Proyecto Fin de Master

Diseño de un sistema solar fotovoltaico en La Central Térmica de Ciclo Combinado Punta Caucedo en el municipio de Boca Chica (República Dominicana)

2015-2016

AUTORES:
Lina M. Castaño
Esteban Sierra
Argenis A. Rodríguez
Alejandro Redondo

TUTOR
Octavio V. Martínez

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 4
2. OBJETIVOS 5
2.1. Objetivo general 5
2.2. Objetivos específicos 5
3. METODOLOGÍA 6
4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA 7
4.1. Localización geográfica 7
5. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN 10
5.1. Potencial energético solar en República Dominicana y en el sitio del proyecto 10
5.2. Consumo actual de los servicios auxiliares de la central de ciclo combinado . 10
5.3. Primas o subvenciones para los proyectos de energías renovables de acuerdo a la ley de República Dominicana 12
5.4. Normas técnicas nacionales para el funcionamiento y operación de instalaciones energéticas (Congreso Nacional, 2007) 14
5.5. Áreas disponibles para la instalación de paneles solares 16
6. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO 17
6.1. Características generales del sistema solar fotovoltaico 17
6.2. Paneles fotovoltaicos 17
6.3. Inversores 20
6.4. Estructuras de soporte para paneles solares 21
6.5. Cálculo de distancia mínima entre filas 21
6.6. Ubicación de paneles en planta y cálculo de potencia pico 22
6.7. Cálculo de producción de energía 25
6.8. Interconexión 28
6.9. Parque Solar Fotovoltaico (Área 1/Área2) 30
7. ESTUDIO ECONÓMICO 39
7.1. Inversión inicial (CAPEX) 39
7.2. Exenciones fiscales sobre a las que acogerse 41
7.3. Gastos por Operación y Mantenimiento (OPEX) 42
7.4. Ahorro energético generados por la planta fotovoltaica 43
7.5. Financiación externa para soportar la inversión inicial 44
7.6. Cálculo de la Rentabilidad (TIR) y payback 44
8. RIESGOS PARA EL PROYECTO Y ESTRATEGIAS PARA SU MITIGACIÓN Y/O ELIMINACIÓN 46
8.1. Riesgos medio-ambientales 46

8.2. Riesgos técnicos 49
8.3. Riesgos administrativos..... 51
9. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO 52
10. CONCLUSIONES 55
11. BIBLIOGRAFÍA..... 56

1. INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de las fuentes de energía renovable, entre ellas las energías solar, eólica e hidráulica, es muy antiguo. Desde hace muchos años se han estado utilizando y su empleo continuó durante toda la historia hasta la llegada la revolución industrial, en la que debido al bajo costo del petróleo, fueron abandonadas.

Durante los últimos años, debido al incremento del coste de los combustibles fósiles y los problemas medioambientales derivados de su explotación, se está observando un renacer de las energías renovables.
Las energías renovables son inagotables, limpias y se pueden utilizar de forma auto gestionada, es decir, se pueden aprovechar en el mismo lugar en que se producen. Además tienen la ventaja adicional de complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas. Por ejemplo, la energía solar fotovoltaica suministra electricidad los días despejados, mientras que en los días fríos y ventosos, frecuentemente nublados, son los aerogeneradores los que pueden producir mayor energía eléctrica.

El trabajo que se presenta a continuación evalúa la instalación de un sistema solar fotovoltaico para abastecer la demanda de los sistemas auxiliares de la central térmica de ciclo combinado Punta Caucedo, la cual se encuentra en el sector de Boca Chica, República Dominicana.

El objetivo de este sistema fotovoltaico es optimizar la generación de energía eléctrica utilizando las áreas disponibles en los predios de la central, con el fin de abarcar la mayor cantidad posible de la demanda energética de los servicios auxiliares antes mencionados. De esta manera, el sistema fotovoltaico propuesto ayudará a disminuir el consumo energético a partir de combustibles fósiles de la central de ciclo combinado.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Diseñar un sistema solar fotovoltaico que reduzca el consumo eléctrico convencional de los equipos auxiliares (10 MW) de la central de ciclo combinado Punta Caucedo, situado en Boca Chica, municipio de la provincia de Santo Domingo en la Republica Dominicana.

2.2. Objetivos específicos

- Evaluar la posibilidad de generación de energía fotovoltaica a través de la caracterización del recurso solar respecto a intensidad y disponibilidad en el municipio de Boca Chica, Santo Domingo.
- Caracterizar la demanda de energía eléctrica por medio de registros históricos de consumo de la central de ciclo combinado Punta Caucedo.
- Dimensionar un sistema de energía solar fotovoltaico que reduzca los requerimientos de energía eléctrica convencional de los equipos auxiliares de forma viable y sostenible.
- Lograr un esquema de sostenibilidad ambiental con la consecuente reducción de emisiones de CO2.
- Obtener beneficios económicos por medio de la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales vigente desde el año 2007 en República Dominicana.

3. METODOLOGÍA

1) Proceso de recolección de información donde se realizará una recopilación de toda la información disponible y necesaria acerca de los siguientes aspectos:

   a) Información general
      i) Potencial energético solar en República Dominicana y específicamente en el sitio del proyecto.
      ii) Primas o subvenciones para los proyectos de energías renovables de acuerdo a la ley de República Dominicana.
      iii) Normas técnicas nacionales para el funcionamiento y operación de instalaciones energéticas.

   b) Información particular
      i) Consumo actual de los servicios auxiliares de la central de ciclo combinado.
      ii) Áreas disponibles para la instalación de los paneles solares.
      iii) Puntos conexión a la red existente de la central de ciclo combinado.

2) Análisis de la información recolectada con el fin de definir la mejor estrategia para realizar el diseño del sistema solar fotovoltaico.

3) Dimensionamiento (Diseño del proyecto). En esta etapa se pretende aprovechar los espacios disponibles de la central eléctrica de ciclo combinado para la instalación de módulos fotovoltaicos e interconectar la energía producida por estos en las barras de equipos auxiliares de la planta (4.16 KV, 3 Ph, 60 Hz).

   a) Criterios y condiciones de diseño
      i) El diseño del proyecto será en base a una vida útil de 25 años.
      ii) El diseño eléctrico del proyecto se basará en los códigos: ANSI, NEMA, IEEE, ASTM.
      iii) El proyecto será diseñado para funcionar sin supervisión en campo.
      iv) La conexión será en la barra de equipos auxiliares (4,160 V, 3 ph, 60 hz) del MCC de Power Plant y de la terminal de gas natural licuado (LNG).

4) Estudio económico del diseño del sistema solar fotovoltaico.
   a) Realización del presupuesto total del proyecto.
   b) Evaluación económica del proyecto.
      i) Estudio de la liquidez del proyecto.
      ii) Estudio de la rentabilidad del proyecto.
      iii) Evaluación del riesgo económico.

4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA

AES Andres es la unidad de generación eléctrica térmica más grande de República Dominicana. Entró en operación el 1ro de diciembre del 2003. Es una central eléctrica de ciclo combinado de generación de 319 MW, cuenta con un puerto de recepción de Gas Natural Líquido (LNG), terminal de regasificación con capacidad de almacenamiento para 160,000 m3, terminal de distribución de gas natural líquido (criogénica) y un gasoducto de 34 km hasta la Central Eléctrica de Los Mina.

Para la operación, la central cuenta con aproximadamente 226 equipos principales, los cuales se encuentran dentro de los siguientes sistemas.

Tabla 1. Sistemas de la central de ciclo combinado.

No.	DESCRIPCION DEL SISTEMA	No.	DESCRIPCION DEL SISTEMA
01	TURBINA DE GAS	14	AGUA DE SERVICIO
02	TURBINA DE VAPOR	15	AGUA DE CIRCULACION
03	RECUPERADOR DE VAPOR HRSG	16	SISTEMA CERRADO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
04	CONDENSADO	17	AGUA CONTRAINCENDIOS
05	PURGA CONTINUA	18	SISTEMA AIRE DE INSTRUMENTACION Y SERVICIO
06	EXTRACCION DE AIRE AL CONDENSADOR	19	INYECCION QUIMICA
07	DISTRIBUCION DE FUEL-OIL	20	DISTRIBUCION DE VAPOR
08	GAS NATURAL (FUEL GAS)	21	MUESTREO DEL CICLO
09	TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL	22	DRENAJES
10	AGUA DESMINERALIZADA	23	CLORINACION (HIPOCLORITO)
11	TRATAMIENTO DE AGUA	24	DISTRIBUCION DE NITROGENO
12	LAVADO DE LA MALLA VIAJERA	25	GLYCOL
13	AGUA POTABLE	26	SUB-ESTACION

4.1. Localización geográfica

La central de ciclo combinado se encuentra localizada en el sector de Boca Chica, República Dominicana. En las figura 1 y 2 se puede observar la ubicación exacta de la central.

Figura 1. Ubicación geográfica de Boca Chica, República Dominicana.

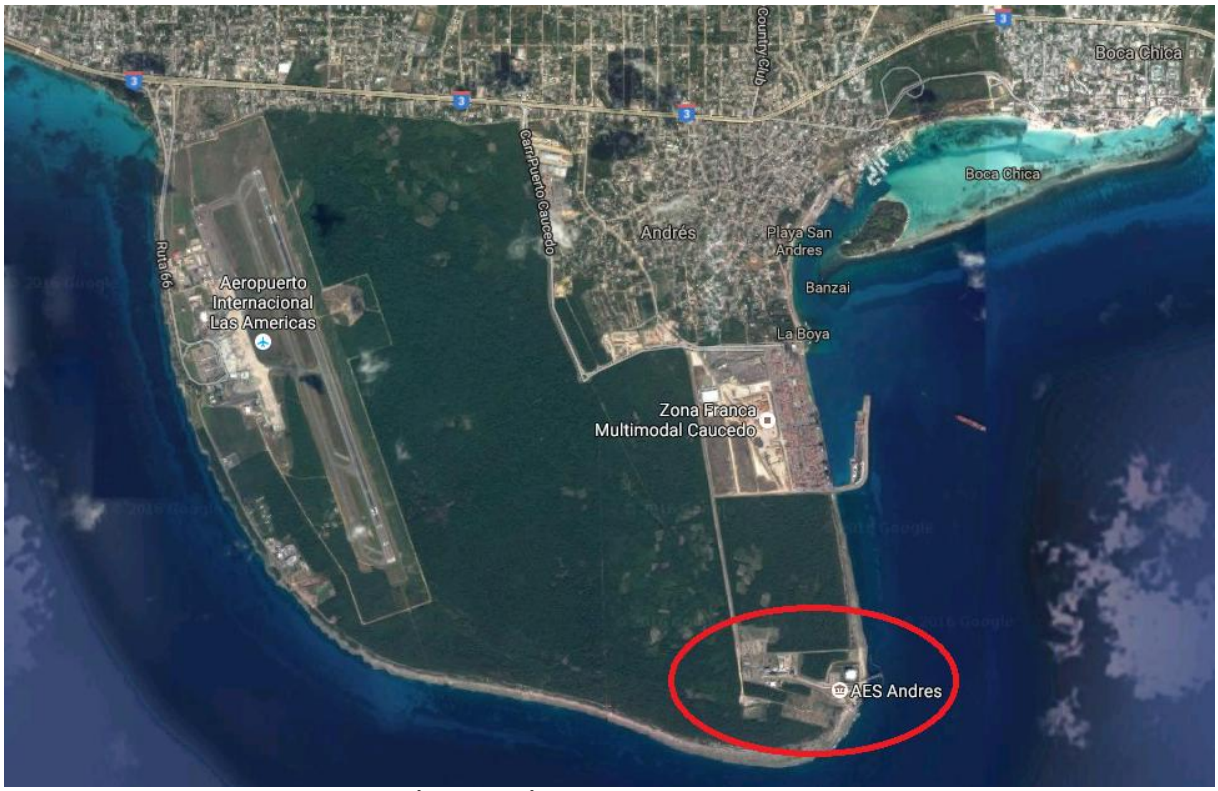


Figura 2. Ubicación geográfica de la central de ciclo combinado.

Figura 3. Central de ciclo combinado.

5. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

5.1. Potencial energético solar en República Dominicana y en el sitio del proyecto

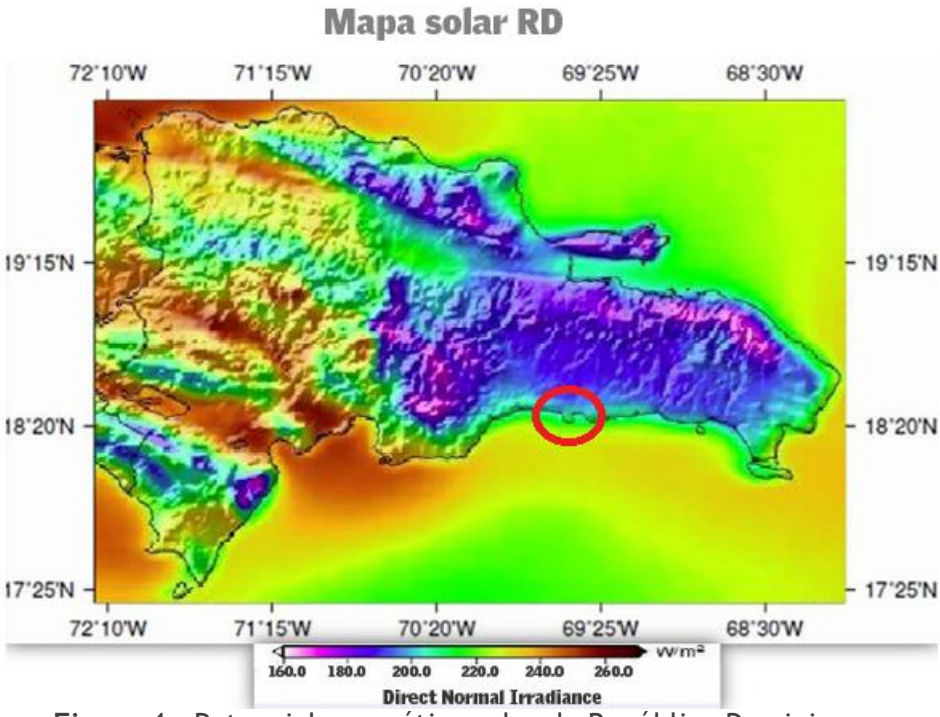


Figura 4. Potencial energético solar de República Dominicana.

El potencial de República Dominicana se sitúa entre 5 y 6 kW/m2, (entre 80% y 92% de los valores máximos) con un gradiente que va desde la zona oriental hasta la zona occidental del país y con una irradiación horizontal global (GHI) promedio generalmente en el rango de 210 a 250 W/m2, comparable con el potencial del suroeste de EE. UU., superior a otras áreas bien posicionadas, como la costa del Mar Mediterráneo.

Como se puede apreciar en la figura 4, en la zona específica del proyecto, Boca Chica, la irradiación horizontal se sitúa en términos cercanos a los 220 W/m2.

5.2. Consumo actual de los servicios auxiliares de la central de ciclo combinado

En la tabla 2 se muestran los históricos de consumo de potencia de los servicios auxiliares de la central de ciclo combinado correspondientes al mes de abril de 2016.

Tabla 2. Consumo de potencia de los servicios auxiliares durante el mes de abril de 2016.

Día	MWh/día	MW
01.Apr.16	203,90	8,50
02.Apr.16	224,93	9,37
03.Apr.16	225,26	9,39
04.Apr.16	198,60	8,28
05.Apr.16	197,04	8,21
06.Apr.16	186,73	7,78
07.Apr.16	181,37	7,56
08.Apr.16	185,13	7,71
09.Apr.16	193,91	8,08
10.Apr.16	194,55	8,11
11.Apr.16	191,56	7,98
12.Apr.16	188,20	7,84
13.Apr.16	196,94	8,21
14.Apr.16	205,94	8,58
15.Apr.16	191,31	7,97
16.Apr.16	189,07	7,88
17.Apr.16	200,71	8,36
18.Apr.16	203,54	8,48
19.Apr.16	195,79	8,16
20.Apr.16	182,19	7,59
21.Apr.16	207,88	8,66
22.Apr.16	189,63	7,90
23.Apr.16	202,44	8,44
24.Apr.16	225,54	9,40
25.Apr.16	226,25	9,43
26.Apr.16	225,08	9,38
27.Apr.16	200,06	8,34
28.Apr.16	206,77	8,62
29.Apr.16	204,35	8,51
30.Apr.16	201,40	8,39

En la tabla 3 puede apreciar el valor de consumo promedio del mes, así como los puntos máximo y mínimo de los datos recogidos.

Tabla 3. Consumo de energía promedio, mínimo y máximo durante el mes de abril de 2016.

MW promedio	8,37
MW máx.	9,43
MW mín.	7,56

En la figura 5 se muestran gráficamente los consumos de los servicios auxiliares de la central de ciclo combinado, así como los puntos máximo y mínimo.

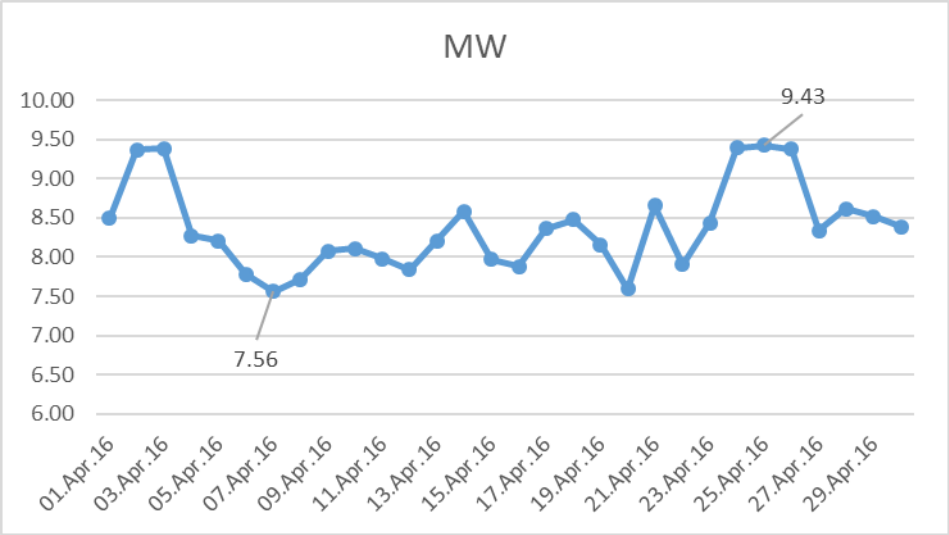


Figura 5. Consumo de energía durante el mes de abril de 2016.

5.3. Primas o subvenciones para los proyectos de energías renovables de acuerdo a la ley de República Dominicana

Ley No. 5707 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales. (Congreso Nacional, 2007)

Esta ley promueve diversos incentivos para proyectos de energía solar en República Dominicana, siendo su objetivo principal el aumentar la diversidad energética del país en cuanto a la capacidad de autoabastecimiento de los insumos estratégicos que significan los combustibles y la energía no convencionales, siempre que resulten más viables.

El diseño de un sistema solar fotovoltaico en La Central Térmica de Ciclo combinado Punta Caucedo deberá demostrar su viabilidad física, técnica, medioambiental y financiera para acogerse a los incentivos establecidos en esta ley ya que cumple con el ámbito de aplicación por ser una instalación electro-solar (fotovoltaica) de cualquier tipo y cualquier nivel de potencia. **(Fernandez, 2008)**

Los incentivos generales a la producción y al uso de energías renovables son los siguientes:

- Exención de impuestos: La Comisión Nacional de Energía (CNE) recomendará la exención de todo tipo de impuestos de importación a los equipos, maquinarias y accesorios importados por las empresas o personas individuales, necesarios para la producción de energía de fuentes renovables, que de acuerdo con el reglamento de la presente ley apliquen a los incentivos que ésta crea. La exención será del 100% de dichos impuestos. Este incentivo incluye también la importación de los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI. Los

equipos y materiales dentro de este capítulo quedan también exentos del pago del Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) y de todos los impuestos a la venta final.

De la lista de equipos, partes y sistemas a recibir exención aduanera inicial aplicarían para el proyecto las siguientes:

a) Paneles fotovoltaicos y celdas solares individuales para ensamblar los paneles en el país.

b) Acumuladores estacionarios de larga duración

c) Inversores y/o convertidores indispensables para el funcionamiento de los Sistemas de energías renovables.

- Exención del Impuesto sobre la Renta: Se liberan por un período de diez años (10) años a partir del inicio de sus operaciones, y con vigencia máxima hasta el año 2020, del pago del impuesto sobre la renta sobre los ingresos derivados de la generación y venta de electricidad generados a base de fuentes de energía renovables.

- Reducción de impuestos al financiamiento externo: Se reduce a 5% el impuesto por concepto de pago de intereses por financiamiento externo establecido en el Artículo 306 del Código Tributario, modificado por la Lley de Reforma Tributaria No.557-05, del 13 de diciembre del 2005, para aquellos proyectos desarrollados bajo el amparo de la presente ley.

- Incentivo fiscal a los autoproductores: En función de la tecnología de energías renovables asociada a cada proyecto, se otorga hasta un 75% del costo de la inversión en equipos, como crédito único al impuesto sobre la renta, a los propietarios o inquilinos de viviendas familiares, casas comerciales o industriales que cambien o amplíen para sistemas de fuentes renovables en la provisión de su autoconsumo energético privado y cuyos proyectos hayan sido aprobados por los organismos competentes. Dicho crédito fiscal será descontado en los tres (3) años siguientes al impuesto sobre la renta anual a ser pagado por el beneficiario del mismo en proporción del 33.33%. La Dirección General de Impuestos Internos, requerirá una certificación de la Comisión Nacional de Energía respecto a la autenticidad de dicha solicitud. La CNE y la Dirección General de Impuestos Internos regularán el procedimiento de obtención de este incentivo fiscal.

- Certificados y/o bonos por reducción de emisiones contaminantes: Los certificados o bonos por reducción de emisiones (secuestro de carbono) canjeables según el llamado "Acuerdo de Kyoto" y que puedan derivarse de los proyectos de energía renovables, pertenecerán a los propietarios de dichos proyectos para beneficio comercial de los mismos. Dichos certificados

serán emitidos por el órgano competente que evalúe las emisiones reducidas por dichos proyectos, según los protocolos oficiales de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) establecidos o por establecerse por la Secretaría de Medio Ambiente con las demás instituciones pertinentes.

5.4. Normas técnicas nacionales para el funcionamiento y operación de instalaciones energéticas (Congreso Nacional, 2007)

Las autoridades que regulan y vigilan el sector en República Dominicana son la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad (SIE).

La CNE es la institución encargada de diseñar y ejecutar la política energética del estado, mientras que la SIE es la encargada de fiscalizar el funcionamiento del mercado eléctrico y de establecer las tarifas al usuario final y los peajes.

La coordinación de las operaciones de las instalaciones que forman parte del sistema eléctrico nacional interconectado y el cálculo de las transacciones económicas entre los agentes es llevada a cabo por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico (OC), institución sin ánimo de lucro constituida por todos los agentes del mercado.

La reglamentación del mercado eléctrico establece competencia a nivel de generación, mientras que los negocios de distribución y transmisión son regulados. Se establece también competencia para el abastecimiento de la energía demandada por los Usuarios No Regulados.

Los agentes pueden vender/comprar su energía en el mercado spot ó mediante contratos de abastecimiento de energía. El mercado spot se basa en la declaración de costos variables de las unidades de generación y el cálculo de un despacho de mínimo costo para abastecer la demanda. El costo marginal horario del sistema se constituye en el precio del mercado spot.

Los contratos de energía son de carácter financiero y sus precios se definen bien sea por negociación directa o como resultado de una licitación, según sea el caso.

Ley General de Electricidad No. 125-01

La nueva Ley General de Electricidad No. 125-01 constituye el marco legal que regula todos los aspectos relativos a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como lo relativo a las funciones de los organismos del Estado creados por la presente Ley y relacionados con estas materias.

La Ley General de Electricidad define, a lo largo de su texto, los términos esenciales para su adecuada interpretación

Los objetivos principales de esta ley son:

a) Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad, con el óptimo uso de recursos y la debida consideración de los aspectos ambientales.

b) Promover la participación privada en el desarrollo del subsector eléctrico.

c) Promover una sana competencia en todas aquellas actividades en que ello sea factible y velar porque ella sea efectiva, impidiendo prácticas que constituyan competencias desleales o abuso de posición dominante en el mercado, de manera que en estas actividades las decisiones de inversión y los precios de la electricidad sean libres y queden determinados por el mercado en las condiciones previstas.

d) Velar porque el suministro y la comercialización de la electricidad se efectúen con criterios de neutralidad y sin discriminación.

e) Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.

f) Garantizar y resguardar los derechos de los concesionarios en un clima de seguridad jurídica, en conformidad con las leyes nacionales y las regulaciones vigentes.

5.5. Áreas disponibles para la instalación de paneles solares

A continuación se detallan las áreas disponibles para la instalación de los paneles solares.

Área #1

Área disponible: 13.932 m²
Punto de conexión: MCC Power Plant

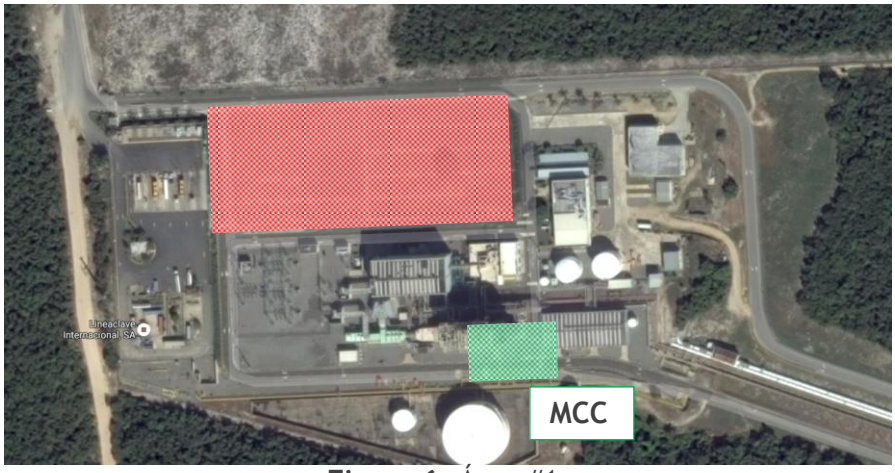


Figura 6. Área #1.

Área 2

Área disponible: 12.430 m²
Punto de conexión: MCC de la terminal LNG

Figura 7. Área #2.

El área total disponible para la instalación de los paneles es de 23,362 m².

6. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

6.1. Características generales del sistema solar fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico conectado a la red está constituido por un arreglo de paneles fotovoltaicos, una etapa de conversión de corriente continua a corriente alterna, y una etapa de elevación de voltaje. El arreglo de paneles fotovoltaicos es el ensamble mecánico paneles con estructuras de soporte, según se requiera para formar una unidad de generación de energía eléctrica en DC.

La etapa de conversión (inversores), es la encargada de transformar la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna.

Tras la transformación de DC a AC en los inversores, se eleva la tensión de salida por medio de transformadores, para conectarla a la barra de equipos auxiliares de la central (3.16 KV, 3Ph, 60Hz).

En la figura 8 se muestra un esquema simplificado de un sistema fotovoltaico típico.

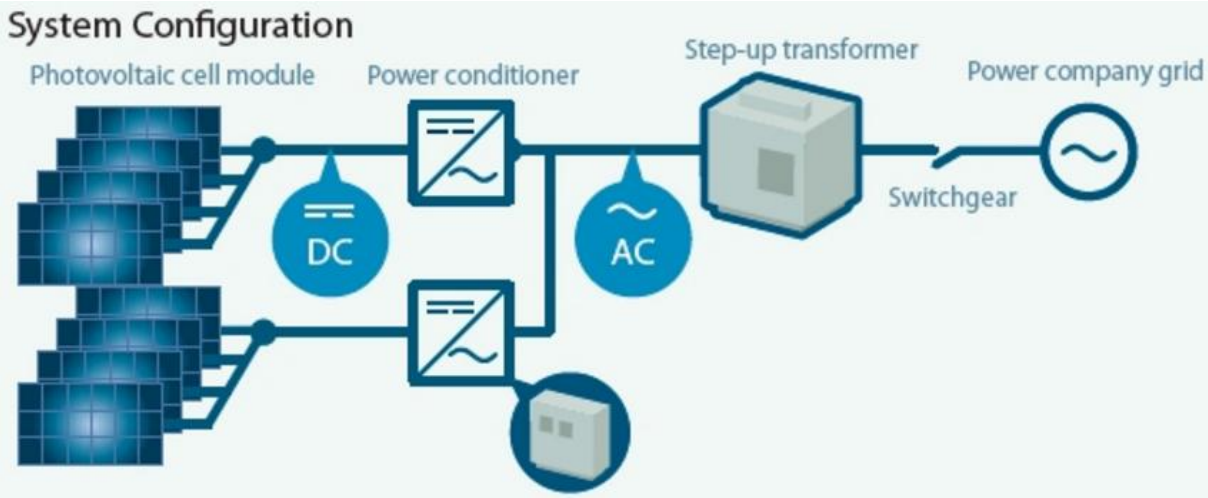


Figura 8. Esquema de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red.

6.2. Paneles fotovoltaicos

El coste de los paneles fotovoltaicos se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales y su coste medio de generación eléctrica ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales. Esto ha incentivado a que nuevos inversionistas entren a esta industria, provocando que cada año surjan nuevas marcas e infinidad de modelos, lo que dificulta la elección de los módulos, sin una buena asesoría.

Una buena selección de los paneles solares asegura que la instalación tenga un rendimiento óptimo, por lo que se debe tomar en cuenta las siguientes características:

- Eficiencia
- Potencia de salida
- Dimensiones
- Soporte técnico
- Entre otros

La siguiente tabla muestra los aspectos técnicos de los principales fabricantes de módulos fotovoltaicos, para una potencia de 315 Wp.

Tabla 5. Aspectos técnicos paneles solares[1].

Fabricante	Ubicación	Tipo Material	Garantía (Años)	Eficiencia	POTENCIA W	Dimensiones (mm)	Área Módulo (M^2)
Suntech	China	Policristalino	5	16.20%	315	1956x992x40	1.94
Canadian Solar	Canadá	Policristalino	10	16.42%	315	1954x982x8.5	1.92
Solar World	USA	Monocristalino	10	15.79%	315	1993x961x33	1.92
JA Solar	Japón	Policristalino	10	16.25%	315	1956x991x45	1.94

La siguiente tabla muestra la comparación de estas características.

Tabla 6. Comparativa paneles solares

Fabricante	Calificación General	Eficiencia	Garantía	Potencia	Dimensiones	Asistencia Técnica
Suntech	7.60	8.00	5.00	10.00	9.00	6.00
Canadian Solar	9.60	10.00	10.00	10.00	10.00	8.00
Solar World	9.20	7.00	10.00	10.00	10.00	9.00
JA Solar	8.80	9.00	10.00	10.00	9.00	6.00

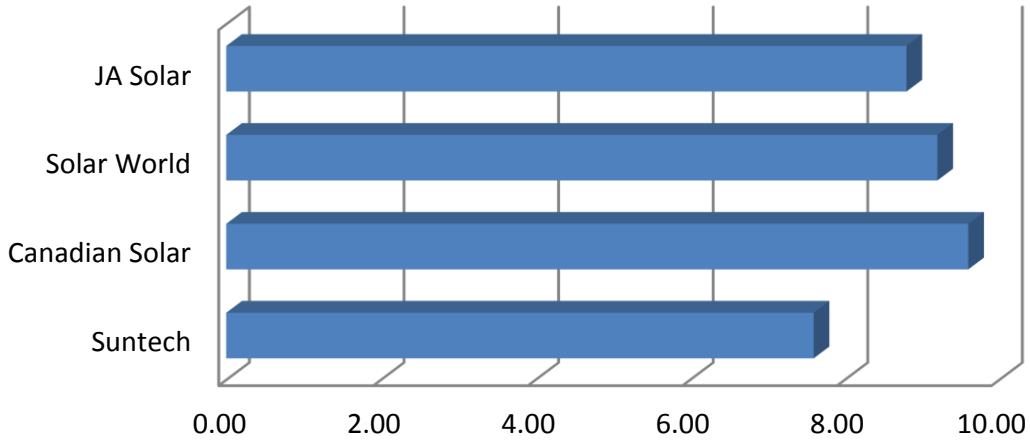


Figura 9. Gráfica Comparativa Paneles solares

[1] Elaboración propia del autor.

Los paneles solares seleccionados para la instalación son los Canadian Solar CS6X-315P. Las características técnicas de este panel se muestran a continuación.

Dimensiones: 1.954 x 982 x 40 mm
Área: 1,92 m2
Potencia pico: 315 W
Eficiencia: 16,42%

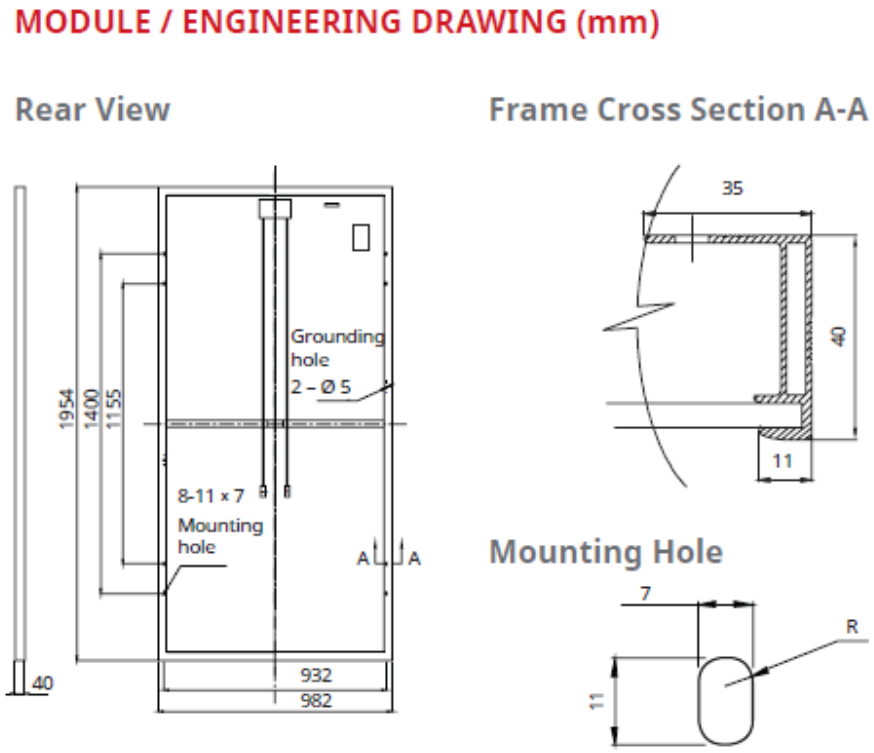


Figura 10. Características mecánicas del panel Canadian Solar CS6X-315P.

ELECTRICAL DATA / STC*

Electrical Data CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315W	320 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1V	45.3 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18A	9.26 A
Module Efficiency	16.16%	16.42 %	16.68 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MODULE / MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1954 × 982 × 40 mm (76.93×38.7×1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL), 1150 mm (45.3 in)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	26 pcs, 620 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	624 pcs (40' HQ)

Figura 11. Información técnica del panel Canadian Solar CS6X-315P.

6.3. Inversores

Los inversores seleccionados para el sistema fotovoltaico son los ABB modelo PVS800-570500kW-A.

Figura 12. Inversor ABB PVS800-570500kW-A.

En la figura 13 se muestran las características técnicas de los inversores.

Technical data and types

Type designation	PVS800-57-0100kW-A	PVS800-57-0250kW-A	PVS800-57-0500kW-A
	100 kW	250 kW	500 kW
Input (DC)			
Recommended max input power (P_{PV}) [1]	120 kW_p	300 kW_p	600 kW_p
DC voltage range, mpp (U_{DC})	450 to 750 V (- 825 V*)	450 to 750 V (- 825 V*)	450 to 750 V (- 825 V*)
Maximum DC voltage ($U_{max\ (DC)}$)	900 V (1000 V*)	900 V (1000 V*)	900 V (1000 V*)
Maximum DC current ($I_{max\ (DC)}$)	245 A	600 A	1145 A
Voltage ripple	< 3%	< 3%	< 3%
Number of protected DC inputs (parallel)	1 (+/-) / 4 [2]	2 (+/-) / 8 [2]	4 (+/-) / 16 [2]
Output (AC)			
Nominal AC output power ($P_{N\ (AC)}$)	100 kW	250 kW	500 kW
Nominal AC current ($I_{N\ (AC)}$)	195 A	485 A	965 A
Nominal output voltage ($U_{N\ (AC)}$) [3]	300 V	300 V	300 V
Output frequency [4]	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Harmonic distortion, current [5]	< 3%	< 3%	< 3%
Power factor compensation (cosφ)	Yes	Yes	Yes
Distribution network type [6]	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency			
Maximum [7]	98.0%	98.0%	98,6%
Euro-eta [7]	97.5%	97.6%	98,2%
Power consumption			
Own consumption in operation	< 350 W	< 300 W	< 600 W
Standby operation consumption	< appr. 55 W	< appr. 55 W	< appr. 55 W
External auxiliary voltage [8]	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight			
Width / Height / Depth, mm (W / H / D)	1030 / 2130 / 644	1830 / 2130 / 644	3030 / 2130 / 644
Weight appr.	550 kg	1100 kg	1800 kg

Figura 13. Características técnicas inversor ABB PVS800-570500kW-A.

Se seleccionó este inversor por las siguientes razones:

- Estandarización del modelo de inversor para todo el sistema fotovoltaico (ambas zonas).
- No constituye un único punto de falla en ninguno de los dos sistemas.
- En la planta de ciclo combinado la mayoría de equipos eléctricos (celdas, arrancadores, variadores, entre otros) son marca ABB y se cuenta con un contrato de soporte técnico, por lo cual se facilita el mantenimiento y tiempo de respuesta ante averías de estos equipos.

6.4. Estructuras de soporte para paneles solares

Teniendo en cuenta la latitud del sitio del proyecto, la cual es de 18.4°, se plantea una inclinación fija para los paneles solares de 16°[2].

En la figura 14 se muestra el tipo de soporte propuesto para la instalación de los paneles solares. Las características de cada unidad son:

- No. total de paneles: 30.
- No. de paneles en serie: 15.
- No. de strings: 2.
- Inclinación: 16°.
- Dimensiones: 9,82 x 5,86 m.

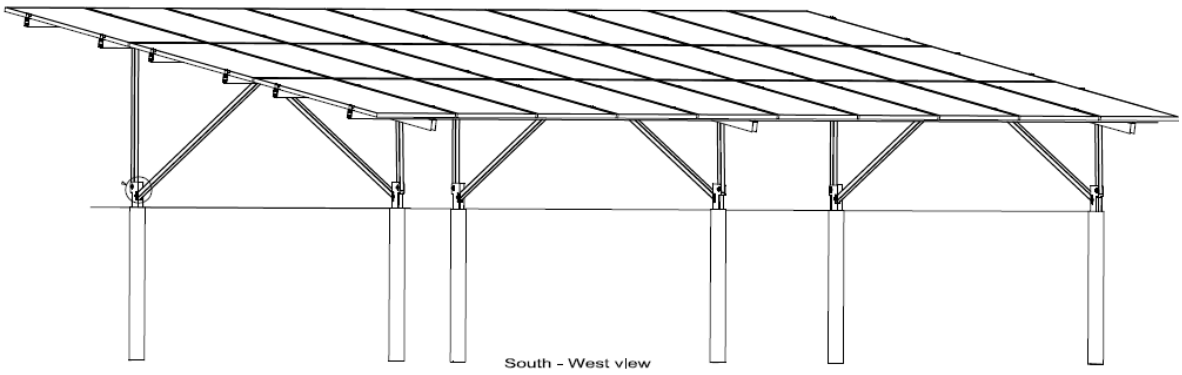


Figura 14. Diseño de soporte para la instalación de los paneles.

6.5. Cálculo de distancia mínima entre filas

Partiendo de lo anterior se procede a realizar el cálculo de la distancia mínima entre filas para evitar pérdidas por sombras.
Dado que la estructura tiene una inclinación de 16°, primero se calcula la proyección de la misma en planta. La proyección del lado de la estructura equivale

[2] http://www.solarpaneltilt.com/

a 5,86 m x cos (16°), es decir, 5,63 m. Entonces, las dimensiones de la proyección de la estructura en planta son 9,82 x 5,63 m.

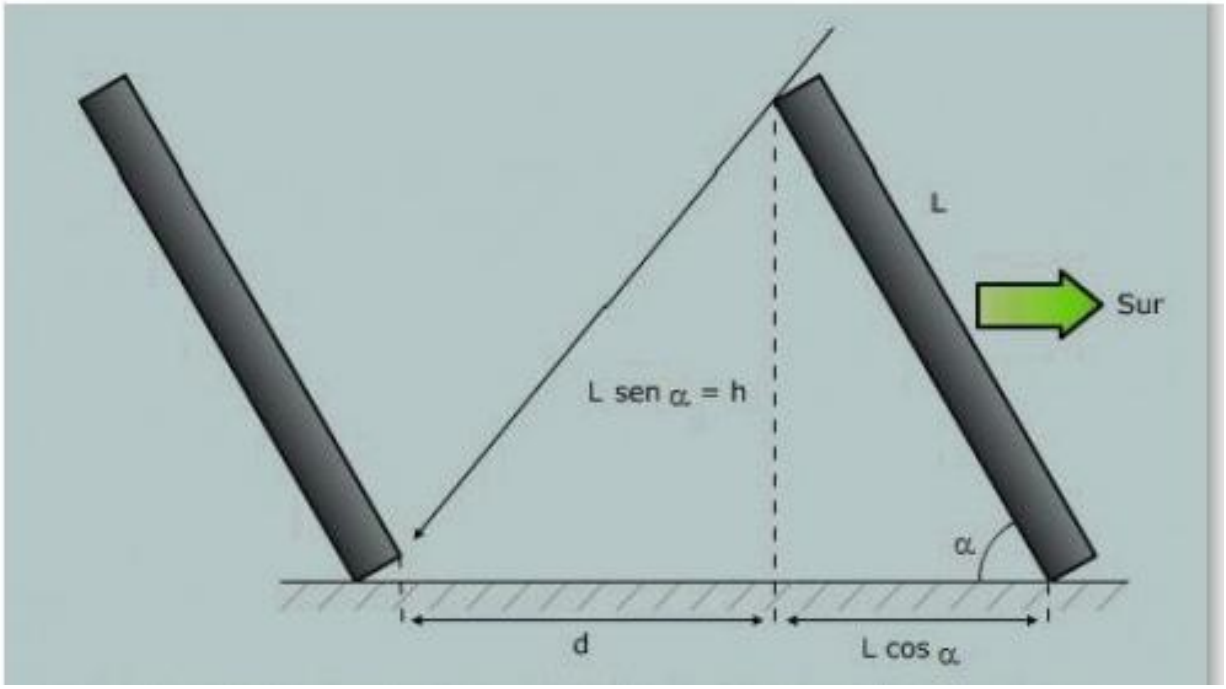


Figura 15. Distancia mínima entre filas de paneles.

La expresión para el cálculo de la distancia mínima entre filas de acuerdo con la figura 15 se muestra a continuación:

$$d = \frac{h}{\tan(61° - latitud)} = \frac{L \sin \alpha}{\tan(61° - latitud)}$$

$$d = \frac{5,63m \sin(16°)}{\tan(61° - 18,4°)} = 1,69m$$

Entonces, la distancia mínima entre filas debe ser 1,69 m. Sin embargo, se contempla una separación de 3 m con el fin de facilitar las labores de instalación y mantenimiento de los paneles solares (paso de vehículos).

6.6. Ubicación de paneles en planta y cálculo de potencia pico

Con la información anterior se realiza la ubicación de las filas de paneles solares en las áreas destinadas para el sistema fotovoltaico. Los paneles solares se ubican orientados hacia el sur para maximizar la generación de energía del sistema. La ubicación de los paneles solares en planta se muestra en las figuras 16 y 17.

Área #1:

- No. de soportes: 171.
- No. de paneles: 5130.

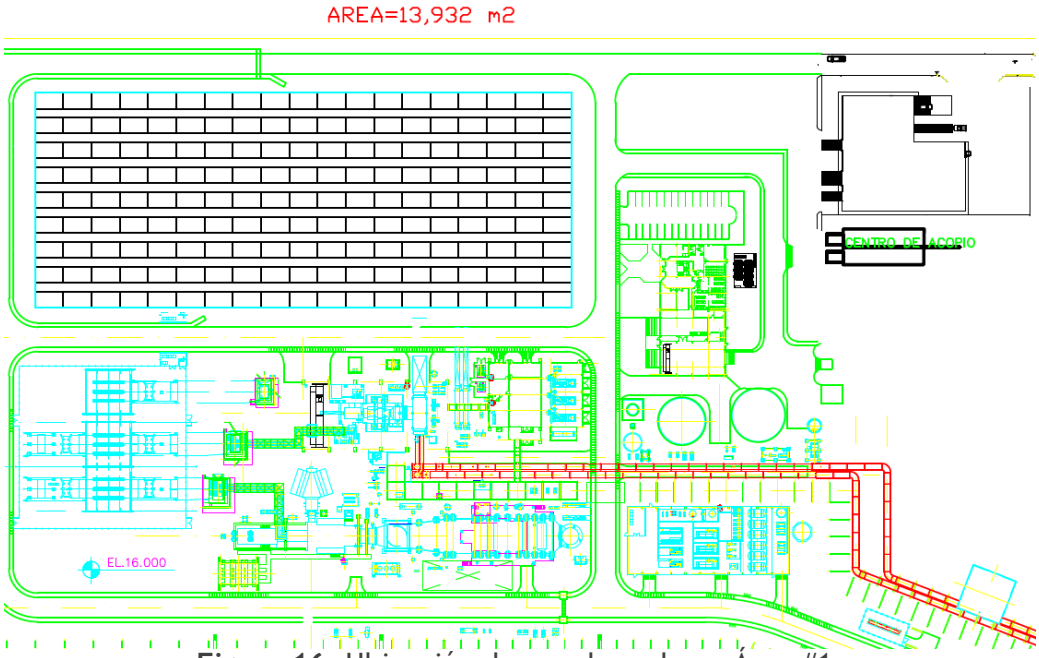


Figura 16. Ubicación de paneles solares Área #1.

Área #2:

- No. de soportes: 125.
- No. de paneles: 3750.

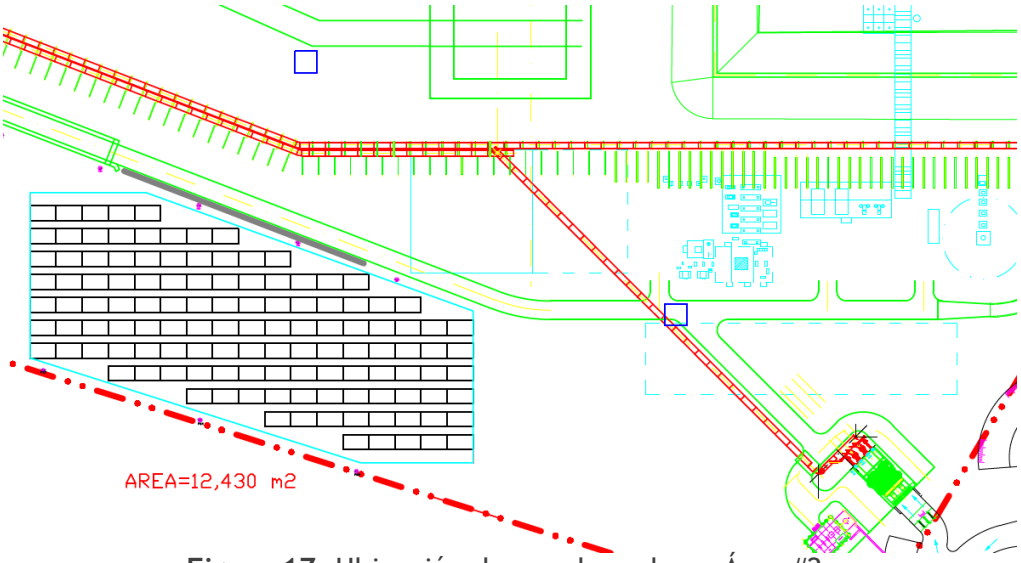


Figura 17. Ubicación de paneles solares Área #2.

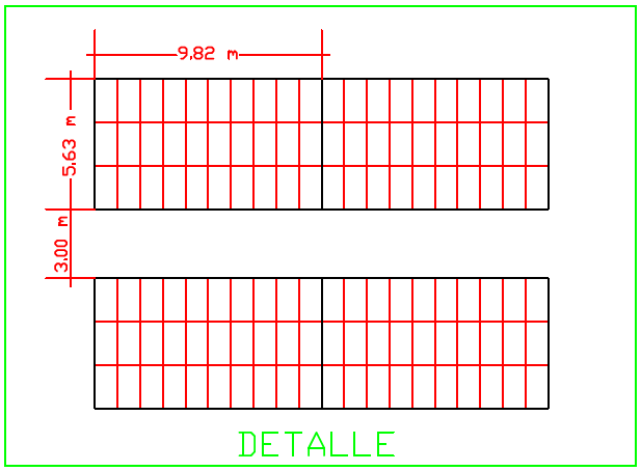


Figura 18. Dimensiones de soportes y separación entre filas en planta.

En las tablas 6 y 7 se puede observar un resumen de las características principales de los sistemas fotovoltaicos propuestos.

Tabla 7. Características sistema fotovoltaico área #1.

Sistema fotovoltaico área #1	
Conexión a la red	Trifásica
Módulos en serie	15
Strings en paralelo	342
No. módulos	5,130
Potencia nominal	1,5 MW
Potencia pico	1,62 MW
Vmp	549 V
Imp	2.944 A
No. inversores	3 x 500 kW
Vac	300 V
Iac	2.895 A

Tabla 8. Características sistema fotovoltaico área #2.

Sistema fotovoltaico área #2	
Conexión a la red	Trifásica
Módulos en serie	15
Strings en paralelo	250
No. módulos	3,750
Potencia nominal	1 MW
Potencia pico	1,18 MW
Vmp	549 V
Imp	2.152 A
No. inversores	2 x 500 kW
Vac	300 V
Iac	1.930 A

Por lo que, la potencia pico total del sistema fotovoltaico es de 2,8 MW.

De acuerdo con la información de consumo de potencia de los servicios auxiliares presentada en la figura 5, se puede concluir que el sistema fotovoltaico en todo momento cubrirá un porcentaje de la demanda de los servicios auxiliares de la central debido a que el valor mínimo de potencia demandada por dichos servicios (7,56 MW para el mes de abril de 2016) está bastante por encima de los 2,8 MW que corresponde a la máxima energía que entregaría el sistema en condiciones ideales.

6.7. Cálculo de producción de energía

Para el cálculo de la producción de energía se utilizó el software PVSyst.

En la figura 19 se puede apreciar la ubicación exacta del proyecto en PVSyst con la cual se importaron los datos meteorológicos del sitio desde la base de datos Meteonorm[3].

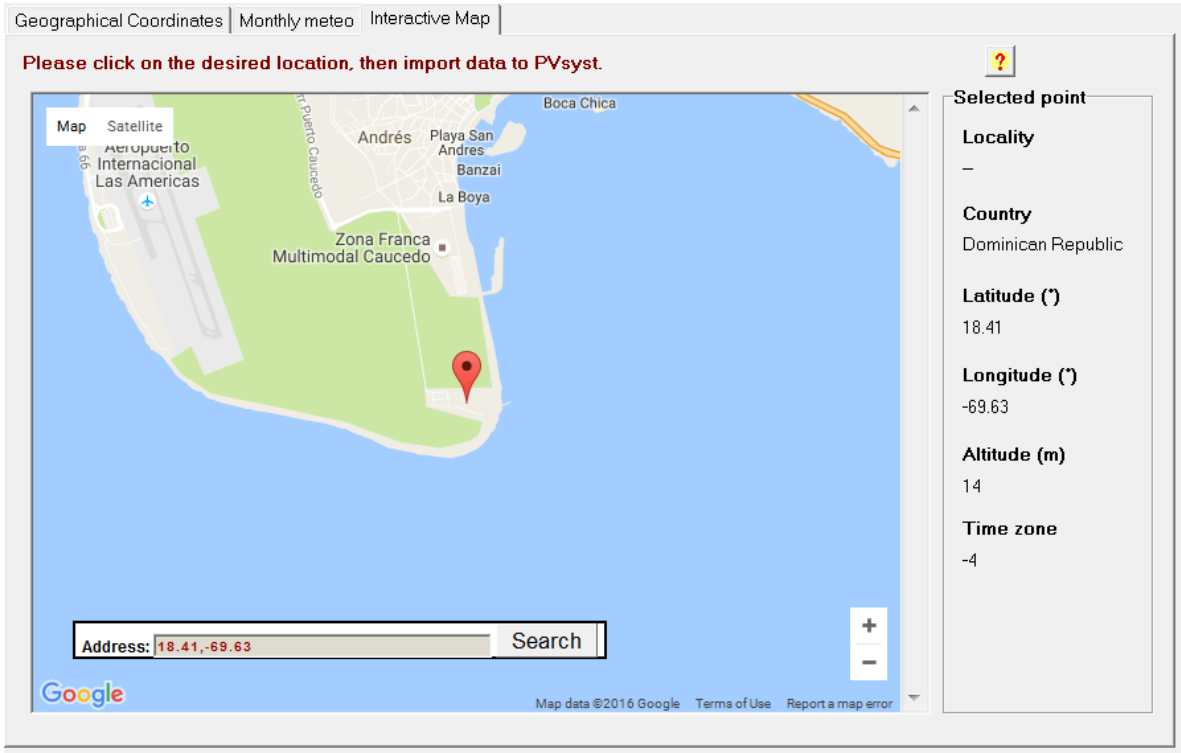


Figura 19. Ubicación del proyecto.

En las figuras 20 y 21 se muestra la selección de equipos en PVSyst para el área #1, así como los resultados de potencia instalada.

La potencia máxima (@1000 W/m2, 50°C) del sistema fotovoltaico del área #1 es de 1,44 MW.

[3] http://www.meteonorm.com/

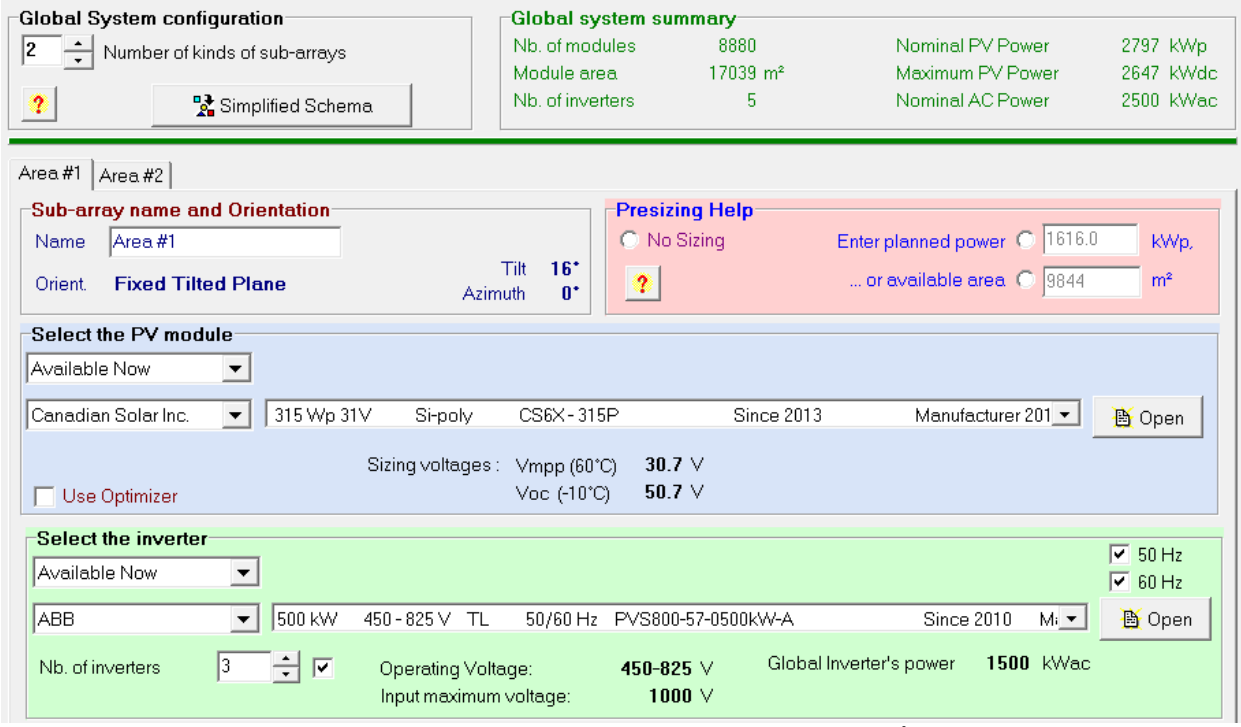


Figura 20. Equipos seleccionados en PVSyst para el área #1.

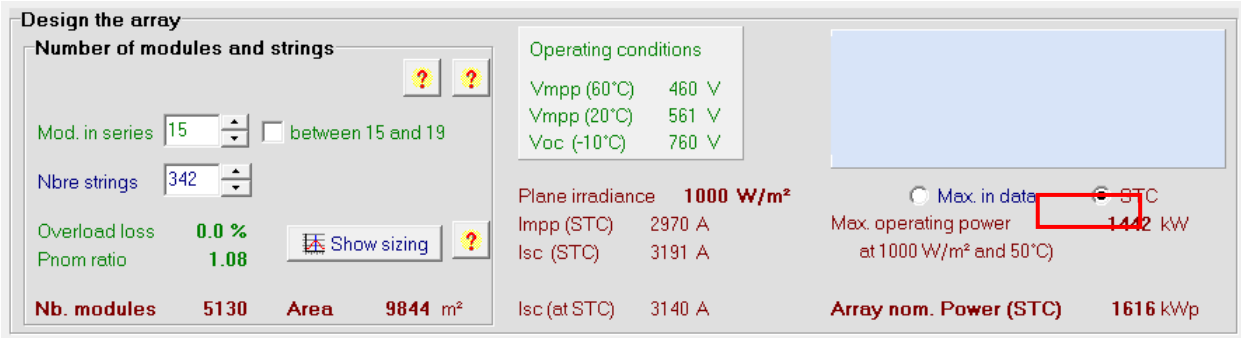


Figura 21. Resultados de potencia instalada para el área #1.

Así mismo, en las figuras 22 y 23 se muestra la selección de equipos en PVSyst para el área #2, así como los resultados de potencia instalada.

La potencia máxima (@1000 W/m2, 50°C) del sistema fotovoltaico del área #2 es de 1,05 MW.

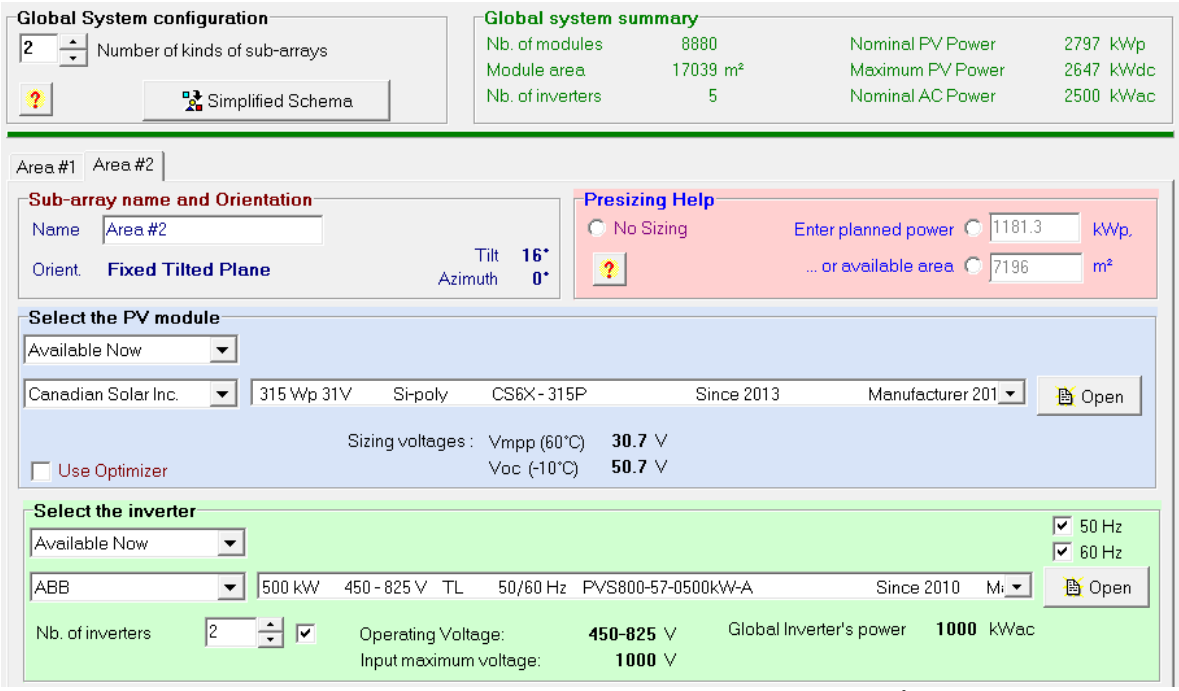


Figura 22. Equipos seleccionados en PVSyst para el área #2.

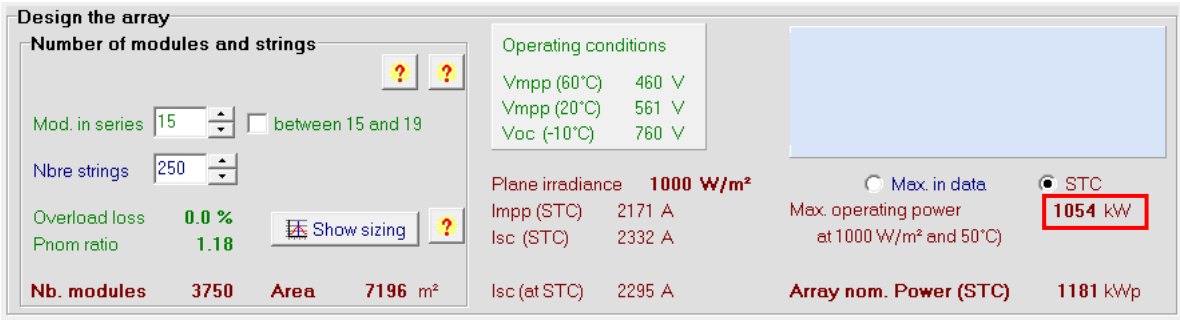


Figura 23. Resultados de potencia instalada para el área #2.

Entonces, la potencia máxima (@1000 W/m2, 50°C) total del sistema fotovoltaico es de 2,49 MW.

En la figura 24 se puede observar el resultado de la simulación en PVSyst de la energía generada por todo el sistema fotovoltaico, cuyo valor es de 4226 MWh/año.

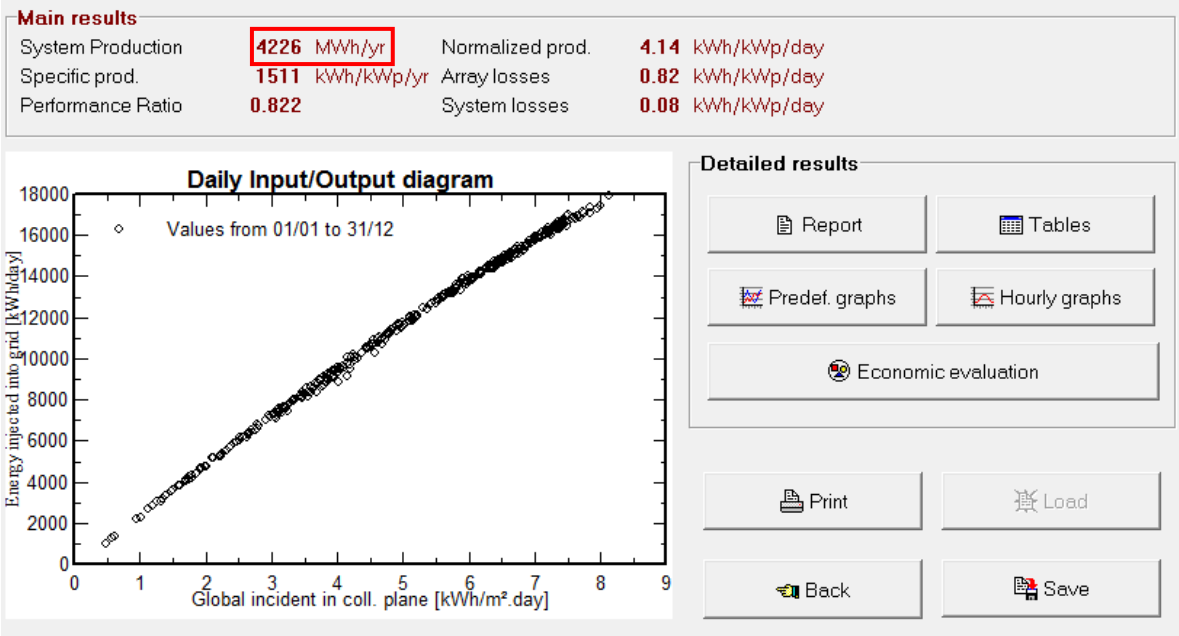


Figura 24. Resultado de la simulación de energía producida por el sistema fotovoltaico.

6.8. Interconexión

6.8.1 Área 1

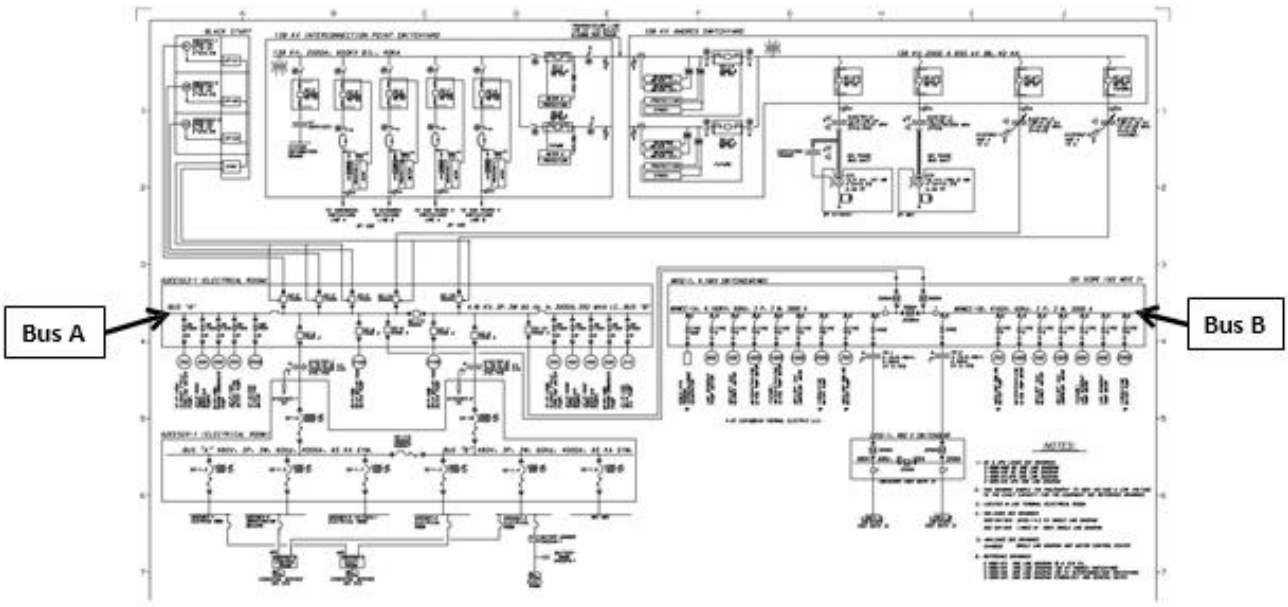


Figura 25. Diagrama unifilar general - Power Plant

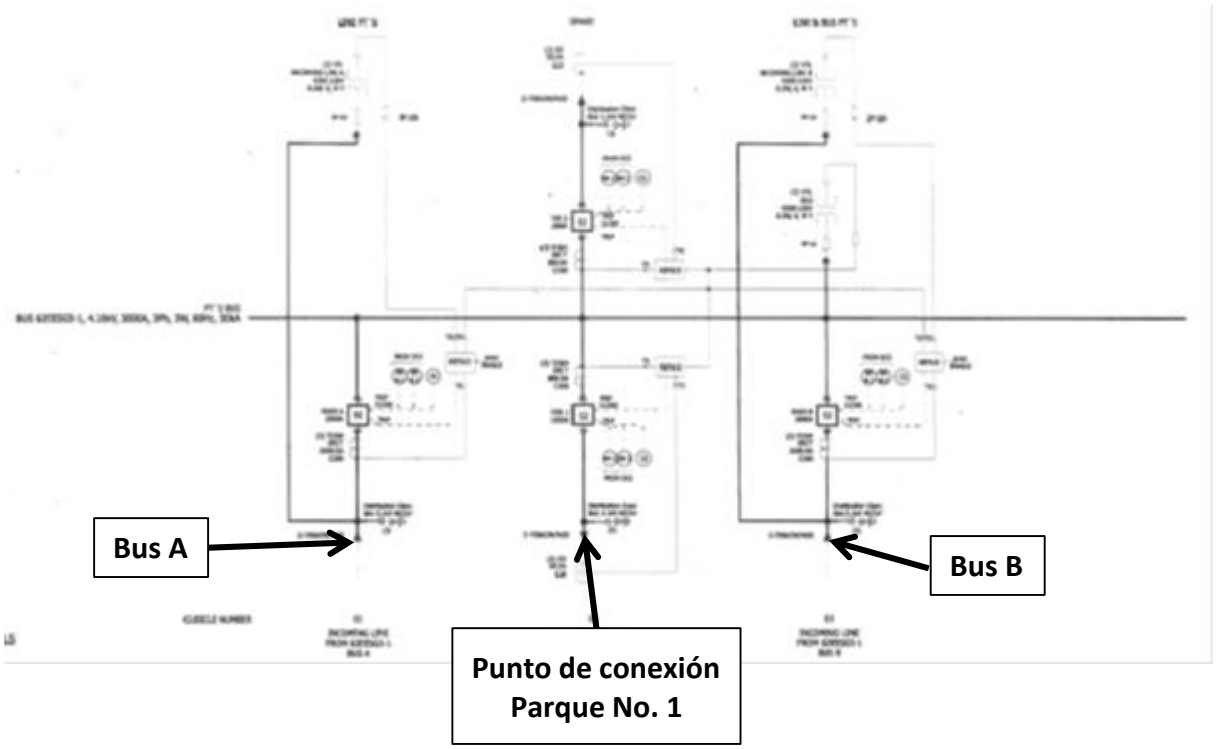


Figura 26. Diagrama Unifilar Punto de Conexión (Extensión de la barra)

6.8.2 Área 2

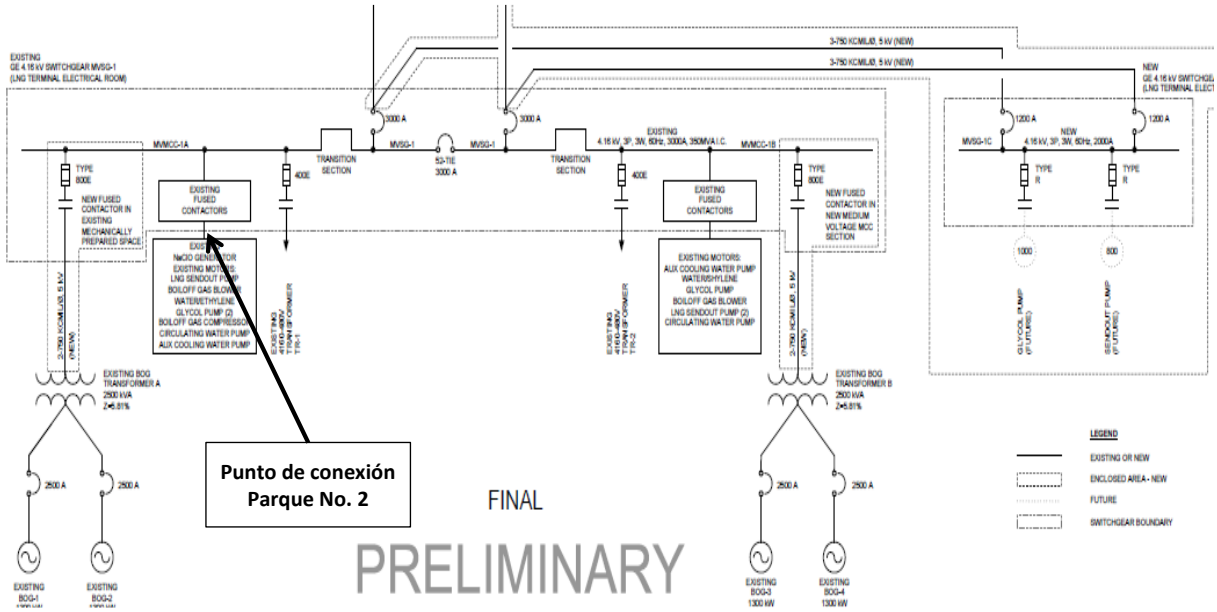


Figura 27. Diagrama unifilar LNG - Punto de conexión

6.9. Parque Solar Fotovoltaico (Área 1/Área2)

Los módulos fotovoltaicos están conectados en cadenas de 15 (serie), strings en paralelo: 342 (área 1) y 250 (área 2). Estos se combinarán eléctricamente dentro de los DC combiner box ABB modelo VSN600, incluyendo fusibles e interruptores de sobretensión.

Figura 28. Vista en planta Parque Solar Fotovoltaico

Para cada una de las áreas se muestra:

1- Módulos fotovoltaicos

2- Inversores y Transformador

3- Trinchera

4- Canaleta

5- MCC (Punto de conexión).

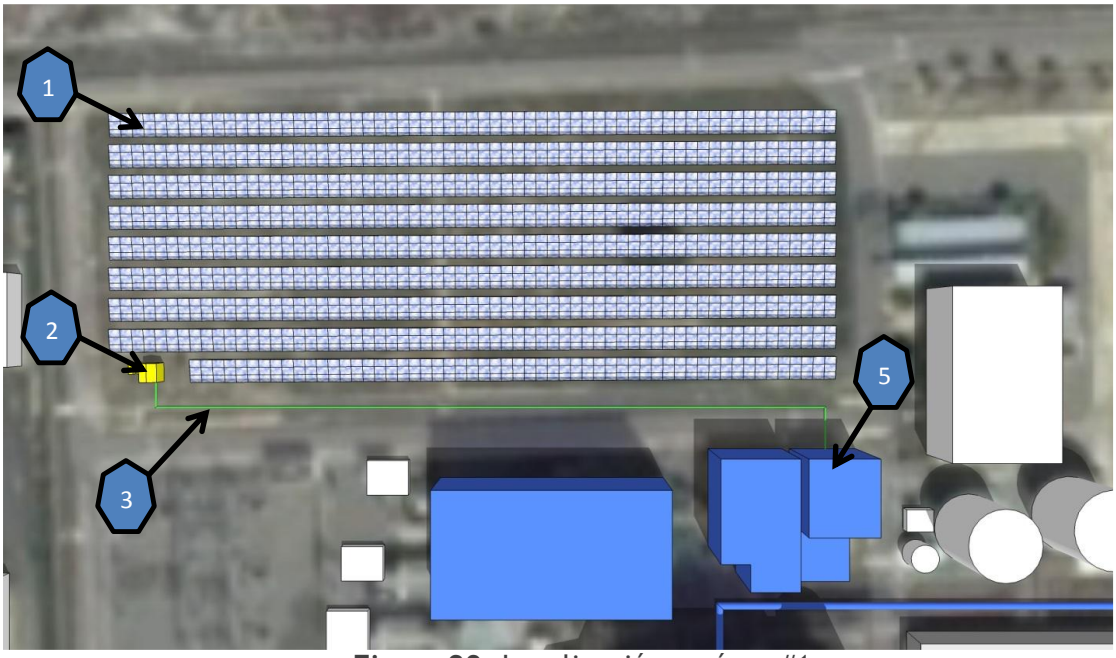


Figura 29. Localización en área #1

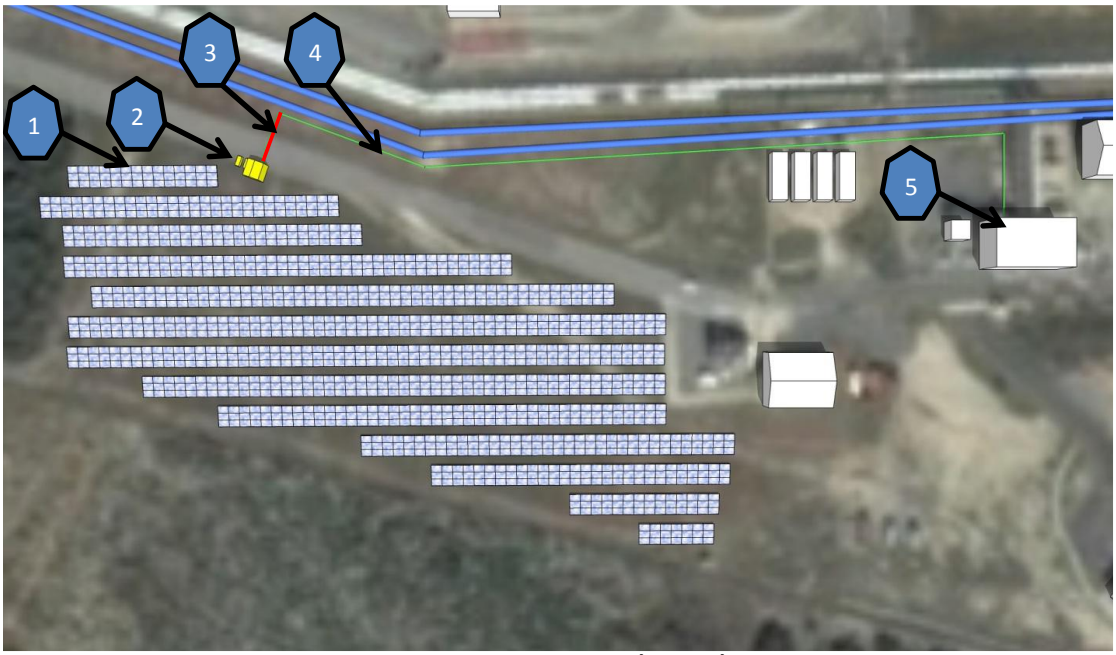


Figura 30. Localización en área #2

- **DC Combiner Box**

Figura 31. Equipo DC Combiner Box

Las salidas de los DC combiner box estarán conectándose a los convertidores DC/AC. Los inversores convertirán la corriente continua en corriente alterna a 300V (3Ph). Los inversores se estarán conectando a un transformador de potencia el cual elevará a 4.16KV AC para conectarse en la barra de auxiliares del centro de control de motores (Area 1: MCC Power Plant / Area 2: MCC LNG). Se instalará un transformador para cada área (0.300 KV / 4.16 KV, 1400kVA).

A continuación se muestran los datos tecnicos:

Technical data and types

Type code	VSN600 String Combiner Box		
	VSN600-16	VSN600-24	VSN600-32
Electrical specifications			
Input strings	16	24	32
Max DC voltage UL/IEC		1000 V	
Maximum input fuse rating		15 A (other sizes are special order)	
Recommended fuse		10x38 gPV	
Max string Isc		11.25 A	
Maximum output current (derating above 50°C)	250 A	250 A or 400 A	400 A
String current accuracy error		<1% above 4 A, absolute error <0.05 A (<0.02 A above 1 A)	
String current steady-state/ measurement maximum		10 A	
Terminals and sizing			
Non-fused string input	#14 - #6 AWG (2.08 mm² - 13.29 mm²) spring clamp (90°C terminals, copper only)		
Fused string input	#14 - #6 AWG (2.08 mm² - 13.29 mm²) spring clamp (90°C terminals, copper only)		
Combined output (90°C terminals, Cu or Al) compression lug for single or dual hole (metric/ imperial)	Up to 1 x 300 mm² or 2 x 180 mm² / Up to 1 x 600 MCM or 2 x 350 MCM	Up to 2 x 300 mm² / Up to 2 x 600 MCM	Up to 2 x 300 mm² / Up to 2 x 600 MCM
Cable lugs optional	1/2 inch (M12) hole provided for single or dual-hole compression lug		
Ground busbar small inputs	16	24	32
Small ground		14 AWG - 4 AWG (2.08 mm² - 21.14 mm²)	
Ground busbar large input		1	
Large ground		Up to 3/0 (85 mm²)	
Disconnect			
Disconnect rating	250 A only	250 A or 400 A	400 A only
Maximum panel Isc	180 A	200 A or 270 A	320 A
Environmental protection rating			
Ambient temperature range	-25°C to 50°C (-40°C without power supply or arc fault options)		
Storage temperature range	-40°C to 65°C		
Elevation	< 3000 m		
Environmental rating	NEMA 4X, IP65		
Humidity	0 to 100% Condensing		
Physical parameters			
Dimensions (H x W x D) polymeric	914 mm x 635 mm x 356 mm 36" x 25" x 14"	914 mm x 635 mm x 356 mm 36" x 25" x 14"	1346 mm x 800 mm x 368 mm 53" x 31.5" x 14.5"
Dimensions (H x W x D) metallic	762 mm x 648 mm x 356 mm 30" x 25.5" x 14"	914 mm x 648 mm x 356 mm 36" x 25.5" x 14"	1105 mm x 648 mm x 356 mm 43.5" x 25.5" x 14"
Enclosure options	Polymetric, powder-coated, oil-treated steel		
Polymeric weight	105 lbs (47.6 kg)	107 lbs (48.5 kg)	165 lbs (74.8 kg)
Metallic weight	105 lbs (47.6 kg)	123 lbs (55.8 kg)	148lbs (67.1 kg)
Mounting orientation	Upright, rotated on side, on back* (*Thermal derating for back mounted application)		
DC switch handle	External (front) access, lockable in "open" position		
Opening	Hinged door, quarter turns used to seal the door, padlock provision		
Vent	NEMA 4/IP65 rated humidity protection vent		
Color	RAL 7035		
Touch safe	Touch-safe fuse holders and a shield over live components		
Compliance			
Safety	Options: UL 1741; or IEC 50178 and AS/NZS 3001-2008		
Marking	cTUVus / CE		
EMC	Options: FCC class A (47 CFR 15); or EN61000-6-1, 61000-6-3 and ASNZ 60950.1		
Wireless option	Wi-Fi Certified™		
Class II combiner			

Figura 32. Datos tecnicos del equipo DC Combiner Box

- **Transformador Schneider Electric**

Se Instalará un transformador trifásico, refrigerado por aceite (315V / 4.16 kV / 1400 KVA) instalado al aire libre. El transformador será sellado, de bajas pérdidas, 4% de impedancia y se construirá de acuerdo con las normas internacionales IEC 60076.

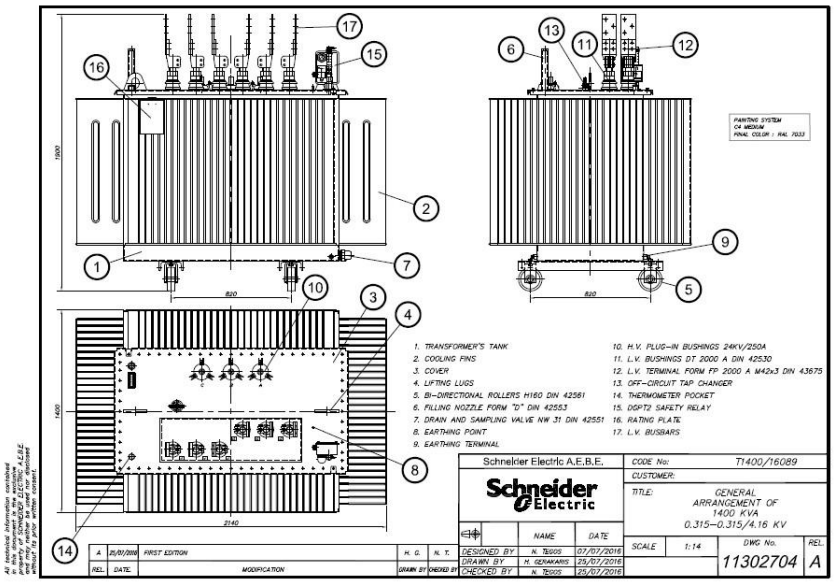


Figura 33. Detalle del transformador de potencia

APPLIED STANDARD			IEC 60076
PHASES			3
TYPE OF COOLING			ONAN
POWER		kVA	**1400**
FREQUENCY		Hz	**60**
PRIMARY VOLTAGE/CONNECTION y		(kV)	**0.315 - 0.315/y**
PRIMARY SEPARATE SOURCE AC WITHSTAND VOLTAGE		(kV)	3
PRIMARY LIGHTNING IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE		(kV)	-
SECONDARY VOLTAGE (at no load)/CONNECTION D		(kV)	**4.16/D**
SECONDARY SEPARATE SOURCE AC WITHSTAND VOLTAGE		(kV)	20
SECONDARY LIGHTNING IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE		(kV)	60
VECTOR GROUP			Dy11y11
TAPPING RANGE		(%)	± 2 x 2.5
AMBIENT TEMPERATURE		°C	40
OIL TEMPERATURE RISE		K	60
WINDING TEMPERATURE RISE		K	65
IMPEDANCE VOLTAGE (*Two secondaries in short circuit at full power*)		(%)	**7.4**
• *Uk HV – LV1 (One secondary in short circuit at Half power. The other one will be open)*		%	**5,8**
• *Uk HV – LV2 (One secondary in short circuit at Half power. The other one will be open)*		%	**5,8**
• *Uk LV1-LV2 (One secondary in short circuit, the other in full power, no load in HV)*		%	**>8%**
NO LOAD LOSSES		(W)	**2000**
LOAD LOSSES		(W)	**13500**
T/f WEIGHT (approx.)		(KGR)	4170
ALTITUDE		m	1000
MATERIAL (HV/LV)			Cu/Cu/Cu
DIMENSIONS (approximately)	LENGTH	mm	2200
	WIDTH	mm	1450
	HEIGHT	mm	1850

Figura 34. Datos tecnicos del transformador

- **Trinchera Cables de Media Tensión**

El recorrido del cable tendrá una longitud de 180 m desde la salida del transformador de potencia hacia el punto de conexión con la barra de auxiliares del MCC Power Plant. Las trincheras tendrán las dimensiones descritas debajo.
Trinchera Cable conexión a tierra:

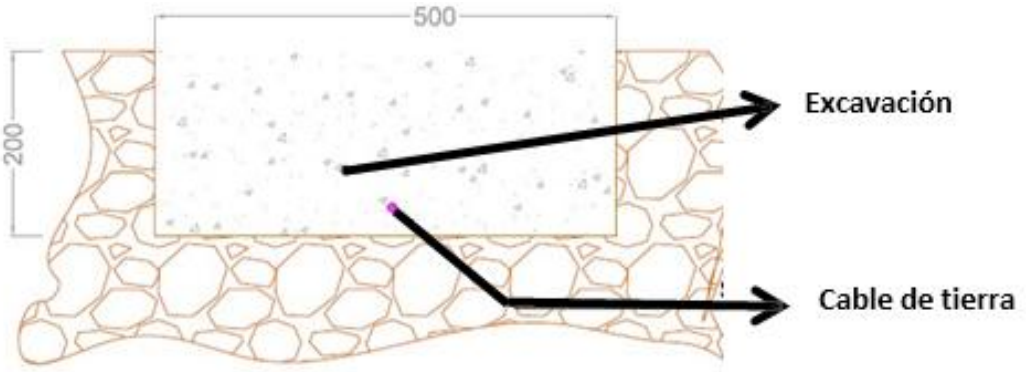


Figura 35. Trinchera Cable conexión a tierra

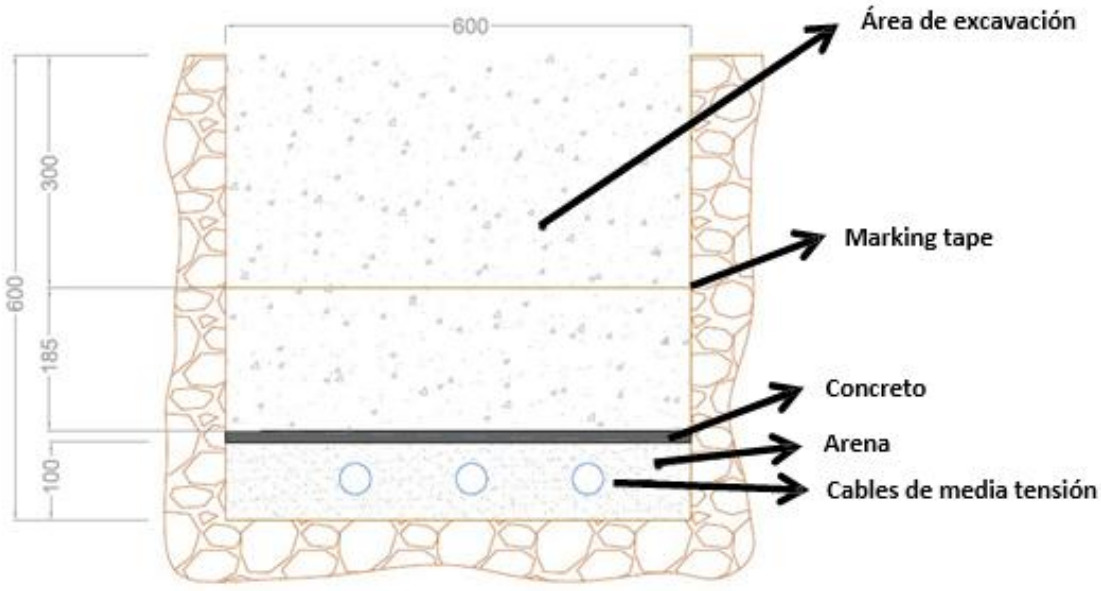


Figura 36. Trinchera Cables de Media Tensión

- **Diagramas unifilares**

Area 1

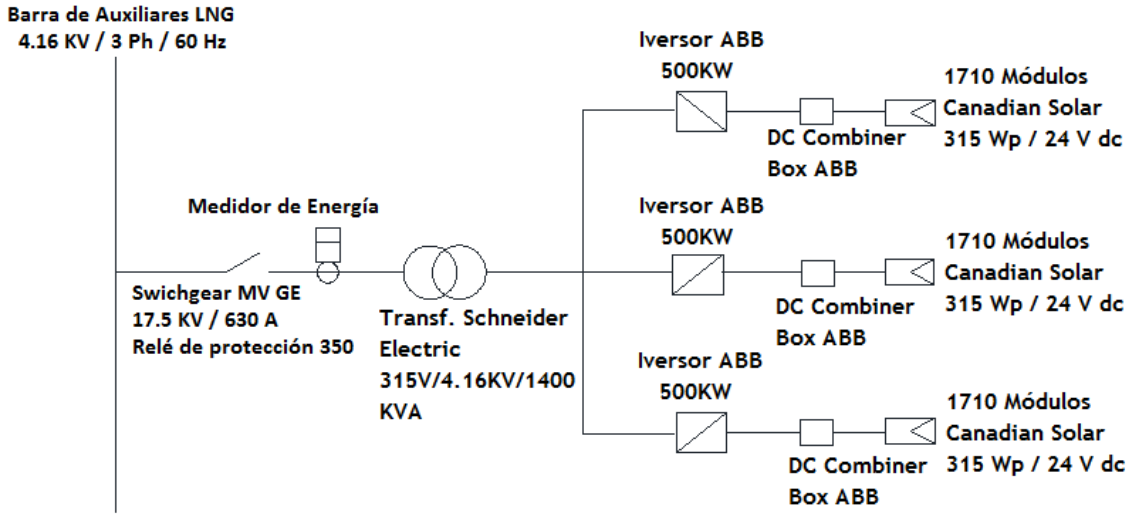


Figura 37. Diagrama unifilar área 1.

Area 2

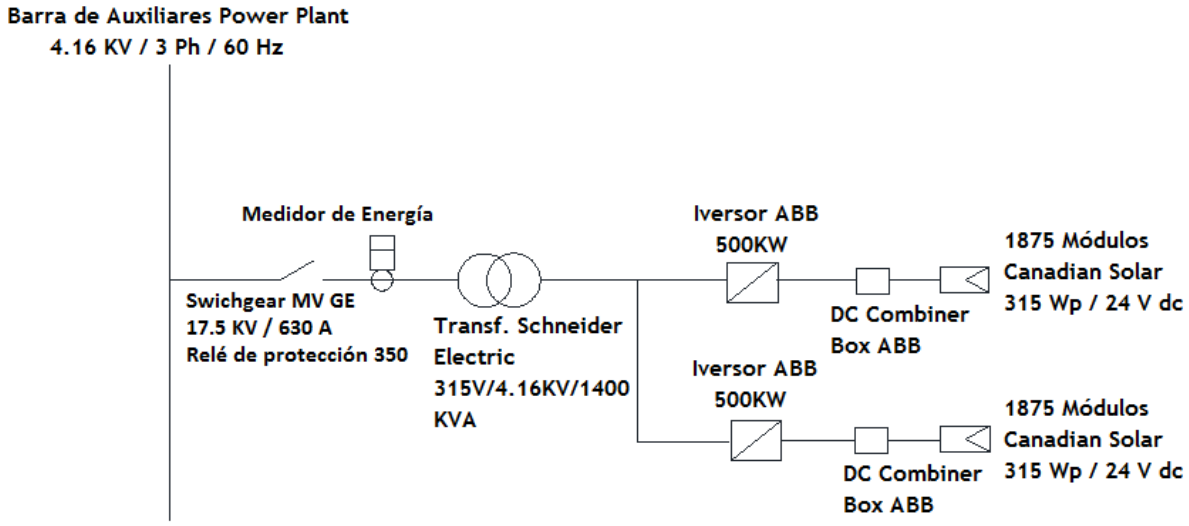


Figura 38. Diagrama unifilar área 2.

- **Swichgear**

Los parques solares fv se interconectarán a la barra de equipos auxiliares a través de un swichgear de media tensión, marca GE, diseñado para conectarse al MCC limitamp existente.

Figura 39. Swichgear de media tensión GE

Electrical Data

Description		Unit	Data		
Rated voltage		kV	12	15	17.5
Rated frequency		Hz		50/60	
Rated power frequency withstand voltage (1 min)	Phase to phase and to earth	kV	28	36	38
	Between isolating distance		32	42	45
Rated lightning impulse withstand voltage	Phase to phase and to earth	kV	75	95	95
	Between isolating distance		85	105	110
Rated short time withstand current		kA		31.5 - 40	
Rated peak value withstand current		kAp		82 - 104	
Rated duration time for short-circuit		s		3	
Internal arc degree				Class A FLR for 40 kA, 1s for all HV compartment	

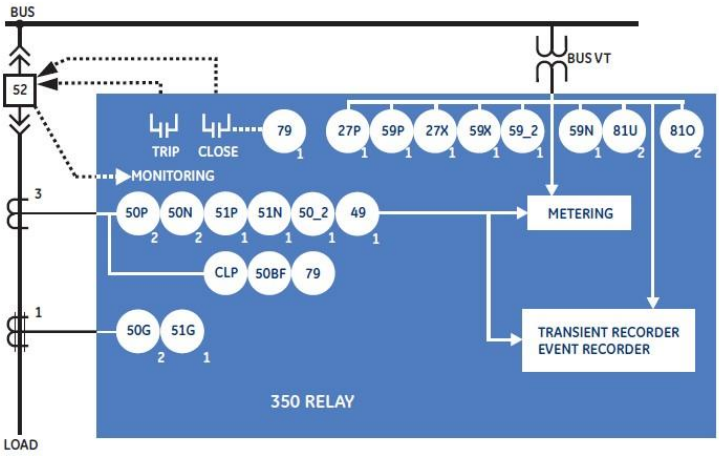
Figura 40. Datos tecnicos Swichgear GE

- **Relé**

Para mantener la homogeneidad de los sistemas de protección de la Central,los parques solares fotovoltaicos estarán siendo monitoreados por reles GE modelo 350, los cuales brindarán las siguientes protecciones:

- Sobretensión y baja tensión.
- Variaciones de frecuencia.
- Sobrecorriente (cortocircuito).

Protection Features



ANSI Device Numbers & Functions

Device Number	Function
27P	Phase Undervoltage
27X	Auxiliary Undervoltage
49	Thermal Model
50P	Phase Instantaneous Overcurrent
50N	Neutral Instantaneous Overcurrent
50G	Ground/Sensitive Ground Instantaneous Overcurrent
50BF	Breaker Failure
50_2	Negative Sequence Overcurrent
51P	Phase Timed Overcurrent
51G	Ground Timed Overcurrent
51N	Neutral Timed Overcurrent
59P	Phase Overvoltage
59X	Auxiliary Overvoltage
59N	Neutral Overvoltage
59_2	Negative Sequence Overvoltage
67G	Ground Directional Overcurrent
67N	Neutral Directional Overcurrent
79	Autoreclose
81U	Underfrequency
81O	Overfrequency
CLP	Cold Load Pickup

Latched Lockout available as a standard feature

Figura 41. Datos técnicos de Rele GE 35

- **Cables**

Solar String Cable

Fórmula a utilizada:

$$2 * L * I / 56 * \%$$

L = longitud del conductor (mts)
I = corriente que pasará por el conductor
56 = constante (Cobre: 56 / Aluminio: 35)
%: porcentaje de caída de tensión admisible (3%)

Cálculo:

2 * 15 * 8.61 / 56 * (0.3 * 24) = 258.3 / 40.32 = 6.4 mm²

Dimensional data:

Nominal cross section	mm^2	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
Conductor diameter, nom.	mm	2.4	3.3	4.0	5.2	6.8	8.0	9.5
Outer diameter (min.)	mm	4.9	5.6	6.2	8.6	10.0	11.0	13.0
Outer diameter (max.)	mm	5.6	6.6	7.4	9.9	11.7	13.0	14.7
Min. bending radius	mm	22	26	30	40	47	52	58
Cable weight appr.	kg/km	55	77	116	190	280	375	520
Max. permissible tensile load (in use)	N	60	90	150	240	375	525	750
Max. current load at 60^0C	A	55	70	98	132	176	218	276
Nominal cross section	mm^2	**70**	**95**	**120**	**150**	**185**	**240**	
Conductor diameter, nom.	mm	11.4	12.7	16.8	18.3	18.9	21.0	
Outer diameter (min.)	mm	15.0	16.0	20.0	21.6	22.0	24.0	
Outer diameter (max.)	mm	16.8	18.2	22.7	24.4	25.0	27.0	
Min. bending radius	mm	67	72	90	96	100	108	
Cable weight appr.	kg/km	710	905	1170	1420	1700	2220	
Max. permissible tensile load (in use)	N	1050	1425	1800	2250	2775	3600	
Max. current load at 60^0C	A	347	416	488	566	644	775	

Figura 42. Dimensiones para cables solares fv. Cablel, ICME ECAB SA.

Cable caja de conexión hacia los inversores

Tomando en cuenta que se conectarán a cada inversor 6 combiner box, quedarán distribuidos 19 string para cada combiner box, por lo que el cálculo para determinar la sección del cable será el siguiente:

2 * 35 * 163.5 / 56 * (0.3 * 24) = 11,451.3 / 40.32 = 284 mm²

7. ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio económico del proyecto tiene como objetivo principal la obtención de la mayor rentabilidad económica para el inversionista, en este caso la entidad propietaria de la central de ciclo combinado Punta Caucedo. Para ello se requerirá del cálculo de los siguientes apartados:

- Inversión inicial (CAPEX)
- Exenciones fiscales sobre a las que acogerse.
- Gastos por Operación y Mantenimiento (OPEX)
- Ingresos generados por la planta fotovoltaica
- Financiación externa para soportar la inversión inicial

Una vez obtenidos todos los flujos de cajas realizaremos el cálculo de la rentabilidad del proyecto (TIR) y el periodo mínimo de retorno de la inversión (PAYBACK).

Los valores que se muestran a continuación se encuentran en dólares americanos (USD$).

7.1. Inversión inicial (CAPEX)

La estructura de los costes provenientes de la inversión inicial se encuentra esquematizada en la siguiente tabla:

Tabla 9. Estructura de costes

ITEM	% Total	$
Material eléctrico	7%	$200.000,00
Montaje e instalación	7%	$200.000,00
Estructuras Metálicas	7%	$220.000,00
Ingeniería	12%	$350.000,00
Paneles Fotovoltaicos	68%	$2.028.014,40
Total	**100%**	**$2.998.014,40**

- **Material eléctrico**

Los costes por material eléctrico se componen de:

Tabla 10. Material eléctrico

ITEM	$
Inversores	$60.000,00
Transformadores, cuadros eléctricos y cableado	$140.000,00
Subtotal	$200.000,00
% Impuestos (18%)	$36.000,00
Total	**$236.000,00**

- **Montaje e instalación**

Los costes por montaje e instalación se componen de:

Tabla 11. Montaje e instalación

ITEM	$
Montaje de las estructuras metálicas	$75.000,00
Instalación de las placas fotovoltaicas y del sistema eléctrico	$75.000,00
Cimentación de las estructuras metálicas	$50.000,00
Subtotal	$200.000,00
% Impuestos (18%)	$36.000,00
Total	**$236.000,00**

- **Estructuras Metálicas**

Los costes por estructuras metálicas se componen de:

Tabla 12. Estructuras metálicas

ITEM	Unidades	$/Unidad
Estructura metálica 9,82 x 5,86 (16°)	296	$743,25
	Subtotal	$220.002,00
	% Impuestos (18%)	$39.600,36
	Total	**$259.602,36**

- **Ingeniería**

Los costes por ingeniería se componen de:

Tabla 13. Ingeniería

ITEM	$
Diseño del sistema fotovoltaico	$135.000,00
Calculo de la producción de energía	$135.000,00
Estudio económico	$50.000,00
Análisis de riesgos técnicos y medioambientales	$30.000,00
Subtotal	$350.000,00
% Impuestos (18%)	N/A
Total	**$350.000,00**

- **Paneles fotovoltaicos**

Los costes por paneles fotovoltaicos se componen de:

Tabla 14. Paneles fotovoltaicos

ITEM	Unidades	$/Unidad
Canadian Solar CS6X-315P	8880	$228,38
	Subtotal	$2.028.014,40
	% Impuestos (18%)	$365.042,59
	Total	**$2.393.056,99**

7.2. Exenciones fiscales sobre a las que acogerse

De acuerdo al artículo 5 (Ámbito de aplicación) de la Ley de Incentivos Tributarios (Ley 57-07), este proyecto puede acogerse a los siguientes incentivos:

- **Impuesto de importación**

100% exención de impuestos a la importación de equipo y maquinaria necesarios para la producción de energía renovable, así como equipo de transformación, de transmisión y de interconexión a la red eléctrica.

- **Impuesto sobre la transferencia de bienes industrializados y servicios (ITBIS)**

100% exención en el ITBIS para este tipo de proyectos (EERR). Un impuesto sobre el valor agregado aplicable a la transferencia y la importación de la mayoría de productos, cuya tarifa es de 18%.

Por este motivo, para la estructura de costes final no se tiene en cuenta el valor agregado de estos productos.

Tabla 15. Deducciones fiscales

ITEM	$	$ Valor Agregado
Material eléctrico	$200.000,00	$36.000,00
Estructuras Metálicas	$220.000,00	$39.600,00
Paneles Fotovoltaicos	$2.028.014,40	$365.042,59
Total		**$440.642,59**

7.3. Gastos por Operación y Mantenimiento (OPEX)

Los costes anuales por operación y mantenimiento (O&M) se componen de:

Tabla 16. Costes O&M

ITEM	% Presupuesto	$
Mantenimiento	2%	$59.960,29
Seguro de la instalación	1%	$29.980,14
Total		$89.940,43

Tanto el mantenimiento como el seguro de la instalación tendrán un aumento anual del 0,1% con respecto a los precios establecidos en la tabla anterior.

7.4. Ahorro energético generados por la planta fotovoltaica

El objetivo de la planta fotovoltaica es la reducción del mayor porcentaje posible de consumo de gas natural necesario para la generación de electricidad destinada al suministro de los equipos auxiliares.

Para poder conocer el ahorro futuro que obtendríamos como consecuencia de la instalación de la planta fotovoltaica, debemos conocer los datos de partida sobre generación eléctrica y consumo de gas natural de la central de ciclo combinado.

Los datos diarios de los que se disponen son los siguientes:

Tabla 17. Datos diarios Central Ciclo Combinado

ITEM	Unidades	Valor
Consumo Gas Natural Central C.C	MMBtu/dia	49900,00
	MWh/dia	14635,53
Generación Electricidad Central C.C	MWh/dia	6800,00
Rendimiento Central C.C	%	46%

Como se puede comprobar en los datos, por cada MWh consumido de gas natural se obtendrían 0,46 MWh de electricidad, lo que supondría un rendimiento de la planta de un 46%.

A los datos provenientes de la central de ciclo combinado debemos añadir el dato de producción anual de energía solar obtenida de la futura planta fotovoltaica, que es de 4,226 GWh.

Por tanto, el consumo equivalente de gas natural que, en terminos energéticos, supondría la instalación dela planta fotovoltaica será:

Tabla 18. Ahorro energético

ITEM	Unidades	Valor
Rendimiento Central C.C	%	$0,46
Producción anual Solar	KWh	$4.226.000,00
Consumo equivalente Gas Natural	KWh	$9.095.552,06
Precio gas natural	$	$0,05
Ahorro total anual	$	$454.777,60

Nota: el ahorro total anual variará a lo largo de los años debido a la pérdida de eficiencia de los paneles. El precio del gas natural está pactado por 20 años con el distribuidor local.

7.5. Financiación externa para soportar la inversión inicial

Los términos de la financiación externa son los siguientes:

Tabla 19. Términos de financiación

ITEM	Unidades	Valor
Fondos Propios (30%)	30%	$899.404,32
Préstamo (70%)	70%	$2.098.610,08
Tipo interés	%	5%
Periodo	Años	10,00
Pago Anual	$	$-271.779,61

De acuerdo al artículo 5 (Ámbito de aplicación) de la Ley de Incentivos Tributarios (Ley 57-07), el pago de tasa de interés de financiamiento externo para proyecto de EERR está limitado al 5%.

7.6. Cálculo de la Rentabilidad (TIR) y payback

De acuerdo a todos los flujos de caja de todos los elementos que hemos detallado anteriormente nuestro TIR será el siguiente:

Tabla 20. Flujos de caja

Año	Generación Anual	Consumo Equivalente gas natural	Precio consumo Equivalente gas natural	Precio venta de electricidad	Precio Mantenimiento	Precio Seguro	Pago Anual Préstamo	Cashflow	TIR	Casflow acumulado
0								$ -899,404.32		
1	$ 4,226,000.00	9095552.06	$ 454,777.60	$ 528,250.00	$ 59,960.29	$ 29,980.14	$ -271,779.61	$ 93,057.56	-90%	$ -806,346.76
2	$ 4,213,322.00	9068265.40	$ 454,777.60	$ 522,967.50	$ 60,020.25	$ 30,010.12	$ -271,779.61	$ 92,967.62	-62%	$ -713,379.13
3	$ 4,200,682.03	9041060.61	$ 454,777.60	$ 517,737.83	$ 60,080.27	$ 30,040.13	$ -271,779.61	$ 92,877.59	-42%	$ -620,501.54
4	$ 4,188,079.99	9013937.43	$ 454,777.60	$ 512,560.45	$ 60,140.35	$ 30,070.17	$ -271,779.61	$ 92,787.47	-28%	$ -527,714.06
5	$ 4,175,515.75	8986895.61	$ 454,777.60	$ 507,434.84	$ 60,200.49	$ 30,100.24	$ -271,779.61	$ 92,697.26	-19%	$ -435,016.80
6	$ 4,162,989.20	8959934.93	$ 454,777.60	$ 502,360.49	$ 60,260.69	$ 30,130.34	$ -271,779.61	$ 92,606.96	-12%	$ -342,409.84
7	$ 4,150,500.23	8933055.12	$ 454,777.60	$ 497,336.89	$ 60,320.95	$ 30,160.48	$ -271,779.61	$ 92,516.57	-8%	$ -249,893.27
8	$ 4,138,048.73	8906255.96	$ 454,777.60	$ 492,363.52	$ 60,381.27	$ 30,190.64	$ -271,779.61	$ 92,426.09	-4%	$ -157,467.18
9	$ 4,125,634.59	8879537.19	$ 454,777.60	$ 487,439.88	$ 60,441.65	$30,220.83	$ -271,779.61	$ 92,335.52	-1%	$ -65,131.66
10	$ 4,113,257.68	8852898.58	$ 454,777.60	$ 482,565.49	$ 60,502.09	$ 30,251.05	$ -271,779.61	$ 92,244.86	1%	$ 27,113.19
11	$ 4,100,917.91	8826339.88	$ 454,777.60	$ 477,739.83	$ 60,562.60	$ 30,281.30	$ -	$ 363,933.71	6%	$ 391,046.90
12	$ 4,088,615.16	8799860.86	$ 454,777.60	$ 472,962.43	$ 60,623.16	$ 30,311.58	$ -	$ 363,842.86	8%	$ 754,889.77
13	$ 4,076,349.31	8773461.28	$ 454,777.60	$ 468,232.81	$ 60,683.78	$ 30,341.89	$ -	$ 363,751.93	10%	$ 1,118,641.70
14	$ 4,064,120.26	8747140.90	$ 454,777.60	$ 463,550.48	$ 60,744.47	$30,372.23	$ -	$ 363,660.90	12%	$ 1,482,302.60
15	$ 4,051,927.90	8720899.47	$ 454,777.60	$ 458,914.98	$ 60,805.21	$ 30,402.61	$ -	$ 363,569.79	13%	$ 1,845,872.39
16	$ 4,039,772.12	8694736.77	$ 454,777.60	$ 454,325.83	$ 60,866.02	$ 30,433.01	$ -	$ 363,478.58	13%	$ 2,209,350.97
17	$ 4,027,652.80	8668652.56	$ 454,777.60	$ 449,782.57	$ 60,926.88	$30,463.44	$ -	$ 363,387.28	14%	$ 2,572,738.25
18	$ 4,015,569.84	8642646.61	$ 454,777.60	$ 445,284.74	$ 60,987.81	$30,493.90	$ -	$ 363,295.89	15%	$ 2,936,034.14
19	$ 4,003,523.13	8616718.67	$ 454,777.60	$ 440,831.89	$ 61,048.80	$30,524.40	$ -	$ 363,204.41	15%	$ 3,299,238.55
20	$ 3,991,512.56	8590868.51	$ 454,777.60	$ 436,423.58	$ 61,109.85	$30,554.92	$ -	$ 363,112.84	15%	$ 3,662,351.38
21	$ 3,979,538.03	8565095.90	$ 454,777.60	$ 432,059.34	$ 61,170.95	$30,585.48	$ -	$ 363,021.17	15%	$ 4,025,372.55
22	$ 3,967,599.41	8539400.62	$ 454,777.60	$ 427,738.75	$ 61,232.13	$ 30,616.06	$ -	$ 362,929.41	16%	$ 4,388,301.97
23	$ 3,955,696.61	8513782.41	$ 454,777.60	$ 423,461.36	$ 61,293.36	$30,646.68	$ -	$ 362,837.57	16%	$ 4,751,139.54
24	$ 3,943,829.52	8488241.07	$ 454,777.60	$ 419,226.75	$ 61,354.65	$30,677.33	$ -	$ 362,745.63	16%	$ 5,113,885.16
25	$ 3,931,998.04	8462776.34	$ 454,777.60	$ 415,034.48	$ 61,416.01	$30,708.00	$ -	$ 362,653.59	16%	$ 5,476,538.76

Como se aprecia en la imagen anterior, el payback del proyecto se producirá en el año 10 y el TIR del mismo será de un 16%.

8. RIESGOS PARA EL PROYECTO Y ESTRATEGIAS PARA SU MITIGACIÓN Y/O ELIMINACIÓN

Es importante tener en cuenta y analizar los riesgos potenciales ambientales o antrópicos en la zona que con lleva el desarrollo del proyecto.

8.1. Riesgos medio-ambientales

Determinadas zonas geográficas en República Dominicana se pueden ver afectadas por fenómenos meteorológicos que suponen riesgos adicionales a ser analizados y posteriormente tenidos en cuenta en el diseño de la planta solar fotovoltaica en la Central Térmica de Ciclo Combinado Punta Caucedo.

- **Vientos Huracanados**

Al igual que el resto del Caribe, la República Dominicana es un país propenso a huracanes. La temporada de huracanes va del 1 de junio al 30 de noviembre, siendo la temporada pico desde mediados de agosto a finales de octubre.

Los huracanes pueden causar daños catastróficos al proyecto que se planea desarrollar en Punta Caucedo pues queda cerca a la costa. Debido a que los vientos pueden exceder 250 kilómetros por hora, los huracanes y las tormentas tropicales pueden generar tornados, crear mareas de tormenta a lo largo de la costa y causar inundaciones y daños extensos por las lluvias torrenciales.

El riesgo que existe al instalar 8880 módulos fotovoltaicos de 22 kg c/u, con dimensiones de 1,954 × 986 × 40mm, es que estos podrían chocar la estructura del tanque de almacenamiento de LNG.

Figura 43. Distancia del proyecto con respecto al tanque de almacenamiento LNG:

Zona 1: 620 m
Zona 2: 480 m

El huracán de mayor intensidad registrado es: Huracán David (categoría 5: >250 Km/hr), el 31 de agosto del 1979. El último huracán registrado es: Huracán Jeanne (categoría 1: 118-153 Km/hr), el 16 septiembre 2004.septiembre 2004.

Existen varias categorías para las velocidades de los vientos máximos sostenidos y los posibles daños originados, según la escala Saffir-Simpson, aprobada el 1 de junio de 2012:

Categoría	km/h	Daños
1	119-153	Mínimos
2	154-177	Moderados
3	178-208	Extensos
4	209-251	Extremos
5	252 o más	Catastróficos

Figura 44. Escala Saffir-Simpson Categoría km/h D

La siguiente grafica muestra una distribución porcentual de los huracanes y tormentas que se han presentado desde 1886 hasta 2008 en Republica Dominicana y se puede observar que los eventos que se podrían considerar mínimos y moderados suman el 84% mientras que el restante 16% se puede considerar extensos, extremos o catastróficos.

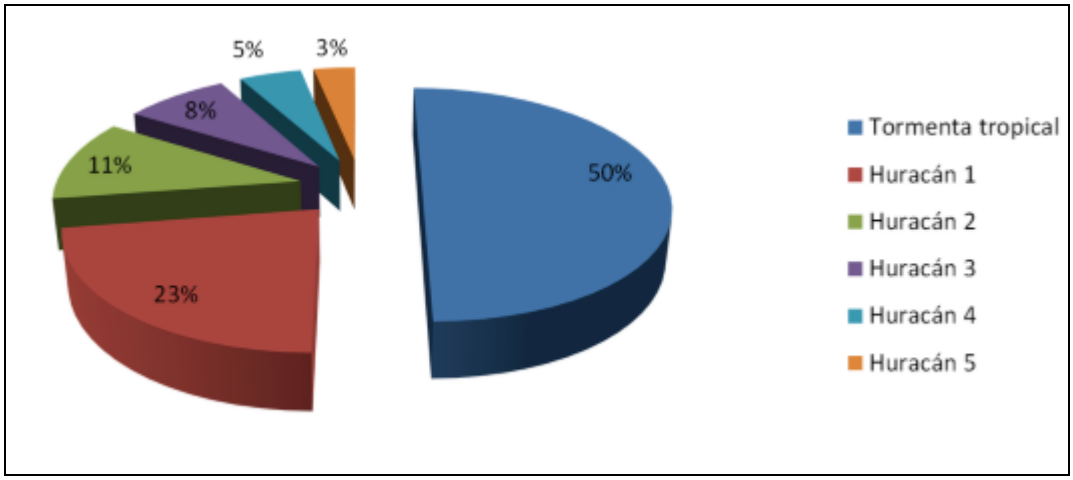


Figura 45. Huracanes y tormentas en República Dominicana (1886-2008)

Teniendo en cuenta que el encarecimiento real por hacer innecesariamente las estructuras más robustas y resistentes a las velocidades de los vientos, constituye un gasto mucho mayor que el costo de los daños probables ocasionados por el paso de huracanes, no se harán ajustes en el sistema solar fotovoltaico.

No justifica económicamente hacer abatibles ni recubrir innecesariamente, por el gran encarecimiento de la inversión inicial. Ninguno de los sistemas FV instalados en el mundo son abatibles o con recubrimientos específicos[4].

- **Sismos**

La isla de "La Hispaniola" sobre la cual está la República Dominicana se encuentra ubicada en la placa Tectónica del Caribe que presenta un movimiento de traslación como cuerpo rígido, por lo tanto, se encuentra en una zona de riesgo sísmico.

Figura 46. Fallas sísmicas isla "La Hispaniola"

El proyecto se encuentra en la Zona II, con valores de aceleración espectral de referencia de Ss=0.95g para períodos cortos y S1=0.55g para períodos largos.

[4] Daniel Stolik Novygrod, "Sistemas fotovoltaicos vs. Ciclones", http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia68/HTML/Articulo02.htm

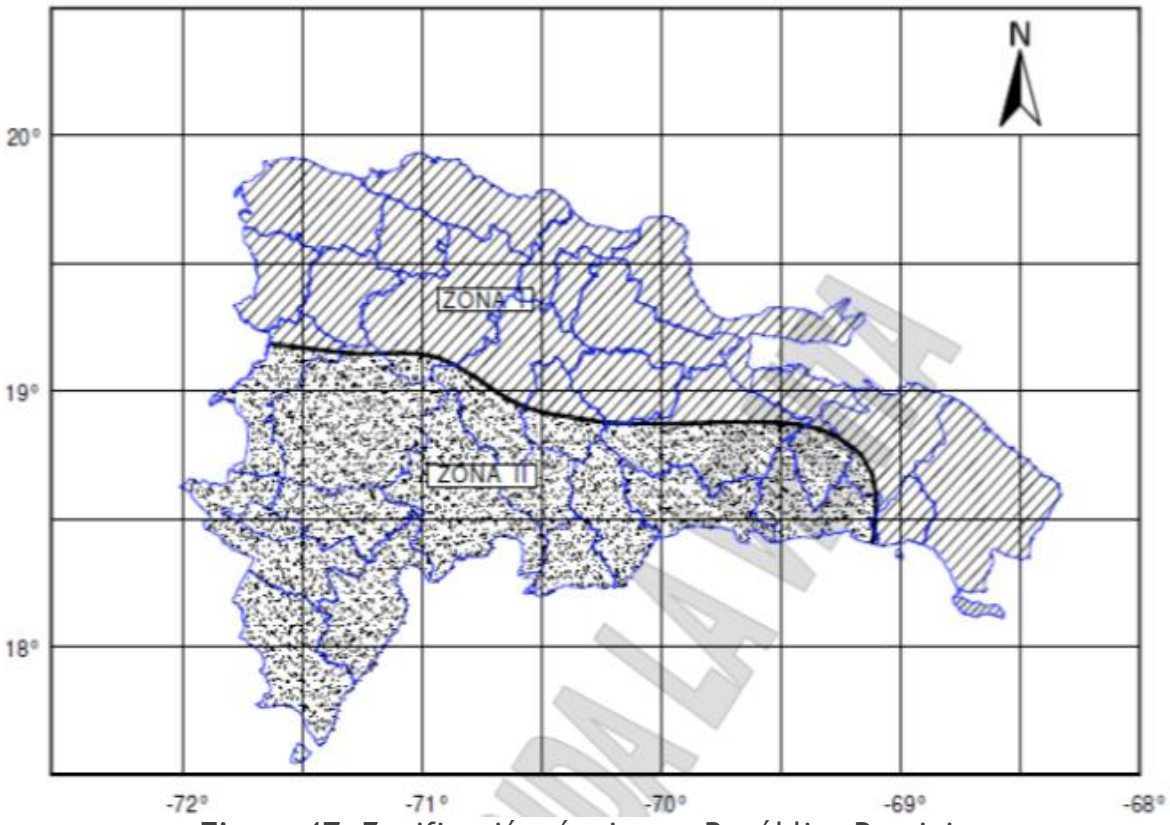


Figura 47. Zonificación sísmica en República Dominicana

Además, se debe considerar el entorno de las instalaciones solares fotovoltaicas para que no se presente un gran riesgo por perdidas por sombras en los paneles. En particular, la zona 2 (descrita líneas arriba) se encuentra cerca de postes de luz de aproximadamente 11 metros y por lo tanto se debe mitigar el riesgo con un diseño que evite la incidencia de las sombras en las celdas solares.

Cabe mencionar que el área donde se pretende realizar el proyecto no está dentro de la zona de campo de ninguna falla sismogénica, sin embargo las estructuras serán construidas de acuerdo al Reglamento para el Análisis y Diseño Sísmico de Estructuras (R-001) del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC).

8.2. Riesgos técnicos

- **Determinación de la irradiancia**

En la región no se dispone de registros medidos durante un largo plazo con equipos de precisión y debidamente calibrados por lo tanto se trabaja con datos de origen satelital que añaden incertidumbre para estimar la producción de energía.

Para mitigar este riesgo se puede hacer una instalación meteorológica en el emplazamiento de manera que se obtengan valores más acertados para el diseño del sistema solar FV.

- **Instalación del sistema solar fotovoltaico**

República Dominicana se considera un mercado fotovoltaico no maduro, es común que exista una importante escasez de personal calificado para realizar tanto las tareas de construcción como de mantenimiento, por consiguiente se debe mitigar el riesgo con la gestión adecuada de los subcontratistas y supervisión en campo de los procesos y procedimientos de trabajo empleados en el sector más significativos, los cuales son: trabajos en altura, soldadura, uso de herramientas manuales, mecanización, trabajos de elevación de cargas, montaje, trabajos con riesgo eléctrico tanto en alta como baja tensión.

El instalador de paneles solares fotovoltaicos realiza diversas actividades y para realizaras en las mejores condiciones debe estar calificado en diversas materias como fontanería, electricidad, trabajo en cubiertas, soldadura y pegado de juntas, sellado de accesorios, ensayos de estanqueidad, etc. Todo lo anterior conlleva a que el instalador se encuentra expuesto a diversos riesgos y se deben mitigar para evitar las consecuencias que pudieran derivarse de las diferentes tareas. **(ENERT, 2016)**

Figura 48. Riesgos técnicos en la instalación del sistema fotovoltaico

- **Garantía de los fabricantes y controles de calidad**

Los equipos principales se componen de materiales que podrían no soportar las condiciones del emplazamiento o bien sus rangos de operación no son los óptimos para dichas condiciones por lo tanto debe mitigarse este riesgo solicitando la inclusión en las garantías de los equipos de que soportarán las particularidades.

Por otro lado, los controles de calidad abarcan desde el proceso de fabricación, envío a planta, recepción en planta, hasta la instalación y operación, por lo cual debe considerarse de vital importancia la supervisión de la calidad de los equipos principales.

Figura 49. Riesgos a tener en cuenta por los fabricantes del sistema fotovoltaico

8.3. Riesgos administrativos

Los riesgos administrativos del proyecto hacen referencia a los problemas que puedan presentarse por contratiempos o inconvenientes con las licencias de la actividad que se desarrollará, la autorización de los puntos de conexión de los sistemas, los aranceles sobre equipos principales, y el no cumplimento de la Normativa específica. **(CEPYME, 2012)**

Figura 50. Riesgos administrativos del sistema fotovoltaico

9. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Con el diseño del sistema solar fotovoltaico, que se plantea en la Central Térmica de Ciclo combinado Punta Caucedo, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera al sustituir el suministro de energía a los servicios auxiliares por electricidad proveniente de una fuente de energía renovable.

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana sugiere que, para hacer un cálculo aproximado de emisiones de CO2, se plantee el promedio ponderado entre el factor de emisiones del "margen de operación" (OM) y el factor de emisiones del margen de construcción" (BM), que se le conoce como factor de emisiones del "margen combinado" (CM). El reto es determinar un factor de emisiones que sea razonable, que sea calculado de forma transparente y conservadora, basado en información públicamente disponible; y que sea obtenido de un modo costo-efectivo.

El procedimiento metodológico a seguir es el siguiente:

- Paso 1: Identificar el sistema eléctrico relevante

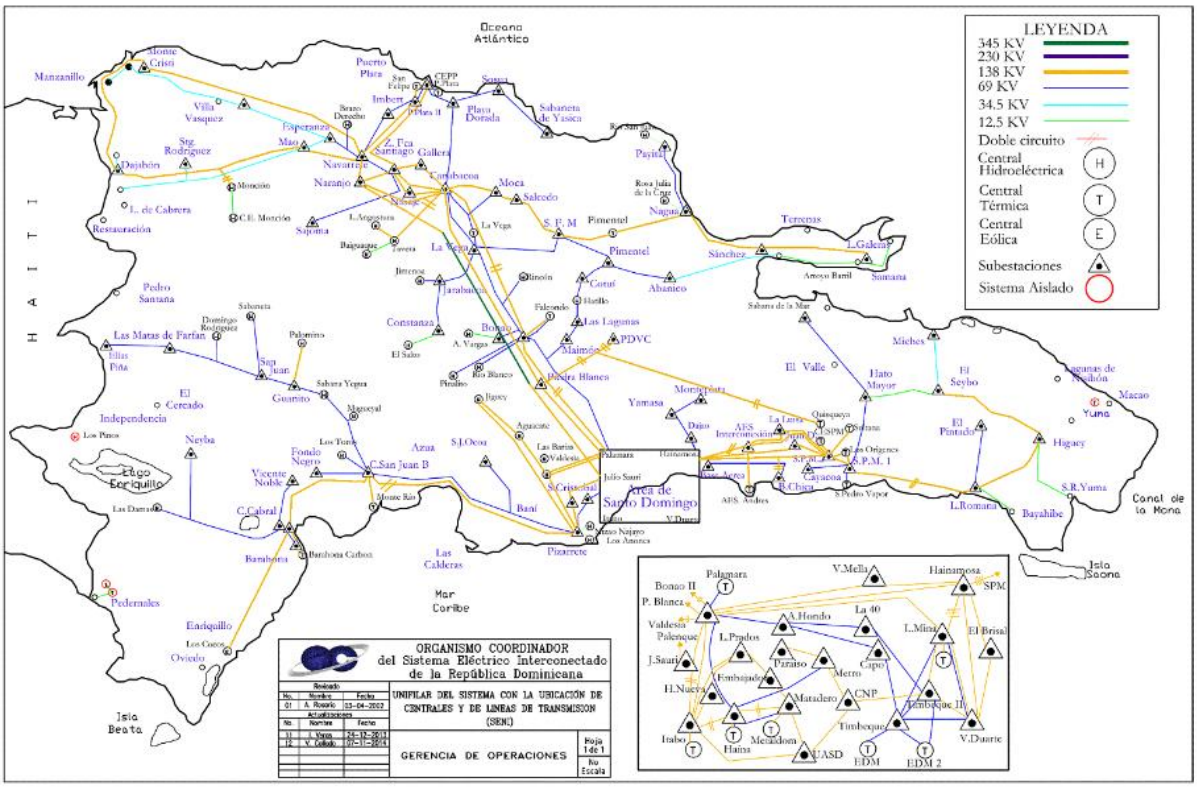


Figura 51. Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)

- Paso 2: Escoger si se incluirán las centrales off-grid

En el caso de RD, la generación off-grid presupone una fracción significativa de la electricidad servida. Al efecto, esto produce un mayor factor de emisiones, sin embargo la poca data disponible es muy dispersa, y no está recogida en ninguna base de datos pública. Adicionalmente, los algoritmos de cálculo resultan complejos y podrían resultar inconsistentes

Para los fines del proyecto, estas fuentes emisiones no han sido incluidas; pero no se descarta hacer un futuro estudio para ello.

- Paso 3: Seleccionar el método para calcular el OM

Se realiza un OM promedio teniendo en cuenta la producción de electricidad, la eficiencia promedio, los tipos de combustible, su consumo y su valor calórico neto.

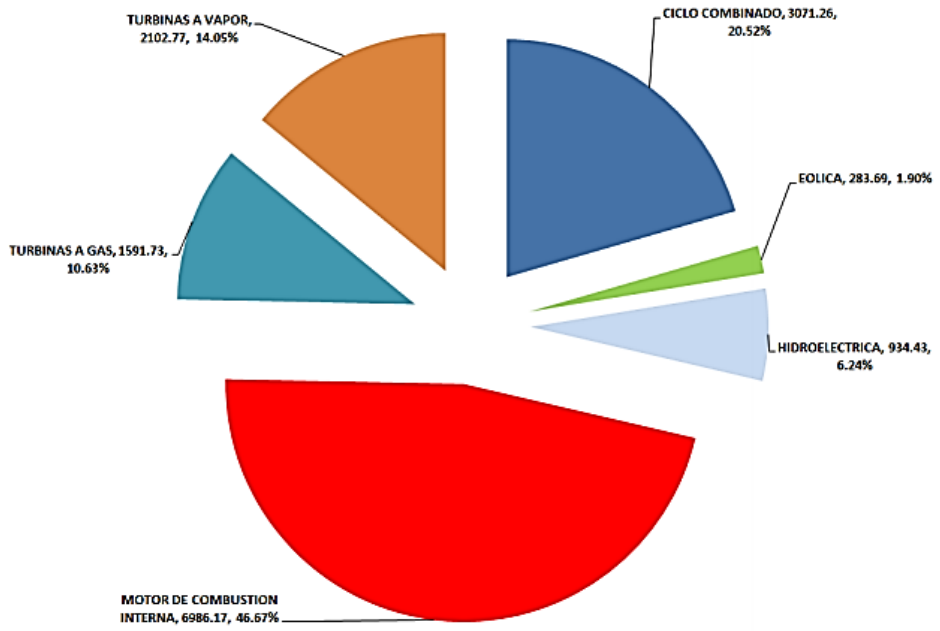


Figura 52. Energía bruta Generada por tipo de tecnología año 2015[5]

Finalmente, se ha obtenido:

$$\mathbf{EFgrid,OM = \ 0.8223\ t\ CO2/MWh}$$

- Paso 5: Calcular el BM

[5] Informe de Operación real año 2015, Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (http://www.oc.org.do/INFORMES/Administrativos/InformeAnual.aspx?EntryId=73153)

Implica la definición de una muestra del conjunto de unidades que representan la mayor generación anual entre:

- El conjunto de las 5 unidades que hayan sido construidas más recientemente.
- El conjunto de adiciones de capacidad más recientes que represente el 20% de la generación del sistema.

Teniendo en cuenta la producción de electricidad, la eficiencia promedio, el tipo de combustible y su consumo y el valor calórico neto se obtienen:

$$\mathbf{EFgrid,BM = 0.4512\ t\ CO2/MWh}$$

Este factor de emisiones, en ambos casos; es un valor prospectivo, ya que no hay certeza total de cómo se comportaría el sistema.

- Paso 6: Calcular el CM (Factor de Emisiones de la Red).

Finalmente, el margen combinado (CM) para proyectos solares y eólicos es el siguiente:

$$\mathbf{EFgrid,CM = EFgrid,OM \times W_{OM} + EFgrid,BM \times W_{BM}}$$

Donde:

EFgrid,CM = Factor de emisiones de CO2 del CM (t CO_2/MWh)
EFgrid,OM = Factor de emisiones de CO2 del OM (t CO_2/MWh)
EFgrid,BM = Factor de emisiones de CO2 del BM (t CO_2/MWh)
W_{OM} = Ponderación del factor de emisión del margen de operación (%)
W_{BM} = Ponderación del factor de emisión del margen de construcción (%)

Tipos de Proyectos	wOM	OM	wBM	BM	CM
Eólicos y Solares	0.75	0.8223	0.25	0.4512	**0.7295**

Figura 53. Factor de emisión de CO2 para proyectos Eólicos y solares en República Dominicana

Teniendo en cuenta que la energía generada por todo el sistema fotovoltaico es de 4226 MWh/año y el Factor de emisión es 0.7295 (t de CO_2 eq/MWh), este proyecto solar fotovoltaico estaría evitado la emisión de **3082.87 toneladas de CO_2 por año.**

10. CONCLUSIONES

El uso y aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica trae consigo beneficios medioambientales, económicos y sociales. Aunque es evidente que la implementación de este tipo de tecnología requiere de una inversión alta, también es cierto que cada vez el mercado de equipos es más amplio y más competitivo debido a los grandes avances de la tecnología.

Así mismo, cada vez más países incluyen leyes de exenciones de impuestos para incentivar la inversión en este tipo de soluciones energéticas, facilitando el desarrollo de proyectos de energías renovables. Los beneficios fiscales que promueve la Republica Dominicana, tanto para la obtención de crédito como en las deducciones fiscales para la compra de equipos en este tipo de proyectos, representa una gran ayuda que le permite ser más viable.

Este proyecto es bastante atractivo para cualquier inversionista, en este caso la entidad propietaria de la central de ciclo combinado Punta Caicedo, dada la alta rentabilidad del proyecto, alrededor de un 16% y un retorno de la inversión razonable, menor de 10 años. A estos hechos se podría añadir que se trata de una inversión segura donde los gastos por operación y mantenimiento son menores, lo que reduce la posible incertidumbre sobre la obtención de la rentabilidad calculada.

Aunque para este proyecto existe un riesgo medioambiental importante a tener en cuenta y que podría hacer que el proyecto no fuera económicamente viable, como lo es el tema de las tormentas y los vientos huracanados que se presentan en el Caribe, después de realizar un estudio sobre la probabilidad de que estos afecten el proyecto no se harán más robustas las estructuras para resistir vientos de categoría 5 (lo que no se realiza en ningún diseño estructural por tener siempre un carácter probabilístico), el costo real sería mucho mayor que los daños probables que haría un huracán a su paso por una parte de las instalaciones fotovoltaicas, y limitaría financieramente el desarrollo de la fotovoltaica.

El diseño del sistema solar fotovoltaico en La Central Térmica de Ciclo Combinado Punta Caucedo permite la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera y contribuye a las metas como país en los acuerdos tomados en la COP21 para combatir los efectos del cambio climático en el planeta.

11. BIBLIOGRAFÍA

CEPYME. (2012). *Medidas preventivas a adoptar por los instaladores de placas de energía solar fotovoltaic y fototérmica.* Obtenido de www.conectapyme.com

Congreso Nacional. (9 de Agosto de 2007). Ley General de Electricidad No 125-01. Santo Domingo, República Dominicana.

Congreso Nacional. (7 de mayo de 2007). Ley No. 5707 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regimenes Especiales. Santo Domingo de Guzmán, República dominicana.

ENERT. (Marzo de 2016). *Gestión y minimización de riesgos en proyectos FV.* Obtenido de Jornada tecnica: Esperiencia en Integración Fotovoltaica en las Redes Eléctricas de España y de El Salvador: www.proesa.gob.sv

Fernandez, L. (30 de mayo de 2008). Reglamento de la aplicación de la Ley No. 5707 aprobado por Decreto No. 202-08. República Dominicana.

Resumen Ejecutivo Proyecto Fin de Master

Diseño de un sistema solar fotovoltaico en La Central Térmica de Ciclo Combinado Punta Caucedo en el municipio de Boca Chica (República Dominicana)

2015-2016

AUTORES:
Lina M. Castaño
Esteban Sierra
Argenis A. Rodríguez
Alejandro Redondo

TUTOR
Octavio V. Martínez

DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EN LA CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO PUNTA CAUCEDO EN EL MUNICIPIO DE BOCA CHICA (REPÚBLICA DOMINICANA)

El trabajo que se presenta a continuación evalúa la instalación de un sistema solar fotovoltaico para abastecer la demanda de los sistemas auxiliares de la central térmica de ciclo combinado Punta Caucedo, la cual se encuentra en el sector de Boca Chica, República Dominicana.

El objetivo de este sistema fotovoltaico es optimizar la generación de energía eléctrica utilizando las áreas disponibles en los predios de la central, con el fin de abarcar la mayor cantidad posible de la demanda energética de los servicios auxiliares. De esta manera, el sistema fotovoltaico propuesto ayudará a disminuir el consumo energético a partir de combustibles fósiles de la central de ciclo combinado.

OBJETIVOS

Objetivo general

Diseñar un sistema solar fotovoltaico que reduzca el consumo eléctrico convencional de los equipos auxiliares (10 MW) de la central de ciclo combinado Punta Caucedo, situado en Boca Chica, municipio de la provincia de Santo Domingo en la Republica Dominicana.

Objetivos específicos

- Evaluar la posibilidad de generación de energía fotovoltaica a través de la caracterización del recurso solar respecto a intensidad y disponibilidad en el municipio de Boca Chica, Santo Domingo.
- Caracterizar la demanda de energía eléctrica por medio de registros históricos de consumo de la central de ciclo combinado Punta Caucedo.
- Dimensionar un sistema de energía solar fotovoltaico que reduzca los requerimientos de energía eléctrica convencional de los equipos auxiliares de forma viable y sostenible.
- Lograr un esquema de sostenibilidad ambiental con la consecuente reducción de emisiones de CO2.
- Obtener beneficios económicos por medio de la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales vigente desde el año 2007 en República Dominicana.

METODOLOGÍA

Recolección de información

- Potencial energético solar en República Dominicana y específicamente en el sitio del proyecto
- Primas o subvenciones para los proyectos de energías renovables de acuerdo a la ley de República Dominicana
- Normas técnicas nacionales para el funcionamiento y operación de instalaciones energéticas
- Consumo actual de los servicios auxiliares de la central de ciclo combinado
- Áreas disponibles para la instalación de los paneles solares
- Puntos conexión a la red existente de la central de ciclo combinado

Análisis de la información

- Definir la mejor estrategia para realizar el diseño del sistema solar fotovoltaico

Dimensiona-miento

- Definir criterios y condiciones de diseño
- Aprovechar los espacios disponibles de la central eléctrica de ciclo combinado para la instalación de módulos fotovoltaicos e interconectar la energía producida por estos en las barras de equipos auxiliares de la planta (4.16 KV, 3 Ph, 60 Hz).

Estudio económico

- Realización del presupuesto total del proyecto
- Realizar Estudio de la liquidez del proyecto
- Realizar Estudio de la rentabilidad del proyecto.
- Realizar Evaluación del riesgo económico

Optimización, Implantación y Conclusiones

- Seleccionar el mejor diseño de la planta solar fotovoltaica y sacar conclusiones de todos el proceso

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA

AES Andres es la unidad de generación eléctrica térmica más grande de República Dominicana. Entró en operación el 1ro de diciembre del 2003. Es una central eléctrica de ciclo combinado de generación de 319 MW, cuenta con un puerto de recepción de Gas Natural Líquido (LNG), terminal de regasificación con capacidad de almacenamiento para 160,000 m3, terminal de distribución de gas natural líquido (criogénica) y un gasoducto de 34 km hasta la Central Eléctrica de Los Mina.

Para la operación, la central cuenta con aproximadamente 226 equipos principales, los cuales se encuentran dentro de los siguientes sistemas.

Tabla 1. Sistemas de la central de ciclo combinado.

No.	DESCRIPCION DEL SISTEMA	No.	DESCRIPCION DEL SISTEMA
01	TURBINA DE GAS	14	AGUA DE SERVICIO
02	TURBINA DE VAPOR	15	AGUA DE CIRCULACION
03	RECUPERADOR DE VAPOR HRSG	16	SISTEMA CERRADO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
04	CONDENSADO	17	AGUA CONTRAINCENDIOS
05	PURGA CONTINUA	18	SISTEMA AIRE DE INSTRUMENTACION Y SERVICIO
06	EXTRACCION DE AIRE AL CONDENSADOR	19	INYECCION QUIMICA
07	DISTRIBUCION DE FUEL-OIL	20	DISTRIBUCION DE VAPOR
08	GAS NATURAL (FUEL GAS)	21	MUESTREO DEL CICLO
09	TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL	22	DRENAJES
10	AGUA DESMINERALIZADA	23	CLORINACION (HIPOCLORITO)
11	TRATAMIENTO DE AGUA	24	DISTRIBUCION DE NITROGENO
12	LAVADO DE LA MALLA VIAJERA	25	GLYCOL
13	AGUA POTABLE	26	SUB-ESTACION

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La central de ciclo combinado se encuentra localizada en el sector de Boca Chica, República Dominicana. En las figura 1 y 2 se puede observar la ubicación exacta de la central.

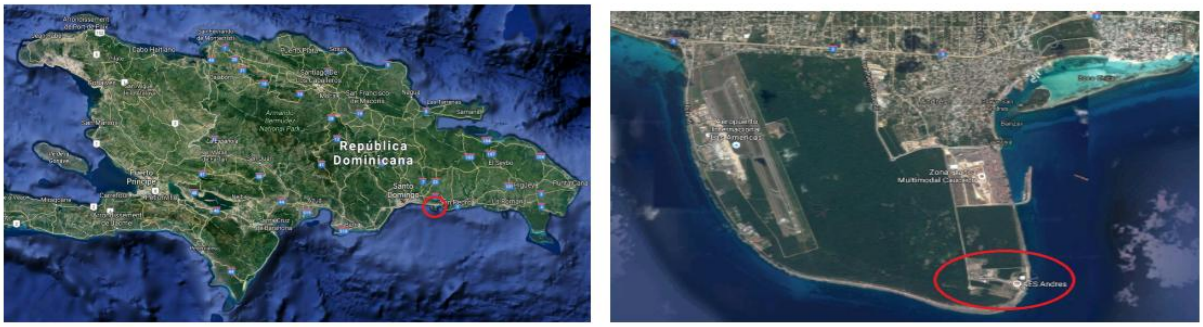


Figura 1. Ubicación geográfica de la central de ciclo combinado en Punta Caucedo, República Dominicana

POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR EN REPÚBLICA DOMINICANA

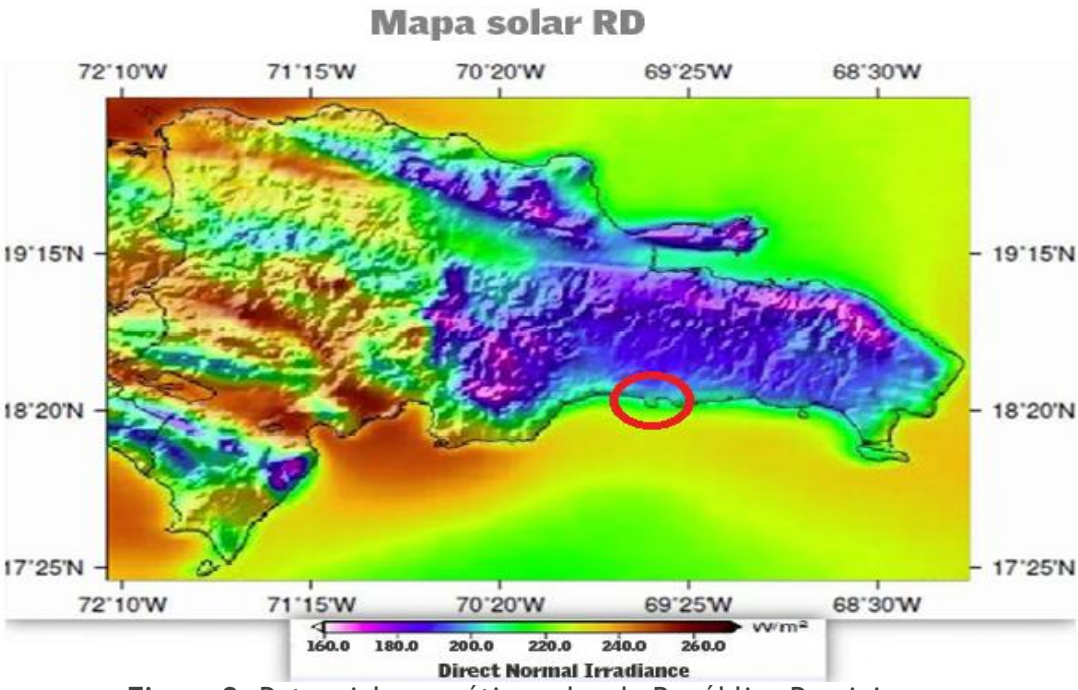


Figura 2. Potencial energético solar de República Dominicana.

El potencial de República Dominicana se sitúa entre 5 y 6 kW/m2, (entre 80% y 92% de los valores máximos) con un gradiente que va desde la zona oriental hasta la zona occidental del país y con una irradiación horizontal global (GHI) promedio generalmente en el rango de 210 a 250 W/m2. Como se puede apreciar, en la zona específica del proyecto, Boca Chica, la irradiación horizontal se sitúa en términos cercanos a los 220 W/m2.

PRIMAS O SUBVENCIONES PARA LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ACUERDO A LA LEY DE REPÚBLICA DOMINICANA

Ley No. 5707 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales.

Esta ley promueve diversos incentivos para proyectos de energía solar en República Dominicana, siendo su objetivo principal el aumentar la diversidad energética del país en cuanto a la capacidad de autoabastecimiento de los insumos estratégicos que significan los combustibles y la energía no convencionales, siempre que resulten más viables.

El diseño de un sistema solar fotovoltaico en La Central Térmica de Ciclo combinado Punta Caucedo demuestra su viabilidad física, técnica, medioambiental y financiera para acogerse a los incentivos establecidos en esta ley.

CONSUMO ACTUAL DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

En la tabla a continuación, se muestran los históricos de consumo de potencia de los servicios auxiliares de la central de ciclo combinado correspondientes al mes de abril de 2016.

Tabla 2. Consumo de potencia de los servicios auxiliares durante el mes de abril de 2016

Día	MWh/día	MW
01.Apr.16	203,90	8,50
02.Apr.16	224,93	9,37
03.Apr.16	225,26	9,39
04.Apr.16	198,60	8,28
05.Apr.16	197,04	8,21
06.Apr.16	186,73	7,78
07.Apr.16	181,37	7,56
08.Apr.16	185,13	7,71
09.Apr.16	193,91	8,08
10.Apr.16	194,55	8,11
11.Apr.16	191,56	7,98
12.Apr.16	188,20	7,84
13.Apr.16	196,94	8,21
14.Apr.16	205,94	8,58
15.Apr.16	191,31	7,97
16.Apr.16	189,07	7,88
17.Apr.16	200,71	8,36
18.Apr.16	203,54	8,48
19.Apr.16	195,79	8,16
20.Apr.16	182,19	7,59
21.Apr.16	207,88	8,66
22.Apr.16	189,63	7,90
23.Apr.16	202,44	8,44
24.Apr.16	225,54	9,40
25.Apr.16	226,25	9,43
26.Apr.16	225,08	9,38
27.Apr.16	200,06	8,34
28.Apr.16	206,77	8,62
29.Apr.16	204,35	8,51
30.Apr.16	201,40	8,39

Tabla 3. Consumo de energía promedio, mínimo y máximo durante el mes de abril de 2016

MW promedio	8,37
MW máx.	9,43
MW mín.	7,56

ÁREAS DISPONIBLES PARA LA INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES

Área #1
Área disponible: 13.932 m²
Punto de conexión: MCC Power Plant

Área #2
Área disponible: 12.430 m²
Punto de conexión: MCC de la terminal LNG

Figura 3. Áreas disponibles para la instalación de paneles solares

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Tabla 4. Resumen general del sistema Fotovoltaico

Paneles fotovoltaicos	Los paneles solares seleccionados para la instalación son los Canadian Solar CS6X-315P. Las características técnicas de este panel se muestran a continuación. Dimensiones: 1.954 x 982 x 40 mm Área: 1,92 m2 Potencia pico: 315 W Eficiencia: 16,42%
Inversores	Los inversores seleccionados para el sistema fotovoltaico son los ABB modelo PVS800-570500kW-A.
Estructuras de soporte para paneles solares	Teniendo en cuenta la latitud del sitio del proyecto, la cual es de 18.4°, se plantea una inclinación fija para los paneles solares de 16°: No. total de paneles: 30. No. de paneles en serie: 15. No. de strings: 2. Inclinación: 16°. Dimensiones: 9,82 x 5,86 m.
Distancia mínima entre filas	La distancia mínima entre filas debe ser 1,69 m. Sin embargo, se contempla una separación de 3 m con el fin de facilitar las labores de instalación y mantenimiento de los paneles solares (paso de vehículos)
Potencia pico total del sistema fotovoltaico	2,8 MW.

Tabla 5. Características sistema fotovoltaico Área #1

Conexión a la red	Trifásica
Módulos en serie	15
Strings en paralelo	342
No. módulos	5,130
Potencia nominal	1,5 MW
Potencia pico	1,62 MW
Vmp	549 V
Imp	2.944 A
No. inversores	3 x 500 kW
Vac	300 V
Iac	2.895 A

Tabla 6. Características sistema fotovoltaico Área #2

Conexión a la red	Trifásica
Módulos en serie	15
Strings en paralelo	250
No. módulos	3,750
Potencia nominal	1 MW
Potencia pico	1,18 MW
Vmp	549 V
Imp	2.152 A
No. inversores	2 x 500 kW
Vac	300 V
Iac	1.930 A

CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Para el cálculo de la producción de energía se utilizó el software PVSyst.

Tabla 7. Potencia máxima del sistema Fotovoltaico

Potencia máxima (@1000 W/m2, 50°C) del sistema fotovoltaico del área #1	1,44 MW
Potencia máxima (@1000 W/m2, 50°C) del sistema fotovoltaico del área #**2**	1,05 MW
Potencia máxima (@1000 W/m2, 50°C) **total** del sistema fotovoltaico	2,49 MW

Con la simulación en PVSyst se encuentra que la energía generada por todo el sistema fotovoltaico es 4226 MWh/año.

INTERCONEXIÓN

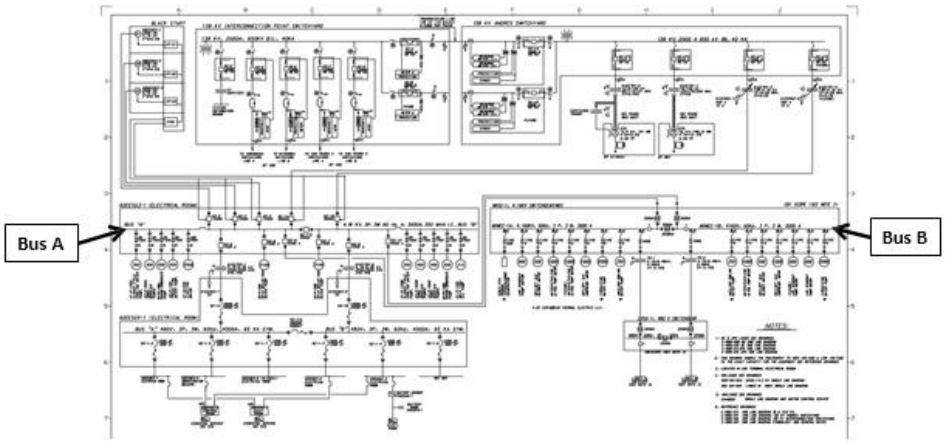


Figura 4. Diagrama unifilar general Power Plant

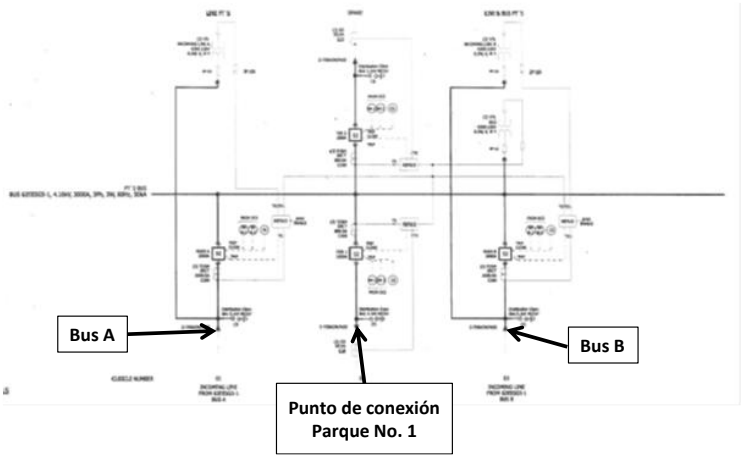


Figura 5. Diagrama Unifilar Punto de Conexión (Extensión de la barra)

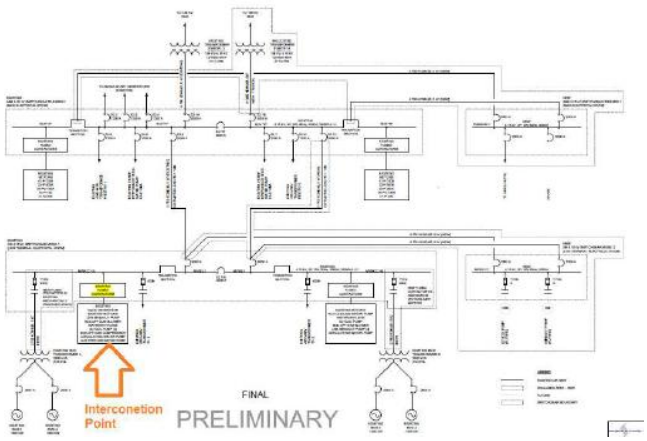


Figura 6. Diagrama unifilar LNG

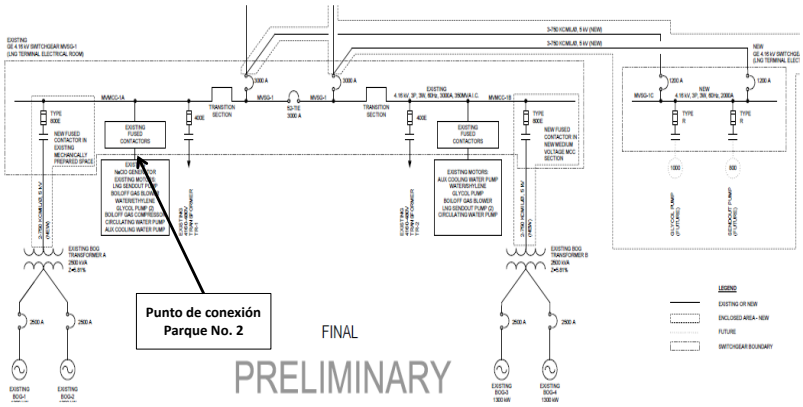


Figura 7. Diagrama unifilar punto de conexión

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO (ÁREA 1/ÁREA2)

Para cada una de las áreas se muestra:

1- Módulos fotovoltaicos
2- Inversores y Transformador
3- Trinchera
4- Canaleta
5- MCC (Punto de conexión).

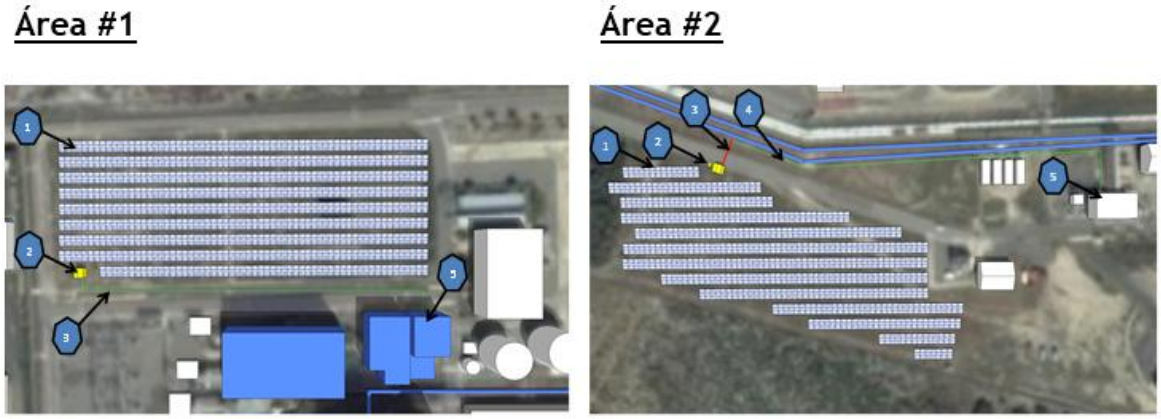


Figura 8. Parque Solar Fotovoltaico (Área 1/Área2)

ESTUDIO ECONÓMICO

Los valores que se muestran a continuación se encuentran en dólares americanos (USD$).

- **Inversión inicial (CAPEX)**

Tabla 8. Estructura de costes

ITEM	% Total	$
Material eléctrico	7%	$200.000,00
Montaje e instalación	7%	$200.000,00
Estructuras Metálicas	7%	$220.000,00
Ingeniería	12%	$350.000,00
Paneles Fotovoltaicos	68%	$2.028.014,40
Total	**100%**	**$2.998.014,40**

- **Exenciones fiscales sobre a las que acogerse.**

De acuerdo al artículo 5 (Ámbito de aplicación) de la Ley de Incentivos Tributarios (Ley 57-07), este proyecto puede acogerse a los siguientes incentivos:

- Impuesto de importación
- Impuesto sobre la transferencia de bienes industrializados y servicios (ITBIS)

Por este motivo, para la estructura de costes final no se tiene en cuenta el valor agregado de estos productos.

Tabla 9. Deducciones fiscales

ITEM	$	$ Valor Agregado
Material eléctrico	$200.000,00	$36.000,00
Estructuras Metálicas	$220.000,00	$39.600,00
Paneles Fotovoltaicos	$2.028.014,40	$365.042,59
Total		**$440.642,59**

- **Gastos por Operación y Mantenimiento (OPEX)**

Los costes anuales por operación y mantenimiento (O&M) se componen de:

Tabla 10. Costes O&M

ITEM	% Presupuesto	$
Mantenimiento	2%	$59.960,29
Seguro de la instalación	1%	$29.980,14
	Total	$89.940,43

- **Ahorro energético generados por la planta fotovoltaica**

Tabla 11. Datos diarios Central Ciclo Combinado

ITEM	Unidades	Valor
Consumo Gas Natural Central C.C	MMBtu/dia	49900,00
	MWh/dia	14635,53
Generación Electricidad Central C.C	MWh/dia	6800,00
Rendimiento Central C.C	%	46%

Tabla 12. Ahorro Energético

ITEM	Unidades	Valor
Rendimiento Central C.C	%	$0,46
Producción anual Solar	KWh	$4.226.000,00
Consumo equivalente Gas Natural	KWh	$9.095.552,06
Precio gas natural	$	$0,05
Ahorro total anual	$	$454.777,60

- **Financiación externa para soportar la inversión inicial**

Tabla 13. Términos de financiación

ITEM	Unidades	Valor
Fondos Propios (30%)	30%	$899.404,32
Préstamo (70%)	70%	$2.098.610,08
Tipo interés	%	5%
Periodo	Años	10,00
Pago Anual	$	$-271.779,61

Tabla 14. Cálculo de la Rentabilidad (TIR) y payback

Año	Generación Anual	Consumo Equivalente gas natural	Precio consumo Equivalente gas natural	Precio venta de electricidad	Precio Mantenimiento	Precio Seguro	Pago Anual Préstamo	Cashflow	TIR	Casflow acumulado
0								$ -899,404.32		
1	$ 4,226,000.00	9095552.06	$ 454,777.60	$ 528,250.00	$ 59,960.29	$ 29,980.14	$ -271,779.61	$ 93,057.56	-90%	$ -806,346.76
2	$ 4,213,322.00	9068265.40	$ 454,777.60	$ 522,967.50	$ 60,020.25	$ 30,010.12	$ -271,779.61	$ 92,967.62	-62%	$ -713,379.13
3	$ 4,200,682.03	9041060.61	$ 454,777.60	$ 517,737.83	$ 60,080.27	$ 30,040.13	$ -271,779.61	$ 92,877.59	-42%	$ -620,501.54
4	$ 4,188,079.99	9013937.43	$ 454,777.60	$ 512,560.45	$ 60,140.35	$ 30,070.17	$ -271,779.61	$ 92,787.47	-28%	$ -527,714.06
5	$ 4,175,515.75	8986895.61	$ 454,777.60	$ 507,434.84	$ 60,200.49	$ 30,100.24	$ -271,779.61	$ 92,697.26	-19%	$ -435,016.80
6	$ 4,162,989.20	8959934.93	$ 454,777.60	$ 502,360.49	$ 60,260.69	$ 30,130.34	$ -271,779.61	$ 92,606.96	-12%	$ -342,409.84
7	$ 4,150,500.23	8933055.12	$ 454,777.60	$ 497,336.89	$ 60,320.95	$ 30,160.48	$ -271,779.61	$ 92,516.57	-8%	$ -249,893.27
8	$ 4,138,048.73	8906255.96	$ 454,777.60	$ 492,363.52	$ 60,381.27	$ 30,190.64	$ -271,779.61	$ 92,426.09	-4%	$ -157,467.18
9	$ 4,125,634.59	8879537.19	$ 454,777.60	$ 487,439.88	$ 60,441.65	$30,220.83	$ -271,779.61	$ 92,335.52	-1%	$ -65,131.66
10	$ 4,113,257.68	8852898.58	$ 454,777.60	$ 482,565.49	$ 60,502.09	$ 30,251.05	$ -271,779.61	$ 92,244.86	1%	$ 27,113.19
11	$ 4,100,917.91	8826339.88	$ 454,777.60	$ 477,739.83	$ 60,562.60	$ 30,281.30	$ -	$ 363,933.71	6%	$ 391,046.90
12	$ 4,088,615.16	8799860.86	$ 454,777.60	$ 472,962.43	$ 60,623.16	$ 30,311.58	$ -	$ 363,842.86	8%	$ 754,889.77
13	$ 4,076,349.31	8773461.28	$ 454,777.60	$ 468,232.81	$ 60,683.78	$ 30,341.89	$ -	$ 363,751.93	10%	$ 1,118,641.70
14	$ 4,064,120.26	8747140.90	$ 454,777.60	$ 463,550.48	$ 60,744.47	$30,372.23	$ -	$ 363,660.90	12%	$ 1,482,302.60
15	$ 4,051,927.90	8720899.47	$ 454,777.60	$ 458,914.98	$ 60,805.21	$ 30,402.61	$ -	$ 363,569.79	13%	$ 1,845,872.39
16	$ 4,039,772.12	8694736.77	$ 454,777.60	$ 454,325.83	$ 60,866.02	$ 30,433.01	$ -	$ 363,478.58	13%	$ 2,209,350.97
17	$ 4,027,652.80	8668652.56	$ 454,777.60	$ 449,782.57	$ 60,926.88	$30,463.44	$ -	$ 363,387.28	14%	$ 2,572,738.25
18	$ 4,015,569.84	8642646.61	$ 454,777.60	$ 445,284.74	$ 60,987.81	$30,493.90	$ -	$ 363,295.89	15%	$ 2,936,034.14
19	$ 4,003,523.13	8616718.67	$ 454,777.60	$ 440,831.89	$ 61,048.80	$30,524.40	$ -	$ 363,204.41	15%	$ 3,299,238.55
20	$ 3,991,512.56	8590868.51	$ 454,777.60	$ 436,423.58	$ 61,109.85	$30,554.92	$ -	$ 363,112.84	15%	$ 3,662,351.38
21	$ 3,979,538.03	8565095.90	$ 454,777.60	$ 432,059.34	$ 61,170.95	$30,585.48	$ -	$ 363,021.17	15%	$ 4,025,372.55
22	$ 3,967,599.41	8539400.62	$ 454,777.60	$ 427,738.75	$ 61,232.13	$ 30,616.06	$ -	$ 362,929.41	16%	$ 4,388,301.97
23	$ 3,955,696.61	8513782.41	$ 454,777.60	$ 423,461.36	$ 61,293.36	$30,646.68	$ -	$ 362,837.57	16%	$ 4,751,139.54
24	$ 3,943,829.52	8488241.07	$ 454,777.60	$ 419,226.75	$ 61,354.65	$30,677.33	$ -	$ 362,745.63	16%	$ 5,113,885.16
25	$ 3,931,998.04	8462776.34	$ 454,777.60	$ 415,034.48	$ 61,416.01	$30,708.00	$ -	$ 362,653.59	16%	$ 5,476,538.76

RIESGOS PARA EL PROYECTO Y LAS ESTRATEGIAS PARA SU MITIGACIÓN Y/O ELIMINACIÓN

- **Riesgos medio-ambientales**

- **Vientos Huracanados**

Existen varias categorías para las velocidades de los vientos máximos sostenidos y los posibles daños originados, según la escala Saffir-Simpson, aprobada el 1 de junio de 2012:

Categoría	km/h	Daños
1	119-153	Mínimos
2	154-177	Moderados
3	178-208	Extensos
4	209-251	Extremos
5	252 o más	Catastróficos

Figura 9. Escala Saffir-Simpson Categoría km/h D

La siguiente grafica muestra una distribución porcentual de los huracanes y tormentas que se han presentado desde 1886 hasta 2008 en República Dominicana y se puede observar que

los eventos que se podrían considerar mínimos y moderados suman el 84% mientras que el restante 16% se puede considerar extensos, extremos o catastróficos.

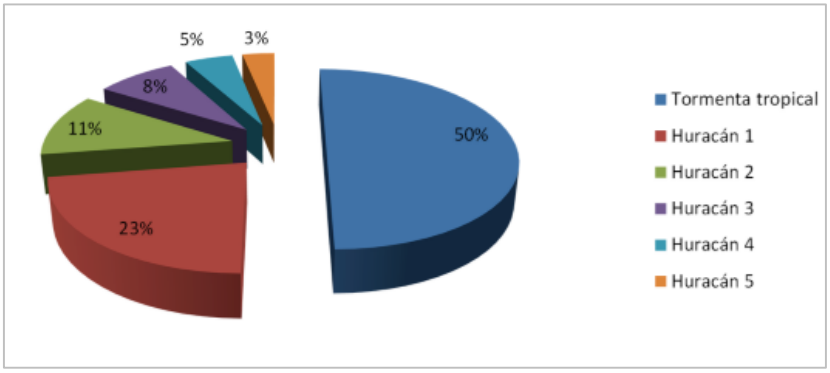


Figura 10. Huracanes y tormentas en República Dominicana (1886-2008)

No justifica económicamente recubrir innecesariamente o hacer innecesariamente las estructuras más robustas y resistentes a las velocidades de los vientos, por el gran encarecimiento de la inversión inicial

- **Sismo**

El área donde se pretende realizar el proyecto no está dentro de la zona de campo de ninguna falla sismogénica, sin embargo las estructuras serán construidas de acuerdo al Reglamento para el Análisis y Diseño Sísmico de Estructuras (R-001) del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC).

- **Riesgos técnicos**

- Determinación de la irradiancia
- Instalación del sistema solar fotovoltaico
- Garantía de los fabricantes y controles de calidad

- **Riesgos administrativos**

Los riesgos administrativos del proyecto hacen referencia a los problemas que puedan presentarse por contratiempos o inconvenientes con las licencias de la actividad que se desarrollará, la autorización de los puntos de conexión de los sistemas, los aranceles sobre equipos principales, y el no cumplimento de la Normativa específica.

EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO

Teniendo en cuenta que la energía generada por todo el sistema fotovoltaico es de 4226 MWh/año y el Factor de emisión es 0.7295 (t de CO2 eq/MWh), este proyecto solar fotovoltaico estaría evitado la emisión de **3082.87 toneladas de CO2 por año**.

CONCLUSIONES

El uso y aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica trae consigo beneficios medioambientales, económicos y sociales. Aunque es evidente que la implementación de este tipo de tecnología requiere de una inversión alta, también es cierto que cada vez el mercado de equipos es más amplio y más competitivo debido a los grandes avances de la tecnología.

Así mismo, cada vez más países incluyen leyes de exenciones de impuestos para incentivar la inversión en este tipo de soluciones energéticas, facilitando el desarrollo de proyectos de energías renovables. Los beneficios fiscales que promueve la Republica Dominicana, tanto para la obtención de crédito como en las deducciones fiscales para la compra de equipos en este tipo de proyectos, representa una gran ayuda que le permite ser más viable.

Este proyecto es bastante atractivo para cualquier inversionista, en este caso la entidad propietaria de la central de ciclo combinado Punta Caicedo, dada la alta rentabilidad del proyecto, alrededor de un 16% y un retorno de la inversión razonable, menor de 10 años. A estos hechos se podría añadir que se trata de una inversión segura donde los gastos por operación y mantenimiento son menores, lo que reduce la posible incertidumbre sobre la obtención de la rentabilidad calculada.

Aunque para este proyecto existe un riesgo medioambiental importante a tener en cuenta y que podría hacer que el proyecto no fuera económicamente viable, como lo es el tema de las tormentas y los vientos huracanados que se presentan en el Caribe, después de realizar un estudio sobre la probabilidad de que estos afecten el proyecto no se harán más robustas las estructuras para resistir vientos de categoría 5 (lo que no se realiza en ningún diseño estructural por tener siempre un carácter probabilístico), el costo real sería mucho mayor que los daños probables que haría un huracán a su paso por una parte de las instalaciones fotovoltaicas, y limitaría financieramente el desarrollo de la fotovoltaica.

El diseño del sistema solar fotovoltaico en La Central Térmica de Ciclo Combinado Punta Caucedo permite la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera y contribuye a las metas como país en los acuerdos tomados en la COP21 para combatir los efectos del cambio climático en el planeta.