtendrá cerca de unos $79,6 \text{ GW/h}$ con una irradiación anual de $1821,76 \text{ kWh/m}^2$; también se puede ver la altura del horizonte durante el año, y que fue analizado anteriormente, coincidiendo en que se presenta un perfil de sombras justo en la dirección sur que se da en los meses cercanos a diciembre. Además, se indica que las pérdidas totales del sistema están cercanas al $27,17\%$, pero este valor dependerá del tipo de

panel seleccionado y el fabricante del mismo, y va en función de los demás elementos del sistema que se estudiarán más adelante.

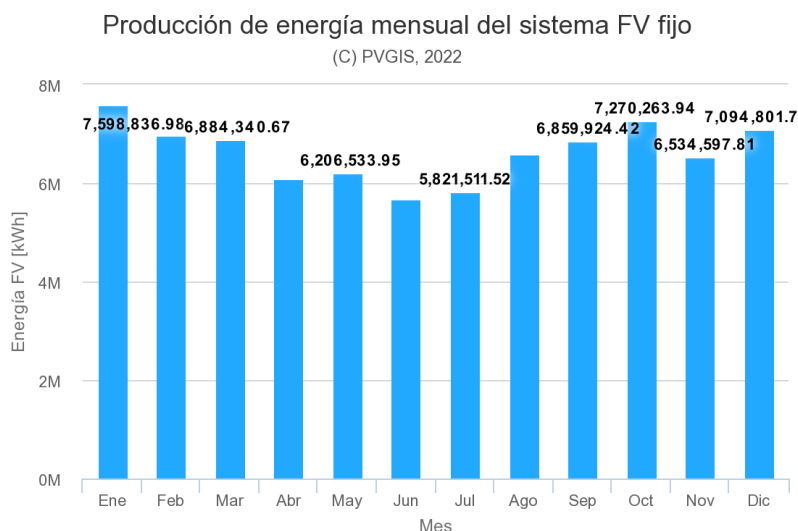


Figura 3.13. Producción estimada para los parámetros establecidos [67].

La *figura 3.13* muestra la producción por mes que se tendrá en la zona del embalse, de acuerdo al análisis hecho con respecto a la nubosidad en el área, se indica que el mes más despejado es enero, coincidiendo este como el mes donde se obtendría mayor producción del año con unos $7,60 \text{ GWh}$. La *figura 3.14* muestra la cantidad de irradiación que se tendrá por mes, y donde el mes de enero concentra unos $174,53 \text{ kWh/m}^2$, y el mes con menor cantidad de irradiación corresponde con junio ($128,86 \text{ kWh/m}^2$), que en los análisis previos resulta ser el mes más lluvioso del año.

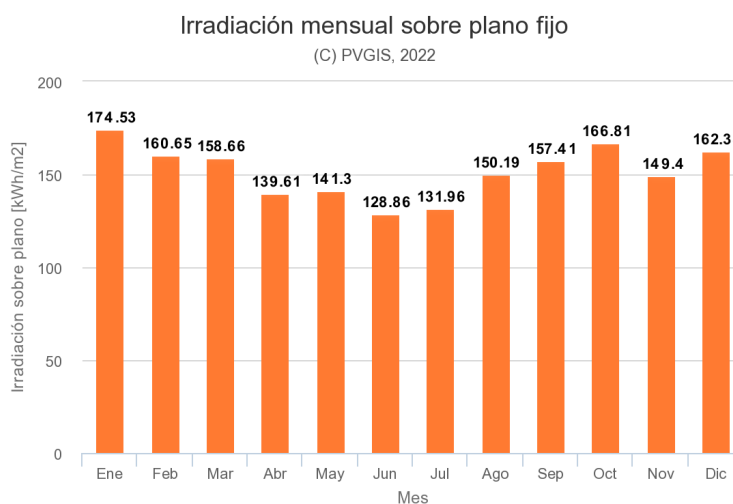


Figura 3.14. Irradiación mensual en el área del embalse [67].

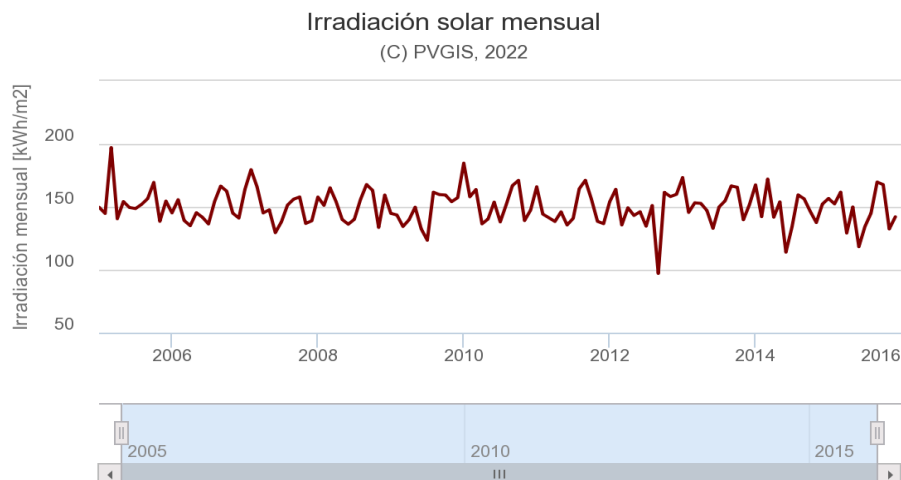


Figura 3.15. Irradiación mensual, en un lapso de 20 años, en el área de estudio [67].

Ahora para el caso de que sólo se genere la potencia mínima planteada de $P = 40 \text{ MWp}$, se obtiene del *software* que los valores referentes a la irradiación son los mismo (ver *figura 3.14*) con respecto a la producción promedio que se obtendrá al año será de $5,31 \text{ GWh}$, alcanzando enero la máxima producción con unos $5,07 \text{ GWh}$. En la imagen de la *figura 3.15* muestra un histórico en un período de 20 años del comportamiento de la irradiación solar en el área de estudio, donde se ve que el promedio está entorno a los 150 kWh/m^2 y, a excepción de unos picos, el valor máximo está cercano a los 175 kWh/m^2 y en el límite inferior alrededor de 130 kWh/m^2 .

Sitio: **Aguas Calientes (Venezuela)**

Fuente de datos: PVGIS TMY: SARA, COSMO or NSRDB

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	4.69	2.20	24.1	1.02	72.5
Febrero	4.93	2.40	25.3	1.03	66.1
Marzo	4.27	2.52	25.4	0.98	68.3
Abril	4.17	2.79	25.5	0.98	71.2
Mayo	4.51	2.59	25.0	0.80	83.4
Junio	3.87	2.56	23.9	0.93	81.4
Julio	4.35	2.59	23.5	0.95	82.1
Agosto	5.24	2.46	24.2	0.86	80.4
Septiembre	5.09	2.54	24.9	0.93	73.9
Octubre	5.19	2.62	24.7	0.96	76.5
Noviembre	4.33	2.46	24.1	0.81	84.6
Diciembre	4.98	1.79	25.8	1.17	61.1
Año	4.64	2.46	24.7	1.0	75.1

Figura 3.16. Datos meteorológicos al cabo de un año en el área del embalse por medio del Software PVsyst [68].

La *figura 3.16* muestra los valores promedios mensual de los parámetros analizados con anterioridad utilizando el *software PVsyst*, el cual, de acuerdo con [69].

“Es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos (Imagen 3.1.1). Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día” (p.14).

Por esta razón se hará uso de esta herramienta para la simulación de la instalación que se plantea; además, se nota en la imagen que los datos provienen de la base de la Comisión Europea por medio de su *software PVGIS* y en base a dicho programa se realizó la primera estimación de producción de energía que se obtendrá en la zona donde se proyectará la instalación de la granja fotovoltaica.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 4 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Las variables necesarias a considerar para el diseño de la planta fotovoltaica flotante fueron recopiladas en el capítulo anterior y son las referentes a las condiciones climáticas características de la zona donde se plantea el emplazamiento de la granja. En este capítulo, se hará la selección de los elementos que conformarán la instalación, así como, los análisis matemáticos en base a los conceptos teóricos de los elementos que conformarán la planta, además, de tomar en consideración criterios establecidos en normas nacionales e internacionales que deben regir en la implementación de sistemas eléctricos. También se analizará la ubicación de la granja en el embalse, el tipo de sistema de anclaje a utilizar, al igual que la topología que tendrá y el espacio que se requeriría para su construcción.

4.1. COMPONENTES PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN.

4.1.1. Selección de la estructura flotante.

En el mercado existen varias compañías que se encargan de la fabricación de estructuras para la implementación de plantas fotovoltaicas flotantes, en su mayoría fábricas chinas, teniendo en cuenta que este país es uno de los que más ha apostado por la implementación de estos sistemas. Para la selección de la estructura también se evaluarán características referentes a materiales de fabricación, resistencia a las condiciones climáticas de la zona, como el caso del viento, inclinación para los paneles fotovoltaicos, facilidad de instalación, entre otros. A continuación, se muestran ciertos tipos de estructuras con sus respectivas características y de empresas de diferente nacionalidad que actualmente sus productos están en operación.

➤ Ciel & Terre.

De acuerdo con [5] es “una empresa europea que posee la hegemonía en este sector, pues tiene una amplia experiencia e importantes reconocimientos en sus diseños” (p.60). La compañía está

radicada en Francia y fue fundada en 2006 y han desarrollado montajes en techo de plantas solares y más tarde, en el 2011, patentaron su sistema fotovoltaico flotante *PV Hydrelío®*; conforme a lo mostrado en su página web tienen sedes en 10 países, además, han realizado 250 proyectos en 30 países donde alcanzan una capacidad instalada de 620 MWp y 1,2 GWp proyectados [70].

Esta empresa en su catálogo sobre su tecnología *Hydrelío®*, muestran que sus productos son 100% reciclables, cuentan con tres líneas de productos *Hydrelío Classic*, *Hydrelío Equato* y *Hydrelío Air*, de acuerdo con su catalogación, este último sistema se ha diseñado para regiones ecuatoriales (cómo el caso de Venezuela) para optimizar la producción diaria de los módulos. También indican que la línea *Air* se puede obtener diferentes ángulos de inclinación y buena circulación de aire entre los módulos. La *tabla 4.1* indica las características técnicas del sistema y elementos, la *figura 4.1* muestra la forma de montaje y diferentes arreglos.

Tabla 4.1. Características de estructura Hydrelío Air de Ciel&Terre

PV Compatibles	Monofaciales o bifaciales
Inversores	Sobre la tierra o en agua
Vida útil	Más de 20 años
Resistencia al viento	Hasta 210 km/h
Resistencia al flujo del agua	Hasta 1 m/s
Olas	Hasta ≥ 1 m con rompeolas
Temperatura	Entre -10°C y 50°C
Flotador principal	(1440x740x148) mm
Flotador largo	(1335x267x150) mm
Flotador pequeño	(740x267x150) mm

Nota. Datos obtenidos de [70], [71]

En la *figura 4.1* se muestra los elementos que conforman en el sistema, el mismo está formado por un flotador principal (*main float*), el cual, se encarga de soportar el módulo fotovoltaico y permite dar una inclinación óptima al panel, gracias al sistema de fijación indica la leyenda. Los flotadores secundarios (*secondary floats*), de acuerdo a lo que expone el texto de la imagen, sirven para asegurar la conexión con los flotadores principales (*MF*); son utilizados como pasarelas de mantenimiento para el sistema y, por último, reza la leyenda, que existen en varios tamaños donde uno es un pequeño flotador secundario (*SSF*) y un flotador secundario largo

(LSF). En la imagen también se muestra lo referente a los tornillos de conexión, se indica que los mismos aseguran la unión entre los flotadores secundarios y los flotadores principales, a través de orificios de conexión.

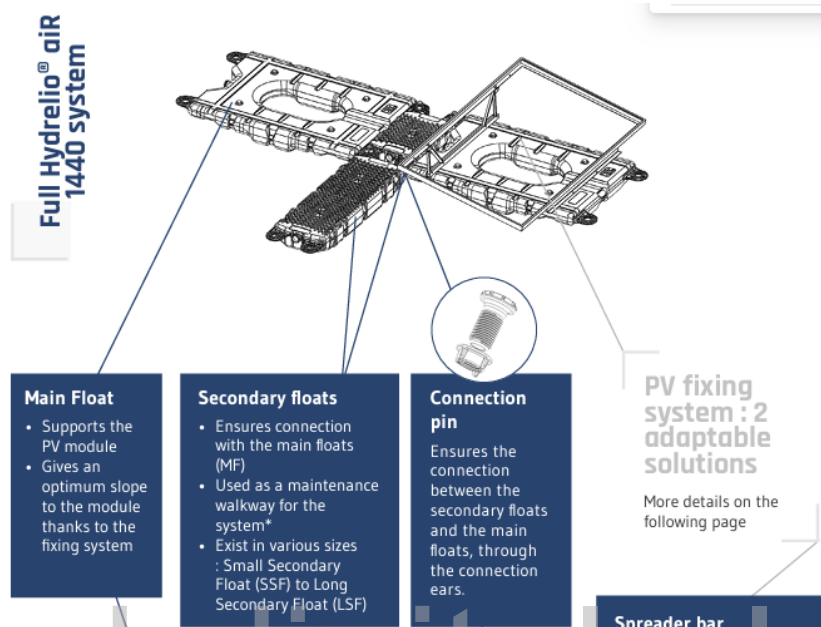


Figura 4.1 Estructura Hydrelío de CIEL&Terre [72].

Los flotadores para el sistema están hechos con HDPE, que es polietileno de alta densidad, al igual que los montajes en tierra, los soportes para el panel solar son de aluminio; los flotares largos y cortos van alrededor del flotador principal y estos constituyen pasillos para facilitar las operaciones de mantenimiento e inspección [10]. La *figura 4.2* muestra 3 configuraciones que se pueden hacer para el montaje de los módulos con la estructura y la *figura 4.3* muestra la imagen de la plataforma construida, también por la empresa, para la colocación de los módulos inversores, en esta se puede observar también el uso de flotadores pequeños para el soporte del cableado.

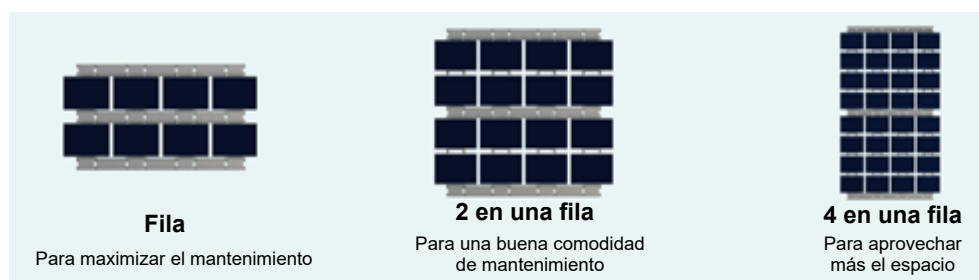


Figura 4.2. Arreglos recomendados para sistema de Ciel&Terre [72].



Figura 4.3. Plataforma para módulos inversores de Ciel&Terre [70].

➤ **Isifloating.**

Empresa española que suministra productos para la instalación de sistemas flotantes desde 2008, de acuerdo a su página web su tecnología es única teniendo su propia patente y puede usarse en balsas de regadío, embalses de hidroeléctricas o tratamiento de aguas, entre otros. Además, ha sido diseñado para facilitar la instalación y mantenimiento de forma segura y con el objetivo de reducir costos logísticos y obtener un máximo rendimiento en la producción de energía. Los flotadores también son hechos a base de HDPE azul virgen, resisten rayos UV y corrosión [73]. La figura 4.4 muestra los flotadores y las dimensiones de los mismos.

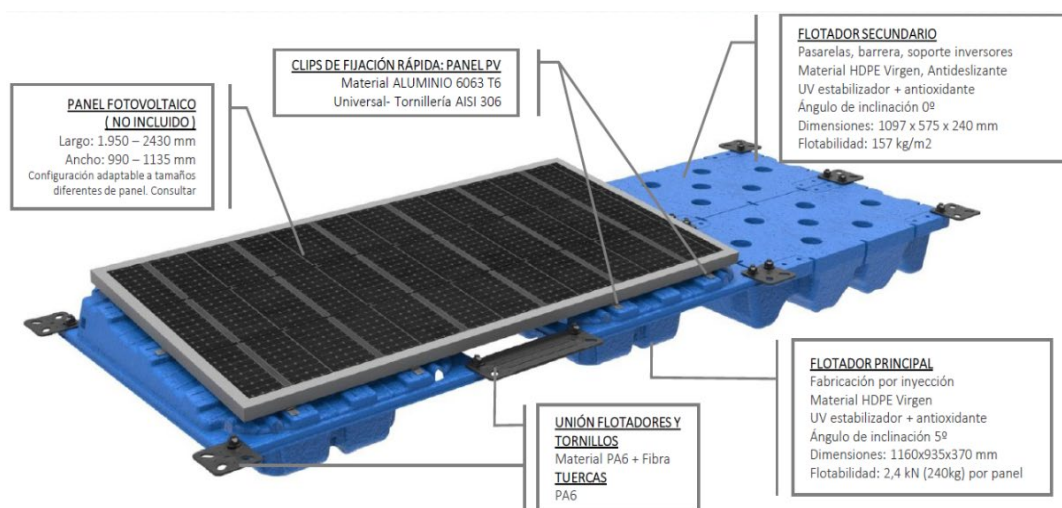


Figura 4.4. Estructura de flotadores de isifloating [73].

Entre otras características del sistema se encuentra que tienen mayor estabilidad y flotación, ya que, pueden soportar hasta 240 kg por panel solar, presentan mínima resistencia al viento, puesto que, sólo permiten una inclinación de 5°; en cuanto a los costos tienen una alta velocidad de

instalación, dado que, con 4 personas en 17 días se pueden colocar flotadores para producir 1 MW, lo que implica 1,5 kW/trabajador/hora [73].

➤ SUNGROW.

Es una empresa china en operatividad desde 1997 y con más de 25 años de trayectoria en el ámbito de los sistemas fotovoltaicos y, que es conocida a nivel mundial por las soluciones ofrecidas para sistemas de plantas fotovoltaicas flotantes. Esta empresa tiene sus productos en instalaciones de más de 150 países, lo que implica al 2021, tener participación en más de 224 GW de potencia instalada a nivel mundial [74].

De acuerdo al catálogo de la empresa para sistemas FPV, los flotadores también están constituidos por HDPE que puede ser de color blanco o gris, todos los materiales involucrados son amigables con el ambiente, además, el sistema es resistente a las olas con una capacidad de antifatiga de unos 100 000 ciclos con carga dinámica. Otras características que se pueden recopilar se muestran en la *tabla 4.2*.

Tabla 4.2. Características de estructura SUNGROW

Inversores	Sobre la tierra o en agua
Vida útil	Más de 25 años
Temperatura	Entre -40°C y 85°C
Flotador principal	(1110x880x190) mm
Flotador de conexión	(1212x410x205) mm
Cuerpo flotante para pasillo	(880x410x205) mm
Cuerpo flotador multifuncional	(110x880x205) mm

Nota. Datos obtenidos de hoja de datos disponible de [74].



Figura 4.5. Cuerpos de flotación para tendido de los cables SUNGROW [75]



Figura 4.6. Plataforma para inversores y/o transformadores de SUNGROW [75].

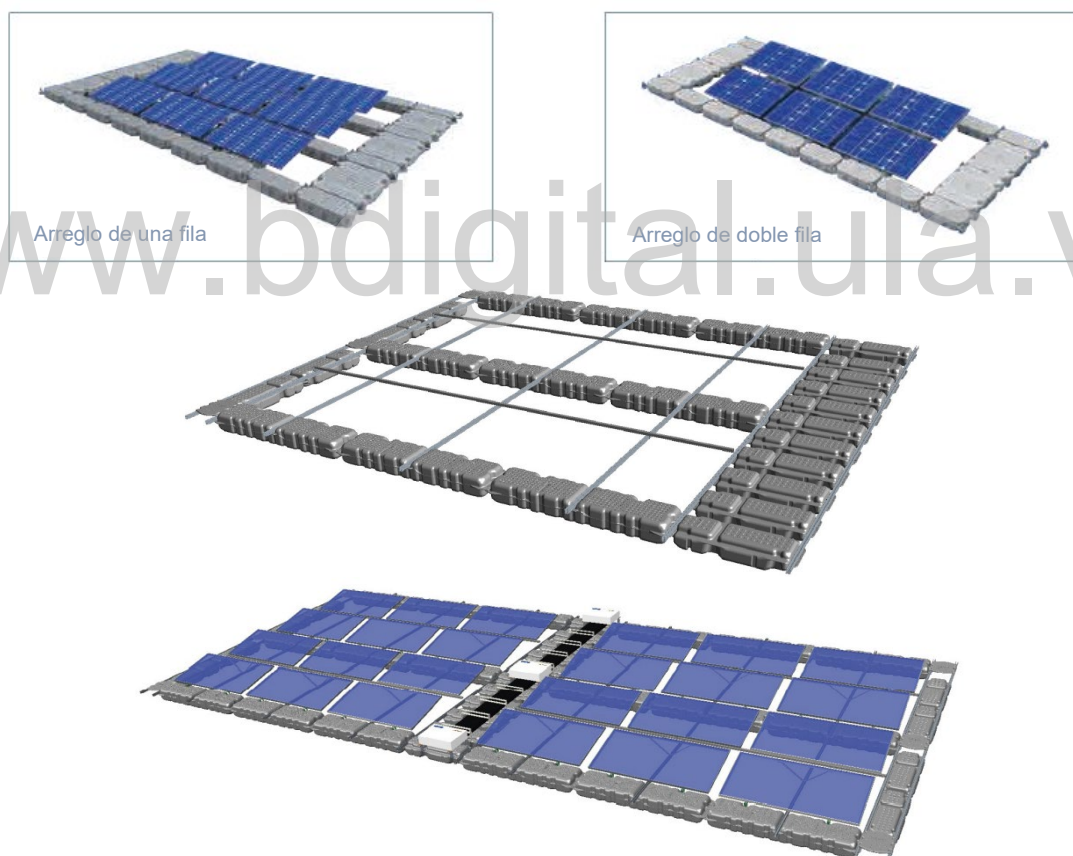


Figura 4.7. Arreglos con sistema de flotación SUNGROW [74], [75].

Esta empresa también provee plataformas para la instalación de inversores e incluso transformadores, las características de estas se muestran en la *figura 4.6*, en la *figura 4.5* y *figura 4.7* se puede observar los arreglos que se pueden hacer para los módulos solares, así como los

soportes flotantes que ofrecen para el caso del tendido de los cables, desde los paneles a las plataformas o para la evacuación de las líneas hasta puntos en tierra, donde se podría ubicar centro para inversión y transformación. Similar a las estructuras vistas anteriormente, la empresa ofrece que el sistema es de fácil instalación y esto se puede notar por la forma de los elementos que se utilizan para el armado.

➤ WANHOS.

Es otra empresa china dedicada al desarrollo de sistemas fotovoltaicos flotantes, de acuerdo a su página web oficial sus diseños han obtenido certificados a nivel internacional como el ISO 9001, AS NZS1170, SGS, entre otros. Al igual que las empresas anteriores, tiene presencia en varios países, especifican que sus productos están presentes en instalaciones de más de 100 países [76]. En la *tabla 4.3* y *figura 4.8* se muestran las características del sistema.

Tabla 4.3. Características de estructura WANHOS.

Ángulo de inclinación	5/10/15°
Vida útil	Más de 25 años
Velocidad del viento	Hasta 60 m/s
Capacidad de carga	150 kg/m ²
Flotador principal	(1110x880x190) mm
Material	HDPE

Nota. Datos obtenidos de [76].

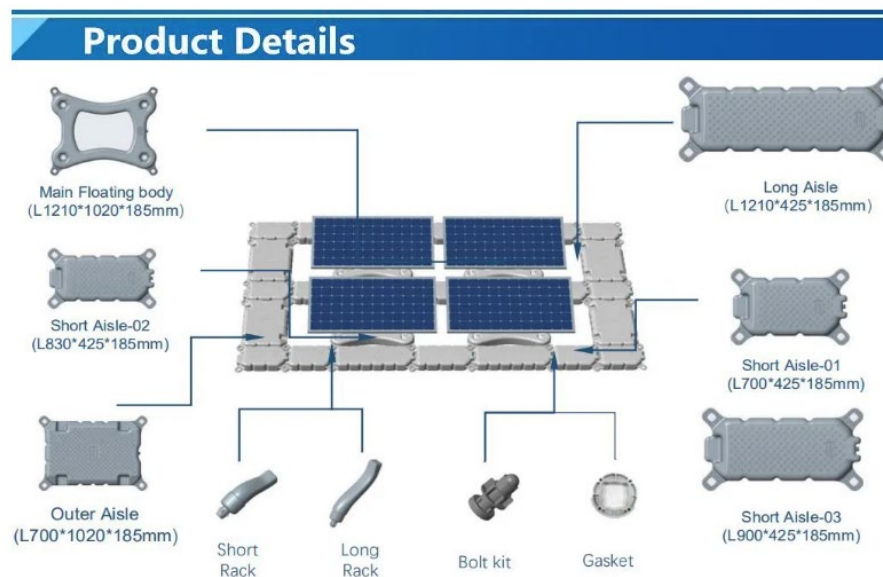


Figura 4.8. Cuerpos con sus dimensiones y demás elementos del sistema de Wanhos [76].

En la leyenda de la figura se muestra que el sistema está conformado por cuerpos de flotadores principales (*Main Floating Body*), pasillos cortos (*Short Aisle-01; Short Aisle-02; Short Aisle-03*), pasillos exteriores (*Outer Aisle*) y pasillos largos (*Long Aisle*). Se indica, además, que el sistema cuenta con soportes cortos (*short rack*) y largos (*long rack*) y orificios o juntas (*Gasket*) para la unión entre los diferentes cuerpos, por medio de juegos de pernos (*Bolt kit*).

➤ **Elección final.**

Se puede observar la similitud entre los sistemas de flotación, el único que se diferencia es el de la empresa *isifloating*, además, este se descarta debido a que el ángulo de inclinación para los paneles es sólo de 5° , lo cual, no se adaptaría a las características de la radiación solar del área del embalse. Entre las otras tres empresas destacan la francesa Ciel&Terre y SUNGROW, las cuales, han formado parte de grandes proyectos de tipo flotante debido a que cuyas estructuras garantizan resistividad y durabilidad en el tiempo, sobre todo la empresa asiática que garantiza flexibilidad en sus uniones; por otra parte, a diferencia de la francesa, no indica limitación en el tamaño del módulo solar a instalar, por tanto, se decidirá por la empresa china teniendo en cuenta otro factor, referente a las relaciones comerciales de Venezuela internacionalmente, donde el país asiático es uno de sus principales socios en este ámbito y no se presentaría problemas ante una posible implementación de la planta.

4.1.2. Sistema de anclaje.

Este dependerá de valores tales como la máxima velocidad de viento, el flujo del agua y el oleaje, para determinar el tipo de amarre que se quiera implementar como se describió en el *capítulo 2*. En base a las condiciones climáticas analizadas en el *capítulo 3*, la velocidad máxima registrada no supera los $6,5 \text{ km/h}$, este no es un valor alto, lo que implica que la estructura no se verá muy afectada por este factor.

Además, teniendo en cuenta que la velocidad del viento no es alta, se puede suponer que las olas que se puedan generar no superarán 1 m de altura de acuerdo a lo mostrado en el artículo [77], siendo ideal para el sistema elegido; pero de ser necesario se puede instalar un sistema rompeolas para aminorar el impacto de estas con los cuerpos de flotación. Además, la misma empresa

fabricante de los flotadores ofrecen el dimensionamiento del sistema del anclaje en función de las variaciones de nivel y profundidad.

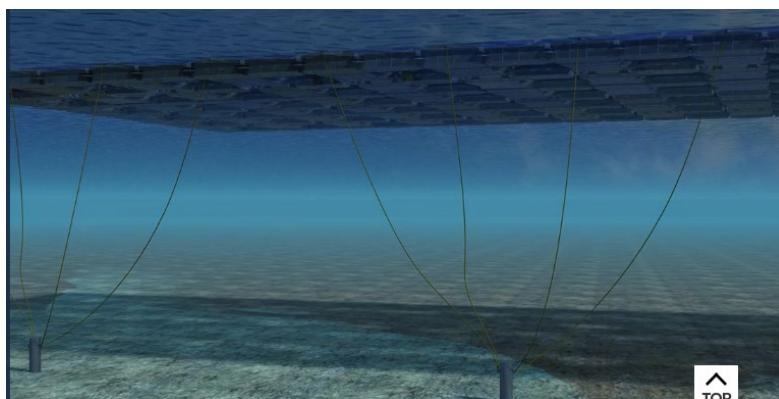
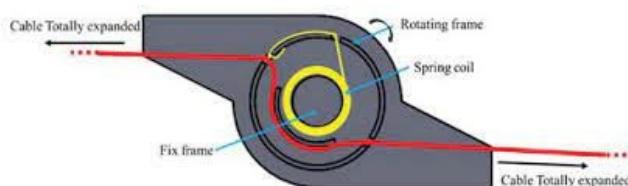


Figura 4.9. Ilustración del sistema de anclaje por SUNGROW [74].



(a)

(b)

Figura 4.10. Sistema retráctil para cable de anclaje [10].

Considerando el punto elegido para ubicación, se optará por un sistema mixto que implica anclaje al fondo del embalse con bloques de hormigón y al frente del mismo, haciendo uso de la orilla y los islotes cercanos a los cuerpos de flotación, además, de flotadores anclados a fondo. Pero esto debe ser considerado a más detalle junto con la empresa seleccionada para la estructura flotante; para tener una idea del sistema para el anclaje, el mismo debe ser retráctil para que se ajuste a las variaciones de nivel, que para la locación elegida oscilará entre la cota 287,5 m y la 317m, lo que equivale a unos 30 m. En el trabajo realizado por [10], indican el diseño propuesto por dos investigadores (Ravinath y Wen) de la universidad conjunta de *Xi'an Jiaotong-Liverpool* en China, “llamado concepto novedoso de mitigación del nivel de inundación para el sistema FPV” (p.53).

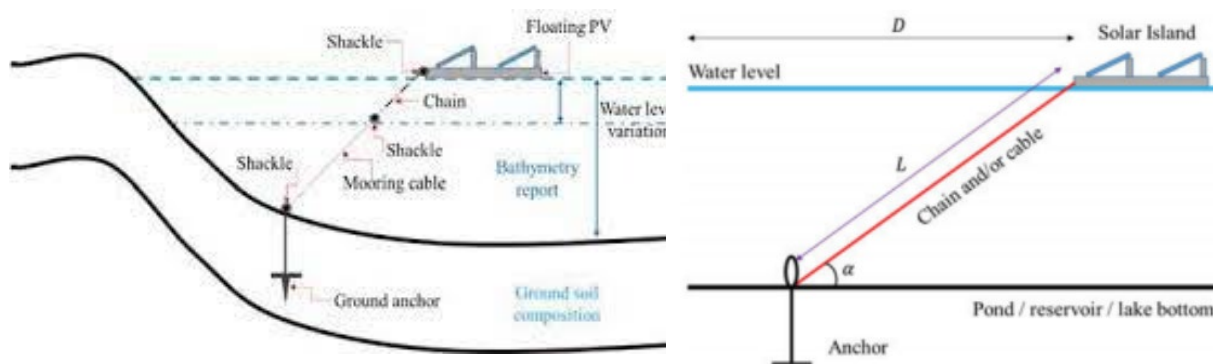


Figura 4.11. Variables a considerar en el sistema de anclaje [10]

4.1.3. Panel fotovoltaico.

En cuanto a la selección de los módulos solares hay que tener en cuenta los mismos criterios que se tomaron para la escogencia de la estructura flotante, esto implica revisar la calidad, durabilidad, rendimiento y uso en instalaciones a nivel mundial. También en la elección de los paneles, se debe considerar que los fabricantes cumplan con ciertas certificaciones de entes internacionales como la IEC, que se encarga de evaluar las calidades eléctricas y técnicas de los diferentes equipos y componentes que se usan en cualquier instalación. En cuanto a nivel europeo, los fabricantes deben cumplir las certificaciones del sello CE, requisito de la Unión Europea y también se pueden verificar por la certificación *TÜV Rheinland*, que es una organización independiente alemana que se encarga de analizar las condiciones técnicas de elementos para instalaciones solares [78].

Actualmente, los fabricantes están optando por nuevas tecnologías para maximizar el rendimiento de los paneles fotovoltaico, por ello, es necesario revisar si las placas que se escojan utilizan tecnología *PERC*, donde el rendimiento de las celdas puede llegar a un 23% y cuyo funcionamiento se analizó en el capítulo 2. Por último, se debe considerar si la empresa fabricante tiene la designación *Tier-1* otorgada por *Bloomberg New Energy Finance*, que reconoce la trayectoria de las empresas fabricantes en cuánto a su suministro en proyectos que estén presentes en al menos 6 países y que estos superen los 1,5 MW de potencia instalada, además, de contar con sus propias plantas de fabricación, entre otras [78].

Siguiendo el *Tier-1*, las 10 mejores empresas fabricantes de paneles fotovoltaicos para el 2022 se encuentran ocho empresas asiáticas, de las cuales 7 son chinas; las dos restantes son norteamericanas. Teniendo en consideración este criterio de trayectoria de las empresas y

recurriendo al mismo factor que se tomó para el fabricante de la estructura flotante, se decidirá por la elección del fabricante chino *Trina Solar*, clasificado como la séptima empresa por parte de *Bloomberg New Energy Finance* para el año en curso [78].

Dentro del catálogo del fabricante se seleccionará el módulo fotovoltaico más actual y que usa tecnología *PERC*, con la finalidad de tener el mayor rendimiento y producción, además, mientras mayor es la capacidad de las celdas, menor será el espacio requerido, lo que garantiza reducción de costos en cuanto a los demás elementos necesarios para la instalación. En base a esto, se escogerá el producto *Vertex 670W* modelo *TSM-DE21*, que de acuerdo con la ficha técnica tiene un rango de potencia entre *635-670 W*, es un módulo monocristalino monofacial de doble vidrio y que se basa en la tecnología anteriormente mencionada.

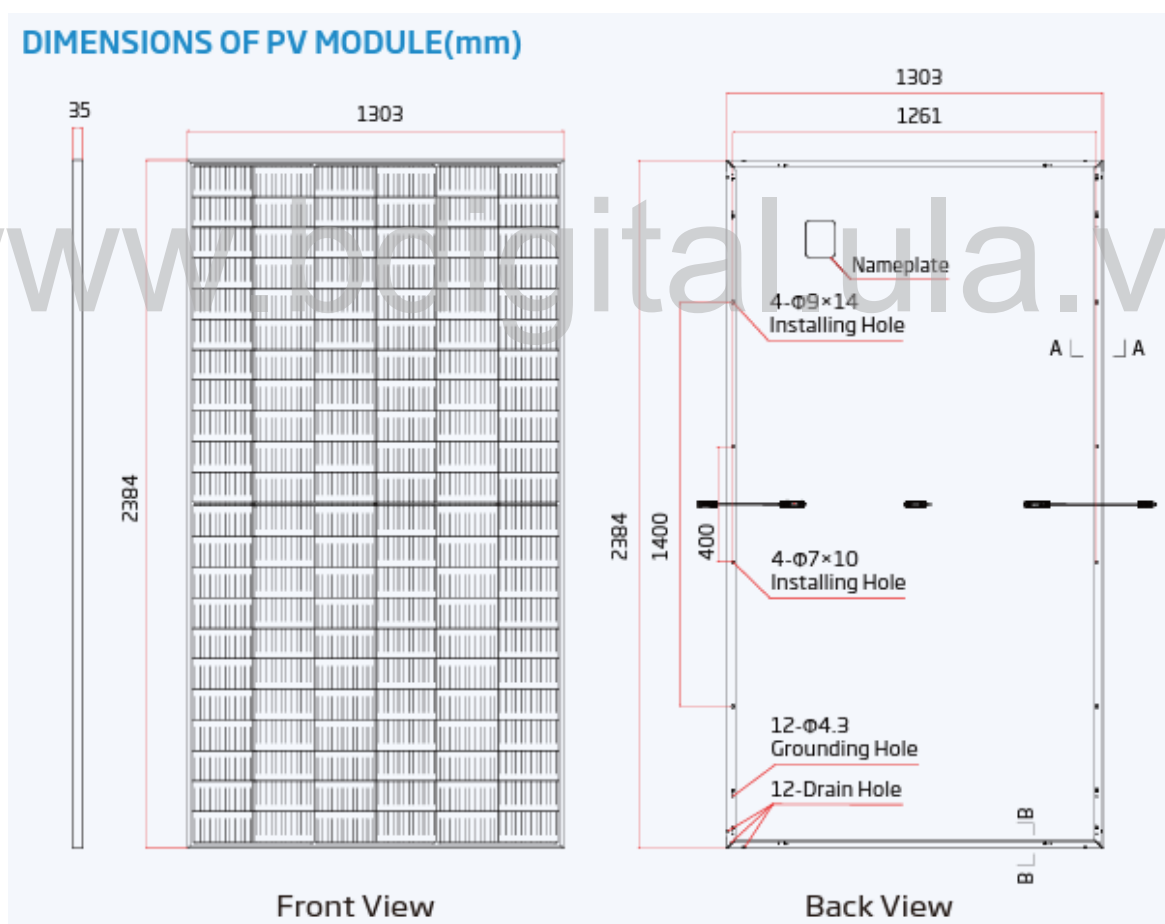


Figura 4.12. Dimensiones y vistas del panel seleccionado [79]

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

Figura 4.13. Características eléctricas del módulo seleccionado [79].

En la *figura 4.13* muestra las características eléctricas más importantes cómo lo es la potencia pico máxima, la tolerancia de potencia nominal, el rendimiento, tensiones y corrientes. En la *figura 4.12* se puede observar que las dimensiones de las placas son de 2384 mm de largo por 1303 mm de ancho, que encajan con la estructura de flotación seleccionada en cuanto el apoyo de los marcos que contendrán los paneles.

En el apartado 2.5.3 del segundo capítulo se expone lo referente al efecto albedo, en el caso de superficies de agua y la inclinación del ángulo cenit del sol, se puede aprovechar bastante la reflexión de luz que se daría en el área donde va a estar ubicada la estructura, pero al tratarse de un cuerpo de agua profunda, que en el mejor de los casos se puede presumir un valor de reflexión cercano al 20%, no es conveniente usar paneles bifaciales por tema de costo; dejando el uso de estos para superficies con mayor coeficiente de reflexión como el caso de la arena o nieve.

4.1.4. Número de paneles fotovoltaicos.

De acuerdo a lo planteado, la planta debe generar una potencia entre 40 MW y 60 MW , por tanto, la estimación del número de módulos se hará en base de la máxima potencia que se espera obtener. Sustituyendo el valor de potencia que se espera instalar, correspondiente a $P_{max} = 60\text{ MWp}$ y la generada por el módulo fotovoltaico elegido, se obtiene de la *ecuación 2.1* que son necesarios:

$$N_T = \frac{60 \times 10^6 W_p}{670 W_p} \cong 89\,552,24 \Rightarrow N_T = 89\,553 \text{ paneles}$$

El valor anterior representaría una potencia instalada de $P = 60\,000\,510 W_p$, con la finalidad de obtener una potencia de generación de $P = 60 MW_p$, por tanto, se hará uso de este valor para la selección de los inversores, la disposición de los paneles y demás elementos que conformarán la instalación, como el caso de las estructuras y cableado sobre el área que se definirá para la ubicación de la granja sobre el embalse.

4.1.5. Centro de inversión.

Esta sección de la planta comprende el inversor, que cómo se revisó en el segundo capítulo, es el dispositivo encargado de la conversión de la tensión en corriente directa proveniente de los módulos solares, en tensión de corriente alterna para la transmisión de la potencia producida por la granja. Para escoger este dispositivo se tendrá en cuenta el fabricante, la capacidad y rendimiento del equipo, los rangos de tensiones de entrada y salida, el número de entradas DC permisibles, entre otras.



Type designation	SG5000UD	SG5000UD-20
Input (DC)		
Max. PV input voltage		1500 V
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	900 V / 915 V	960 V / 990 V
MPP voltage range for nominal power	900 – 1300 V	960 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		1
No. of DC inputs	28 (optional: 36)	28 (optional: 36 inputs)
Max. PV input current	5669 A	6112 A
Max. DC short-circuit current		10000 A
Output (AC)		
AC output power	5000 kVA @ 45 °C	5750 kVA @ 25 °C / 5500 kVA @ 45 °C / 5000 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	4812 A	5030 A
Nominal AC voltage	600 V	660 V
AC voltage range	510 – 660 V	561 – 726 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD		< 3 % (at nominal power)
DC current injection		< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases		3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency		99.0%
European efficiency		98.7 %

Figura 4.14. Imagen y características del inversor SG5000UD [74].

La empresa fabricante de los módulos solares, en su catálogo indica que sus productos son compatibles con los equipos de la empresa SUNGROW, la cual, fue la escogida para el suministro de la estructura de flotación de los módulos solares, además, esta empresa también provee soportes para los paneles, tanto en tierra como en agua, sistemas de almacenamiento, inversores por línea de módulos, inversores centralizados, inversores centralizados con transformación, entre otros productos. Por tanto, se escogerá de su catálogo de productos un inversor centralizado modelo *SG5000UD*, cuyas principales características se muestran en la *figura 4.14*.

Cómo se observa el inversor tiene una capacidad de *5000 kVA (5 MVA)* a su salida en tensión alterna, está diseñado para 28 entradas *DC* y de acuerdo a lo indicado en la hoja de características, se puede ampliar a 36. Este equipo entrega una onda sinusoidal pura y presenta un rendimiento del *99%*, siendo acertada su elección en vista de reducir las pérdidas en el sistema. El número de inversores necesarios se obtiene por medio de la *ecuación 2.2*.

$$N_I = \frac{60 \times 10^6}{5000 \times 10^3} \cong 12$$

Se tiene, que es necesario la implementación de 12 inversores de *5 MVA* de capacidad, cada uno, esto permite desarrollar un esquema modular para la granja en función de secciones por cada inversor, esto permite que si en un momento falla algún panel de un sector, no se detenga toda la planta, consiguiéndose con ello garantizar un potencia de generación dentro del rango estimado de *40 MW* a *60 MW*.

4.1.6. Transformador e interconexión a red.

De acuerdo a las características de la planta y la potencia que se espera generar, además, que se tiene el fin de inyectar esta generación al sistema de transmisión, es necesario acoplar a la salida de los inversores, transformadores que puedan elevar el nivel de tensión en baja (entregado por el sistema de inversión) a un nivel de media tensión, el cual, se puede llevar luego a un transformador elevador para subir la tensión generada a un nivel óptimo para una mejor transmisión de potencia.

Siguiendo el esquema de la *figura 2.12*, estos son los últimos elementos que contempla la instalación de una granja fotovoltaica flotante. En la sección referente a la central hidroeléctrica Fabricio Ojeda, en el *capítulo 3*, se indica que la planta cuenta con una subestación de maniobra que opera a un nivel de tensión de 230 kV , con salida de dos líneas de transmisión hacia la subestación Uribante, además de las líneas en alta tensión, también cuenta con una línea de subtransmisión en media tensión a un nivel de $34,5\text{ kV}$, entre la central de La Vueltona y la S/E Uribante (distancia 26 km), esta última subestación concentra todas las líneas de transmisión provenientes de las plantas hidroeléctricas que comprende el desarrollo Uribante-Caparo, y de donde parte las líneas para la alimentación, por medio del sistema de transmisión, de la región suroccidental de Los Andes en niveles de alta y media tensión.

Por tanto, para la integración de la potencia generada en la planta fotovoltaica se tienen dos escenarios de interconexión, los cuales, dependerán principalmente al tema de costos para su implementación, independientemente del tipo que se elija, ya sea a un nivel en alta tensión (230 kV) o media tensión ($34,5\text{ kV}$), la ubicación de la granja cerca de la central hidroeléctrica permite aprovechar el sistema de transmisión ya existente.

Ya que la tensión de salida de los inversores es en un nivel en baja tensión, entre un rango de (510 a 660) V donde el nominal es 600 V , es necesario el uso de transformadores elevadores de baja a media tensión en función del voltaje para una línea de subtransmisión, que corresponderá a un nivel de voltaje normalizado en Venezuela, seleccionando el valor de $V=34,5\text{ kV}$ y que coincide a su vez con el voltaje asignado a la red de subtransmisión presente en la central hidroeléctrica. Por razones técnicas y económicas, los transformadores estarán ubicados en plataformas sobre agua, lo más cerca posible de los inversores, desde estas plataformas partirán cables hasta un pórtico para líneas ubicado en tierra, del cual, partirán conductores aéreos hasta un sitio donde se pueda interconectar con la red de $34,5\text{ kV}$ entre la central Fabricio Ojeda y la S/E Uribante o continuar hasta la S/E de maniobra La Vueltona, que permitiría la interconexión al sistema de 230 kV por medio de un transformador de potencia elevador de media a alta tensión.

En función de diversificar la potencia generada para garantizar la inyección de la misma a la red, además, de evitar la mayor cantidad de pérdidas y teniendo en cuenta el esquema modular de la granja, se óptima por la implementación de 6 transformadores de 10 MVA cada uno, lo que implica que individualmente concentrará la potencia generada por 2 secciones de módulos

fotovoltaicos, asimismo, esta configuración permite que si ocurre una falla en uno de los transformadores, los otros queden operativos a la hora de entrar la granja a operar en su totalidad. Las características de estos transformadores se muestra en la *tabla 4.4*.

Tabla 4.4. Características del transformador de media tensión.

Transformador Elevador	Datos
Potencia Nominal	10 MVA
Tensión Primaria (en vacío)	34,5 kV
Tensión Secundaria (en vacío)	0,6 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Refrigeración	ONAN
Servicio	Continuo
Instalación	Intemperie
Frecuencia	60 Hz
Temperatura de trabajo máxima	40°C
Altitud máxima	1000 m.s.n.m.
Normas de construcción	COVENIN 536:2021

Se indica que el grupo de conexión o vector del transformador es *Dy11y11*, siendo este el tipo de configuración mas aplicada para transformadores elevadores en principios de líneas y para redes de subtransmisión, donde el lado de alto voltaje se asocia con la configuración en delta, el lado de baja las bobinas se conectan en estrella con neutro flotante, con esto se reduce el número de conductores por el lado de baja tensión proveniente desde los inversores. Además, estos transformadores serán de dos devanados en el lado secundario (por esto la notación doble de *y11*); el uso de dos devanados en el secundario permite que el sistema trabaje con menos pérdidas, además, que al estar conectado con sistemas rectificadores de alta potencia, se reducen los efectos provocados por armónicos del 5to y 6to orden [80].

A su vez la conexión por separado de dos secciones de paneles, es decir, la agrupación de un inversor por devanado; donde cada uno manejaría una potencia de 5 MVA, permite que si una sección de paneles se debe detener, no es necesario sacar de trabajo la unidad, ya que, esta puede seguir operando con la carga presente en su otro devanado; y se debe tener en cuenta también

su peso, puesto que estos irán sobre plataformas en el agua y este parámetro de estar dentro de las capacidades que indique el fabricante para la flotabilidad de las mismas.

Si se decide la conexión a la red de alta tensión y considerando los costos, se debe elegir la implementación de un transformador elevador de media a alta tensión (relación $34,5/230\text{ kV}$), que se emplazaría en una pequeña subestación junto a la subestación de maniobra (cuyo diseño no contempla los objetivos del actual trabajo) y que recibiría las líneas de subtransmisión desde los transformadores de la granja. Este transformador, al igual que los de media tensión del sistema, se podría construir en Venezuela, pero esto se dejará a elección a la hora de llevarse a cabo la implementación. De forma general la máquina eléctrica debería tener las características mostradas en la *tabla 4.5*, donde la potencia seleccionada está conforme a los valores normalizados para la capacidad de transformadores de potencia y expuestas en la norma COVENIN 536, cuya última revisión fue hecha en el año 2021.

Tabla 4.5. Características del transformador elevador.

Transformador Elevador	Datos
Tipo	Trifásico tipo CORE
Baño	Aceite mineral
Potencia Nominal	(75/100) MVA
Tensión Primaria (en vacío)	230 kV
Tensión Secundaria (en vacío)	34,5 kV
Grupo de conexión	YNd11
Refrigeración	ONAN/ONAF
Servicio	Continuo
Instalación	Intemperie
Frecuencia	60 Hz
Temperatura de trabajo máxima	40°C
Altitud máxima	1000 m.s.n.m.
Normas de construcción	COVENIN 536:2021

El grupo de conexión elegido, primeramente es compatible con el vector de los transformadores de media tensión, que se definió en $Dy11y11$; cómo segundo, este grupo es el de mayor aplicación en transformadores de plantas de generación, ya que, para los de distribución

generalmente el grupo de vectores es *DynI*, y con esto se logra la neutralización del ángulo de carga entre 1 y 11 [81]. Además, para el transformador de potencia, en el lado primario se tendrá una conexión en estrella con su neutro sólidamente a tierra, aunque el tipo de puesta a tierra del mismo se debería analizar con mayor detenimiento en el diseño de la subestación, cuya proyección cómo se comentó con anterioridad, está fuera de los objetivos del actual desarrollo.

4.1.7. Disposición y configuración de los paneles.

La disposición del sistema es importante tanto para la ubicación del mismo, cómo para la proyección de los demás elementos necesarios para la instalación, sobre todo lo referente al cableado y conductores, los cuales, se ven afectados por las distancias entre los puntos que conectan, por ello, mientras menor sea la distancia, mejor será el rendimiento de la planta en aspectos técnicos y económicos.

Para el caso de las instalaciones fotovoltaicas flotantes se puede utilizar 3 formas para la disposición, una correspondería a la ubicación sobre el agua de solo los paneles solares y colocando en tierra el centro de inversión y transformación. Una segunda forma implicaría el emplazamiento de los paneles e inversores sobre el agua y el centro de transformación en tierra; y la tercera corresponde a colocar todo el sistema sobre el agua; esta última es más viable en cuanto a costo debido a que la distancia entre los elementos involucrados es menor.

De acuerdo a lo expuesto con anterioridad respecto a los transformadores de media tensión y en función del área donde se ubicará la instalación fotovoltaica sobre el embalse, la forma de la granja corresponderá a la última topología, que implica la ubicación sobre el agua de los paneles fotovoltaicos con los respectivos inversores y transformadores, dejando en tierra la ubicación del pórtico para la salida de la línea de subtransmisión para interconectar con las líneas de transmisión correspondientes a la central hidroeléctrica.

4.1.7.1. Inclinación de los paneles solares.

Cómo se mostró en el *capítulo 3* con el uso del *software PVGIS* de la comisión europea, indica que para el área seleccionada el ángulo óptimo de inclinación en función de la latitud del embalse debería ser $\beta = 10^\circ$ y al encontrarse en el hemisferio norte, la orientación de los módulos debe ser hacia al sur. Teniendo en cuenta el emplazamiento de la instalación y en función de su

estructura de soporte, los paneles deberán estar en una posición fija; por tanto, se aplica la *ecuación 4.3*, donde la latitud del lugar está en torno a los $\phi = 7,77^\circ$, sustituyendo este valor se obtiene que.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |7,77| \cong 9,06^\circ$$

De acuerdo al valor obtenido, este es cercano al ángulo óptimo entregado por el *software* usado para la estimación de la granja, y considerando que la mayoría de fabricantes de los soportes para los paneles solares indican que su sistema son fabricados para ciertos grados de inclinación, entre los que se incluye el valor obtenido con el uso del *PVGIS* y cercano al calculado de forma teórica, se definirá en $\beta = 10^\circ$ el grado de inclinación de las placas fotovoltaicas.

4.1.7.2. Número de módulos en serie.

El número de paneles solares estará determinado en función de la tensión máxima de entrada que admite el inversor elegido, que de acuerdo a las características mostradas está dentro de un rango de (900 a 1300) V de tensión nominal de generación y en circuito abierto, el mismo, soporta una tensión de 1500 V. Haciendo uso de la *ecuación 2.4*, *ecuación 2.5* y la *ecuación 2.6*, teniendo presente, además, los valores de operación de los módulos fotovoltaicos se obtiene diferentes rangos de tensiones requeridas por el inversor seleccionado.

La *tabla 4.6*, muestra los diferentes voltajes que se generarían en función de la temperatura mínima y máxima de operación del módulo fotovoltaico, que se establecieron en base a las condiciones del área, donde la temperatura mínima difícilmente llegará a los 10°C y la temperatura máxima, de acuerdo al análisis realizado en el capítulo 3, no superará los 60°C y que incluso es el límite superior de temperatura de operación recomendada por el fabricante del inversor. También se registraron los valores para el punto óptimo de operación de los paneles que corresponde a una temperatura ambiente de 25°C , la tensión máxima de circuito abierto que se presentaría con diferente número de paneles conectados en serie y que estén dentro de los límites de operación admisibles por el inversor seleccionado.

Tabla 4.6. Número de paneles en serie y tensiones a obtener en función del inversor.

N_s	$V_{max}(T_{amb})$	$V_{max}(T_{max})$	$V_{max}(T_{min})$	$V_{OC}(T_{min})$	$T_{min} = +10^{\circ}C$
23	879	774	923	1114	$T_{max} = +60^{\circ}C$
24	917	808	964	1163	$T_{amb} = 25^{\circ}C$
25	955	841	1004	1211	$\beta = -0,0025 V / ^{\circ}C$
26	993	875	1044	1260	$\gamma = -0,0034 V / ^{\circ}C$
27	1031	909	1084	1308	$V_{OC} = 46,1 V$
28	1070	942	1124	1357	$V_{MPP} = 38,2 V$
29	1108	976	1164	1405	$N_s = \#$ paneles en serie
30	1146	1010	1204	1454	Inversor
31	1184	1043	1245	1502	Tensiones de operación
32	1222	1077	1285	1550	Mínima: 900 V
33	1261	1111	1325	1599	Inicio: 915 V
34	1299	1144	1365	1647	Máxima: 1300 V
35	1337	1178	1405	1696	Máxima V_{OC} : 1500 V

Con los resultados obtenidos se elige un arreglo conformado por 29 paneles fotovoltaicos en serie, cuyos valores están dentro de los rangos de entrada indicados por el fabricante del inversor y no se trabajaría cerca de los límites del mismo. En base a esto, cuándo el sistema esté a una temperatura ambiente de $25^{\circ}C$, la sección de paneles generará una tensión de alimentación para el inversor de $V_{DC} = 1108 V$. Cuando el sistema esté cercano a una temperatura ambiente mínima ($10^{\circ}C$) el inversor percibirá a su entrada un voltaje de $V_{DC} = 1164 V$; por último, en el caso desfavorable de que la temperatura ambiente llegue a los $60^{\circ}C$, el arreglo de paneles entregará una tensión de $V_{DC} = 976 V$; la tensión de circuito abierto a la entrada del inversor, cuándo este no tenga carga conectada a su salida, será de $V_{DC} = 1405 V$.

4.1.7.3. Número de módulos en paralelo.

Conociendo cuántos paneles fotovoltaicos se deben conectar en serie (N_{ps}) y los parámetros de producción de los módulos, como lo es el voltaje y la corriente en el máximo punto de potencia, se hace uso de la ecuación 2.7; despejando de esta el número de ramas y sustituyendo los valores respectivos se obtiene que.

$$N_{ramas} = \frac{P_{inversor}}{V_{MPP} \cdot N_{ps} \cdot I_{MPP}} = \frac{5000 \times 10^3}{38,2 \cdot 29 \cdot 17,55} \cong 257,18 \Rightarrow N_{ramas} = 258 \text{ ramas}$$

El valor anterior indica que el número requerido por inversor es de 258 ramas en paralelo con 29 módulos en serie; esto implica que para el sistema en total conformado por 12 inversores es necesario 3096 ramas en paralelo con 29 paneles en serie, cada uno. Ahora se debe verificar que la corriente generada por las líneas de módulos en paralelo esté dentro del rango permitido por el inversor, de acuerdo a los datos aportados por el fabricante del equipo. Reemplazando los valores correspondientes en la *ecuación 2.8*, donde $I_{SC} = 18,62 \text{ A}$ para el panel seleccionado, temperatura máxima de operación considerada para este desarrollo en $T_{max} = +60^\circ\text{C}$ y la temperatura ambiente de los ensayos realizados por el fabricante, indicado en $T_{amb} = 25^\circ\text{C}$; por último, el coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito del panel elegido correspondiente a $\alpha = 0,0004 \text{ A} / ^\circ\text{C}$.

$$I_{max} = 18,62 \text{ A} \cdot 258 \cdot (1 + 0,0004 \text{ A}/^\circ\text{C} \cdot (60^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}))$$

$$\Rightarrow I_{max} \cong 4871,22 \text{ A}$$

En condiciones de temperatura máxima de operación, cada línea generará una corriente máxima de $I_{DC} = 4871,22 \text{ A}$, que es un valor menor al máximo permitido por el inversor a su entrada que es de $I_{DC} = 5669 \text{ A}$. Ahora, debido a que el inversor sólo dispone de 28, ampliable a 36, se deberá hacer uso de cajas de conexión, las cuales, se encargan de recibir un cierto número de líneas a su entrada y entregar una a su salida, que irá al inversor. Por tanto, se selecciona del fabricante *SUNGROW*, la caja modelo *SUNBOX PVS-12MH-DB*, cuyas características e imagen se muestran en la *figura 4.15*.

La caja escogida, el fabricante especifica, que la tensión máxima por rama de paneles es de $V_{DC} = 1500 \text{ V}$, estando el arreglo elegido dentro del rango y permite agrupar 24 líneas (12 polo positivo y 12 polo negativo); por tanto, para el número de cajas de conexión que se requieren, se hará uso de la *ecuación 2.10*, sustituyendo valores se tiene que.

$$N_c = \frac{258}{12} \cong 21,5 \Rightarrow 22 \text{ cajas}$$

Es necesario instalar 22 cajas de conexión por cada sección de paneles, por tanto, para el sistema en total se requerirán $22 \times 12 \text{ inversores} = 264 \text{ cajas}$, donde 252 tendrán todas sus entradas ocupadas y las 12 cajas restantes sólo recibirán 6 ramas, por este motivo, para estas ramas se usarán cajas modelo *SUNBOX PVS-8MH-DB*, que admite 8 ramas de entrada. Finalmente, se tiene que la topología de la granja estará formada por 12 secciones, de acuerdo al número de inversores seleccionados; cada sección estará compuesta por 258 ramas en paralelo, cada una con 29 paneles en serie (la topología de conexión de los módulos con las cajas y cada inversor se muestra en la *figura 4.16*); lo que representa un número de $258 \times 29 = 7482 \text{ paneles}$ por equipo de inversión, y en base a la potencia de los paneles escogidos, cada arreglo tendrá una potencia instalada de $P = 7482 \times 670 \text{ W} = 5012,94 \text{ kW}$



Parameters	PVS-8MH-DB	PVS-12MH-DB	PVS-16MH-DB
Max. PV string voltage	1500 V		
Max. PV string parallel inputs	8 * 2	12 * 2	16 * 2
Rated fuse current for each string (replaceable)	30 A		
Switch disconnecter	250 A	400 A	400 A
SPD	Type II		
Input terminal type	6 mm ² (MC4)		
Output terminal type	120 – 300 mm ²	120 – 300 mm ²	120 – 400 mm ²
Protection class	IP65		
Environment temperature	-40 °C to 60 °C		
Enironment humidity	0 – 95 %		
Dimensions (W*H*D)	730*580*260 mm	730*580*260 mm	930*730*260 mm
Weight	28 kg	30 kg	40 kg
Material	SMC Plastic		

Figura 4.15. Imagen y características de la caja de conexión SUNBOX [74]

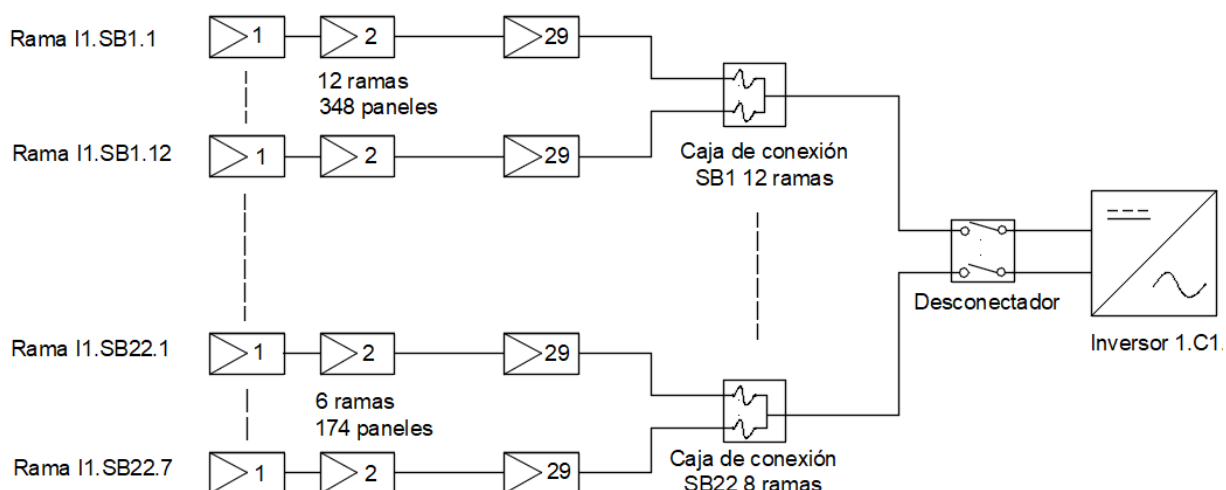


Figura 4.16. Diagrama de conexión de módulos, a través de las cajas, al inversor.

4.1.7.4. Espacio requerido.

Ya conociendo el número de paneles que requerirá cada inversor, al igual que las dimensiones de los flotadores y de los módulos fotovoltaicos, se procede a determinar la superficie necesaria para la ubicación de la instalación. Se tiene que cada arreglo, por inversor, requiere un total de 7482 módulos, por tanto, para los 12 inversores que conformarán el sistema en total, es necesario la implementación de 89 784 paneles.

Escogiendo para la estructura de flotación un diseño de una fila de flotadores, por cada fila de paneles, con la finalidad de brindar mayor comodidad a la hora de desarrollar las actividades de mantenimiento, se tendrá un *layout single row* propuesto por el fabricante y que se muestra en la figura 4.7 (ver p.83), se puede observar que por cada panel se requiere 2 flotadores con los cuerpos de flotación de conexión o con cuerpos de multifunción. Los paneles se dispondrán de manera horizontal, con la finalidad de genera menor sombra entre las ramas en función del ángulo de inclinación óptimo, entonces implica el uso de unos 2 flotadores secundarios, los cuales, de acuerdo a las dimensiones ($2,212\text{ m} \times 0,410\text{ m}$) dadas por el fabricante tendrían un área aproximada de $0,50\text{ m}^2$.

Así que, considerando que son necesarios 89 784 paneles, donde cada uno tiene un área de $2,384\text{ m} \times 1,303\text{ m} \cong 3,11\text{ m}^2$, más la correspondiente a los cuerpos de flotación, implica un espacio módulo-flotador secundario de $3,61\text{ m}^2$. Con este número se puede tener una estimación de la superficie requerida para la instalación, que sería de unos $324\ 120,24\text{ m}^2$, que equivale a unas 32,41 ha.

Ahora la disposición de la estructura se realizará en función de ocupar menos espacio o no interferir con las demás actividades que se desarrollan en el área, y en base, también, de la cercanía con tierra para que obtener tramos cortos para las líneas de evacuación. Como no es una gran superficie la que se debe disponer, se propone generar rectángulos, donde su largo lo compondrá las ramas en paralelo de cada sección de paneles y su ancho estará definido por la fila de los 29 paneles en serie, más los pasillos de acceso lateral, soporte de cableado y cajas de conexión, además, de espacio entre las secciones que serán canales para la navegación que facilitarán las tareas de mantenimiento.

Hacia la parte sur de la estructura y al frente de la orilla se ubicarán las plataformas correspondientes a los inversores y transformadores, que estarán en la parte media de ciertos canales, con la finalidad de hacer el menor gasto posible en cuanto a cableado, sobre todo el referente a la parte de corriente alterna, teniendo presente la capacidad de generación que se espera producir. Esta disposición se muestra en la *figura 4.17*, donde se indican las primeras y últimas secciones, cada una con su respectivo inversor y transformador.

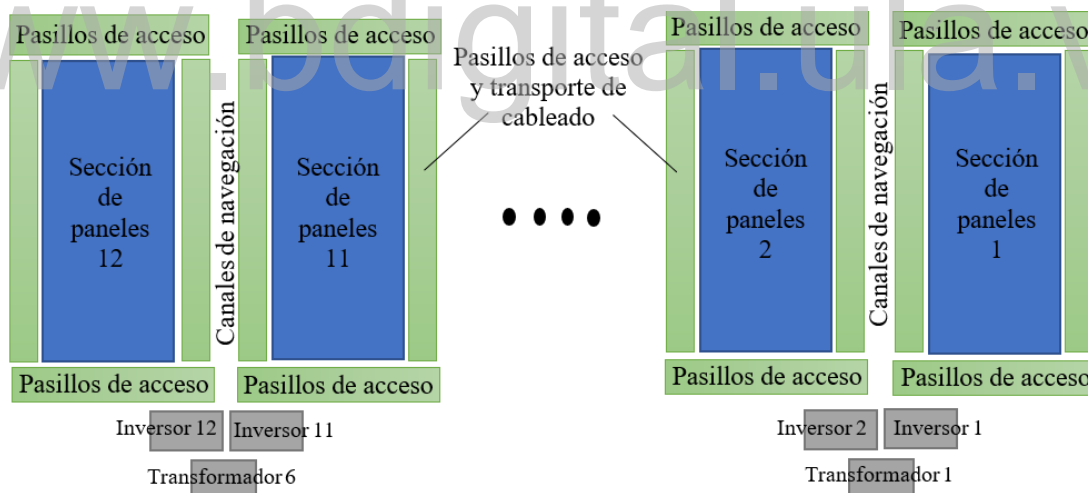


Figura 4.17. Diagrama de disposición de la granja fotovoltaica.

4.1.7.5. Separación entre paneles.

Cómo la estructura va sobre el agua y en función de la ubicación que se analizará más adelante, las secciones de paneles no se verían afectadas por sombra que podría generar la cadena de montañas al frente, por ello, es necesario considerar si entre las ramas en paralelo se podría dar sombreado. Para determinar la distancia mínima que debe existir entre las ramas en paralelo se

hará uso, primero, de la *ecuación 2.11* para calcular el ángulo crítico, en base a las coordenadas de la zona, el ángulo de la latitud es $7,77^\circ$; sustituyendo en la expresión anterior se obtiene que dicho ángulo para el solsticio de invierno (21 de diciembre) corresponderá a.

$$\gamma_s = 90^\circ - 7,77^\circ + 23,5^\circ = 105,73^\circ$$

El largo del módulo fotovoltaico corresponde al ancho del panel, ya que, cómo se comentó anteriormente estos se dispondrán de manera horizontal, y el ángulo de inclinación se tomará el óptimo obtenido por medio del *software PVGIS* y que se analizó previamente, correspondiente a $\beta = 10^\circ$; sustituyendo estos valores en la expresión de la *ecuación 2.10* se obtiene la distancia mínima que debe haber entre paneles.

$$d_{min} = 1,303 \text{ m} \cdot \frac{\sin(105,73^\circ + 10^\circ)}{\sin 105,73^\circ} \Rightarrow d_{min} \cong 1,22 \text{ m}.$$

Considerando el *layout* seleccionado, donde los flotadores secundarios forman parte de los soportes laterales para la estructura donde se apoyan los paneles, los cuales tienen una longitud de $1,212 \text{ m}$ más la distancia que representa los flotadores que formaran los pasillos de mantenimiento entre las líneas de módulos cuyo ancho es de $0,41 \text{ m}$, lo que sumaría un total de $1,622 \text{ m}$, se tiene que la disposición elegida no permitirá la generación de sombra entre las placas, ya que, la longitud entre los elementos de soporte y flotadores de mantenimiento es superior a la distancia mínima que debe existir entre los paneles solares.

Finalmente, las secciones de módulos tendrán una largo aproximado de $1,622 \text{ m} \times 258 + 2 \times 0,41 \text{ m} \cong 420 \text{ m}$, que corresponde a la suma de la longitud entre las 258 ramas de cada sección de módulos, más la del primer y último cuerpo de flotadores. El ancho del sistema vendrá dado por los 29 paneles en serie de las 20 secciones planteadas, donde cada módulo amerita dos cuerpos de flotación con longitud de $1,212 \text{ m}$, más la suma de este mismo valor para los 2 pasillos laterales de acceso y uno compartido para transporte de cableado; además, se sumaría una distancia de 4 m entre las estructuras de paneles para circulación con botes, de acuerdo al esquema de la *figura 4.17*.

Por tanto, se tendrá un ancho de $(2 \times 1,212 \text{ m} \times 29 \text{ paneles} \times 12 \text{ secciones}) + 24 \times 1,212 \text{ m} + 4 \text{ m} \times 11 \text{ canales} \cong 917 \text{ m}$. Esto sugiere que se requiere un área de $917 \text{ m} \times$

$420\text{ m} \cong 385\ 140\text{ m}^2$, que corresponde a $38,51\text{ ha}$ y que en cuanto a la superficie total del embalse de Borde Seco-La Vueltona representa un $0,23\%$ de la misma; cabe mencionar que a esta área se debe sumar la distancia entre la primera línea de flotadores hasta la orilla, ya que, ese espacio será ocupado por los conductores de evacuación de la energía, hasta el punto de conexión en tierra.

4.2. UBICACIÓN.

Con la finalidad de facilitar la conexión a la red, la granja se ubicará hacia el sur del embalse, cerca de la presa de La Vueltona, específicamente sobre parte del valle del río Caparo como se muestra en la *figura 4.18*. De acuerdo a la información suministrada por el departamento de Proyectos Mayores de CORPOELEC Generación-Táchira, la instalación no se puede ubicar al frente de la pared de la presa, ya que, en el estribo derecho (viendo hacia el sur, es decir con el cuerpo de agua hacia la espalda del observador) de esta se encuentra la torre toma de los túneles que conducen el agua hacia las turbinas de los generadores de la planta Fabricio Ojeda.

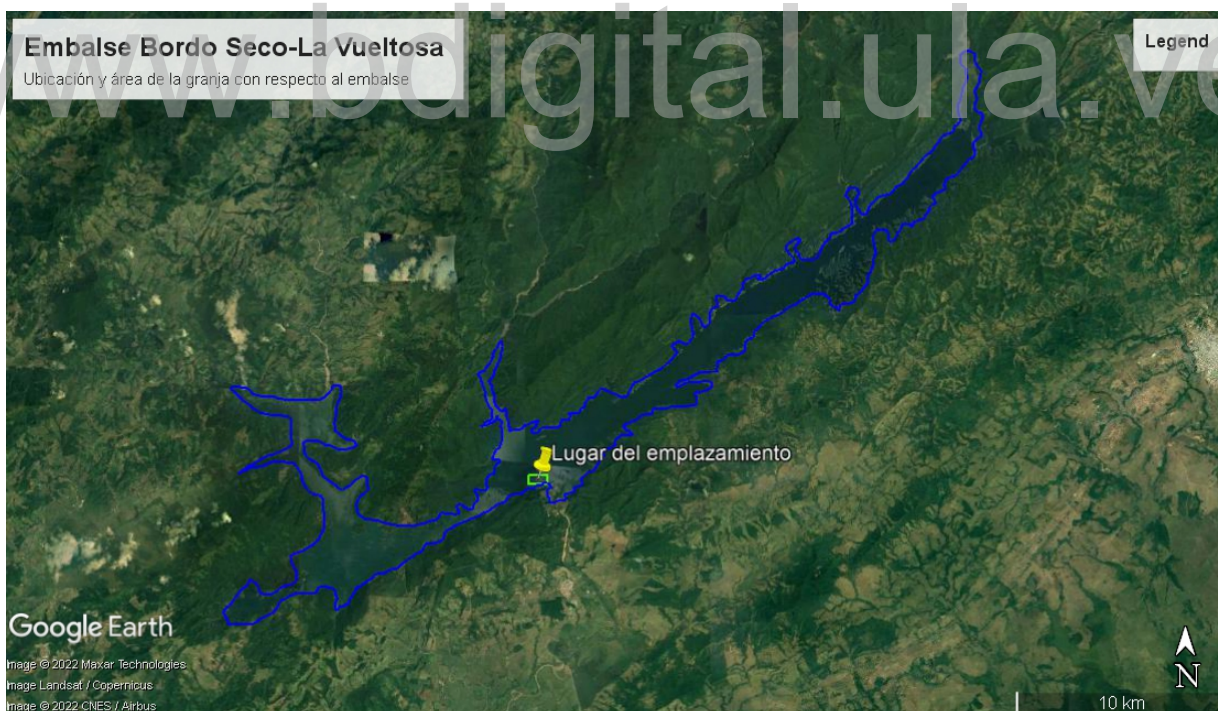


Figura 4.18. Ubicación y área de la granja dentro del embalse Borde Seco-La Vueltona, por medio del software Google Earth [60].

Asimismo, en el estribo izquierdo se encuentra el área de la toma de descarga de fondo del embalse, y entre estos puntos y aguas adentro se encuentran dos elevaciones, las cuales, con el

descenso del nivel del agua generan la aparición de islotes; provocando que la superficie cercana a la presa sea pequeña considerando las hectáreas requeridas para el emplazamiento; y sumado que al tener cerca la torre toma y descarga de fondo, al haber disminución del nivel de agua se genera diferencia de presión lo que puede arrastrar y destruir la estructura con los paneles; por este motivo no es una zona conveniente para la ubicación. En la *figura 4.19* se muestra un mapa topográfico del área descrita al frente de la presa.



Figura 4.19. Mapa topográfico del área frente a la presa La Vueltona [82].

En la *sección 3.1* del *capítulo 3* se denota la zona donde se encuentra la presa de La Vueltona, se indica que el punto bajo del embalse se encuentra en la cota 200, justo en la confluencia del río Caparo y la quebrada Guaimaral, es esta la zona que comprende parte del valle del río y donde se emplazaría la estructura, ya que, de acuerdo a la sección topográfica mostrada en la *figura 4.20* y donde el rectángulo azul correspondería al área de la instalación, no existen elevaciones de gran magnitud, igualmente, hacia el sur donde comienza la montaña se nota un terreno bastante pronunciado debido a la proximidad de las curvas de nivel, y comienza un terreno menos pronunciado a partir de la cota 250; recordando que el nivel mínimo del agua no estará por debajo de los 280 m se puede garantizar que la granja en esta ubicación no tendrá inconvenientes con el descenso del agua, además, de estar cerca de tierra para la respectiva evacuación de los cables de transporte de la energía generada.



Figura 4.20. Mapa topográfico del área para la ubicación de la granja [82].

En cuanto al sistema de anclaje es conveniente por la nivelación del terreno, cómo se ha comentado y se nota en las imágenes cartográficas el terreno, este es relativamente llano, algo que lo hace ideal si se requiere lanzar bloques para el sistema de fondeo. También se nota que hacia la parte derecha se encuentra cerca uno de los islotes al frente de la presa, el cual, se puede usar como soporte para el sistema de amarre, al igual que la ladera del mismo.

Las características geológicas del embalse descritas en el informe de CORPOELEC [56], indican que la zona adyacente a la presa de La Vuelta, corresponde a formaciones que se dieron a partir de la Formación La Quinta de la Edad Triásico Jurásica, esto implica que el terreno está formado por areniscas violáceas, donde el último término hace referencia al color y en general las areniscas son rocas sedimentarias donde al menos el 50% de su composición corresponde a granos del tamaño de arena [83].

El mismo informe indica que aparte de las areniscas se presenta rocas de tipo limolita, cuya composición granulométrica es más fina que el caso de las areniscas, ya que, generalmente está compuesta a partir de materiales arcillosos y óxidos de hierro [84]. Gracias a estas características y la evaluación hecha, concluyeron que la zona era conveniente para el emplazamiento de la obra del embalse, por tanto, en base a esto el terreno del fondo del cuerpo de agua no sería problema para la ubicación de elementos para el sistema de fondeo; considerando que en este punto, cuándo el nivel sea bajo, se tendrá una profundida máxima cercana a los 88 m y en el

máximo normal cerca de 110 m , y se presentaría sobre todo hacia el norte de la estructura de flotación. A continuación, se expone el análisis de planimetría en la zona para emplazamiento mediante el uso del *software Google Earth* desarrollado por *Google*.

El perfil altitudinal que se muestra en la *figura 4.21*, corresponde al área donde estaría ubicada la granja, en la parte inferior se ve la distancia que corresponde al perímetro del rectángulo ($P = 2 \times 917\text{ m} + 2 \times 420\text{ m} \cong 2\,674\text{ m}$), se nota un terreno bastante plano donde en su mayoría no supera la cota de los 225 m , la única elevación resaltante se da en el extremo inferior derecho, esta forma parte de la ladera de uno de los montículos al frente de la presa analizados anteriormente. De acuerdo al cursor la altura máxima que se alcanza en ese punto prácticamente es la cota 280 m , y teniendo en cuenta que el embalse no descenderá el nivel de agua por debajo de la cota 287 m , se asegura que el sistema no tendrá ningún problema con el terreno cercano, considerando que los cuerpos de flotación no se sumergirán a más de un metro de profundidad.

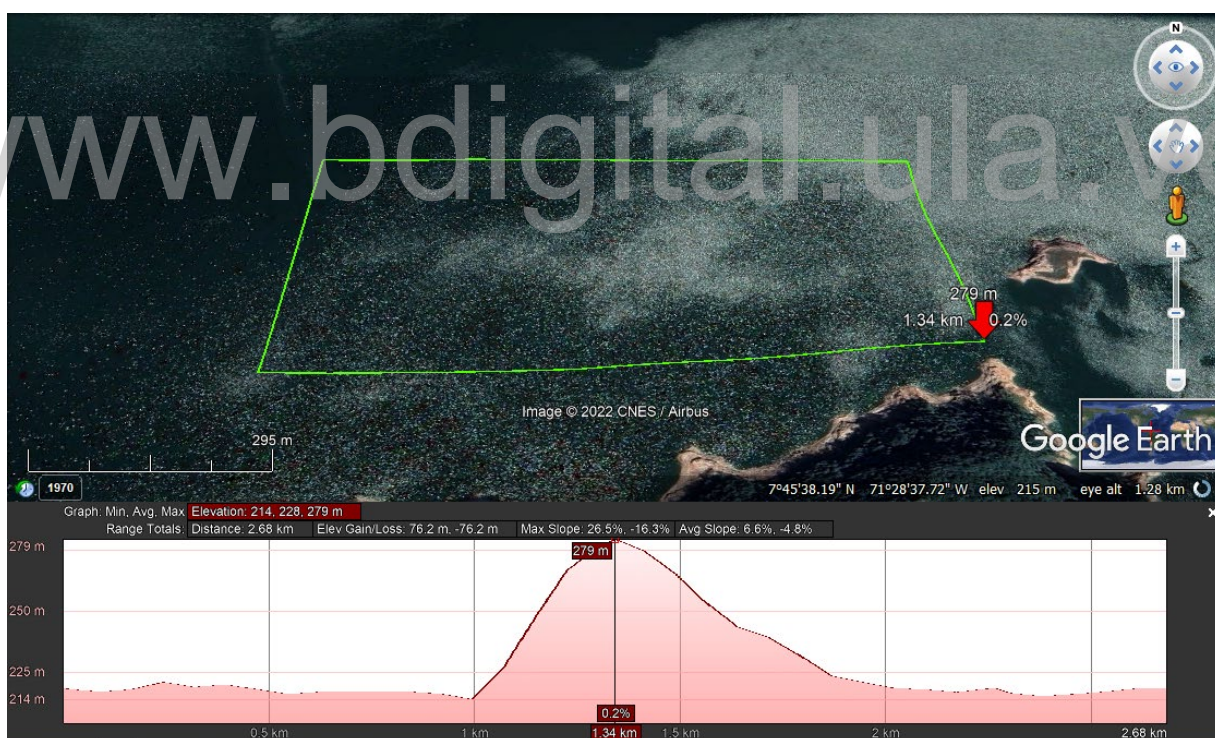


Figura 4.21. Planimetría de la zona correspondiente al emplazamiento de la granja [60].

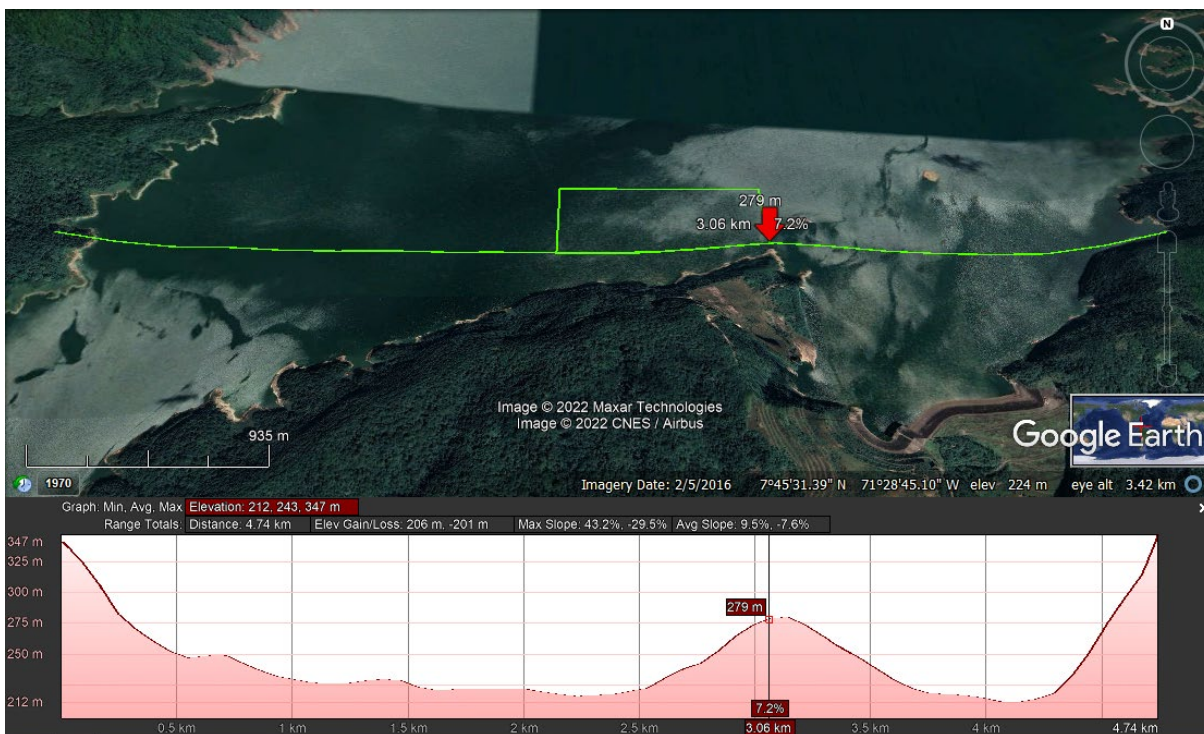


Figura 4.22. Planimetría línea inferior del área del emplazamiento de la granja [60].

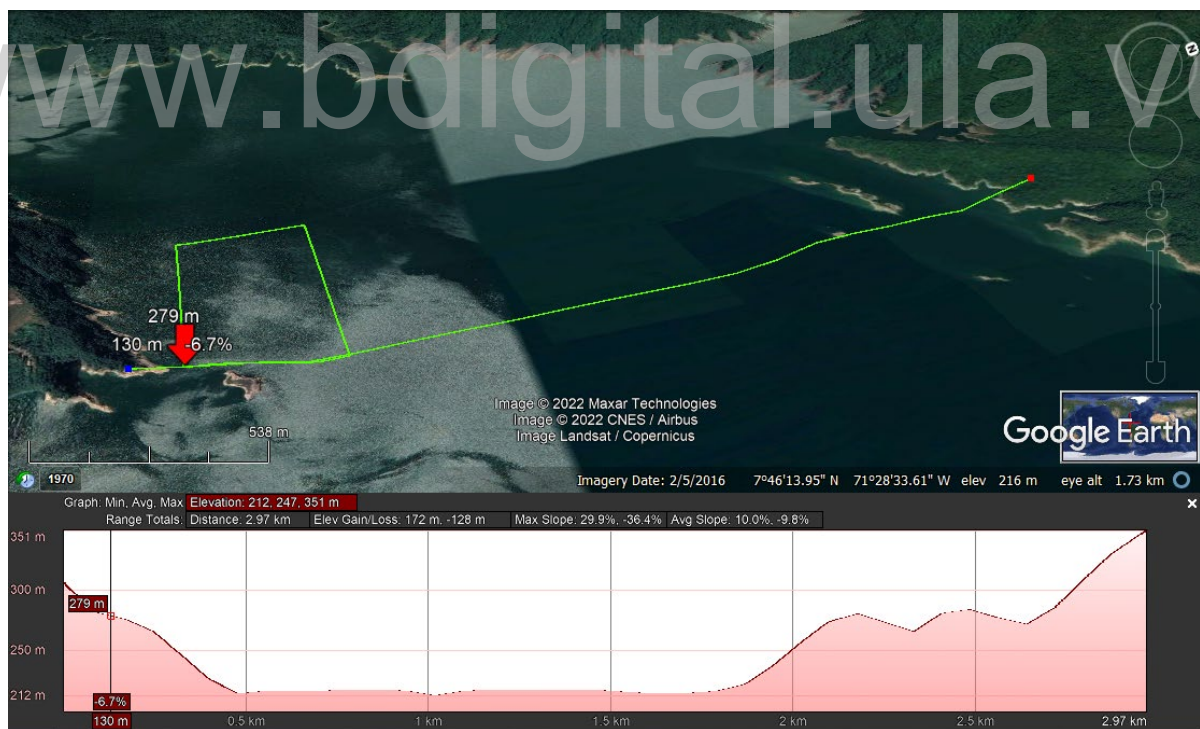


Figura 4.23. Planimetría sentido norte sur del área del emplazamiento de la granja [60].

Las imágenes mostradas en la *figura 4.23* y *figura 4.24* acaban de complementar el análisis hecho, con respecto a la línea horizontal, entre los extremos del embalse y por donde se encuentra la parte sur del área seleccionada, el terreno en gran parte del embalse es plano y

donde se encuentra el punto inferior de la granja, la elevación llega hasta los 280 m ; la línea en vertical (sentido norte-sur) toca la esquina en la cota 279 m , esto garantiza que la ubicación escogida es ideal para la instalación.

La *figura 4.24* muestra una toma tridimensional por medio de *Google Earth Pro* de la zona de la granja respecto a la presa y la central hidroeléctrica Fabricio Ojeda. También, se muestra su cercanía a tierra donde se deberá construir el pórtico de salida de las líneas de subtransmisión en $34,5\text{ kV}$. De acuerdo al *software Google Earth Pro*, este área se encuentra en la cota 400 , por tanto, los conductores desde las plataformas de los transformadores hasta este punto deben tener una longitud acorde para cuando se de el descenso del embalse, que se estimó cercano a la cota $287,5\text{ m}$, así que la diferencia sería próxima a los 113 m , más la distancia en línea recta que habrá entre las plataformas donde se ubican hasta el área de la salida de la línea.



Figura 4.24. Vista con elevación del área para la ubicación de la granja [60].

Con el uso del mismo software, se determinó el área desde donde se ubicará la estructura de flotación hasta la orilla, arrojando un valor de 21 ha , sumando este número al que ocupará la zona de los módulos y plataformas para los inversores ($38,51\text{ ha}$) se tiene que el área total que se ocuparía del embalse serían unas $59,51\text{ ha}$ ($595\,100\text{ m}^2$), que corresponde a un $0,35\%$ de la superficie total del cuerpo de agua.

La *figura 4.25*, muestra una vista del terreno de la zona para la salida de la red de subtransmisión con respecto al área de la granja fotovoltaica. Se expone la ruta que seguirían las líneas (tramo verde) para su interconexión con la red de $34,5\text{ kV}$ (segmento rojo) que parte de la central hidroeléctrica a unos 1290 m en trazado recto, si se decide llevar hasta el punto de salida en la central (tramo blanco) correspondería a una longitud de 1347 m . El tramo de color amarillo es el recorrido de la línea con respecto a la S/E de maniobra La Vueltoosa, que está ubicada a una distancia aproximada de $2,60\text{ km}$. Cabe mencionar que el proyecto de construcción de la línea aérea, al igual que el pórtico de salida y punto de interconexión, están fuera del alcance de este trabajo.



Figura 4.25. Ubicación del pórtico de salida de líneas y posibles puntos de interconexión con la red [60].

4.3. CABLEADO.

Para el cálculo en esta sección se tomará en consideración lo dispuesto por normas internacionales y el Código Eléctrico Nacional Venezolano [85]. Se analizará el tipo de conductores desnudos y con aislamiento a utilizar en función de los criterios de capacidad de corriente, caída de tensión y el valor de las protecciones en base a los niveles de tensión, corriente y potencia que se presentarán en el sistema.

4.3.1. Cables para baja tensión.

De acuerdo a la hoja de datos que provee el fabricante de los paneles fotovoltaicos, estos traen incorporados cables que salen desde su caja de conexión con conectores *MC4*, los cuales tienen una sección de $S = 4 \text{ mm}^2$; estos se utilizan para la respectiva conexión en serie de los paneles, por tanto, se debe elegir un cable para conectar los polos positivo y negativo de las líneas de paneles con las cajas de conexión.

Para el área de los paneles se trabajará con los denominados cables solares, que están especialmente diseñados para soportar las condiciones de este tipo de instalaciones, se seleccionó el producto ofrecido por *Prysmian Group*, compañía italiana especialista en la producción de conductores cubiertos y desnudos para diferentes aplicaciones. En la *figura 4.26*, se muestran las características de los cables de la línea *TECSUN H1Z2Z2-K*, cuya tensión asignada es de $1,0/1,0 \text{ kV}$ ($1,2/1,2 \text{ kVac máx.}$) - $1,5/1,5 \text{ kVdc}$ ($1,8/1,8 \text{ kVdc máx.}$) de acuerdo a la hoja de datos del fabricante.

DATOS TÉCNICOS									
NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSION V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1 x 4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	4,0	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1 x 16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48
1 x 25	6,4	10,3	45	34	290	0,759	140	176	1,59
1 x 35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	1,13
1 x 50	9,0	13,5	73	58	560	0,393	220	276	0,786
1 x 70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	0,554
1 x 95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	0,42
1 x 120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	0,328
1 x 150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	0,216
1 x 240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida útil (25 años).

Figura 4.26. Capacidad de los cables solares del fabricante Prysmian [86].

Además [84], especifican que el diseño del producto está bajo las normas *EN 50618* y la *IEC 62930*; en cuanto a otras características que es necesario evaluar a la hora de la elección del cableado, se encuentra que este producto tiene una durabilidad estimada de 30 años, tiene protección *AD8* que garantiza la operación del cable en zonas parciales o totalmente inundadas, lo que es importante para la zona de aplicación. También ofrece excelente resistencia a los rayos ultravioletas, al calor húmedo, a golpes, entre otros, y también el fabricante indica que su producto es apto para enterrar directamente, lo cual, es necesario considerar para las líneas de evacuación desde las plataformas de inversión hacia el punto en tierra.

4.3.1.1. Capacidad de corriente.

➤ **Ramas en paralelo.**

Corresponde a los conductores desde las ramas en paralelo de módulos solares hasta las cajas de conexión, conforme a las especificaciones del panel escogido, este en el punto máximo de potencia entrega una corriente nominal de $I_{DC} = 17,55 A$. Pero para determinar la máxima corriente, se debe hacer en función de la corriente de cortocircuito del panel seleccionado que corresponde a $I_{SC} = 18,62 A$ y la temperatura máxima de operación del mismo, de acuerdo a la hoja de datos es $+85^{\circ}C$, sustituyendo estos valores, junto al del coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito del panel, correspondiente a $\alpha = 0,04\%/^{\circ}C$, en la ecuación 2.12 se obtiene que.

$$I_{SC}(85^{\circ}C) = 18,62A \cdot \left[1 + 60^{\circ}C \cdot \left(\frac{0,04\%/^{\circ}C}{100} \right) \right] = 19,07A$$

Con este valor, se debe determinar ahora la corriente de operación de la protección con la expresión de la ecuación 2.13.

$$I_N \geq 1,4 \cdot 19,07 \Rightarrow I_N \geq 26,70 A$$

En consecuencia, para las ramas en paralelo de paneles se deben seleccionar fusibles para su protección, con una corriente admisible máxima de $I = 30 A$ y que soporten una tensión hasta $V_{DC} = 1500 V$. Igualmente, los cables de las líneas conectadas en paralelo deben cumplir con lo estipulado en las recomendaciones de las normas *IEC* y el apartado (A) (1) del numeral 690.8

de la sección 690, referente a sistemas fotovoltaico solar del Código Eléctrico Nacional [85], donde la corriente máxima de los paneles en paralelo debe ser multiplicada por un 125%. En base a esto, la corriente máxima que podrán soportar los cables de conexión entre las ramas y las cajas de conexión está dado por la ecuación 2.14.

$$I_{cond} \geq 1,25 \cdot 26,70 A \Rightarrow I_{cond} \geq 33,38 A$$

El resultado sugiere que se debe elegir un conductor que soporte una corriente superior a este valor, por tanto, considerando que la sección del cable del panel es de 4 mm^2 (12 AWG) se escogerá un cable con la misma dimensión y que de acuerdo a la figura 4.26, correspondiente a los aspectos técnicos entregados por el fabricante, los conductores con esta sección tienen una capacidad de $I = 55 A$.

➤ Líneas al inversor.

Corresponden a los conductores desde las cajas de conexión hasta la entrada de los inversores. Como se estableció con anterioridad, por sección de módulos habrá 21 cajas que agruparán en serie, 12 ramas en paralelo y una caja que agrupará las 6 líneas restantes; por tanto, para este cálculo se hace uso de la ecuación 2.15.

$$I_N \geq 1,4 \cdot 19,07 \cdot 12 \text{ ramas} \Rightarrow I_N \geq 320,38 A$$

Esto implica que la protección a la entrada de los inversores se debe diseñar para soportar una corriente de $320 A$ a un nivel de tensión de $1500 V$ en corriente directa. Ahora, se determina la corriente máxima que soportará el cable en base a la normas IEC y lo establecido en el apartado (B)(1) del numeral 690.8 de [85], donde los circuitos que cuenten con dispositivos de sobrecorriente y que estén aptos para funcionamiento continuo, como el caso de los inversores, estos operarán el 100% de la capacidad, reemplazando en la ecuación 2.16.

$$I_{cond} \geq 1 \cdot 320,38 A = 320,38 A$$

Por consiguiente se seleccionará un cable con sección de $S = 70 \text{ mm}^2$ (2/0 AWG) cuya capacidad máxima de corriente es de $347 A$, de acuerdo a lo mostrado en la figura 4.26.

➤ **Líneas al transformador.**

La última sección de conductores en baja tensión a estudiar son los referentes a la unión entre los inversores y los transformadores de media tensión; a diferencia de los cables correspondientes a la conexión entre paneles e inversores que trabajaban en tensión directa, estos operarán en tensión alterna a un nivel de 600 V , por tanto, para la determinación de la capacidad de corriente que deben tener estos conductores, se hace en función de los valores nominales del inversor por medio de la expresión correspondiente a la *ecuación 2.17*.

$$I_n = \frac{5 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 600 \text{ V}} \cong 4811,25 \text{ A}$$

Donde el valor obtenido corresponde al indicado en la hoja de datos entregada por el fabricante del inversor; se debe considerar que la plataforma del transformador estará cerca de las correspondientes a los inversores, a una distancia no superior a los 3 m , los conductores se deberán transportar por medio de bandejas portacables. Para estos conductores se elegirán casas de cables nacionales como *ALCAVEL* o *CABEL*, con largos años de trayectoria en el mercado nacional y cuyos productos son construidos bajo normas nacionales e internacionales. Independientemente del fabricante que se elija, los conductores desde los inversores hasta el transformador estarán al aire libre y deberán contar con aislamiento TTU (90°C) y cumplir con lo indicado en la TABLA 310.17 de [85], en base a dicha tabla se seleccionarán conductores de cobre calibre 500 MCM con capacidad nominal $I_n = 700\text{ A}$ o conductor de aluminio calibre 750 MCM con la misma capacidad nominal.

Esto muestra que será necesario instalar varios conductores por fase en función de la corriente de salida del inversor, además, se deberá hacer un corrección en función de la temperatura ambiente del lugar, ya que, de acuerdo a lo estudiado en la sección referente a las condiciones climáticas en el capítulo 3, hay ciertos meses al año donde la temperatura promedio llega a 32°C , siguiendo lo indicado en la TABLA 310.17 del CEN [85], este factor de corrección corresponde a un valor de $F.C. = 0,96$, multiplicando la capacidad nominal de los cables escogidos, se tiene que $I_{\text{corregida}} = 0,96 \cdot 700\text{ A} = 672\text{ A}$. Dividiendo el valor de corriente a la salida del inversor, por la capacidad de los conductores seleccionados se consigue el número de conductores necesarios.

$$\#Conductores = \frac{4811,25 A}{672} \cong 7,12 \Rightarrow \#Conductores = 8$$

De acuerdo a lo obtenido, es necesario implementar 8 conductores en paralelo por fase del calibre indicado en cobre o aluminio, esto implica que desde cada inversor hasta el transformador de media tensión se deben tender, por bandejas portacables, 24 conductores considerando la separación entre las plataformas, más el recorrido en las mismas, la longitud del cableado no debería superar los 8 m de longitud.

4.3.1.2. Caída de tensión.

Para el cálculo de caída de tensión en el Código Eléctrico Nacional [85] no se hace referencia a la pérdida de voltaje permitida en cables desde el generador fotovoltaico, más allá de la NOTA No.2 del apartado (4) del numeral 215.2 de la SECCIÓN 215 Alimentadores, indica que los conductores deben tener un calibre adecuado de forma tal que no se presente una caída de tensión superior al 3% en la salida de carga más lejana; de igual manera se refleja en el *NEC (National Electric Code)* de Estados Unidos, el cual, se toma como referencia para diferentes normas. Por tanto, se aceptará lo recomendado por los estándares europeos que indican que la caída de tensión en sistemas fotovoltaicos debería estar entre el 1% y 2% [87], incluso los trabajos tomados en consideración para el desarrollo actual y basados bajo normas españolas, indican que, entre el módulo fotovoltaico más lejano y el inversor o caja de conexiones, el valor de caída de tensión debe ser máximo un 1,5% [9].

➤ Ramas en paralelo.

Para la verificación de los cables a utilizar en la parte de baja tensión, se procurará obtener valores que estén dentro de las recomendaciones de las normas europeas. Para determinar la sección del cable en función de la caída de tensión se aplica la expresión mostrada en la *ecuación 2.18*; donde la potencia generada corresponderá al valor de los 29 paneles en serie; la distancia a la que se encontraría el panel más lejano se estimó a una longitud aproximada de 81 m.

La conductividad corresponderá al metal de los conductores seleccionados, en este caso cobre, cuyo material tiene una conductividad de $\gamma_{Cu}: 45,5 m/\Omega \cdot mm^2$ a 90°C, para cables con recubrimientos termoestables [48]. La superficie del conductor elegido es sección de 4 mm² y

la tensión nominal de la rama en el máximo punto de potencia para el panel escogido es $V_{MPP} = 38,2 V$. Sustituyendo y operando se obtiene que la caída de tensión es de.

$$\Delta V = \frac{2 \cdot (29 \cdot 670 W) \cdot 81 m}{45,5 m/\Omega \cdot mm^2 \cdot 4 mm^2 \cdot (29 \cdot 38,5 V)} \cong 15,49 V$$

Para determinar el porcentaje de caída de tensión se hace por medio de la expresión de la ecuación 2.20.

$$\Delta V(\%) = \frac{15,49 V}{29 \cdot 38,5 V} \cdot 100\% \cong 1,39\% < 1,5\%$$

➤ Líneas al inversor.

Para este tramo se determinará el conductor en función de la caja de conexión con todas sus entradas ocupadas y más distante con respecto al inversor, esta estaría en la rama 247 que dista de la primera rama, aproximadamente $400,6 m$, más la separación entre los módulos flotantes y la plataforma que sería cercano a los $5 m$, y se sumaría también la separación entre la orilla de la plataforma y donde se encuentra el inversor que sería aproximadamente $1 m$, se obtiene una longitud total de $L = 406,6 m$. Por tanto, despejando la variable de la sección del conductor de la ecuación 2.19, y multiplicando la potencia por el número de ramas que permite la caja seleccionada (12 entradas) se obtiene el valor mínimo que debe tener el conductor; previamente teniendo el valor de la caída de tensión en función del porcentaje de caída máximo que se permite a partir de la ecuación 2.20, despejando la variable correspondiente a ΔV .

$$\Delta V = \frac{\Delta V(\%) \cdot V_n}{100\%} = \frac{1,5\% \cdot (29 \cdot 38,2 V)}{100\%} \Rightarrow \Delta V \cong 16,62 V$$

Despejando y sustituyendo en ecuación 2.19.

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V_n} = \frac{2 \cdot (12 \cdot 29 \cdot 670 W) \cdot 406,6 m}{45,5 \frac{m}{\Omega} \cdot mm^2 \cdot 16,62 V \cdot (29 \cdot 38,2 V)} \Rightarrow S \cong 226,4 mm^2$$

Así que, se debe elegir el conductor con una sección cercana superior al valor encontrado, que de acuerdo a lo mostrado en la figura 4.28 corresponde a un cable con sección de $240 mm^2$ (400 MCM) con una capacidad de $I_n = 617 A$, y que a su vez es superior al valor de conductor

requerido por el criterio de capacidad de corriente; calculando nuevamente la caída de tensión en función de este conductor se tendrá que la misma entre la caja de conexión más lejana y la plataforma donde está el inversor es de.

$$\Delta V = \frac{2 \cdot (12 \cdot 29 \cdot 670 \text{ W}) \cdot 151,4 \text{ m}}{45,5 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot 240 \text{ mm}^2 \cdot (29 \cdot 38,2 \text{ V})} \cong 15,68 \text{ V}$$

$$\Rightarrow \Delta V(\%) = \frac{15,68 \text{ V}}{29 \cdot 38,2 \text{ V}} \cdot 100\% \cong 1,41\% < 1,5\%$$

La *tabla 4.7*, muestra los valores de la distancia entre las cajas de conexión y el inversor con el conductor seleccionado y el respectivo porcentaje de caída de tensión que se daría. Cabe mencionar que, acorde a la hoja de datos provista por el fabricante, el conductor mínimo que permite el terminal de salida de la caja de conexión es un conductor con sección de 120 mm^2 (4/0 AWG), pero este sería un conductor sobredimensionado para la carga de ciertas ramas, por tanto, se indica el valor con el cableado ideal y en función de este calibre si es de uso obligatorio.

Tabla 4.7. Caída de tensión entre cajas de conexión e inversor.

Caja	N° de entradas	Distancia [m]	Conductor [mm^2]		Rama	Caída de tensión.	
			Ideal	Salida/caja		Cable ideal	Cable salida/caja
1	6	6,0	70 (2/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	1	0,04%	0,02%
2	12	15,7	70 (2/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	6	0,19%	0,11%
3	12	35,2	70 (2/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	18	0,42%	0,24%
4	12	54,7	70 (2/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	30	0,65%	0,38%
5	12	74,1	70 (2/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	42	0,88%	0,52%
6	12	93,6	70 (2/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	54	1,12%	0,65%
7	12	113,1	70 (2/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	66	1,35%	0,79%
8	12	132,5	120 (4/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	78	0,92%	0,92%
9	12	152,0	120 (4/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	90	1,06%	1,06%
10	12	171,4	120 (4/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	102	1,19%	1,19%

Tabla 4.7 (continuación). Caída de tensión entre cajas de conexión e inversor.

Caja	N° de entradas	Distancia [m]	Conductor [mm^2]		Rama	Caída de tensión.	
			Ideal	Salida/caja		Cable ideal	Cable salida/caja
11	12	190,9	120 (4/0 AWG)	120 (4/0 AWG)	114	1,33%	1,33%
12	12	212,0	185 (350 MCM)	185 (350 MCM)	127	0,96%	0,96%
13	12	221,5	185 (350 MCM)	185 (350 MCM)	139	1,00%	1,00%
14	12	250,9	185 (350 MCM)	185 (350 MCM)	151	1,13%	1,13%
15	12	270,4	185 (350 MCM)	185 (350 MCM)	163	1,22%	1,22%
16	12	289,9	185 (350 MCM)	185 (350 MCM)	175	1,31%	1,31%
17	12	309,3	185 (350 MCM)	185 (350 MCM)	187	1,40%	1,40%
18	12	328,8	240 (400 MCM)	240 (400 MCM)	199	1,14%	1,14%
19	12	348,2	240 (400 MCM)	240 (400 MCM)	211	1,21%	1,21%
20	12	367,7	240 (400 MCM)	240 (400 MCM)	223	1,28%	1,28%
21	12	387,2	240 (400 MCM)	240 (400 MCM)	235	1,35%	1,35%
22	12	406,6	240 (400 MCM)	240 (400 MCM)	247	1,41%	1,41%

➤ **Líneas al transformador.**

Al igual que en el cálculo de capacidad de corriente, la fórmula para determinar la caída de tensión en conductores a operar bajo tensión alterna cambia con respecto al caso de tensión DC. Para este caso se hace uso de la expresión mostrada en la *ecuación 2.21*; este cálculo se hará en base a los 8 conductores de cobre o aluminio y de la longitud estimada (8 m) entre el inversor y el transformador. Los valores de conductividad para los conductores seleccionados son concordes con [45], para conductores de cobre $\gamma_{Cu}: 45,5 \frac{m}{\Omega} \cdot mm^2$ y para conductores de aluminio $\gamma_{Al}: 27,8 \frac{m}{\Omega} \cdot mm^2$, valores a 90°C para cables con recubrimiento termoestables.

La superficie de los conductores elegidos son sección de 300 mm^2 para el conductor de cobre y para el de aluminio la sección es de 400 mm^2 . La tensión a la salida del inversor será la nominal $V_n = 600 \text{ V}$. Así que, reemplazando y despejando la variable de caída de tensión (ΔV) se obtiene que para el caso de conductores de cobre.

$$\Delta V_{Cu} = \frac{5 \times 10^6 \cdot 12}{45,5 \cdot 300 \cdot 600 \cdot 8} \cong 0,61 \text{ V}$$

Haciendo uso de la *ecuación 2.20*, se obtiene el porcentaje de caída de tensión en los conductores.

$$\Delta V(\%) = \frac{0,61}{600} \cdot 100\% = 0,10\% < 1,5\%$$

Para conductores de aluminio, se tiene que.

$$\Delta V_{Al} = \frac{5 \times 10^6 \cdot 12}{27,8 \cdot 400 \cdot 600 \cdot 8} \cong 0,75 \text{ V}$$

Reemplazando en *ecuación 2.20*.

$$\Delta V(\%) = \frac{0,75}{600} \cdot 100\% \cong 0,13\% < 1,5\%$$

Con los resultados obtenidos para los conductores en baja tensión para operación tanto en régimen de corriente alterna cómo continua, se tiene que los calibres de los cables escogidos cumplen con los criterios de capacidad de corriente cómo por caída de tensión establecidos en las normas nacionales e internacionales, en base a las condiciones de trabajo en las cuales operarán.

4.3.1.3. Protecciones.

Para la sección de baja tensión, tanto las cajas de conexión cómo los inversores vienen provistos para la colocación de protecciones; de acuerdo con el manual de usuario que entrega el fabricante de las *sunbox*, están diseñadas para la implementación de diferentes protecciones, cómo el caso de fusibles a la entradas de ambos polos provenientes de las ramas de paneles,

switch de desconexión para la línea de salida hacia el inversor, punto de puesta a tierra, entre otras, que se detallan en la *tabla 4.8*, y cuya ubicación se muestra en la *figura 4.27*.

Tabla 4.8. Descripción interna de cajas de conexión de ramas en paralelo.

No.	Descripción	No.	Descripción
A	Cartuchos fusibles polo DC+	G	Interruptor DC
B	Cartuchos fusibles DC-	H	Fuente de alimentación
C	Puertos RS485	I	Pantalla Indicador
D	Barra de cobre para puesta a tierra	J	Led de pantalla
E	Salida polo DC-	K	Pulsador
F	Salida polo DC+	L	SPD (Protección de sobretensión)

Nota. Datos obtenidos de [88]

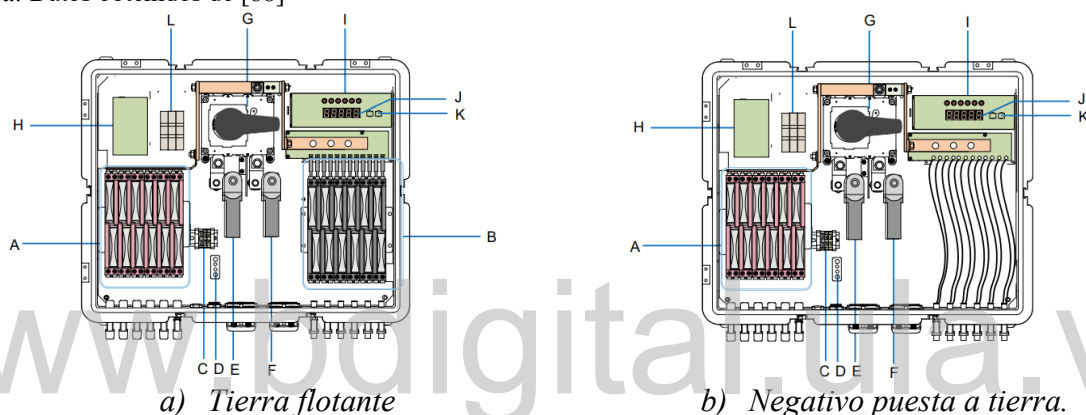


Figura 4.27. Diagrama interno de cajas de conexión [88].

Este elemento trae integrado un sistema de control y comunicación para la respectiva monitorización de las ramas y con esto lograr optimizar el funcionamiento de la red, además, de facilitar las actividades de mantenimiento y localización de averías. Como se determinó anteriormente, los fusibles por cada rama deben soportar una ampacidad máxima de $I = 30 A$, en la *figura 4.28* se muestra un fusible de la serie *Bussmann* del fabricante europeo *EATON*; diseñado para tensiones de $V = 1300/1500 V_{dc}$, con capacidades de corriente nominal de $15 A$ a $32 A$, y capacidad de interrupción de $2 \times I_n$. El *switch DC* tiene indicado una capacidad de $I_{dc} = 400 A$ y tensión de operación de $V_{dc} = 1500 V$, de acuerdo a lo expuesto en la hoja de datos de la caja, y el cuál, es un valor aceptable teniendo en cuenta que la corriente de salida de cada caja está por el orden de los $12 \times 17,43 A \cong 209,16 A$.



Figura 4.28. Fusible fotovoltaico [89]

Con respecto a los inversores, a la entrada de las líneas de alimentación también viene una sección para la ubicación de portafusibles y *switch* de desconexión de carga, similar al que se encuentra en las cajas de conexión, así mismo, de circuitos de *breakers* de protección que cómo se calculó con anterioridad, debe tener una capacidad por el orden de los $I_{dc} = 430 A$, en función de las líneas provenientes de las cajas de 12 ramas.

En el caso del transformador la protección estará determinada por la corriente de salida del inversor, que de acuerdo a lo calculado y a lo indicado por el fabricante está entorno a los $I = 4812 A$, implica el uso de un breaker o disyuntor con una capacidad de $5000 A$, el cuál, no es indicado por el fabricante del inveror pero muestra en la hoja de datos del equipo, que presenta protección en la salida *AC*.

4.3.1.4. Puesta a tierra.

Para la sección de los arreglos de los paneles se puede hacer selección de un sistema de aterrizaje flotante o con el negativo puesta a tierra; la primera configuración consiste en la conexión de las masas del sistema a un electrodo propio, es decir, las partes metálicas de los soportes de las placas solares se aterrizan con electrodo, separado de la masa del inversor que estaría conectado a otro electrodo y, esto se aplica generalmente para la protección contra descargas atmosféricas o toques indirectos.

La segunda opción es aterrizajar el polo negativo o tierra del sistema, consiste en la unión de todas las masas de los dispositivos involucrados en un electrodo común, esto permite la utilización de dispositivos de protección y corte unipolar, lo que garantiza un buen funcionamiento de los equipos inversores, ya que, en un sistema de tierra flotante se puede suscitar la circulación de corriente por los conductores de protección si se llega a dar el contacto entre un conductor activo con los marcos metálicos del sistema [90].

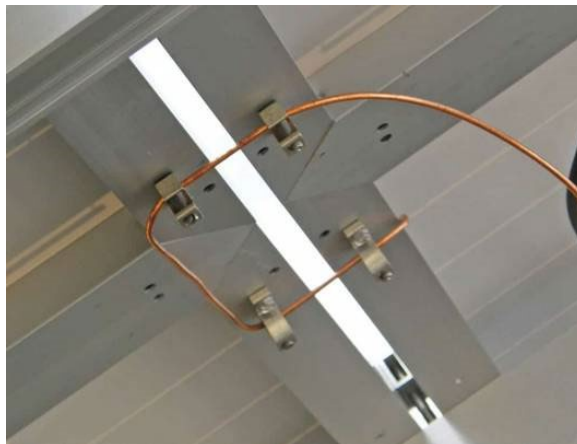


Figura 4.29. Conexión de cable puesta a tierra en los módulos [90].

Además, recordando la aplicación flotante del sistema y que tanto las cajas de conexión como el sistema de protección de los inversores elegidos cuenta con dispositivos de desconexión por sobretensión y monitoreo de rendimiento de la instalación, se optará para el sistema de puesta a tierra en el lado de baja tensión por una configuración de aterrizar el polo negativo, con un único conductor por sección de paneles y su respectivo centro de inversión con la finalidad de no generar interferencias entre las secciones y reducir costos en cuanto al calibre de los conductores.

El electrodo de puesta a tierra se ubicará preferiblemente en el fondo del embalse, ya que, por medio del análisis de planimetría realizado previamente, se tiene que el lecho del cuerpo de agua en la zona del emplazamiento, en la parte donde estarán los inversores y transformadores, se encuentra en promedio sobre la cota 216 m , así que cuando el embalse esté en su nivel bajo habrá una distancia de más de 69 m , lo cual, dificulta el descenso de buzos con equipos para inmersión, en caso de que la opción anterior no sea factible, incluso vaciando el lago artificial hasta un punto aceptable para la inmersión de buzos, el aterramiento se deberá hacer en puntos cercanos a la orilla del embalse, al frente de la estructura con un respectivo análisis de resistividad del área para la selección de los electrodos o mallado de puesta a tierra.

Esto implica que la longitud del conductor de puesta a tierra desde los inversores y transformadores debe tener una longitud (en línea recta) cercana a los $L = 540\text{ m}$, más el largo que hay que prever para la oscilación del embalse que se tiene en los 30 m ; por tanto, la longitud de los conductores debe ser de aproximadamente 570 m para el caso de la puesta a tierra en la orilla, en caso contrario la longitud del conductor sería sólo de 100 m llevando al fondo del

embalse. Independiente de la ubicación de los electrodos, de acuerdo a [85] y en base a los conductores que transportan mayor corriente (correspondientes a los conductores desde las cajas hasta el inversor), se elige un conductor de cobre desnudo #2 AWG. Para el caso de las estructuras de las ramas y cajas de conexión, se escoge un conductor de cobre desnudo #12 AWG.

4.3.2. Cables para media tensión.

Corresponden a los conductores de evacuación de la potencia generada a un nivel de media tensión, desde cada transformador hasta la zona donde se ubicará el pórtico de salida de la línea área de subtransmisión. Los cables deberán estar aptos para operar a un nivel de tensión de $V = 34,5 \text{ kV}$; para el cable de media tensión a implementar se puede seleccionar también fabricantes nacionales, cómo los nombrados anteriormente.

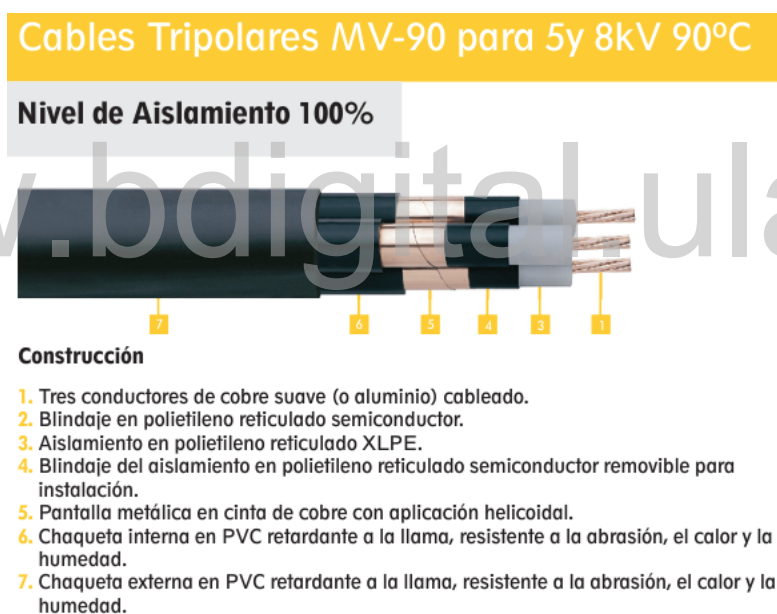


Figura 4.30. Imagen de cable tripolar para media tensión CABEL [92].

Tanto el fabricante *ALCAVEL* cómo *CABEL*, en sus catálogos ofrecen conductores para media tensión tripolares en cobre o aluminio y en base a lo especificado en el CEN [85]. En la figura 4.30 se muestra las características de los cables tripolares para media tensión de CABEL, los cuales tienen aislamiento XLPE (90°C) siendo óptimo para la operación en ambientes húmedos [92]; sería importante verificar si el fabricante puede garantizar la protección *AD* que rige la exposición que puede tener un cable a un ambiente mojado, cómo el caso de protección *AD8*,

que permite la total y permanente inmersión del mismo y cuya aplicación está en base a estándares europeos [91].

Si se selecciona un conductor con aislamiento recomendado y que no se pueda sumergir por completo, se puede utilizar para su evacuación cuerpos de flotación como los usados para los pasillos de la estructura flotante o bandejas fabricadas a base del compuesto HDPE, que evitará el contacto directo de las líneas con el agua, y se escogería productos del catálogo de cables de potencia para media tensión ofrecidos también por el fabricante CABEL, incluso también se puede hacer uso de canalizaciones en PVC desde los transformadores hasta la zona en tierra. Todo esto se haría en base al análisis de costos para llevar a cabo la implementación de la granja, independientemente del cableado que se elija, a continuación, se dimensionará el calibre adecuado en base al criterio de capacidad de corriente y caída de tensión.

4.3.2.1. Capacidad de corriente.

Cómo los transformadores se encuentran separados entre ellos y con la finalidad de manejar las secciones de 10 MVA por separado en caso de mantenimiento o avería que se pueda dar, se desplegarán cables hasta la zona en tierra donde se ubicará el pórtico de salida de la línea de subtransmisión. La corriente nominal que circulará por los conductores vendrá dada por la ecuación 2.17.

$$I_n = \frac{10 \times 10^6\text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \times 10^3\text{ V}} \cong 167,35\text{ A}$$

De acuerdo al valor obtenido y en base a los mostrados en la Tabla 310.71 de [85] referente a la capacidad de cables tripolares de cobre aislados al aire libre para tensiones entre $5001\text{-}35000\text{ V}$ tipo $MV\text{-}90$ (temperatura de operación del conductor 90°C) y temperatura ambiente de 40°C , se selecciona conductores de cobre calibre $\#1/0\text{ AWG}$ con capacidad nominal $I_n = 215\text{ A}$ o conductores de aluminio calibre $\#2/0\text{ AWG}$ con capacidad nominal de $I_n = 190\text{ A}$.

4.3.2.2. Caída de tensión.

Para la determinación de la sección del conductor en base a la caída de voltaje en la parte de media tensión, se hará en función al conductor desde el transformador más distante y el área

donde se ubicará el pórtico de salida de la línea de subtransmisión. De acuerdo a la ubicación de la granja, la distancia en línea recta desde el transformador N°6 hasta la orilla del embalse es de unos $L = 515$ m, desde este punto hasta la zona del emplazamiento en tierra hay $L = 200$ m, lo que sumaría un total de $L = 715$ m, a esto se le debe sumar la longitud en función de la oscilación del embalse que se estableció en 30 m, por tanto, la distancia del tramo más lejano estará en torno a los $L = 745$ m. Cómo no se conoce el factor de potencia de operación, se hará uso de la ecuación 2.21.

$$S = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot V_n \cdot \Delta V}$$

Despejando de la expresión nuevamente la variable de caída de tensión y reemplazando los demás valores se obtiene la caída de voltaje en el tramo en función de conductores tripolares de cobre ($S = 50 \text{ mm}^2$) y aluminio ($S = 70 \text{ mm}^2$) aislados; teniendo en cuenta lo establecido en las normas CADAFE para el diseño de redes de distribución en media tensión, los alimentadores o acometidas deberían presentar una caída máxima de tensión del 1% [93].

$$\Delta V_{Cu} = \frac{5 \times 10^6 \cdot 745}{45,5 \cdot 34,5 \times 10^3 \cdot 50} \cong 47,46 \text{ V}$$

Con la ecuación 2.20, se obtiene el porcentaje de caída de tensión en el conductor.

$$\Delta V(\%) = \frac{47,46}{34500} \cdot 100\% = 0,14\% < 1\%$$

Ahora se calcula para los cables de aluminio.

$$\Delta V_{Al} = \frac{5 \times 10^6 \cdot 1172}{27,8 \cdot 34,5 \times 10^3 \cdot 70} \cong 55,48 \text{ V}$$

Implica que.

$$\Delta V(\%) = \frac{55,48}{34500} \cdot 100\% = 0,16\% < 1\%$$

Tabla 4.9. Caída de tensión para los cables de media tensión.

Transformador	Distancia [m]	Cable tripolar	
		#1/0 AWG (Cu)	#2/0 AWG (Al)
1	574	0,11%	0,12%
2	470	0,09%	0,10%
3	438	0,08%	0,09%
4	510	0,09%	0,11%
5	625	0,12%	0,13%
6	745	0,14%	0,16%

Con los resultados obtenidos, se tiene que los cables elegidos por el criterio de capacidad de corriente también cumplen en base al criterio de caída de tensión, ya sea, que se seleccionen conductores de cobre o aluminio. En la *tabla 4.9* se muestra la caída voltaje de todas las líneas de evacuación desde los transformadores de media tensión de cada sección de paneles, hasta la zona en tierra para la salida de la red de subtransmisión en $34,5 \text{ kV}$.

Para el cableado en el lado de media tensión sólo hace falta la comprobación por el criterio de cortocircuito, pero considerando que es necesario conocer el tipo de conductor para la línea de la red de subtransmisión, además, de las impedancias tanto de la línea como los transformadores; por tal motivo se dejará esta evaluación para cuando se cuente con los datos precisos de los variables necesarias para el respectivo análisis. Pero en base a lo mostrado en las hojas de datos de los cables escogidos, estos están bastante capacitados para soportar temperaturas que se pueden presentar debido a un efecto de cortocircuito, dando base a que su selección puede ser acertada a falta de la evaluación del criterio mencionado.

4.4. PRODUCCIÓN ESPERADA.

En el capítulo 3, se realizó una estimación por medio del *software PVGIS* y en base a una capacidad instalada máxima de $P = 60\,000 \text{ kW}_p$ y valores estándar ofrecidos por la herramienta, arrojando una producción anual cercana a los $P = 79,6 \text{ GW/h}$. Ahora se hará con el programa, de también desarrollo europeo *PVsys*, que como se indicó en capítulos previos es una herramienta que permite el análisis y simulación de instalaciones fotovoltaicas.

Ya contando con la proyección total del sistema, en cuanto a todos los elementos requeridos para su puesta en marcha; se analizará la energía que el mismo estará en capacidad de generar tomando en consideración las pérdidas y la ventaja del tipo de implementación que se está planteando. Como se mencionó con anterioridad, en los sistemas fotovoltaicos no se obtiene un rendimiento alto debido a las pérdidas generadas por los inversores, por sombra, las correspondiente al efecto *Joule* en los cableados, las generadas por las temperaturas de trabajo de la instalación, también, se debe comprender las atribuidas a la suciedad y acumulación de polvo en los paneles; otras a considerar son las referentes a las pérdidas por dispersión de parámetros de los paneles y los seguidores del punto máximo de potencia, que generalmente se asumen con un rendimiento óptimo del 100% [7].

Teniendo en cuenta la ubicación de la estructura, el efecto de pérdidas generado por sombras sería casi despreciable, ya que, sólo aparecerían por la montaña hacia el sur de la instalación y que afectaría en pequeños períodos de tiempo, los cuales, casi coinciden con la salida y ocaso del sol. Como los módulos van a estar sobre el agua y alejados de tierra firme en ciertos sectores, las pérdidas por suciedad y acumulación de polvo también serán bajas. Y considerando que los inversores escogidos tienen un excelente rendimiento del 99%, de acuerdo al fabricante, implica que la productividad general del sistema se vería afectado en gran medida por los efectos ocasionados por la temperatura.

En cuanto al cableado, estos se dimensionaron con la finalidad de presentar las menores caídas de tensión posible, donde ciertos tramos correspondientes a las líneas desde las cajas de conexión hasta los inversores presentan valores cercanos al 1,5%. Sólo queda el análisis referente al aumento de temperatura que se presentaría en los módulos fotovoltaicos; entre las ventajas que presentan los sistemas fotovoltaicos flotantes, expuestas en el primer capítulo, se indica el aumento del rendimiento de los mismos en comparación a los sistemas en tierra, esto se debe a que el agua permite la refrigeración de los mismos disminuyendo el efecto adverso producido por la temperatura.

La refrigeración en estas instalaciones se da en base a dos fenómenos, el primero el ambiente, debido a que al ubicarse en un cuerpo de agua la temperatura ambiente es menor, que de acuerdo a lo analizado en la sección correspondiente en el tercer capítulo y lo mostrado en la *figura 3.16* (ver pág. 76) el promedio anual oscila cerca de los 25°C, siendo este el valor óptimo de

operación de los paneles acorde con el fabricante. Esto se debe principalmente a que el calor específico del agua es mayor que el de tierra seca, esto facilita que la transmisión del mismo hacia el agua sea más efectiva y con ello evitar altas temperaturas ambiente en el sistema [6].

El segundo es la condensación, ya que, al generarse vapor por la radiación solar que se da sobre la superficie del agua, este se condensa en la parte trasera de las placas, el líquido generado hace que el calor que se produce en la parte trasera del módulo se transfiera hacia el agua por medio de conducción. Todos los valores referentes a las pérdidas se pueden establecer manualmente en el programa *PVsyst* o trabajarse en base a los predispuestos en el algoritmo del mismo, pero acorde a lo comentado por [6] en su trabajo, al tratarse los sistemas fotovoltaicos flotantes aún una tecnología bastante reciente no se puede ingresar fácilmente los valores correspondientes a este tipo de aplicación en el *software*; por tal motivo, las pérdidas que arroja el sistema son en base a un sistema instalado en tierra.

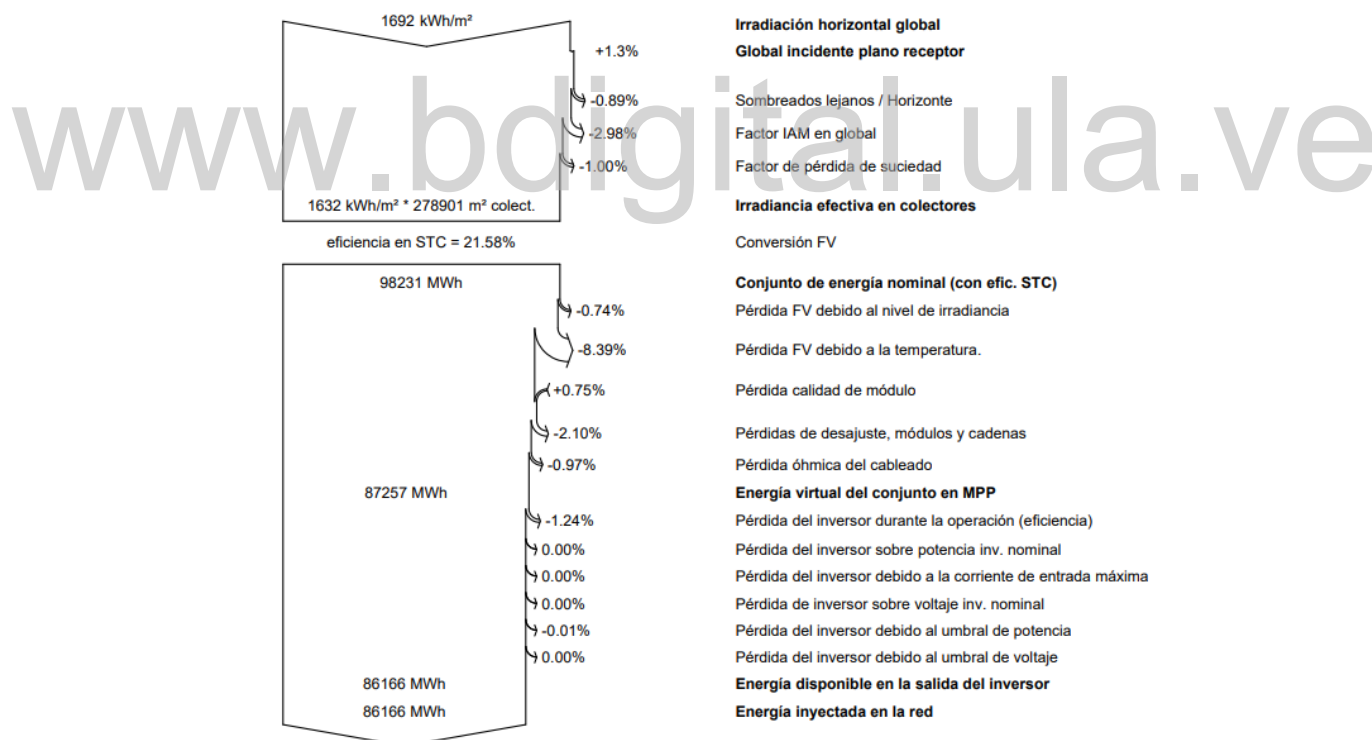


Figura 4.31. Diagrama de pérdidas generado por medio de PVsyst [68].

En la *figura 4.31*, se muestra el esquema de pérdidas arrojado en el informe correspondiente a la simulación del sistema que se ubicaría en el embalse de Bordo Seco- La Vueltoza; en el mismo se refleja lo mencionado con respecto al desmejoramiento que podría ocasionar el sombreado,

siendo casi despreciable al no representar ni el 1%, al igual que su consideración con respecto a las pérdidas óhmicas por cableado cercano también al uno por ciento.

Las pérdidas debidas al efecto de la temperatura las indica con un valor del 8,39%, pero cómo indica [6] en el desarrollo de su proyecto, los estudios realizados a instalaciones fotovoltaicas flotantes en operación, han arrojado que las pérdidas por temperatura en este tipo de sistema presentan una mejora entre un 8% a un 15% respecto a sus similares en tierra; lo que implica que en base a estos resultados y asumiendo el valor menos favorable que ha sido una mejora del 8%, se podría decir que el efecto ocasionado por la temperatura sería prácticamente anulado al implementar la granja sobre el embalse, ya que, se tendría que las pérdidas serían de $- 8,39\% + 8\% = - 0,39\%$. Esto arrojaría un coeficiente de rendimiento alto para la intalación y el mismo se determina con la *ecuación 2.21*.

El inversor seleccionado tiene un rendimiento del 99%, las pérdidas por temperatura se definieron de forma teórica en $(100 - 0,39)\% = 99,61\%$. Para el cableado se estableció que la máxima caída de tensión permitida de acuerdo a norma sea del 1,5%; las correspondientes a la suciedad de acuerdo a la ubicación no debería ser superiores al 1%, y por último concorde a la simulación, 2,1% corresponderá a las pérdidas por desajustes, siendo este un valor promedio dentro de un rango del 0% al 4% [46]. Sustituyendo y operando se obtiene que.

$$PR = 0,99 \cdot 0,9961 \cdot 0,985 \cdot 0,99 \cdot 0,9790 \cong 94,14\%$$

Cómo se estimó, el valor obtenido representa un coeficiente de rendimiento alto, que no es muy habitual en instalaciones fotovoltaicas, sobre todo las instaladas en tierra firme; aunque este valor es teórico basado en análisis realizados sobre otras instalaciones en condiciones ambientales y ubicaciones distintas, es bastante ambicioso considerarlo posible, ya que, primero garantizaría que a la salida del sistema de inversión se tendría casi en su totalidad la potencia esperada y que incluso permitiría la reducción de la instalación de elementos ya proyectados en base a un rendimiento bajo, lo cual, es beneficioso en aspectos económicos.

El informe arrojado por la simulación del sistema entrega un coeficiente de rendimiento promedio anual del 83,6%, pero este es suponiendo que la planta está en tierra y presentaría pérdidas superiores provocadas por la temperatura ambiente. Pero siendo estos los datos

disponibles más cercanos a un evento real, la previsión de producción de hará en base a los mismo por medio de la *ecuación 2.22*; teniendo presente que el programa de simulación ya contempla modelos matemáticos en su algoritmo, para determinar la producción en base a los ángulos óptimos de inclinación, por lo que sus resultados serían más fiables; en el caso de la previsión estimada se tomarán los valores de la radiación directa horizontal, teniendo en consideración que el grado óptimo de inclinación es solo de diez grados, por tanto, las placas estarán casi de forma horizontal.

Haciendo uso de los valores del factor de rendimiento arrojados por el informe del simulador y teniendo en cuenta que la potencia instalada, de acuerdo a lo proyectado es de $P = 29_{\text{paneles serie}} \cdot 3096_{\text{cadenas paralelo}} \cdot 670 \text{ W} \Rightarrow P = 68,16 \text{ MW}_p$. Se sustituyen todos los valores en la expresión de la ecuación anteriormente mencionada, obteniendo el valor promedio de producción al mes y anual de la planta.

Tabla 4.10. Valores de potencia promedio generada por la instalación.

Mes	$G_{dm}(h)$ [kWh/m ² día]	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ [kWh/m ² día]	PR	E_p [kWh/día]
Enero	4,69	6,89	0,837	269 526,89
Febrero	4,93	7,33	0,832	281 626,84
Marzo	4,27	6,79	0,834	244 510,62
Abril	4,17	6,96	0,836	239 357,00
Mayo	4,51	7,10	0,838	259 492,23
Junio	3,87	6,43	0,841	223 465,64
Julio	4,35	6,94	0,842	251 480,98
Agosto	5,24	7,70	0,836	300 774,74
Septiembre	5,09	7,63	0,832	290 766,86
Octubre	5,19	7,81	0,834	297 192,06
Noviembre	4,33	6,79	0,844	250 919,34
Diciembre	4,98	6,77	0,825	282 089,61
Anual	4,64	7,10	0,836	266 334,89

Los resultados expuestos en la *tabla 4.10* muestran la energía mensual que se obtendría en la granja, sin considerar de forma precisa los ángulos óptimos de inclinación de las placas fotovoltaicas ($\alpha = 0^\circ$ y $\beta = 10^\circ$), se indica que el promedio anual sería de unos $266,33 \text{ MWh/día}$, que en función de los 365 días del año representaría unos $97,21 \text{ GWh}$, siendo este un valor

superior al obtenido por medio de la herramienta de la Comisión Europea (*PGVIS*) que arrojó un valor de $79,6 \text{ GWh}$ para una capacidad instalada de 60 MWp , y donde esta estimación la realiza considerando un mayor porcentaje de pérdidas.

Con respecto a la simulación, en el diagrama de pérdidas se muestra cuál sería la cantidad de potencia inyectada a la red anualmente en base a la proyección realizada, y este valor corresponde a $86\ 166 \text{ MWh}$ ($86,2 \text{ GWh}$), se nota claramente que este valor es superior al generado por el *PGVIS*, dado que la dimensión instalada comprende $6,6 \text{ MWp}$ más que la estimación inicial y menor cantidad de pérdidas; e inferior con respecto a la previsión hecha en función de la radiación horizontal, donde la diferencia no es tan considerable, pero cómo se comentó el cálculo realizado teóricamente no se hizo mediante un modelo matemático en base a los ángulos de trabajo óptimos, si no asumiendo una irradiación totalmente horizontal. Por tanto, se tomarán los resultados obtenidos por medio de la simulación como los más acertados, los cuales, podrían ser un resultado superior recordando el análisis de pérdidas en cuanto a la temperatura ambiente que se realizó para la instalación, emplazándola sobre el agua.

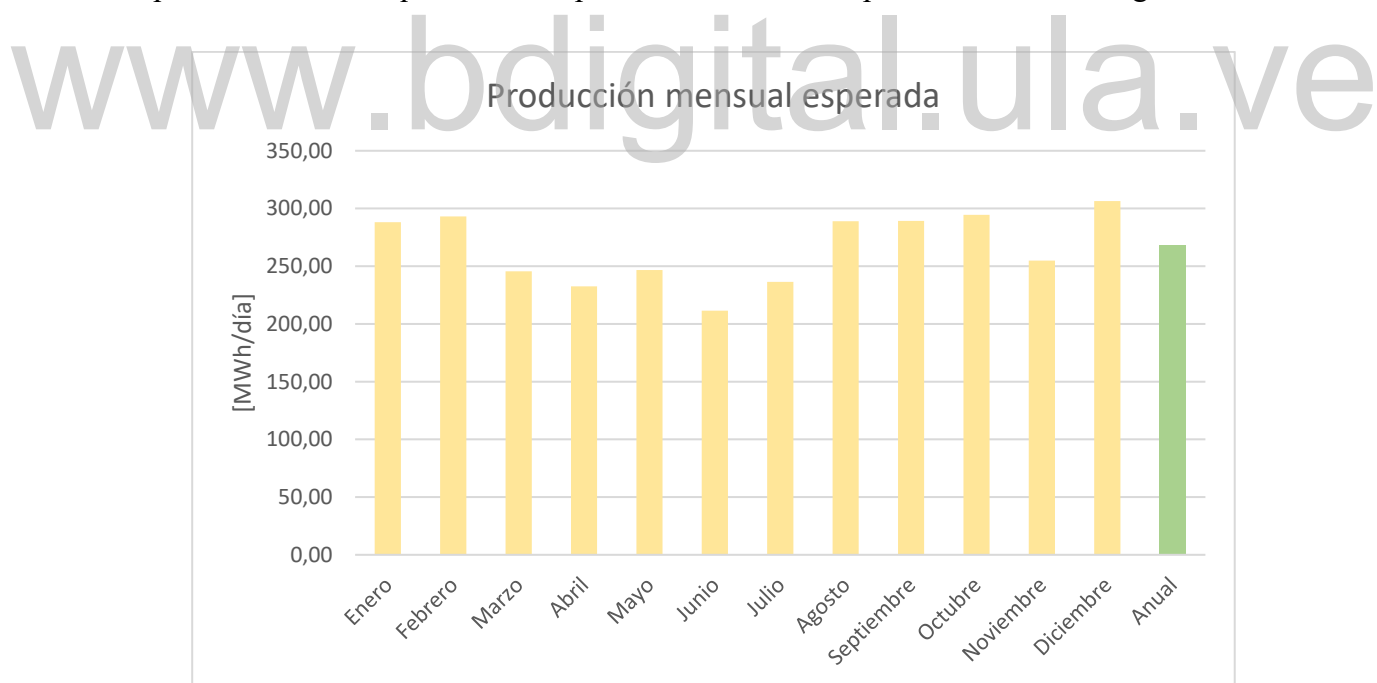


Figura 4.32. Gráfico de producción mensual esperada.

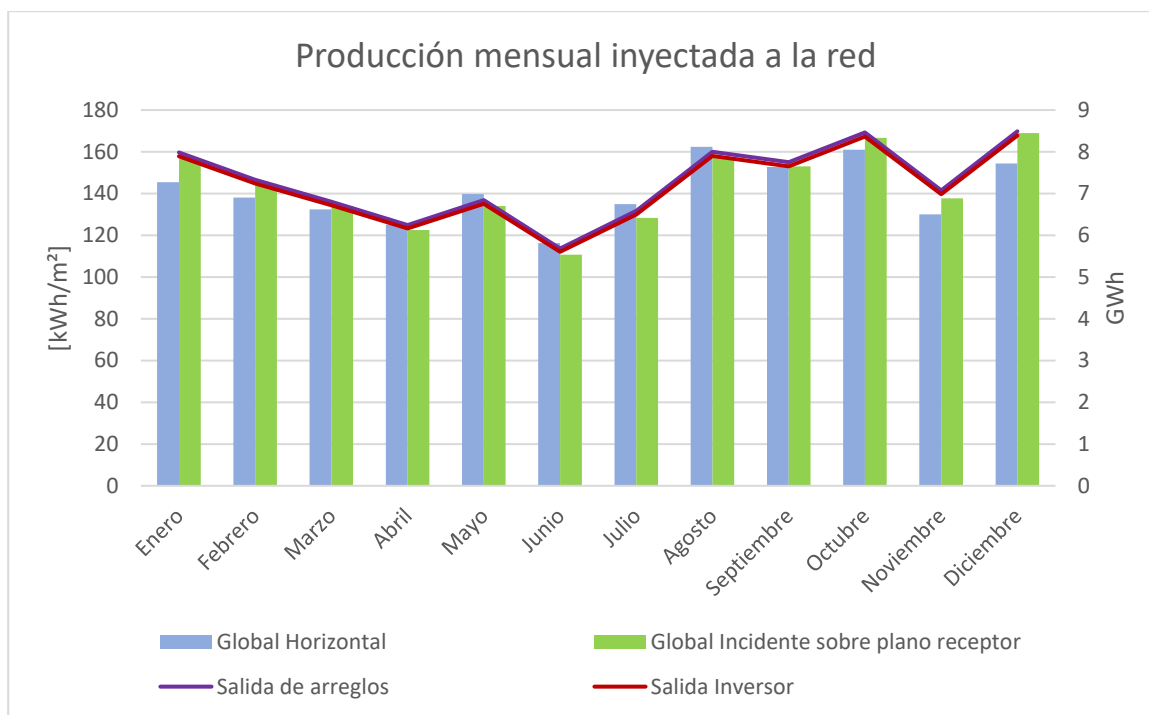


Figura 4.33. Gráfico de producción mensual inyectada a la red.

En los anexos se encuentra el informe obtenido del programa *PVsyst*; el gráfico en la *figura 4.32* muestra la estimación mensual de energía generada en base a los resultados del simulador y que arrojan un promedio anual de $236,07 \text{ MWh/día}$; en la *figura 4.33* se puede observar los datos mensuales en cuanto a la irradiación global y la efectiva que calcula el programa en base a los ángulos óptimos de inclinación de los paneles, igualmente, se describe la energía total a la salida de los arreglos de módulos fotovoltaicos y la inyectada a la red, cómo los inversores elegidos tienen excelente rendimiento, las pérdidas por su efecto de conversión es casi despreciable y se nota en las líneas del gráfico a estar estas casi superpuestas.

Las imágenes en la *figura 4.34* y *figura 4.35* muestran una vista *3D* por medio del *software Google Earth* facilitado por *Google* y la herramienta en línea para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaica *HelioScope* [92], de cómo sería el aspecto final de la granja sobre el área seleccionada para la instalación de los paneles, además, de la ruta que seguirían las líneas de evacuación desde las plataformas donde estarán los transformadores hasta el pórtico de salida y la ruta de la línea, previamente analizada para interconectar, por ejemplo, con la red de $34,5 \text{ kV}$.



Figura 4.34. Vista de secciones de paneles y líneas de evacuación [60], [94].



Figura 4.35. Vista general de planta y ruta de líneas para interconexión con red de subtransmisión [60], [94].

CAPITULO 5 IMPACTO AMBIENTAL.

En este capítulo comprende un pequeño y superficial análisis en cuanto al impacto ambiental que podría tener la instalación de la granja fotovoltaica sobre el área seleccionada del embalse de Bordo Seco- La Vueltoza, además, del generado en la zona para el emplazamiento del pórtico de salida de la línea de subtransmisión y la ruta que tendría esta hasta el punto elegido para la interconexión con la red de $34,5\text{ kV}$ en la central hidroeléctrica Fabricio Ojeda y la S/E Uribante; considerando que un estudio o análisis profundo del impacto ambiental no forma parte del perfil de formación de un Ingeniero Electricista.

Generalmente el procedimiento a seguir es una evaluación de impacto ambiental (EIA), en el cual, se identifican y evalúan los diferentes efectos que conllevaría la implementación de un proyecto sobre el medio físico y social. De acuerdo con [8] “Para que un proyecto sea sostenible debe de ser empático con el medio ambiente. Las energías renovables tienden a reducir impactos ambientales principalmente impactos de contaminación” (p.24).

Los pasos a seguir para la evaluación de impacto ambiental, consisten en tener conocimiento y exponer el entorno que rodeará el lugar donde se situó la instalación; analizar los impactos que podría ocasionar, así como la interferencia que podría generar en las actividades que se desarrollan en el área. Evaluar medidas preventivas, complementarias o de corrección en el caso de afecciones que se podrían presentar con una cierta ocurrencia y, por último, realizar programas de vigilancia ambiental, con la finalidad de corroborar las actividades nocivas para el medio [5].

5.1. LOCALIZACIÓN.

Siguiendo el primer paso, se tiene que el entorno de granja fotovoltaica del embalse La Vueltoza estará ubicada en territorio correspondiente al municipio Padre Noguera del estado Mérida, la misma estará aproximadamente a unos $11,5\text{ km}$ por carretera de la población de Santa María de

Caparo, al sur y capital del municipio anteriormente nombrado; las coordenadas de la parte central del emplazamiento de la granja serán las siguientes $7^{\circ}45'38,06''$ N y $71^{\circ}28'36,48''$ W.

5.2. INVENTARIO AMBIENTAL.

Otro aspecto entre los primeros pasos consiste en realizar un inventario ambiental de la zona del estudio referente al clima, geología, hidrología, fauna, vegetación, entre otros. En el capítulo 3 se analizaron los factores más relevantes para instalaciones fotovoltaicas como la radiación, temperatura, velocidad del viento, humedad y precipitaciones; por su parte en el cuarto capítulo se revisó lo referente a los aspectos geológicos del área de la instalación, siendo estos necesarios para el desarrollo de la proyección de la granja fotovoltaica; en cuanto a la hidrología la instalación estará sobre el embalse de Bordo Seco-La Vuelta que como se ha expuesto con anterioridad represa, en dos puntos, el caudal principal de los ríos Camburito y Caparo, conjuntamente de los aportes realizados por otros ríos y quebradas que comprenden una productividad de la cuenca Camburito-Caparo cercana a los 5 800 millones de metros cúbicos [58].

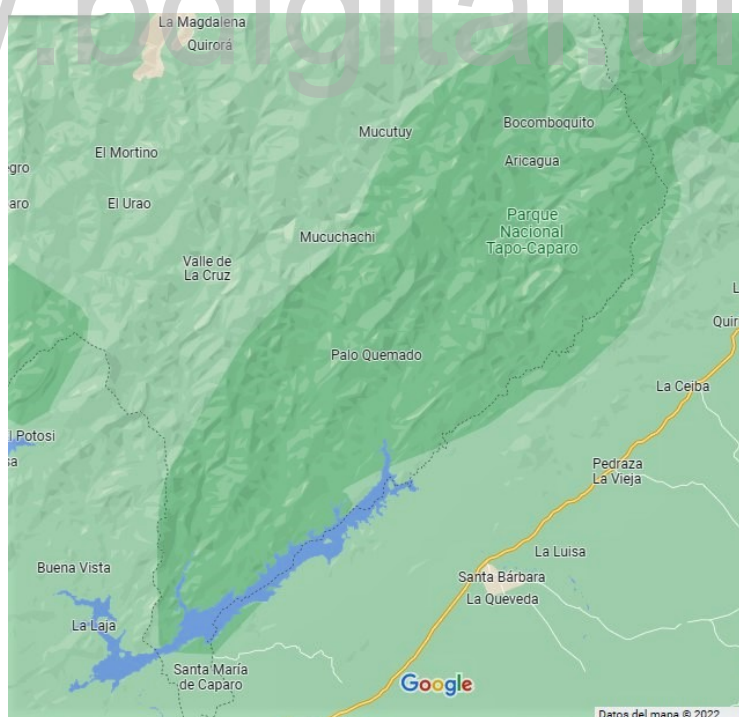


Figura 5.1. Área del parque nacional Tapo-Caparo, respecto al embalse [60].

En cuanto a zonas protegidas el área del embalse y, sobre todo donde se encontrará la instalación, está fuera de parques nacionales; el más cercano corresponde al parque nacional

Tapo-Caparo cuya zona de extensión parte desde la orilla norte del embalse y su objetivo es proteger principalmente la cuenca de los ríos que alimentan en cuerpo de agua [95].

En cuanto a la vegetación presente cerca del área y por donde se plantea la ruta de la línea de subtransmisión, el tipo de vegetación más extendida es el bosque, donde se encuentran especies tales como flor azul, flor amarilla, algarrobo, almendro, cedro, guamo, entre otros, presencia de variedades referentes a matorrales como balso, palo maría, además de pastizales. Lo referente a la fauna la mayoría se encuentra restringida hacia la zona del parque nacional, y donde se consiguen diferentes especies como lapas, cachicamos, faros, entre otros; la fauna fluvial está compuesta por especies tales como la cachama, bagre, coporos, entre otros [58], [96].

Dentro del inventario ambiental también se debe considerar aspectos referentes al paisaje, la zona está dominada por un predominante relieve montañoso y vegetación representativa del área, de igual forma, la vasta zona referente al cuerpo de agua. Lo último a tener en cuenta dentro del inventario es lo referente a vías pecuarias, en la zona cercana al embalse existe una vía hasta la cota de la presa de La Vueltoza, esta es usada tanto para actividades de mantenimiento referentes a las estructuras que forman parte del complejo hidroeléctrico, así como para actividades turísticas y de esparcimiento; en cuanto a lo navegable, hay ciertas áreas donde se realizan actividades de pesca deportiva, sobre todo hacia la zona de la presa de borde seco, donde existen varias zonas de embarque y donde pequeñas comunidades de la zona hacen actividades de pesca; el resto de actividades de navegación se reduce a actividades recreativas concorde con [97] y a las referentes a evaluaciones para el control y mantenimiento del complejo hidroeléctrico de acuerdo con el departamento de Proyectos Mayores de COORPPELEC Generación-Táchira.

5.3. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS.

Esto se realiza en base a todos los elementos que comprenden el previo inventario ambiental y en base a las acciones que se irían ejecutando durante el desarrollo de la instalación del proyecto; pero como se comentó al inicio del presente capítulo será un análisis superficial del impacto que tendría la instalación de la granja sobre el medio ambiente que la rodea. En el capítulo 2, se realizó una revisión general en cuanto a los efectos adversos que tienen las energías renovables en el medio ambiente, siendo la fotovoltaica la de menor influencia, y más si se decide llevarlas

a cabo en cuerpos de agua donde incluso trae beneficios para la zona; teniendo en cuenta el lugar escogido para la implementación que corresponde a un lago artificial, el desarrollo de la planta en si es insignificante en base al gran impacto que provocó la construcción del embalse.

Debido a la ubicación de la instalación alejada de núcleos urbanos importantes, e incluso distanciada de la central hidroeléctrica donde hay presencia de personal, la calidad del aire no se vería afectada durante el proceso de construcción, ya que, esto sería producto del movimiento de tierra y las emisiones producidas por maquinaria, pero de acuerdo a la zona escogida ya existe una vía parcialmente abierta y movimiento de tierra en el área donde se ubicaría el pórtico de salida de la línea de subtransmisión, por tanto, de ser necesario el acondicionamiento del acceso a la zona no sería excesivamente relevante, considerando el desarrollo previo existente en la misma; y considerando que al aprovecharse el agua, se está evitando aún más el efecto que conllevaría el mismo desarrollo en tierra.

Lo relacionado con el agua, se debe tener en cuenta que el área ocupada por los módulos solares y plataformas para las unidades de inversión y transformación no es muy significativa en relación a la extensión total del embalse o de la zona cercana del emplazamiento, ayuda a minimizar los efectos desfavorables así como los favorables, siendo estos encabezados por la reducción de la evaporación del agua de los reservorios, pero debido a la gran extensión que representa el embalse de Bordo Seco-La Vueltoza el efecto que tendría la instalación sería pequeño, pero no menos significativo, a excepción de que se decida a futuro ampliar la instalación de módulos en otras zonas del cuerpo de agua. En cuanto a puntos desfavorables se tendría que durante el proceso de construcción ciertas partículas o piezas, que puedan ser contaminantes, entren en el medio acuático; pero resaltando de nuevo el gran volumen de agua del embalse, estas no tendrían un gran impacto y sería durante un breve período de tiempo [5].

De todos los elementos involucrados, posiblemente la vegetación puede ser la más afectada debido a la necesidad de las líneas de evacuación de la planta fotovoltaica, tanto durante en el proceso de construcción como posteriormente, ya que, se debe tener siempre limpia la zona por donde estará el tendido de los conductores aéreos como el área por donde estarán los cables de potencia de las líneas de evacuación de media tensión desde las plataformas de los transformadores. Como se mencionó, ya existe una vía previa hasta la zona donde se construirá el pórtico para las línea, por tanto, no se verá un efecto sobre la vegetación en cuanto a

construcción de vía de acceso se refiere; de acuerdo a las imágenes satelitales, el trayecto que tendría la línea de subtransmisión hasta el punto de interconexión con la red de $34,5\text{ kV}$, no hay presencia de vegetación alta, además, que son zonas con trabajos previos referentes a la construcción de la presa, lo que implica que la línea área tendría un impacto nulo, a excepción que a futuro se decida interconectar con el sistema de alta tensión, donde el tendido hasta la subestación de maniobra si implica una acción desfavorable, ya que, es necesario la apertura del canal a través del bosque presente, para la suspensión de los tramos aéreos.

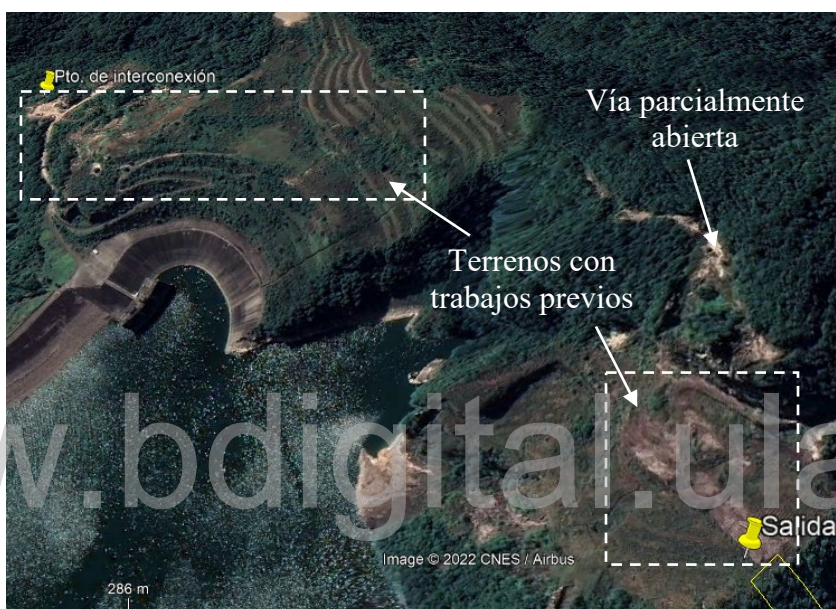


Figura 5.2. Vista área de terrenos ya trabajados [60]

Ahora, en la zona por donde se evacuaría las líneas de media tensión y que en principio permitiría el movimiento de material de construcción de la estructura, si se debe realizar una deforestación, debido a la presencia de bosque propio de la zona entre la franja de la cota 390 m y la orilla del embalse, pero el cuál, no debería ser muy densa y cuyo canal no debería ser superior a un ancho de 15 m , esto en cuanto a especies de árboles de altura considerable, las demás especies que se verían relativamente afectadas serían pastizales y herbazales menores, propios de zonas deforestadas. Por tanto, a excepción de que se deba sacrificar especies protegidas, no se consideraría un grave impacto en la vegetación de la zona [5].



Figura 5.3. Área a deforestar para evacuación de líneas de M. T [60].

En cuanto a la fauna, cómo se indicó previamente, se encuentra en mayor proporción hacia la zona del parque nacional y considerando la constante presencia humana cerca del área del emplazamiento, es poco probable la presencia o circulación de animales silvestres, además, de que es un área abierta lo que supone aún más la poca presencia de ellos, en tal caso, la fauna terrestre se vería brevemente interrumpida durante el proceso de instalación y al no proyectarse grandes estructuras en el terreno durante la entrada de operación de la planta, no se vería afectada en gran parte; otro aspecto favorable a tener en cuenta es que las instalaciones fotovoltaicas son insonoras y el poco ruido que se generaría sería producto del funcionamiento propio de los inversores y transformadores, el cual, al estar en un pequeño orden de decibelios y alejados de tierra no ocasionaría problemas mayores.

La fauna acuática también se vería bajamente afectada, ya que, sería perturbada solo durante la construcción y sobre todo durante la instalación del sistema de fondeo, de otra manera no representa un peligro importante el establecimiento de la planta, considerando, de que en la zona donde se encontraría la estructura podría mejorar la calidad del agua, lo que aminora la aparición de organismos que pueden afectar negativamente el medio acuático [7]. En el área no existen especie de aves acuáticas que se puedan ver afectadas por el emplazamiento de la instalación y de forma general para otros tipos de aves cómo peces, a pesar de las características eléctricas propias de este tipo de plantas, las mismas no deberían representar un peligro para cualquier ser vivo, esto no cuenta cómo un impacto si no cómo una medida de prevención [5].

Finalmente, en lo relacionado con el paisaje la instalación podría generar un cierto impacto visual teniendo en cuenta que se ubicaría en una zona visible desde la cresta de la presa de La Vueltona y considerando que en cuanto a Venezuela es una tecnología bastante novedosa, se percibiría por un tiempo como un elemento extraño a diferencia del que generaría la línea de subtransmisión, a las cuales se está ya relativamente acostumbrado en los paisajes urbanos y rurales. En cuanto a las vías pecuarias para actividades de pesca como esparcimiento, tendría un impacto negativo debido a la prohibición de acercamiento a la estructura, y en cuanto al embalse en general, debido a que ocupará una pequeña zona no interferirá en gran importancia con estas actividades; considerando que eventos relacionados con pesca recreativa o balnearios se ocupan generalmente en áreas cercanas a la presa de Borde Seco. Más aún, el lugar escogido para la instalación propulsaría la navegación turística, valorando lo comentado previamente, al ser una tecnología que es relativamente nueva en cuanto a explotación a gran escala en el país, surgiría interés de visitar para observarla.

5.4. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂.

A pesar de que el sistema eléctrico venezolano es alimentado casi en su totalidad por generación hidroeléctrica, ha sido necesario la construcción de plantas termoeléctricas para aportar al sistema durante los períodos de sequía, en los cuales bajan los niveles de agua en los embalses y es necesario suplir la demanda. Por tanto, se puede predecir la reducción de la cantidad de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera durante el tiempo de operación de la granja fotovoltaica, lo cual, aparte de ayudar al medio ambiente, también representa un beneficio económico para el país en base a la cantidad de combustible que se puede ahorrar para generar la cantidad de energía esperada.

Generalmente la vida útil de las plantas fotovoltaicas está proyectada para 30 años, y esto se debe en gran parte a la durabilidad de los paneles fotovoltaicos; de acuerdo al fabricante Trina Solar, los módulos escogidos de su catálogo tienen una potencia garantizada hasta un 84,8% en 25 años de operación, por tanto, se puede estimar la vida útil de la planta entre este valor y el comentado previamente. La producción estimada, por medio de la simulación de *PVsys*, arrojó un valor anual de 86 166 MWh; por tanto, para 30 años de generación se esperaría una producción cercana a los 2,58 TWh (2 584,98 GWh).

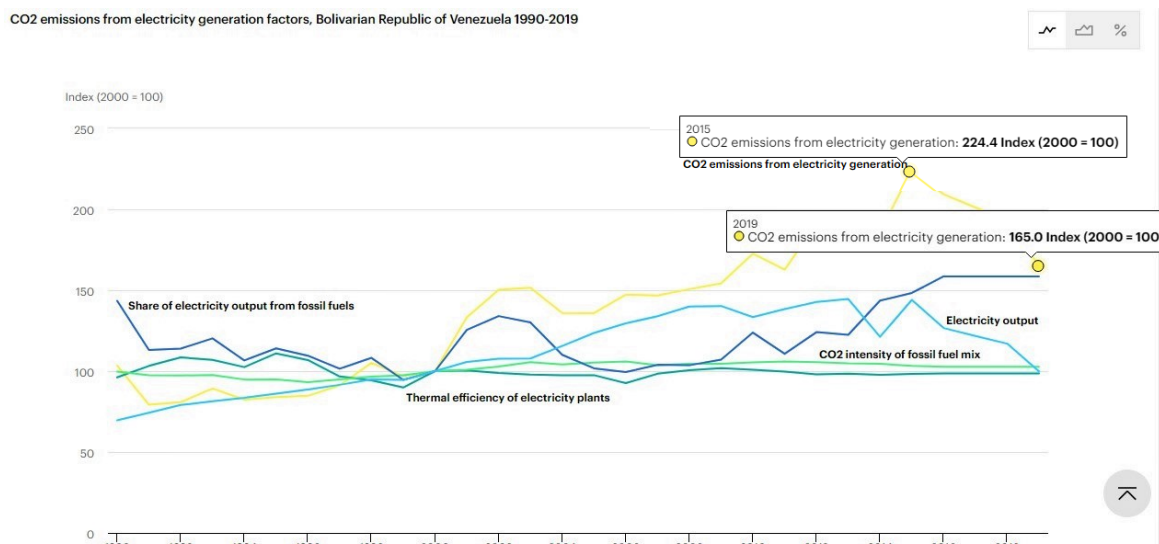


Figura 5.4. Factores de emisiones CO₂ para generación de electricidad para Venezuela provistos por AIE [98].

De acuerdo al indicador de factores de emisión de CO_2 para la generación de electricidad en Venezuela, entre los años 1990 y 2019, que se encuentra disponible en el portal web de la Agencia Internacional de la Energía (*iea*, por sus siglas en inglés) [98], para el año 2019, el factor de emisión fue de $165 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ y se muestra en el gráfico de la *figura 5.4*; así que reemplazando en la expresión de la *ecuación 2.23*, se obtiene una reducción de emisiones de dióxido de carbono de.

$$\text{Reducción } tCO_2 = 0,165 \cdot \frac{tCO_2}{MWh} \cdot 2\,584\,980 \text{ MWh} \cong 426\,522 \text{ tCO}_2$$

En el informe generado por el simulador, también entrega un balance de reducción de emisiones de dióxido de carbono para una vida útil de 30 años, en este caso estima una cantidad total de $579\,037,1 \text{ tCO}_2$; pero lo hace en base a un factor de emisión (también proveniente de la base de datos de la *iea*) de $224 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ [96], que de acuerdo a la información mostrada en la página web de la agencia, corresponde al factor de emisiones registrado en el año 2015, el cuál además, de acuerdo a la *figura 5.4* ha sido el más alto registrado en la década pasada.

La *figura 5.5* muestra parte del informe generado por *PVsyst*, se nota el valor mencionado de las emisiones evitadas con la implementación de la granja; indica también que a partir del quinto año de funcionamiento, la planta superará las emisiones de CO_2 producidas en base al transporte y fabricación de los componentes propios de la instalación, las cuales estima en unas $104\,546,52$

tCO_2 , a partir de este año hasta el año 30 de operación, el gráfico muestra una reducción cerca de la $400\ 000\ tCO_2$ que es cercano al valor numérico indicado en $397\ 863,9\ tCO_2$. Si la planta opera por 25 años, la totalidad de emisiones estaría en torno a las $330\ 000\ tCO_2$, de acuerdo al gráfico.

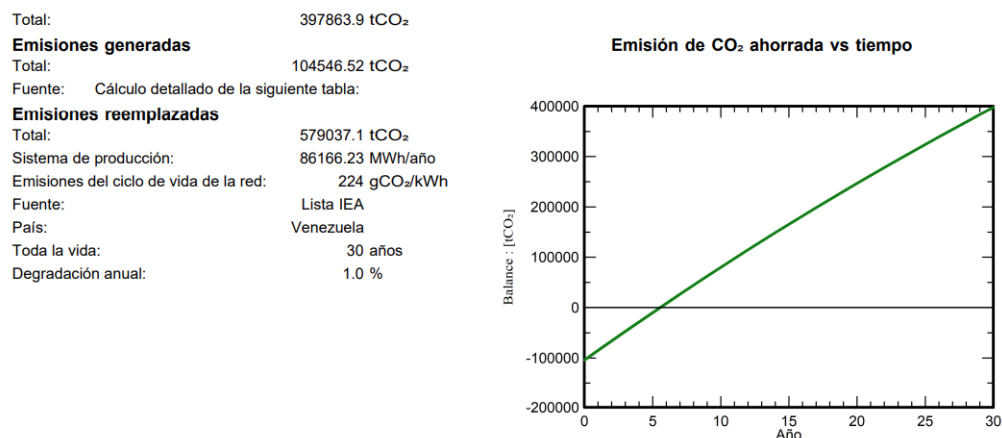


Figura 5.5. Informe de balance de emisiones de CO₂ generado por PVsyst [68]

Los valores anteriores en cuanto a la cantidad de emisiones evitadas de dióxido de carbono es importante tanto en base al medio ambiente como lo económico, considerando los costos de mantenimiento que tienen los generadores eléctricos tanto en plantas hidroeléctricas como en plantas termoeléctricas, que son las principales fuentes de generación instaladas en Venezuela, donde las últimas, además del mencionado proceso, requieren de grandes cantidades de combustibles para su operación, lo que representa gastos económicos considerables, los cuales, se pueden reducir con la implementación de fuentes renovables.

En el caso de la termoeléctrica de La Fría, en el estado Táchira, [99] indica que se requieren 9 gandolas para producir $20\ MW$, considerando estas con una capacidad de $38\ 000\ L$, son necesarios $1\ 026\ 000\ L$ para generar $60\ MW$ en un día, por tanto, al año correspondería a unos 374 millones de litros de combustible, que al precio actual de este para septiembre de 2022 en Venezuela, de acuerdo con [100] es de $0,5\ \$/L$; implicaría una inversión de 187 millones de dólares al año para generar la misma potencia esperada en la granja fotovoltaica proyectada.

CONCLUSIONES.

Con base al análisis de las condiciones climáticas de la zona del embalse de Bordo Seco - La Vultosa, igualmente, de los resultados obtenidos por medio del uso de varias herramientas para el análisis de sistemas fotovoltaicos, se tiene que es muy viable la instalación de una granja fotovoltaica para generar potencia dentro de los rangos establecidos en el objetivo principal, cumpliendo tanto con este cómo con los objetivos específicos, necesarios de concretar en el estudio de la proyección.

Teniendo en consideración la velocidad con que las energías renovables están tomando relevancia en el plano de generación energética a nivel mundial, es un buen momento en Venezuela para apostar por la implementación de este tipo de generadores. Que a pesar de no ser de generación contante y depender de las condiciones climáticas, puede ser un gran aporte al sistema de generación en temporadas donde se ven afectadas otros tipos de generación como el caso de la hidroeléctrica, que es la principal fuente energética del país.

La implementación de plantas fotovoltaicas son en general las más económicas de establecer, considerando que no ameritan grandes estructuras o sistemas de control avanzado, lo que permite que su construcción y puesta en marcha se pueda realizar en períodos de tiempos más cortos en comparación con otros tipos de fuentes.

La aplicación de instalaciones fotovoltaicas flotantes trae beneficios en comparación a sus similares en tierra; de acuerdo al análisis para la zona del embalse se tiene que la misma podrá operar con un factor de rendimiento alto, gracias al beneficio que implica su instalación sobre agua y la temperatura ambiente del lugar, que propicia la operación en condiciones ideales, de acuerdo, a lo indicado en las hojas de datos de los fabricantes para los componentes seleccionados.

Además, de la buena operatividad que implica llevar las placas fotovoltaicas sobre el agua, se encuentra el beneficio de evitar la compra de terrenos para su instalación en tierra, los cuales se

pueden aprovechar para otras aplicaciones. De acuerdo a la proyección se requieren aproximadamente $385\,140\text{ m}^2$ valor cercano a 40 ha y, que en comparación a la superficie total del embalse es un valor que se puede considerar insignificante al ser un $0,23\%$ de la superficie total del mismo.

A partir del análisis topográfico hecho por medio de *software Google Earth* y la información aportada por COORPOELEC Generación-Táchira, se certificó que el área elegida para la instalación de la planta no representará un peligro para la misma, en función de los niveles de oscilación del embalse, permitiendo la instalación de bloques de hormigón para el sistema de fondeo por la condición plana del lecho del cuerpo de agua.

Se observó por medio de la estimación inicial y la realizada en función a la producción esperada con el uso del software de dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas *PVsyst*, que la planta estará en capacidad de inyectar a la red una potencia anual, un poco superior, a los 86 GWh con un factor de rendimiento global del 84% . Analíticamente, considerando un rendimiento superior que tendrá la planta sobre el agua, este factor se estimó en un 94% , es decir, un diez por ciento más de producción, lo que representaría un valor cercano a los 95 GWh al año, lo cual, es un aporte importante al sistema de generación, teniendo en cuenta que durante los tiempos en que desciende los niveles de agua en ciertos embalses, la generación hidroeléctrica es nula.

La cercanía a la central hidroeléctrica y la presencia de líneas de transmisión a diferentes niveles de tensión permite la integración de forma efectiva de la potencia generada al sistema de transmisión. Gracias al modelo modular planteado para la planta, definido en secciones de 10 MW , permite que el desarrollo de la misma se lleve de forma gradual, por tanto, las primeras secciones se pueden interconectar inicialmente al sistema de subtransmisión en $34,5\text{ kV}$ y en función de ir aumentando o incluso ampliar la capacidad planteada a instalar, poder interconectarse al sistema de alta tensión para la transmisión de mayores bloques de energía.

En cuanto al objetivo primordial de las instalaciones fotovoltaicas que es su integración y efectos amigables sobre el medio ambiente, conforme al análisis realizado en el capítulo 5, la planta no tendrá gran impacto sobre el área para su instalación, ya que, la misma ha estado previamente bajo intervención humana debido al desarrollo del complejo hidroeléctrico y, desde ciertos puntos provee beneficios para su lugar de emplazamiento.

Para finalizar, se resaltarán los datos obtenidos en cuanto a la cantidad de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, los cuales, en conformidad al análisis generado por el simulador como el calculado en base al valor más reciente sobre el factor de emisiones en Venezuela, se estiman en unas $397\,863,9\ tCO_2$ y $426\,522\ tCO_2$ respectivamente; siendo estos valores positivos, tanto, para el medio ambiente como económicamente, teniendo en cuenta la cantidad de litros de *Diesel* que se ameritan para la generación en plantas termoeléctricas.

www.bdigital.ula.ve

RECOMENDACIONES.

- Desarrollar una base de datos de las condiciones climáticas de Venezuela, para no depender de otras bases, que pueden estar desactualizadas.
- Se sugiere el uso de un simulador para sistemas fotovoltaicos que ya tenga integrado el análisis de plantas fotovoltaicos flotantes, como el caso del *software PV*SOL*.
- Se aconseja un estudio geotécnico más preciso, en conjunto con la empresa seleccionada de proveer el sistema de flotación para una mejor proyección del sistema de anclaje. Además, de un análisis de resistividad del terreno de fondo para la implementación del sistema de puesta a tierra.
- Realizar un proyecto para el tendido de la línea de subtransmisión, junto con el pódico de salida y el punto de interconexión con la red de distribución, que por temas de costo se aconseja su interconexión a la red de 34,5 kV.
- Un estudio de flujo de carga y cortocircuito en función de los parámetros de la red de transmisión y la generación de la granja fotovoltaica.
- Se recomienda la implementación modular de la granja, ya que, el diseño de la misma lo permite. Pudiendo ejecutar en primera instancia la instalación de una o dos secciones de *10 MW*, con lo cual, se pueden ir analizando los datos de la puesta en marcha de las mismas y comparar con las estimaciones realizadas de forma teórica hasta el momento en que pudiese entrar en completa operación la granja fotovoltaica.
- Recibir asesoramiento por parte de las empresas seleccionadas para los componentes de la instalación, teniendo en cuenta su trayectoria en el área de sistemas fotovoltaicos flotantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Ron y H. J. Velázquez, “Evaluación del Potencial Fotovoltaico en los embalses de Venezuela, con énfasis en el embalse de la Central Hidroeléctrica Juan Antonio Rodríguez Domínguez.” Trabajo Especial de Grado. [En línea]. Disponible: http://catalogo-gy.ucab.edu.ve/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=16932&query_desc=Provider%3AUniversidad%20Cat%C3%B3lica%20Andr%C3%A9s%20Bello. [Último acceso: 22 05 2022].
- [2] Endesa. (s.f.). Generación distribuida. *endesa*. [En línea]. Disponible: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/generacion-distribuida>. [Último acceso: 07 09 2022]
- [3] D. Ferrer Fernández. (2011, mayo). Desarrollo Hidroeléctrico Uribante Caparo un proyecto indispensable, ya iniciado, pero sin fecha cierta de terminación. Academia Nacional de la Ingeniería y Habitud [Diapositivas Power Point, [En línea]. Disponible: [http://www.acading.org.ve/info/comunicacion/pubdocs/material_CR_tecnicas/ingenieria/\(2011.05.03\)_FERRER_Aprovechamiento_Hidroelectrico_Uribante_Caparo.pdf](http://www.acading.org.ve/info/comunicacion/pubdocs/material_CR_tecnicas/ingenieria/(2011.05.03)_FERRER_Aprovechamiento_Hidroelectrico_Uribante_Caparo.pdf). [Último acceso: 08 08 2022]
- [4] E. Páez-Pumar Hernández, “Infraestructura Hidráulica para mantener la continuidad de servicio en agua para potabilizar, riego y generación eléctrica, ante fenómenos naturales climatológicos.” Trabajo para incorporación cómo miembro de ANIH. [En línea]. Disponible: https://www.acading.org.ve/info/publicaciones/TRABAJOS_INCORPORACION/TI_EDUARDO_PAEZ.pdf. [Último acceso: 09 08 2022]
- [5] Á. Martínez de Andrés, “Instalación y Explotación de una Planta Fotovoltaica Flotante en el Embalse de José María Oriol-Alcántara II Vía Ampliación De Concesión Demanial”.

- Trabajo Fin de Máster. [En Línea]. Disponible: <https://oa.upm.es/67668/>. [Último acceso: 10 06 2022].
- [6] A. Zuazo Sáenz de Viteri, “Proyecto de una instalación fotovoltaica flotante conectada a red.” Trabajo Fin de Máster. [En línea]. Disponible: <https://addi.ehu.es/handle/10810/36713?locale-attribute=es>. [Último acceso: 10 06 2022]
- [7] A. Menéndez Arroyo, “Diseño de una instalación fotovoltaica flotante para balsas de regadío Trabajo Fin de Máster. [En línea]. Disponible: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71306/>. [Último acceso: 12 06 2022]
- [8] N. Alcántara Cordero, “Estudio técnico-económico de una central fotovoltaica flotante en el embalse de Tavera”. Trabajo Fin de Máster. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.upct.es/handle/10317/7600>. [Último acceso: 15 06 2022]
- [9] P. de la Lama de La Iglesia, “Diseño de un parque fotovoltaico de 30 MW con conexión a red de distribución” Trabajo de Fin de Grado. [En línea]. Disponible: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/29884>. [Último acceso: 23 06 2022]
- [10] G. C. Ferrucho Bayona y D. B. Chamorro Rincón, “Diseño de una granja solar fotovoltaica flotante para mitigar los efectos de cambio climático en una central hidroeléctrica”. Tesis. [En Línea]. Disponible: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/623/. [Último acceso: 17 06 2022].
- [11] Preguntas y respuestas ¿Qué es la energía? (s.f.). [En línea]. Disponible: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia/>. [Último acceso: 25 06 2022].
- [12] La energía. (s.f.). [En línea]. Disponible: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/que-es-la-energia>. [Último acceso: 25 06 2022].
- [13] Energía eólica. Qué es, cómo funciona, ventajas y desventajas. (2018, julio). factorenergía. [En línea]. Disponible: <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/>. [Último acceso: 25 06 2022].

- [14] Energía eólica. (s.f.). Cienciaesfera. [En línea]. Disponible: https://cienciasfera.com/materiales/tecnologia/tecno01/tema03/2_energa_elica.html. [Último acceso: 25 06 2022].
- [15] Central de biomasa, ¿qué es y cómo funciona?. (2016, enero). Gobierno de Canarias. Ciencia Canaria. [En línea]. Disponible: <https://www.cienciacanaria.es/secciones/a-fondo/621-central-de-biomasa-que-es-y-como-funciona>. [Último acceso: 27 06 2022].
- [16] G. Ruiz. (2018, octubre). Energía de Biomasa: Qué es, ventajas y desventajas. ERENOVABLE.COM. [En línea]. Disponible: <https://renovable.com/energia-de-biomasa/>. [Último acceso: 27 06 2022].
- [17] Energía geotérmica: una energía en potencia. (2021, febrero). Factorenergía. [En línea]. Disponible: <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-geotermica/>. [Último acceso: 28 06 2022].
- [18] La energía geotérmica: Un potencial por desarrollar. (2016, septiembre). Lampadia. [En línea]. Disponible: <https://www.lampadia.com/analisis/recursos-naturales/la-energia-geotermica-un-potencial-por-desarrollar/>. [Último acceso: 28 06 2022].
- [19] ¿Qué es la Energía Marina?. (s.f.). appa renovables. [En línea]. Disponible: <https://www.appa.es/appa-marina/que-es-la-energia-marina/#:~:text=Se%20conoce%20como%20energ%C3%ADa%20marina,superficie%20y%20el%20fondo%20marino>. [Último acceso: 28 06 2022].
- [20] R. Ramos. (2011, octubre). Energía Undimotriz. Eco Medio Ambiente. [En línea]. Disponible: <http://ecomedioambiente.com/energias-renovables/energia-undimotriz/>. [Último acceso: 28 06 2022].
- [21] Mar. (s.f.). Parque Eólico Experimental Sotavento. [En línea]. Disponible: <https://www.sotaventogalicia.com/zona-interactiva/energias-renovables/mar/>. [Último acceso: 28 06 2022].
- [22] Transformación de energía termal oceánica. (s.f.). PNGWING. [En línea]. Disponible: <https://www.pngwing.com/es/free-png-xzdbg>. [Último acceso: 28 06 2022].

- [23] Energía Osmótica. (s.f.). Energía de los Mares. [En línea]. Disponible: <https://energiademar.wordpress.com/energia-osmotica/>. [Último acceso: 28 06 2022].
- [24] Niágara y la energía hidroeléctrica. (2020, enero). Visitar Niágara. [En línea]. Disponible: [https://www.visitarniagara.com/visita/niagara-y-la-energia-hidroelectrica/#:~:text=En%201893%2C%20en%20el%20lado,localidades%20de%20Queenston%20y%20Chippawa](https://www.visitarniagara.com/visita/niagara-y-la-energia-hidroelectrica/#:~:text=En%201893%2C%20en%20el%20lado,localidades%20de%20Queenston%20y%20Chippawa.). [Último acceso: 30 06 2022].
- [25] A. Valdivieso. (2019, octubre). ¿Qué es y cómo funciona una central hidroeléctrica?. Iagua. [En línea]. Disponible: <https://www.iagua.es/respuestas/que-es-y-como-funciona-central-hidroelectrica>. [Último acceso: 30 06 2022].
- [26] Mora, P. (s.f.). Elementos de Ingeniería Eléctrica. [Diapositivas en Power Point]. Facultad de Ingeniería. Universidad de Los Andes.
- [27] ¿Qué es la energía solar y cómo se aprovecha? (s.f.). 60 Foro Nuclear. [En línea]. Disponible: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia-solar-y-como-se-aprovecha/>. [Último acceso: 02 07 2022].
- [28] Centrales Termosolares. (s.f.). Blog de Tecnología – IES José Arencibia Gil – Telde. [En línea]. Disponible: <https://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/ecoblog/fsancac/2017/11/25/centrales-termosolares/>. [Último acceso: 02 07 2022].
- [29] Esquema-Básico-De-Una-Central-Fotovoltaica. (s.f.). PDS. [En línea]. Disponible: <https://www.pdsostenible.com/autoconsumo/esquema-basico-de-una-central-fotovoltaica/>. [Último acceso: 04 07 2022].
- [30] D. Jones. (2022, marzo). Global Electricity Review 2022. EMBER. [En línea]. Disponible: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/>. [Último acceso: 14 07 2022].

- [31] Fotovoltaica. (2020, julio). Energías Renovables. [En línea]. Disponible: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/acciona-construye-la-primera-planta-fv-flotante-20200701>. [Último acceso: 05 07 2022].
- [32] A. Abellán Guallarte, “Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 2,5 MW en el embalse de San Bartolomé”. Trabajo Fin de Grado. [En línea]. Disponible: <https://zaguan.unizar.es/record/96380?ln=es>. [Último acceso: 11 06 2022].
- [33] NGR ISLAND. (s.f.). NGR ISLAND. [En línea]. Disponible: https://www.nrgisland.com/flotante_fotovoltaica.html. [Último acceso: 02 08 2022].
- [34] R. Albornoz. (2012, noviembre). Una Victoria amazónica. Siempre Verde Venezuela. [En línea]. Disponible: <https://siempre-verde-venezuela.blogspot.com/2012/11/una-victoria-amazonica.html>. [Último acceso: 14 07 2022].
- [35] KYRHOLMEN. (s.f.). Ocean Sun. [En línea]. Disponible: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/que-es-la-energia>. [Último acceso: 15 07 2022].
- [36] Edge Technologies. (s.f.). Floating Solar. [En línea]. Disponible: <http://www.floating-solar.com/technologies.html>. [Último acceso: 15 07 2022].
- [37] ¿Qué es un panel solar?. (2021, julio). AutoSolar. [En línea]. Disponible: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-es-un-panel-solar>. [Último acceso: 21 07 2022].
- [38] C. Medina y M. Neumier. (2021, junio). Los 6 tipos de paneles fotovoltaicos más famosos. Grupo MAE. [En línea]. Disponible: <https://maerenovables.com/tipos-paneles-solares-famosos/>. [Último acceso: 21 07 2022].
- [39] E. Bayona. (s.f.). Figura 2. ResearchGate. [En línea]. Disponible: https://www.researchgate.net/figure/Figura-22-Esquema-de-Funcionamiento-de-una-Celula-Fotovoltaica-18_fig1_233425138. [Último acceso: 18 07 2022].
- [40] ¿Qué es el efecto albedo?. (s.f.). DESQBRE. [En línea]. Disponible: [Reconocimiento-No comercial- Compartir igual](https://losenlacedelavida.fundaciondescubre.es/que-es-la-biodiversidad/preguntas/que-</p></div><div data-bbox=)

- [47] E. González Vásquez. (2017). Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno. Cceea. [En línea]. Disponible: <https://cceea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno>. [Último acceso: 28 07 2022].
- [48] L. Recio Malillo. (2020, marzo). Cálculo de las fórmulas para obtener la sección por caída de tensión. Ejemplo de cálculo. Prysmian Club. [En línea]. Disponible: <https://www.prysmianclub.es/no1-calculo-para-obtener-la-seccion-por-caida-de-tension-ejemplo-de-calculo/>. [Último acceso: 14 08 2022].
- [49] Energía Solar Surya CEO. (2020, abril). Performance Ratio Solar. Energía Solar SURYA. [En línea]. Disponible: <https://cursovirtual.energiasolarsurya.com/performance-ratio-solar/>. [Último acceso: 21 08 2022].
- [50] Floating Solar PV Plants. (s.f.). SOLARPLAZA. [En línea]. Disponible: <https://www.solarplaza.com/resource/11761/top-70-floating-solar-pv-plants/>. [Último acceso: 05 08 2022].
- [51] M. Archarya y S. Devraj. (2019). Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector?. The Energy And Resources Institute. [En línea]. Disponible: <https://www.teriin.org/sites/default/files/2020-01/floating-solar-PV-report.pdf>. [Último acceso: 08 08 2022].
- [52] SAL&ROCA. (2019, diciembre). Así es la planta solar flotante más grande del mundo construida en China. nuevatribuna.es. [En línea]. Disponible: <https://ecoinventos.com/china-activa-la-planta-solar-flotante-mas-grande-del-mundo/>. Top 70. [Último acceso: 10 08 2022].
- [53] Solar Energy Research Institute [SERIS] y National University of Singapore [NUS]. (2018, octubre). Where Sun Meets Water : Floating Solar Market Report - Executive Summary. [En línea]. Disponible: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/579941540407455831/pdf>. [Último acceso: 05 08 2022].

- [54] M. Hilcu. (2022, enero). El impacto positivo de las energías renovables sobre el medioambiente. OTOVO. Disponible: <https://www.otovo.es/blog/energia/impacto-energias-renovables-medioambiente/>. [Último acceso: 06 08 2022].
- [55] A. Lucena (s.f.). Energía, Sociedad y Medio Ambiente. URDAIBAI. [En línea]. Disponible: <https://www.unescoetxea.org/ext/urdaibai/html/VII/vii.html>. [Último acceso: 07 08 2022].
- [56] Ecoembes. (2020, abril). Cómo influye la energía eólica en el medio ambiente. [En línea]. Disponible: <https://www.thecircularlab.com/como-influye-energia-eolica-medio-ambiente/#:~:text=Impacto%20ambiental%20de%20la%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica&text=No%20s%C3%B3lo%20no%20emite%20gases,tiene%20una%20huella%20h%C3%ADrica%20significativa>. [Último acceso: 06 08 2022].
- [57] Ambientum. (s.f.). Impacto ambiental de la biomasa. Ambientum. [En línea]. Disponible: https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/impacto_ambiental_de_la_biomasa.asp. [Último acceso: 08 08 2022].
- [58] J. López, O. Jurgenson, R. Osorio y E. Pernía. (1999, enero). Evaluación de la vegetación del área de inundación del embalse Camburito-Caparo, Estados Táchira, Mérida y Barinas - Venezuela. ResearchGate. [En línea]. Disponible: https://www.researchgate.net/publication/279447848_Evaluacion_de_la_vegetacion_del_area_de_inundacion_del_embalse_Camburito-Caparo_Estados_Tachira_Merida_y_Barinas-Venezuela?enrichId=rgreq-97aa516af878828781314f4214acec9b-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzI3. [Último acceso: 05 07 2022].
- [59] CORPOELEC. (2011, julio). Informe Ejecutivo de Progreso Julio / 2011. Slideshare. [En línea]. Disponible: slideshare: <https://es.slideshare.net/DieterSorg/informe-ejecutivo-julio-2011>. [Último acceso: 08 07 2022].
- [60] Google. (s.f.). Embalse Bordo Seco-La Vueltona. Google Earth [Último acceso septiembre de 2022]. [Windows].

- [61] Microsoft. (s.f.). Embalse Bordo Seco-La Vueltona. Microsoft Bing el 8 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.bing.com/maps?osid=f64de1dc-bd80-4477-bb69-3cabd4287696&cp=7.763588~-71.474453&lvl=16&style=h&v=2&sV=2&form=S00027>.
- [62] J. A. Gómez Medina y J. M. Pérez Godoy. (s.f.). Capítulo 15. El agua y la generación de energía eléctrica. [En línea]. Disponible: https://bibliofep.fundacionempresaspoler.org/media/1378202/agua_tii_cap15.pdf. [Último acceso: 15 07 2022].
- [63] J. M. Rondón. (s.f.). Galería. Turismo Padre Noguera. [En línea]. Disponible: <https://turismopadrenoguera.wixsite.com/santamariadecaparo/galeria>. [Último acceso: 24 08 2022].
- [64] Central HidroElectrica Fabricio Ojeda. (s.f.). mapio.net. [En línea]. Disponible: <https://mapio.net/pic/p-110310715/>. [Último acceso: 13 08 2022].
- [65] J. Diebel, J. Norda y O. Kretchmer. (s.f.). El clima y el tiempo promedio en todo el año en Santa María de Caparo. Weather Spark. [En línea]. Disponible: <https://es.weatherspark.com/y/25956/Clima-promedio-en-Santa-Mar%C3%ADa-de-Caparo-Venezuela-durante-todo-el-a%C3%B1o>. [Último acceso: 18 08 2022].
- [66] Solargis. (s.f.). Global Solar Atlas el 10 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible: <https://globalsolaratlas.info/map?c=7.759916,-71.464434,15&s=7.758194,-71.465678&m=site&pv=hydro,180,10,60000>. [Último acceso: 10 08 2022].
- [67] JCR Photovoltaic Geographical. (2022). European Commission [última actualización 01 de marzo de 2022]. [En línea]. Disponible: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html. [Último acceso: 13 08 2022].
- [68] Mermoud, A. (2019). PVsyst SA (Nº de versión 7.2.8 (rev. 23296)). [Windows].
- [69] C. García Castro, “Simulación de Instalaciones Fotovoltaicas con PVsyst”. Trabajo Fin de Grado. [En línea]. Disponible: <https://tauja.ujaen.es/bitstream/10953.1/4226/1/TFG%20Carlos%20García%20Castro.pdf>

- [70] Ciel & Terre. (2022). We Create Cutting-Edge, Bold, Custom Designed Solutions. *Ciel & Terre The Floating Solar Company*. [En línea]. Disponible: <https://ciel-et-terre.net/company/>. [Último acceso: 12 07 2022].
- [71] Akuo Industries. (s.f.). *Association des Géologues du Sud-Est*. [En línea]. Disponible: www.agse-geologues.fr/documents/2018/Brochure%20Floating%20Solutions%202018.pdf. [Último acceso: 14 08 2022].
- [72] Ciel&Terre. (s.f.). *img1.wsimg*. [En línea]. Disponible: [https://img1.wsimg.com/blobby/go/387e79f8-d205-493d-a495-69d9effe5d5c/downloads/C_T%20Catalog%20Hydrelio%C2%AE%20Technology%20\(2020-11\).pdf?ver=1620323135226](https://img1.wsimg.com/blobby/go/387e79f8-d205-493d-a495-69d9effe5d5c/downloads/C_T%20Catalog%20Hydrelio%C2%AE%20Technology%20(2020-11).pdf?ver=1620323135226). [Último acceso: 14 08 2022].
- [73] isifloating. (2022). *Isifloating*. [En línea]. Disponible: <https://www.isifloating.com/isifloating/>. [Último acceso: 14 08 2022].
- [74] SUNGROW. (2022). About SUNGROW. *SUNGROW*. [En línea]. Disponible: <https://en.sungrowpower.com/>. [Último acceso: 16 08 2022].
- [75] Aisle floating body SF-A. (s.f.). *ENF*. [En línea]. Disponible: <https://es.ensolar.com/pv/mounting-system-datasheet/5867>. [Último acceso: 16 08 2022].
- [76] WANHOS. (2022). *WANHOS*. [En línea]. Disponible: <https://www.wanhossolars.com/>. [Último acceso: 15 08 2022].
- [77] Dinámica de los Océanos. (s.f.). *Curso Geografía del Mar*. [En línea]. Disponible: <https://es.weatherspark.com/y/25956/Clima-promedio-en-Santa-Mar%C3%ADa-de-Caparo-Venezuela-durante-todo-el-a%C3%B1o>. [Último acceso: 17 08 2022].
- [78] E4e. (2022, febrero). ¿Cuáles son las mejores marcas de paneles solares en 2022? Estos son los más comprados. *E4e*. [En línea]. Disponible: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/mejores-marcas-paneles-solares-2022>. [Último acceso: 12 08 2022].

- [79] Trina Solar (2022). Vertex. *Trina Solar*. [En línea]. Disponible: <https://www.trinasolar.com/lac/product/VERTEX-DE21>. [Último acceso: 17 08 2022].
- [80] A. Granero. (2015, noviembre). Transformadores de doble secundario: solución a las cargas no lineales de los grandes grupos rectificadores. *Sector Electricidad*. [En línea]. Disponible: <https://www.sectorelectricidad.com/14030/transformadores-de-doble-secundario-solucion-a-las-cargas-no-lineales-de-los-grandes-grupos-rectificadores/>. [Último acceso: 12 09 2022].
- [81] Crushtymks. (2019). Entendiendo el grupo de vectores de transformador (2). *Crushtymks | Energía y poder para todos*. [En línea]. Disponible: <https://crushtymks.com/es/energy-and-power/583-understanding-vector-group-of-transformer-2.html>. [Último acceso: 12 09 2022].
- [82] mapcarta. (s.f.). Central hidroeléctrica La Vueltona. *mapcarta el 24 de agosto de 2022*. [En línea]. Disponible: <https://mapcarta.com/N2586110375/Map> [Último acceso: 26 08 2022].
- [83] Y. Maldonado. (s.f.). Areniscas. *GEOLOGÍAWEB*. [En línea]. Disponible: <https://geologiaweb.com/rocas/limolita/> [Último acceso: 25 08 2022].
- [84] Y. Maldonado. (s.f.). Limolita. *GEOLOGÍAWEB*. [En línea]. Disponible: <https://geologiaweb.com/rocas/limolita/>. [Último acceso: 25 08 2022].
- [85] *Código Eléctrico Nacional*, FONDONORMA 200 (7ª. Revisión), 2004.
- [86] Tecsun | H1Z2Z2-K | Eca. (2018, enero). Prysmian Group. [En línea]. Disponible: <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Tecsun-H1Z2Z2-K-Eca>. [Último acceso: 04 09 2022].
- [87] ABB. (2014). Technical Application Papers No.10 Photovoltaic plants. ABB. [En línea]. Disponible: <https://library.e.abb.com/public/9b867d77d5e0da7fc1257ca60057221b/QT10%20EN%202013.pdf>. [Último acceso: 02 09 2022].

- [88] SUNGROW. (s.f.). VS-8MH-DB/ PVS-12MH-DB/PVS-16MH-DB. loja | 8energy. [En línea]. Disponible: https://loja.l8energy.com/wp-content/uploads/2020/11/PVS-12MH_16MH-DB-V11-UEN-201811.pdf. [Último acceso: 17 08 2022].
- [89] EATON. (2014). Protección de circuitos solares completa y fiable. Eaton. [En línea]. Disponible: http://www.eaton.eu/ecm/groups/public/@pub/@europe/@electrical/documents/content/pct_1193488_de.pdf. [Último acceso: 06 09 2022].
- [90] J. Alonso Lorenzo. (s.f.). Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas. *SUNFIELDS | EUROPE*. [En línea]. Disponible: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puesta-a-tierra-de-instalaciones-con-placas-solares/>. [Último acceso: 10 09 2022].
- [91] Top Cable. (2020). Tipos de cables eléctricos resistentes al agua y la humedad. *TOP CABLE | Cables y consejos eléctricos*. [En línea]. Disponible: <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/exposicion-al-agua-de-los-cables-electricos/>. [Último acceso: 03 09 2022].
- [92] CABEL. (s.f.). Catálogos. *CABEL*. [En línea]. Disponible: <http://www.interacables.com/>. [Último acceso: 05 09 2022].
- [93] J. G. Medina Z. y F. A. Rivas B., “Análisis de pérdidas Técnicas y no técnicas a nivel de 13.8 KV / (240 -120) V en el circuito Coro I ubicado en el estado Falcón (Caso: CADAFE)”. Trabajo especial de grado. [En línea]. Disponible: www.riuc.bc.uc.edu.ve/bitstream/123456789/52/1/10891.pdf. [Último acceso: 31 08 2022].
- [94] Help Scout. (2022). HelioScope. En Línea. Clementina: HelioScope: Advanced Solar Design Software. [Último acceso: 18 09 2022].
- [95] ivenezuela. (s.f.). Parque Nacional Tapo-Caparo | Mérida | Táchira. *Ivenezuela*. [En línea]. Disponible: <https://www.ivenezuela.travel/parque-nacional-tapo-caparo-merida-tachira/>. [Último acceso: 10 09 2022].
- [96] L. Calderón y G. Salas. (2009). Geohistoria del municipio Padre Noguera. [En línea]. Disponible: http://bdigital.ula.ve/storage/pdftesis/pregrado/tde_arquivos/5/TDE-2011-03-

09T01:02:32Z-1385/Publico/calderonlinda_salasgladys_parte1.pdf. [Último acceso: 12 09 2022].

[97] Y. Linares (2018, diciembre). Tapo Caparo. *Crónica Ambiental Interactiva | Parques Nacionales del Estado Táchira*. [En línea]. Disponible: <https://cronicainteractiva.home.blog/2018/12/30/tapo-caparo>. [Último acceso: 09 09 2022].

[98] iea. (s.f.). Electricity. *Iea*. [En línea]. Disponible: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>. [Último acceso: 07 09 2022].

[99] VTV. (2019, octubre). Garantizan suministro de combustible para termoeléctrica La Fría en Táchira. *VTV*. [En línea]. Disponible: <https://www.vtv.gob.ve/protector-tachira-termoelectrica-fria/>. [Último acceso: 10 09 2022].


[100] A. Andara Meza. (2022, junio). Aumento del precio del diésel pesa sobre el presupuesto de los venezolanos, aseguran expertos. *Efecto Cocuyo*. [En línea]. Disponible: <https://efectococuyo.com/la-humanidad/ajuste-del-precio-del-diesel/#:~:text=Economistas%2C%20agricultores%20y%20transportistas%20alertaron,y%20de%20producci%C3%B3n%20aumentar%C3%A1n%20considerablemente>. [Último acceso: 10 09 2022].

ANEXOS.

A. ANEXOS: HOJA DE DATOS.

A.1. Panel solar seleccionado.

Mono Multi Solutions



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE21
POWER RANGE: 650 -670W

670W

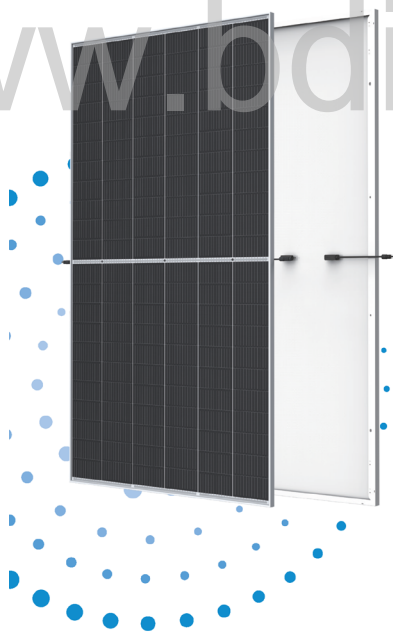
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components

High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy yield







- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



Years	Guaranteed Power (%)
0	98.0%
25	84.8%

Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System




Figura A.1. Hoja de datos de panel solar seleccionado [79].

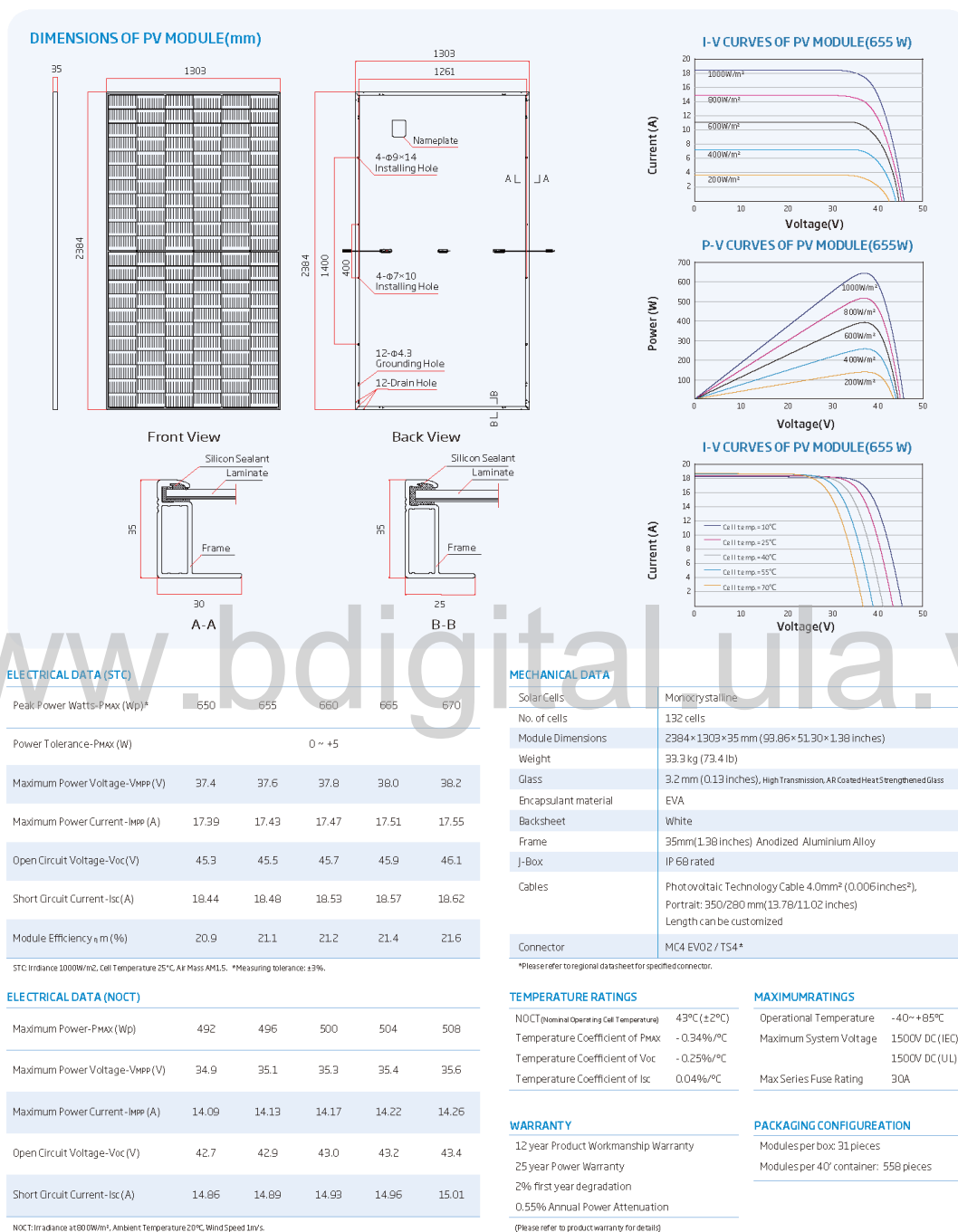


Figura A.2. Hoja de datos de panel solar seleccionado [79].

A.2. Inversor seleccionado.

SG5000UD/SG5000UD-20

SUNGROW
Clean power for all

Turnkey Station for 1500 Vdc System



www.bdigital.ula.ve

HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. efficiency 99 %
- Max. DC/AC ratio up to 1.7

EASY O&M

- Integrated current and voltage monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

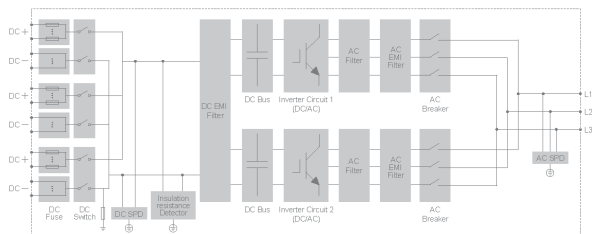
SAVED INVESTMENT

- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated LV auxiliary power supply
- IP65 Protection
- Q at night function optional

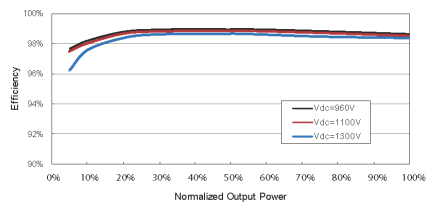
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low / High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



© 2020 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.2.2

Figura A.3. Hoja de datos de inversor seleccionado [74].

SG5000UD/SG5000UD-20

Type designation	SG5000UD	SG5000UD-20
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	900 V / 915 V	960 V / 990 V
MPP voltage range for nominal power	900 – 1300 V	960 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1	
No. of DC inputs	28 (optional: 36)	28(optional: 36 inputs)
Max. PV input current	5669 A	6112 A
Max. DC short-circuit current	10000 A	
Output (AC)		
AC output power	5000 kVA @ 45 °C	5750 kVA @ 25 °C / 5500 kVA @ 45 °C / 5000 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	4812 A	5030 A
Nominal AC voltage	600 V	660 V
AC voltage range	510 – 660 V	561 – 726 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % I _n	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Max. efficiency	99.0%	
European efficiency	98.7 %	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
AC output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type I+II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	5020 * 2400 * 1100 mm	
Weight	6 T	
Isolation method	Transformerless	
Degree of protection	IP65	
Auxiliary power supply	415 V, 5 kVA (max. 15kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night, L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	



Figura A.4. Hoja de datos de inversor seleccionado [74].

A.3. Caja de conexión (sunbox) seleccionada.

SUNGROW

SUNBOX PVS-8MH-DB/PVS-12MH-DB/PVS-16MH-DB

PV combiner box for 1500 Vdc system



Efficient and Safe

- 1500V-Specific PV fuse, both positive and negative terminal
- 1500V-Specific PV SPD with fault alarm
- Specialized 2 in 1 fuse with favorable heat dissipation performance and compact size
- String current and voltage monitoring
- Main load switch state monitoring (optional)



Flexible

- IP65 protection, meet the outdoor installation and usage requirements
- Self-powered power supply with lightning protection
- Output cable sectional area 120 – 400 mm² (max. 400 mm² Al cable)
- MC4 connector



Reliable

- Highly optimize the system wiring
- Modular design for easy and quick maintenance
- CE

www.bdigital.ula.ve

Parameters	PVS-8MH-DB	PVS-12MH-DB	PVS-16MH-DB
Max. PV string voltage	1500 V		
Max. PV string parallel inputs	8 * 2	12 * 2	16 * 2
Rated fuse current for each string (replaceable)	30 A		
Switch disconnector	250 A	400 A	400 A
SPD	Type II		
Input terminal type	6 mm ² (MC4)		
Output terminal type	120 – 300 mm ²	120 – 300 mm ²	120 – 400 mm ²
Protection class	IP65		
Environment temperature	-40 °C to 60 °C		
Environment humidity	0 – 95 %		
Dimensions (W*H*D)	730*580*260 mm	730*580*260 mm	930*730*260 mm
Weight	28 kg	30 kg	40 kg
Material	SMC Plastic		
Standard Accessories		Optional Accessories	
DC main output load switch	Yes	Negative grounding	Optional
PV specific application SPD	Yes	Monitoring for load switch state	Optional
PV SPD failure monitoring	Yes		
PV self power supply for internal loads	Yes		
Communication port	Yes		
Current and voltage monitoring for each string	Yes		



© 2018 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.2

Figura A.5. Hoja de datos de caja de conexión seleccionada [74].

A.3. Cables solares seleccionados.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS BAJA TENSIÓN

PRYSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.)
1,5/1,5 kV_{dc} (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN
DE LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NF 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS
(HALOGEN FREE)
IEC 62821-1 Anexo B
EN 50525-1 Anexo B



Baja opacidad
de humos
EN 61034-2
IEC 61034-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP1009483



ALTA
RESISTENCIA
AL AGUA (H2O)



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA
ALOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA
ALOS GOLPES



RESISTENCIA
ALOS AGENTES
QUÍMICOS



RESISTENCIA
AL OZONO



RESISTENCIA
AL CALOR Y
HUMEDAD

ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (Clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90°C (20°C, 20000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50335 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UV-A Protección contra el agua	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930y EN 50618 Anexo B 7 días, 23°C. H-ácido clorhídrico, H-ácido nítrico y H-ácido sulfúrico según IEC 60811-404; EN 60811-404
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab.2 según EN 60811-503 (máxima contracción: 2%)
Resistencia a calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90°C y 85% de humedad según IEC 60068-2-78; EN 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2; EN 50959-9 (240h) 85°C y a la 0,1 μW/DC
Respecho con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblos a baja temperatura	Doblo y a bajamiento a -40°C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -50°C EN 50618 Tab.2 según EN 60811-4 y EN 60811-504 y -50°C
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40°C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (20 °C, 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 40 D = diámetro exterior del cable máximo).

- Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:
- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca. 8secciones desde b4 a b25.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A12:016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

- Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:
- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.



V-202-0-11-12

Figura A.6. Hoja de datos de cables solares seleccionados [86].

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

PRYSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.)
1,5/1,5 kV_{dc} (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (20 °C, por 20 000 h)
Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Compuesto reticulado según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.
Colores: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Indica do también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA ESTÁTICO	PESO kg/100m (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/100m	INTENSIDAD ADMISIBLE ALAIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ALAIRE T. AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 90 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN W/(A·100m) (2)
1x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1x 95	15,1	20,8	125	89	953	0,210	343	416	0,42
1x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna B. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 90 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).



V-2020-01-12

Figura A.7. Hoja de datos de cables solares seleccionados [86].

A.4. Fusibles elegidos.



Bussmann
by **EATON**

Figura A.8. Portada catálogo de protecciones elegidas [89].

Cartuchos fusible fotovoltaicos de 14 x 65 mm, de 15 a 32 A, 1300/1500 V CC, serie PV-A14L

Descripción

Una gama de cartuchos fusible de 14 x 65 mm diseñados específicamente para la protección y el aislamiento de cadenas fotovoltaicas. Estos cartuchos fusibles pueden interrumpir las sobrecorrientes bajas asociadas con sistemas fotovoltaicos en fallo (corriente inversa, fallo de multimatriz).



Símbolo del catálogo

Cilíndrico
PV-(régimen de amperios)
A14LF

Cilíndrico con etiquetas
PV-(régimen de amperios)
A14L-T

Cilíndrico con fijaciones de 10 mm: PV-(régimen de amperios)A14LF10F

Datos técnicos

Tensión	1300 V CC IEC/UL (25 y 32 A) 1500 V CC IEC/UL (15 y 20 A)
Corriente	15-32 A
Capacidad de corte nominal	10 kA
Régimen de interrupción mín.	$2 \times I_n$
Coordinación de fusible fotovoltaico con	Celdas de película fina y celdas de silicón cristalina de 4", 5" y 6"
Constante de tiempo	1-3 ms

Accesorios

Clips de fusible: 5592-01 para -LF
5960-07/5960-09 para -10F

Clase de funcionamiento

gPV

Tamaño del fusible

14 x 65 mm

Normas / Aprobaciones

IEC 60269-6, UL 2579

(Número de referencia
E335324)

Compatible con RoHS,
CCC pendiente

Envasado

CMP: 10

Embalaje 100% reciclable.

Número de referencia			Corriente (A)	Tensión (V CC)	Integrales de energía I ² t (A ² s)		Pérdida de vatios (W)	
Cilíndrico	Cilíndrico con etiquetas	Cilíndrico con fijaciones de 10 mm			Prearco	Total en la tensión nominal	0,8 I _n	I _n
PV-15A14LF	PV-15A14L-T	PV-15A14LF10F	15	1500	14	160	3,2	5,8
PV-20A14LF	PV-20A14L-T	PV-20A14LF10F	20		34	400	3,6	6,5
PV-25A14LF	PV-25A14L-T	PV-25A14LF10F	25	1300	65	550	4,1	7,5
PV-32A14LF	PV-32A14L-T	PV-32A14LF10F	32		105	900	5,7	10,4

Ficha de producto: 720139

Figura A.9. Características de los fusibles solares elegidos [89].

B. ANEXOS: INFORME DEL PROGRAMA PVSYSY.



Versión 7.2.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Granja fotovoltaica La Vultosa

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 60.16 MWp

Aguas Calientes - Venezuela

www.bdigital.ula.ve

| Autor(a)

Figura B.1. Portada informe de PVsyst [68].



Proyecto: Granja fotovoltaica La Vueltona

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.8

VC0, Fecha de simulación:
14/09/22 22:50
con v7.2.8

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Aguas Calientes Venezuela	Situación Latitud 7.76 °N Longitud -71.47 °W Altitud 274 m Zona horaria UTC-4	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Aguas Calientes PVGIS api TMY		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 10 / 0 °	Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema		
Conjunto FV		Inversores
Núm. de módulos 89784 unidades		Núm. de unidades 12 unidades
Pnom total 60.16 MWp		Pnom total 60.00 MWca
		Proporción Pnom 1.003

Resumen de resultados

Energía producida 86166 MWh/año	Producción específica 1432 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 83.55 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Balance de emisiones de CO ₂	8

Figura B.2. Página 2, informe PVsyst [68].



Proyecto: Granja fotovoltaica La Vueltona

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.8

VC0, Fecha de simulación:
14/09/22 22:50
con v7.2.8

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Sin escena 3D definida	
Plano fijo		Modelos usados	
Inclinación/Azimut	10 / 0 °	Transposición	Perez
		Difuso	Importado
		Circunsolar	separado
Horizonte		Sombreados cercanos	
Altura promedio	6.6 °	Sin sombreados	
		Necesidades del usuario	
		Carga ilimitada (red)	

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Trina Solar	Fabricante	SUNGROW
Modelo	TSM-DE21	Modelo	SG5000UD
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	670 Wp	Unidad Nom. Potencia	5000 kWca
Número de módulos FV	89784 unidades	Número de inversores	24 * MPPT 50% 12 unidades
Nominal (STC)	60.16 MWp	Potencia total	60000 kWca
Módulos	3096 Cadenas x 29 En series	Voltaje de funcionamiento	900-1300 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.00
Pmpp	55.06 MWp		
U mpp	1007 V		
I mpp	54662 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	60155 kWp	Potencia total	60000 kWca
Total	89784 módulos	Núm. de inversores	12 unidades
Área del módulo	278901 m ²	Proporción Pnom	1.00

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC				
Frac. de pérdida	1.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	0.30 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC			
		Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s					
Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas				
Frac. de pérdida	-0.8 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %			
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	0.403	0.000

Figura B.3. Página 3, informe PVsyst [68].



Proyecto: Granja fotovoltaica La Vuelta

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.8

VC0, Fecha de simulación:
14/09/22 22:50
con v7.2.8

Definición del horizonte

Línea de horizonte en Aguas Calientes

Altura promedio	6.6 °	Factor Albedo	0.61
Factor difuso	0.98	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimet [°]	-113	-108	-106	-101	-96	-92	-88	-86	-82	-80	-73
Altura [°]	3.8	4.1	4.1	4.3	5.1	5.6	5.6	5.9	5.4	4.6	4.1
Azimet [°]	-69	-67	-66	-65	-11	7	27	64	71	72	76
Altura [°]	5.4	5.6	5.9	5.9	7.7	9.3	10.6	2.8	3.8	4.3	4.8
Azimet [°]	79	83	92	97	104	109	113	116	118	121	124
Altura [°]	5.9	6.7	6.7	6.9	6.7	6.7	7.7	8.5	8.0	4.6	0.0

Recorridos solares (diagrama de altura / azimet)

Plano fijo, Incl./azimuts : 20°/0°

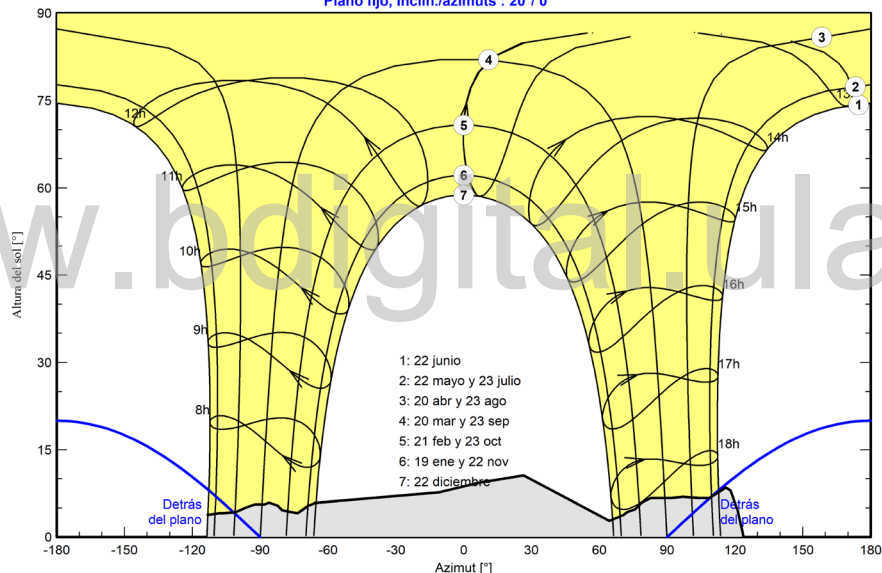


Figura B.4. Página 4, informe PVsyst [68].



Proyecto: Granja fotovoltaica La Vultosa

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.8

VC0, Fecha de simulación:
14/09/22 22:50
con v7.2.8

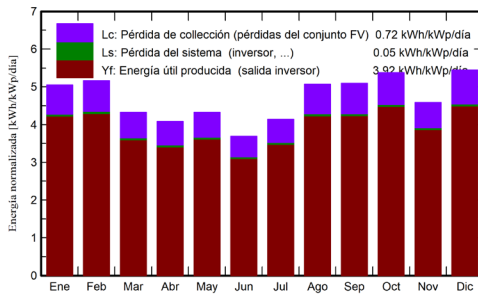
Resultados principales

Producción del sistema

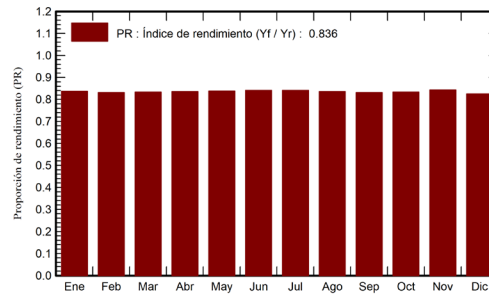
Energía producida 86166 MWh/año

Producción específica 1432 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento (PR) 83.55 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	145.4	68.07	24.07	156.7	149.4	7986	7892	0.837
Febrero	138.1	67.29	25.32	144.7	138.5	7330	7242	0.832
Marzo	132.4	78.07	25.41	133.9	127.8	6806	6719	0.834
Abril	125.1	83.84	25.49	122.5	116.1	6244	6164	0.836
Mayo	139.8	80.18	24.99	134.0	127.0	6844	6755	0.838
Junio	116.2	76.71	23.88	110.7	104.6	5683	5605	0.841
Julio	134.9	80.38	23.47	128.3	121.2	6584	6498	0.842
Agosto	162.4	76.38	24.22	157.1	149.3	8001	7902	0.836
Septiembre	152.7	76.32	24.88	153.0	146.2	7750	7653	0.832
Octubre	161.0	81.20	24.73	166.7	158.9	8464	8362	0.834
Noviembre	130.0	73.77	24.07	137.7	131.1	7075	6985	0.844
Diciembre	154.4	55.41	25.76	169.0	161.9	8490	8389	0.825
Año	1692.4	897.65	24.69	1714.3	1632.0	87257	86166	0.836

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_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento

Figura B.5. Página 5, informe PVsyst [68].



Proyecto: Granja fotovoltaica La Vueltoza

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.8

VC0, Fecha de simulación:
14/09/22 22:50
con v7.2.8

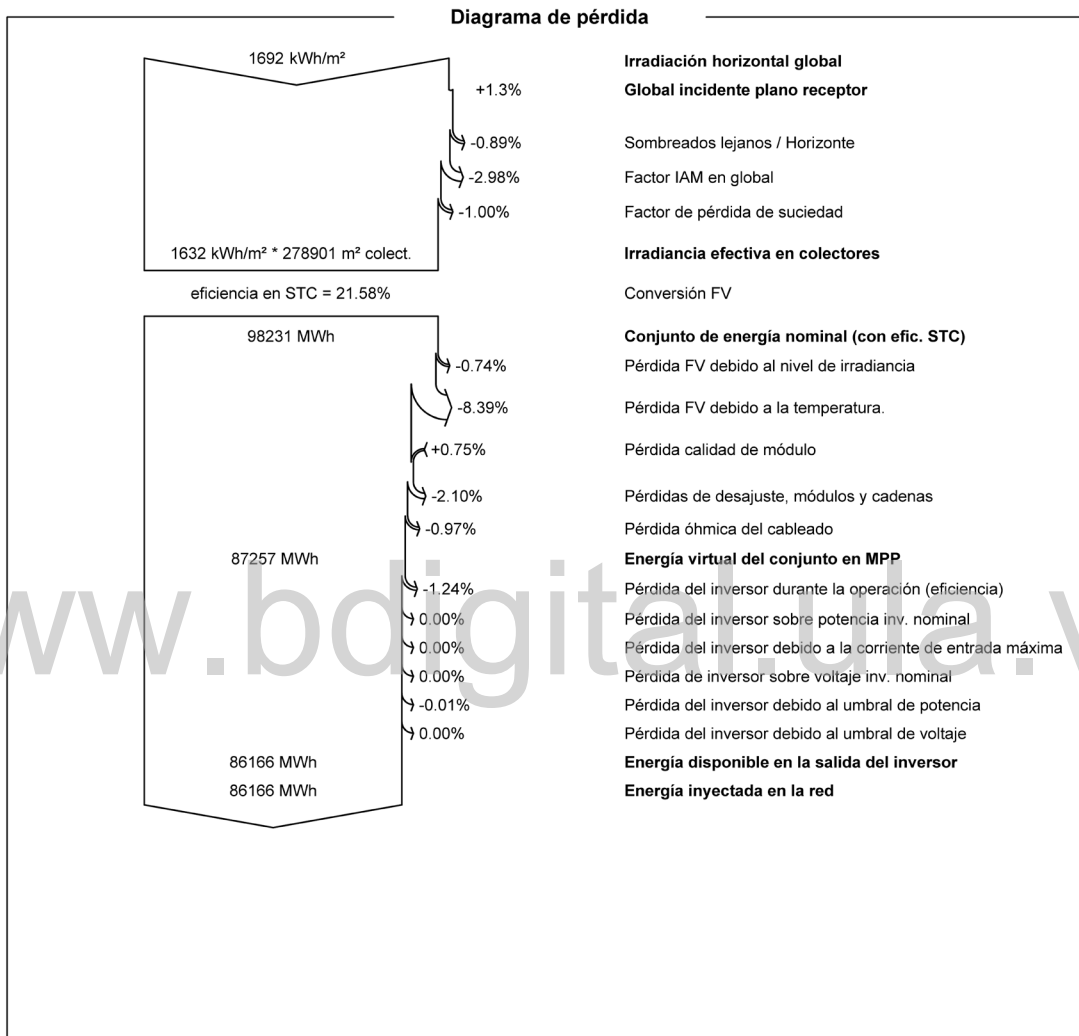


Figura B.6. Página 6, informe PVsyst [68].



Proyecto: Granja fotovoltaica La Vueltona

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.8

VC0. Fecha de simulación:
14/09/22 22:50
con v7.2.8

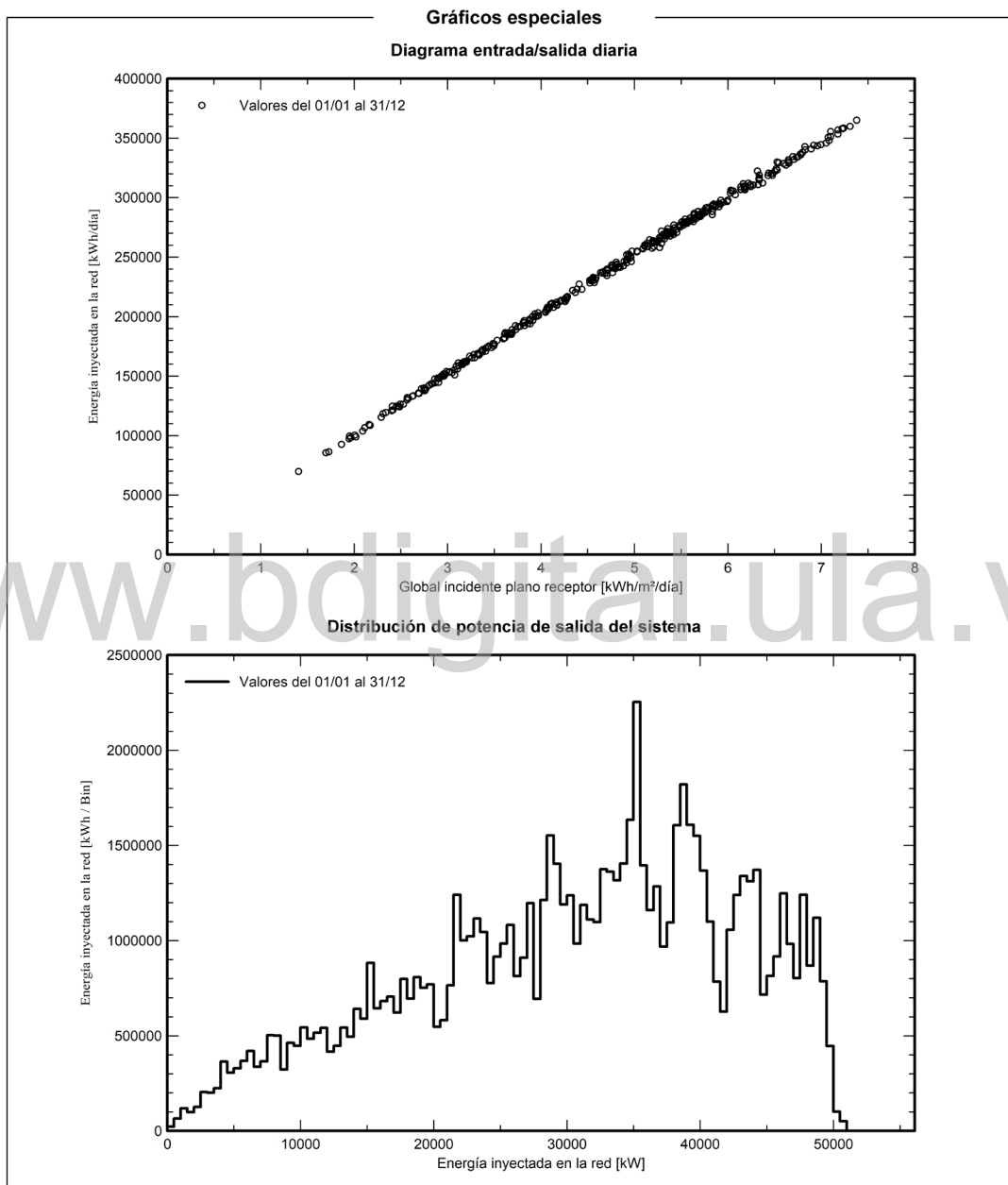


Figura B.7. Página 7, informe PVsyst [68].



Proyecto: Granja fotovoltaica La Vueltona

Variante: Nueva variante de simulación

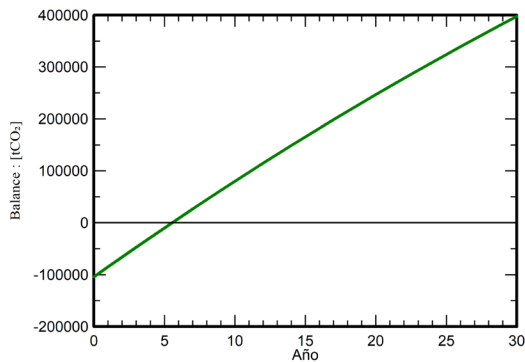
PVsyst V7.2.8

VC0, Fecha de simulación:
14/09/22 22:50
con v7.2.8

Balance de emisiones de CO₂

Total: 397863.9 tCO₂
Emisiones generadas
 Total: 104546.52 tCO₂
 Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:
Emisiones reemplazadas
 Total: 579037.1 tCO₂
 Sistema de producción: 86166.23 MWh/año
 Emisiones del ciclo de vida de la red: 224 gCO₂/kWh
 Fuente: Lista IEA
 País: Venezuela
 Toda la vida: 30 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	1291 kgCO ₂ /kWp	79609 kWp	102770222
Soportes	1.49 kgCO ₂ /kg	1188200 kg	1775266
Inversores	148 kgCO ₂ /	7.00	1036

Figura B.8. Página 8, informe PVsyst [68].