



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
GENERACIÓN CENTRALIZADA CONECTADA A RED PARA LA VENTA DE
ENERGÍA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD
TÉCNICA Y ECONÓMICA”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

Presentado por:

RICARDO ARTURO PRADO ALARCÓN

GUAYAQUIL – ECUADOR

2015

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios por bendecirme a lo largo de toda mi vida, a pesar de las adversidades y problemas supe salir adelante gracias a su infinito amor.

A mis padres, en especial a mi papá por ser más que un padre, un amigo por darme todo su apoyo, consejos y ayuda en este proceso de formación.

A mi novia Marisol por siempre estar conmigo y dándome ánimos para salir adelante.

A mi amigo Salvador por brindarme su ayuda y experiencias para la realización de este proyecto.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Carlos Prado Machado, quien ha estado siempre cuidando de mí, con su amor y consejos que me han servido para formarme y alcanzar mi meta de ser Ingeniero.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Msc. Jorge Montealegre

PROFESOR DE LA MATERIA DE GRADUACIÓN

Ph. D. Wilton Edixon Agila Gálvez

PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Ricardo Arturo Prado Alarcón

RESUMEN

El presente proyecto cita los tipos de fuente de energía disponibles en el Ecuador, haciendo énfasis en el uso de las energías renovables, en especial, la energía solar fotovoltaica debido al gran impulso de su utilización por parte del gobierno en estos últimos años.

De hecho, el gobierno ha dado apertura a nuevas normativas y leyes que permiten el uso de este tipo de energía para su producción y venta por las grandes plantas fotovoltaicas. Para usos residenciales aún no se tiene alguna normativa que garantice la implementación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

En este contexto, se realiza el diseño y dimensionamiento de una planta fotovoltaica conectada a la RED CONVENCIONAL, con capacidad de 1MW de potencia eléctrica. Se presenta un análisis económico detallado que demuestra la rentabilidad y viabilidad técnica de la planta.

En la parte del diseño y dimensionamiento, se realiza el análisis de radiación y condiciones climáticas de la zona donde va a estar ubicado la planta solar, con la ayuda de softwares climatológicos como: Meteonorm7, NASA y Atlas Solar del Ecuador.

Luego del análisis climatológico se da un criterio de selección de equipos y marcas que se utilizaran en el proyecto para dar paso al cálculo del número de

paneles fotovoltaicos y elementos adicionales a emplear en el montaje de la planta solar.

En el estudio económico se analiza la viabilidad técnica- económica para la implementación de este tipo de proyectos. Es importante definir la producción de la planta, costos de inversión y costos fijos. Estos valores permiten realizar una proyección a 15 años, definiendo con ello la estructura de financiamiento asequible y estratégicamente favorable para la implementación de la planta fotovoltaica en Villamil Playas.

Finalmente, se utilizaron indicadores financieros como el VAN a una tasa mínima de retorno exigida por los accionistas del 15%, a su vez se determina el periodo de recuperación por medio del método de Pay Back.

El análisis de sensibilidad a variables como precio, producción y tasa refleja que al cuarto año se obtiene flujos positivos.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	XXI
CAPÍTULO 1.....	1
ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivos.....	5
1.3.1 Objetivos Generales.....	5
1.3.2 Objetivos Específicos	5
1.4 Metodología.....	6
CAPÍTULO 2.....	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 Tipos de Energía producidas en el Ecuador.....	8
2.2 Energía Solar y la Producción de energía eléctrica.....	16
2.2.1 Radiación Solar	16
2.2.2 Tipos De Radiación Solar.....	18
2.2.3 Geometría Solar	20
2.2.4 Recorrido Óptico De La Radiación Solar	22
2.2.5 Irradiación en superficies inclinadas	23

2.2.6	Cálculo de radiación reflejada en superficie inclinada.....	24
2.2.7	Cálculo de radiación directa sobre superficie inclinada.....	24
2.2.8	Cálculo de radiación difusa sobre superficie inclinada.....	24
2.2.9	Horas del sol pico (H.S.P)	25
2.3	Celdas Fotovoltaicas.....	26
2.3.1	Efecto Fotovoltaico.....	26
2.3.2	Tipos De Celda Fotovoltaicas.....	29
2.4	Módulos Fotovoltaicos	30
2.4.1	Parámetros de los módulos.....	32
2.4.2	Curvas características del Módulo Fotovoltaico.....	35
2.4.3	Separación entre módulos.....	36
2.4.4	Degradación Inducida por Potencial (PID).....	37
2.4.5	Estructura soporte	39
2.5	Descripción De Los Sistemas Fotovoltaico Más Comunes.....	40
2.5.1	Sistema Fotovoltaico Aislado.....	40
2.5.2	Sistema Fotovoltaico De Conexión A Red	42
2.5.3	Sistema Fotovoltaico De Autoconsumo	45
2.6	Normas Aplicadas Al Proyecto.....	47
	CAPÍTULO 3.....	49
	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	49
3.1	Ubicación del proyecto.....	49
3.2	Radiación de la zona	52
3.2.1	Uso del software METEONORM7	54
3.3	Selección de Equipos	61
3.3.1	Selección del panel fotovoltaico	61
3.3.2	Selección de equipos y marcas a usar	62

3.4	Cálculos.....	73
3.4.1	Cálculo de distribución de paneles	73
3.4.2	Determinación de Paneles en Serie	74
3.4.3	Cálculo del número de paneles en serie.....	79
3.4.4	Cálculo del número de paneles por agrupación.....	84
3.4.5	Cálculo de la Potencia total del campo fotovoltaico	88
3.5	Inclinación del Módulo Fotovoltaico	88
3.5.1	Distancia mínima entre filas de módulos	91
3.6	Estructura de soporte para los paneles.....	93
3.7	Distribución y ordenamiento de paneles	97
3.8	Canalizaciones y cajas de registro.....	103
3.9	Cableado	103
3.9.1	Cableado de mesas a string box	103
3.9.2	Cableado de string box a Edificio técnico	105
3.10	Sistema de protección de tierras.....	106
3.11	Performance Ratio (PR).....	108
3.11.1	Pérdidas por temperatura.....	109
3.11.2	Perdidas por cableado.....	110
3.11.3	Perdidas por polución.....	111
3.11.4	Pérdidas por efecto Mismatch	112
3.11.5	Pérdida por rendimiento del punto de máxima potencia	113
3.11.6	Perdidas en el inversor.....	113
3.11.7	Pérdidas en el transformador	114
3.12	Medición de la energía real entregada.....	115
	CAPÍTULO 4.....	117
	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	117

4.1	Análisis de Inversión de una instalación Fotovoltaica.....	117
4.2	Determinación de Costos.....	118
4.2.1	Costos del Edificio Técnico y Estructura.....	118
4.2.2	Costos por Edificio Administrativo y Trabajos.....	119
4.2.3	Costos por Cableado.....	119
4.2.4	Costos de Equipos varios.....	119
4.2.5	Costos de Dirección de Obra y Otros.....	120
4.2.6	Costos de Servicios Básicos.....	120
4.2.7	Costos Generales.....	121
4.2.8	Costos de Equipos y Muebles de Oficina.....	121
4.2.9	Gastos de Sueldos y Salario.....	122
4.3	Análisis Costo – Volumen – Utilidad.....	122
4.4	Inversión del Proyecto.....	123
4.5	Ingresos del Proyecto.....	124
4.6	Depreciación.....	126
4.7	Tasa de Descuento.....	126
4.8	Amortización de la deuda.....	128
4.9	Flujo de Caja.....	129
4.9.1	Cálculo del Valor Actual Neto (VAN).....	130
4.9.2	Cálculo del periodo de recuperación.....	131
4.10	Análisis de Sensibilidad.....	131
	CONCLUSIONES.....	133
	RECOMENDACIONES.....	135
	ANEXOS.....	137
	ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	138
	ANEXO B: PLANOS DE DISEÑO.....	139

ANEXO C: DATASHEETS DE EQUIPOS A UTILIZAR	140
BIBLIOGRAFÍA.....	141

ABREVIATURAS

AC	Corriente Alterna
BT	Baja Tensión
CAPM	Modelo de valoración de Activos Financieros (Capital Asset Pricing Model)
CFN	Corporación Financiera Nacional
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
DC	Corriente Directa
FF	Factor de Forma (Fill Factor)
GWh	Giga Vatio Hora
HSP	Hora Sol Pico
IESS	Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censo
Isc	Corriente de corto circuito
MCI	Motor de Combustión Interna
MT	Media Tensión
Mw	Mega vatio
NEC	National Electric Code
PID	Degradación Inducida por Potencial
PMP	Punto De Máxima Potencia
PR	Performance Ratio
TIR	Tasa Interna de Retorno
Tmar	Tasa Mínima Aceptable De Rendimiento

Tw	Tera vatio
UTM	Universal Transversal de Mercator (Universal Transverse Mercator)
VAN	Valor Actual Neto
WACC	Promedio Ponderado del Costo de Capital (Weighted Average Cost of Capital).

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 2.1 Central Turbogás [16]	15
Figura. 2.2 Sistema de Cogeneración con turbina de vapor de contrapresión [16]..	15
Figura. 2.3 Irradiación Solar del Ecuador. [18]	18
Figura. 2.4 Geometría Solar. [15].....	21
Figura. 2.5 Efecto Fotovoltaico	27
Figura. 2.6 Unión P-N	29
Figura. 2.7 Célula Monocristalina.....	29
Figura. 2.8 Célula Policristalina.....	30
Figura. 2.9 Sección del Módulo Fotovoltaico.....	31
Figura. 2.10 Vista General del Proceso de Fabricación de un Módulo	32
Figura. 2.11 Curva característica de una célula fotovoltaica	35
Figura. 2.12 Distancia Mínima Entre Módulos.....	37
Figura. 2.13 Soporte de Paneles	39
Figura. 2.14 Sistema Fotovoltaico Aislado	40
Figura. 2.15 Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red	43
Figura. 3.1 Vista Google Maps De La Localización Del Terreno	50
Figura. 3.2 Ubicación del terreno plano catastral Villamil Playas	51
Figura. 3.3 Atlas solar CONELEC, Insolación Global Enero.	53
Figura. 3.4 Inicio Software Meteonorm7	55
Figura. 3.5 Paso 2 - Meteonorm7	56
Figura. 3.6 Paso 3 - Meteonorm7	56
Figura. 3.7 Pasó 4 Ingreso de datos - Meteonorm7	57
Figura. 3.8 Paso 5 - Meteonorm7	57

Figura. 3.9 Paso 6 - Meteonorm7	58
Figura. 3.10 Paso 7 - Meteonorm7	58
Figura. 3.11 Paso 8 - Meteonorm7	59
Figura. 3.12 Datos de Villamil Playas según Meteonorm7.	59
Figura. 3.13 Parámetros (TONC) del panel.....	61
Figura. 3.14 Características Eléctricas Del Panel Para STC.....	61
Figura. 3.15 Características Y Condiciones De Operación Del Panel.	62
Figura. 3.16 Características Físicas Del Panel	62
Figura. 3.17 Edificio Técnico.....	65
Figura. 3.18 Módulos de inversores.....	66
Figura. 3.19 Diagrama Operacional inversor Freesun He.	68
Figura. 3.20 Celda De Media Tensión.....	70
Figura. 3.21 String Supervisor SFS 16/24/32.....	71
Figura. 3.22 Partes del String Supervisor	72
Figura. 3.23 Factor de corrección de inclinación en los módulos.	89
Figura. 3.24 Inclinación De Panel Solar A 10º.....	90
Figura. 3.25 Proyección de sombras entre filas	91
Figura. 3.26 Esquema de distancias mínimas.....	91
Figura. 3.27 Estructura con Inclinación 10º En La Planta Brineforcop	96
Figura. 3.28 Sistema De Anclaje Y Fijación De Los Paneles Solares.	97
Figura. 3.29 Distribución De Grupos Y Strings.....	102
Figura. 3.30 Cableado de mesas a string box.....	104
Figura. 3.31 Conexión De Tierra Entre Mesas	107
Figura. 3.32 Conexión De Mesas Al Enmallado De Tierra Perimetral	107

Figura. 3.33 Temperatura Mensual Villamil Playas. Software Meteonorm	109
Figura. 3.34 Medidor de Potencia y Energía PowerLogic ION7650	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Información Estadística a Octubre 2014. [9].....	9
Tabla 2.2 Sistema Integrado Para La Generación Eléctrica. [11].....	11
Tabla 2.3 Precios Preferentes Energía Renovable USD / kWh.....	47
Tabla 3.1 Datos de Instalación.....	51
Tabla 3.2 Radiación Estimada por la NASA [24].....	53
Tabla 3.3 Radiación Atlas Solar – CONELEC.....	54
Tabla 3.4 Radiación obtenida en Meteonorm7.....	60
Tabla 3.5 Media Ponderada de Radiación	60
Tabla 3.6 Ponderaciones Asignadas A Diferentes Marcas.....	63
Tabla 3.7 Ponderación del Promotor para la Instalación.....	64
Tabla 3.8 Radiación A Diferentes Ángulos De Inclinación.....	90
Tabla 3.9 Descripción De Los Tipos Atmosféricos Y Estimación De Corrosividad. .	94
Tabla 3.10 Categoría de Corrosión vs Corrosión de materiales expuestos.....	95
Tabla 3.11 Flash Test Proporcionado Por Fabricante	98
Tabla 3.12 Ordenamiento De Paneles Fotovoltaicos	99
Tabla 3.13 Valores De Voltajes Y Corrientes Por String	104
Tabla 3.14 Calculo De Secciones Para Cableado Principal.....	105
Tabla 3.14 Rendimiento por temperatura mensual	110
Tabla 3.15 Rendimiento Del Cableado	115
Tabla 3.16 Pérdidas por Polución	111
Tabla 3.17 Rendimiento por efecto Mismatch.....	112
Tabla 3.18 Rendimiento punto de máxima potencia	113
Tabla 3.19 Rendimiento Debido Al Inversor.....	114

Tabla 3.20 Rendimiento del transformador	114
Tabla 3.21 Performance Ratio de la instalación	115
Tabla 4.1 Edificio Técnico Estructura y Paneles	118
Tabla 4.2 Costos por Edificio Administrativo y Trabajo	119
Tabla 4.3 Costos para Seguridad e Iluminación.....	119
Tabla 4.4 Costos de Equipos Varios	119
Tabla 4.5 Costos por Dirección de Obra y Otros.....	120
Tabla 4.6 Costos de Servicios Básicos	120
Tabla 4.7 Costos Generales	121
Tabla 4.8 Costo de Equipos y Muebles de Oficina.....	121
Tabla 4.9 Gastos de Sueldos y Salario	122
Tabla 4.10 Costos Fijos	123
Tabla 4.11 Punto de Equilibrio	123
Tabla 4.12 Gasto de Constitución.....	123
Tabla 4.13 Frecuencia de Producción.....	124
Tabla 4.14 Ingreso de la Planta	124
Tabla 4.15 Ingresos Proyectados	125
Tabla 4.16 Costo de Instalación del Sistema Fotovoltaico	125
Tabla 4.17 Método de Línea Recta.....	126
Tabla 4.18 Estructura de Financiamiento.....	126
Tabla 4.19 Cálculo de la Tasa de Descuento.....	127
Tabla 4.20 Cálculo de Amortización de la Deuda.....	128
Tabla 4.21 Flujo de Caja del Inversionista	129
Tabla 4.22 Cálculo del VAN y TIR	130

Tabla 4.23 Cálculo del Pay Back	131
Tabla 4.24 Periodo de Recuperación de la Inversión.....	131
Tabla 4.25 Resultados del Análisis de Sensibilidad	131

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el Ecuador está reformando su matriz energética, incorporando nuevas tecnologías e incentivando sectores claves para el desarrollo económico y social del país. Dentro de este contexto para la mejora del sector energético los recursos naturales juegan un papel importante.

Con el fin de optimizar los recursos naturales, el gobierno a través del plan del Buen Vivir 2009 – 2013 establece objetivos que permitan incrementar la producción nacional de energías renovables, por lo que se está considerando el uso de energías renovables no convencionales, siendo una de ellas la generación de energía fotovoltaica por ser una fuente de energía amigable con el medio ambiente.

El uso de esta fuente renovable como alternativa de transformación directa de la energía solar en energía eléctrica ha constituido una solución para satisfacer la demanda en zonas donde los sistemas tradicionales no pueden llegar.

Es importante conocer que en el país ya existen alrededor de 22 plantas fotovoltaicas generando energía limpia y que satisfacen la necesidad de muchos ecuatorianos, razón por la cual el presente proyecto busca dar más apertura al uso de la tecnología fotovoltaica valiéndose de la iniciativa del Gobierno que incentiva y promueve a los inversionistas apostar por este recurso renovable y que puedan hacer de éste un sistema innovador y viable de inversión.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

1.1 Antecedentes

Durante los últimos años el abastecimiento de energía eléctrica, ha logrado una especial atención, pues a pesar de la gran disponibilidad de recursos hídricos con los que cuenta el País, la generación hidroeléctrica ha mostrado una reducción en términos relativos, manteniendo un alto componente de la generación termoeléctrica, y una dependencia de la energía importada de Colombia.

Con la constante elevación de los precios de los fósiles, se ha visto necesario determinar condiciones económicas que favorezcan el desarrollo de las energías renovables. A ello se debe que desde los años ochenta, varios tipos de energías renovables han cobrado un acelerado desarrollo tecnológico, algunas de éstas utilizadas desde comienzos del siglo veinte como la hidroelectricidad, pero otras como el viento, el sol, la geotermia, la biomasa y las fuerzas mareomotrices han sido objeto en los últimos años de grandes

innovaciones que les permiten ser cada vez más competitivas con las energías convencionales. [1]

El desarrollo principal de estas fuentes de energías renovables se produjo en aquellos países que tuvieron una fuerte dependencia del petróleo y que carecían de producción, y en especial después de la crisis petrolera de los años 70.

En la actualidad son muchas las formas de obtener energía eléctrica. En Ecuador la potencia efectiva es de 5246.13 MW de los cuales el 42.55% corresponde a la energía hidráulica, el 0.27% a la energía solar, el 0.36% a la energía eólica y el 54.11% a las no renovables. [2]

En el campo de la actividad fotovoltaica los sistemas de conexión a Red Eléctrica han venido evolucionando y ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permita optimizar el diseño, funcionamiento y evaluar su impacto respetando la normativas y lineamientos vigentes expuestos en la Norma Ecuatoriana de la Construcción.

La producción anual de la energía solar fotovoltaica según el CONELEC al 2014 fue de 13.87 GWh que represento el 0.06 % de la producción total de energía, siendo este indicador aún bajo en nuestro país. [3]

En el país el régimen del sector eléctrico, establece que el estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales para disminuir

la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles. [4]

En busca de alternativas de disponibilidad de recursos energéticos se estima que para el año 2030, la oferta de electricidad se complementará con la implementación de pequeños proyectos de generación de energía con fuentes renovables tales como la fotovoltaica la eólica, la biomasa y la hidroelectricidad en zonas cercanas a los consumidores, y con esquemas de gestión participativa de los gobiernos autónomos descentralizados, las organizaciones comunitarias y el sector privado. [5]

Es por esto que se requiere impulsar el suministro de energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con instalación de centrales renovables no convencionales.

La regulación del CONELEC 004 - 11 para registro de generadores menores a 1 MW determina el procedimiento al que deben ajustarse los generadores para su funcionamiento en el sistema, el interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional [6]

Con el incentivo del gobierno mediante estas resoluciones se contribuye de manera positiva el desarrollo del uso de energía renovable en el país.

1.2 Justificación

El consumo energético en el país anualmente crece de forma considerable a medida que crece la población, según los datos del INEC el consumo de energía eléctrica por habitante en el Ecuador ha tenido aproximadamente un incremento anual de alrededor del 5.6%. [7] ; Por lo que ha sido necesario reformar la matriz energética, debido que el sistema energético no abastece con la demanda per cápita actual.

El consumo de energía aumenta con la población, de manera directamente proporcional, no obstante la demanda o consumo de energía es mayormente directamente proporcional con el desarrollo tecnológico y social de una sociedad. Es decir, una sociedad altamente desarrollada, con una evolución tecnológica e industrial, conlleva mucha mayor demanda que una sociedad que vive con escasos recursos, o con recursos básicos.

Estas razones hacen que sea necesaria la búsqueda de nuevas fuentes alternativas de energía que contribuyan a la actual fuente de energía y que pueda hacer frente al incremento de consumo. Las energías renovables son las principales alternativas a tomar en cuenta debido que su primordial recurso es inagotable y presenta un reducido impacto ambiental.

Otro punto a tomar en cuenta es el aplicativo del “Programa de Eficiencia Energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad”, donde se pretende suspender el uso de cocina a gas y se incentiva

el uso de las cocinas eléctricas. Para la ejecución de dicho programa es necesario la mejora del sistema eléctrico incentivando a que empresarios nacionales o extranjeros quieran invertir en nuestro país, desarrollando la energía fotovoltaica siendo una de las soluciones para atender esta demanda agregada de energía.

Con la implementación de plantas fotovoltaicas se está contribuyendo a generar energía limpia reduciendo el efecto invernadero y además se pretende contribuir a la creación de mejores normativas que conlleven a usar la energía fotovoltaica no solo en grandes plantas conectada a la red sino también puedan ser aplicadas en viviendas unifamiliares.

1.3 Objetivos

El contenido de este proyecto pretende abarcar los siguientes objetivos

1.3.1 Objetivos Generales

Realizar el diseño de una planta fotovoltaica de 1 MW conectada a red para la venta de energía y analizar la viabilidad técnica-económica de la misma en el sector Villamil Playas.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar los beneficios de los sistemas fotovoltaicos en relación a los sistemas convencionales.

- Realizar el análisis de la radiación y la climatología del sector Villamil Playas para el posterior montaje de la planta.
- Diseñar el sistema fotovoltaico acorde a los estudios realizados del sector.
- Dimensionamiento de números de paneles solares, string box, secciones del cableado, protecciones, selección de equipos a utilizar.
- Realizar el análisis económico sobre la viabilidad del proyecto estimando el presupuesto necesario para su montaje.

1.4 Metodología

Para el desarrollo de este proyecto, es necesario conocer las bases teóricas relacionada a los paneles solares, desde su construcción, tipos y diferentes aplicaciones en las que pueden ser utilizadas.

Luego de ello se procederá a realizar un estudio de la ubicación donde se realizará la implementación de la futura planta en la provincia del Guayas, valiéndose de un estudio medioambiental y de radiación solar de la zona.

Para estimar la radiación del lugar seleccionado, se utilizaran bases de datos de radiación (NASA, METEONORM y Atlas Solar del CONELEC) para luego de ello obtener una media ponderada de la radiación y estimar el valor más cercano a la zona. Este proceso se lo realiza debido a que no contamos con una base

de datos de alguna estación meteorológica que estece próxima al lugar de la instalación.

Luego de los estudios se realizará el diseño de la planta, con el fin de maximizar la producción anual. Posteriormente se procederá a ver los equipos que hay disponibles en el mercado para luego de ello seleccionar el que cumpla los requerimientos técnicos y que su montaje funcione con la red eléctrica de nuestro país.

Y por último se realizará el estudio económico y el análisis de viabilidad para la implementación de la planta fotovoltaica de 1 Mw, determinando la rentabilidad de la planta y el tiempo de recuperación de la inversión.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Tipos de Energía producidas en el Ecuador

Estos recursos se los dividen en: renovables, cuando no disminuyen por efecto de su utilización (hidráulicos, eólicos, solares, geotérmicos, biomasa, etc.); y, no renovables, cuando su prolongada extracción y uso los acaba (petróleo, gas natural, carbón, uranio, etc.). Los recursos renovables tienen un mínimo impacto sobre el ambiente, no producen remanentes o contaminación (a excepción de la biomasa) como resultado de su uso; en cambio, los combustibles fósiles y el uranio contaminan el ambiente. [8]

Renovable es cualquier proceso que no altere el equilibrio térmico del planeta, que no genera residuos irre recuperables, y que su velocidad no es superior a la velocidad de regeneración de la fuente energética y de la materia prima utilizada en el mismo

En el Ecuador los tipos de energía que se están utilizando son: Energías Renovables y no Renovables según datos del CONELEC [9].

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA OCTUBRE 2014			
2. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	11,294.28	45.36%
	Eólica	79.15	0.32%
	Fotovoltaica	12.42	0.05%
	Térmica Turbovapor (1)	334.81	1.34%
Total Energía Renovable		11,720.65	47.07%
No Renovable	Térmica MCI	6,312.00	25.35%
	Térmica Turbogas	3,307.05	13.28%
	Térmica Turbovapor	2,801.96	11.25%
Total Energía No Renovable		12,421.00	49.88%
Total Producción Nacional		24,141.65	96.95%
Interconexión	Colombia	759.59	3.05%
	Perú	-	0.00%
	Importación	759.59	3.05%
Total Producción Nacional + Importación		24,901.24	100.00%

Tabla 2.1 Información Estadística a Octubre 2014. [9]

Dentro de las energías renovables están:

a) **HIDRÁULICA**

Es la energía que se produce en las grandes represas hidroeléctricas, la cual consiste en mover gigantescas turbinas (energía mecánica), mediante la potencia del agua, la cual es captada de los ríos hacia una represa, haciendo de este tipo de energía una de las más producidas.

Entre sus principales ventajas es la utilización del recurso natural que en nuestro país es la abundancia de ríos, reduciendo el uso de carburantes para la producción de este tipo de energía, y no genera calor ni emisiones contaminantes.

Como desventaja que presentan es que pueden llegar a afectar el ecosistema acuático de los ríos debido a que se varía el caudal al pasar el agua por las

turbinas y a su vez las centrales de embalse tienen problema con la evaporación de agua, ya que en la zona donde se construyen aumenta la humedad del ambiente como consecuencia de la evaporación del agua contenida, haciendo que en los casos de regiones tropicales generen focos infecciosos de bacteria y enfermedades como consecuencia del estancamiento de las aguas. Otras de las desventajas que presenta es que este sistema tiene dependencia de la estacionalidad del recurso hídrico, es decir que si se producen épocas de sequías la producción de estas plantas bajaría.

En la actualidad hay más de 50 centrales hidroeléctricas en el país, las cuales están divididas de acuerdo a su potencia efectiva, entre 0.07-70 MW, entre 70.01-213,00 MW y entre 213.01 – 1100,00 MW [10]. Según el plan de expansión para la generación, hasta el año 2025 se estima una reducción de 20 millones de barriles de combustibles por año, con un ahorro estimado en USD 2.000 millones por reemplazo de 12.000 GWh de hidroelectricidad.

Según dato del CONELEC a octubre del 2014, la generación de energía hidráulica es de 11294.28 GWh la cual corresponde al 45.36% del total de energía producida en el Ecuador. [9]

b) SOLAR

Es la energía que se obtiene por medio de paneles solares fotovoltaicos al recibir la radiación aprovechada de los rayos del Sol.

Con arreglo en serie y paralelo de paneles solares se pueden obtener voltajes y corrientes en DC, esta energía es transportada hacia inversores para convertir dicha energía en corriente alterna, luego de ello el transformador es el encargado de elevar los niveles de tensión para inyectarlos a la red eléctrica.

Este tipo de energía se está promoviendo dentro del Ecuador gracias a las reformas de la matriz energética del país, la cual promueve el uso de energías renovables. Hasta la actualidad se encuentran 22 proyectos puestos en marcha y generando energía limpia para nuestro país. La siguiente tabla muestra los proyectos antes mencionados.

PROYECTOS EN MARCHA CON FOTOVOLTAICA	POTENCIA [MW]
ALTGENOTEC S,A	0,994
GENRENOTEC S,A	0,994
BRINEFORCORP	0,99
ELECTRISOL	0,995
ENERSOL	0,997
EPFOTOVOLTAICA	0,995
GONZAENERGY S,A	0,999
GRAN SOLAR	2
LOJAENERGY S,A	0,999
RENOVALOJA S,A	0,995
SABIANGO SOLAR S,A	0,999
SAN PEDRO SOLAR ENERGY S,A,	0,995
SANERSOL S,A	0,999
SANSAU S,A	0,995
SARACAYSOL S,A	0,999
SOLCHACRAS S,A	0,995
SOLHUAQUI S,A,	0,999
SOLSANTONIO S,A,	0,995
SOLSANTROS S,A	0,999
SURENERGY S,A,	0,999
VALSOLAR S,A,	0,995
WILDTECSA S,A	0,995
POTENCIA TOTAL INSTALADA	22,922

Tabla 2.2 Sistema Integrado Para La Generación Eléctrica. [11]

Según dato del CONELEC a octubre del 2014, la generación de energía solar es de 12.42 GWh la cual corresponde al 0.05% del total de energía producida en el Ecuador. [9]

c) EÓLICA

Este tipo de energía es producida debido al movimiento de un rotor por acción de la fuerza y velocidad del viento que pasa a través de este. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, que transforman con las aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. Este tipo de plantas son un conjunto de generadores eólicos los cuales generan cada uno energía eléctrica. En nuestro país se comenzó a instalar energía eólica desde el 2007 con la planta ubicada en la isla San Cristóbal en Galápagos con una potencia de 2,4 MW [12].

Desde el 2010 se encuentra funcionando de manera similar en el archipiélago de Galápagos el segundo parque eólico en la isla Baltra-Santa Cruz con potencia de 3.2 MW. Otro proyecto realizado recientemente es el parque eólico Villonaco el cual se encuentra en la provincia de Loja y posee una potencia nominal de 16.5 MW la cual aportará con 60 millones de kWh/año al Sistema Nacional Interconectado, reduciendo en 35 mil toneladas las emisiones de CO₂/año, así como el consumo equivalente de combustibles en 4.5 millones de galones diésel/año, lo que corresponde a un ahorro de 13 millones de dólares anuales para el país. [13]

Según dato del CONELEC a octubre del 2014, la generación de energía eólica es 79.15 GWh la cual corresponde al 0.32% del total de energía producida en el Ecuador. [9]

d) TURBOVAPOR

Esta energía es producida a partir del bagazo de la caña de azúcar (Biomasa). EL aporte de la biomasa es de 94.5 MW para la generación de la energía eléctrica a través del proceso de cogeneración. Durante este procedimiento se quema el bagazo de caña para cubrir la necesidad de energía de los ingenios azucareros, y llevando los excedentes de energía al Sistema Nacional Interconectado [14].

En el Ecuador el uso de este tipo de energía proveniente del bagazo de caña Según dato del CONELEC a octubre del 2014, la generación de energía térmica turbovapor es 334.81 GWh la cual corresponde al 1.34% del total de energía producida en el Ecuador. [9]

Energías No Renovables

e) MCI (Motor de Combustión Interna)

Este tipo de energía se produce por la combustión de un (gasóleo) que arde dentro de la cámara de combustión del motor. El vapor producido hace que se produzca una energía mecánica para después convertirla en energía eléctrica.

La energía producida por este sistema, genera gran cantidad de daño al medio ambiente, produciendo gases tóxicos y de efecto invernadero, a pesar de esto es el tipo de energía más producido a nivel mundial. EL 85.1% de la demanda energética emplea fuentes derivadas del petróleo [15].

Según dato del CONELEC a octubre del 2014, la generación de esta energía es 6312 GWh la cual corresponde al 25.35% del total de energía producida en el Ecuador. [9]

f) TURBOGAS

Este tipo de energía resulta de la energía cinética causada por la expansión del aire y Gases de la combustión comprimidos en los alabes de la turbina de gas.

El proceso empieza cuando el sistema capta el aire de la atmósfera, y éste ingresa al compresor, una vez comprimido el aire se mezcla con el combustible en la cámara de combustión, el cual se quema posteriormente. Gracias a esta combustión resultan gases calientes los cuales al expandirse hacen girar la turbina, la que esta acoplada a un generador electrónico. Al final del proceso, los gases producidos durante la combustión son vertidos a la atmósfera.

Según dato del CONELEC a octubre del 2014, la generación de esta energía es 3307.05 GWh la cual corresponde al 13.28% del total de energía producida en el Ecuador. [9]

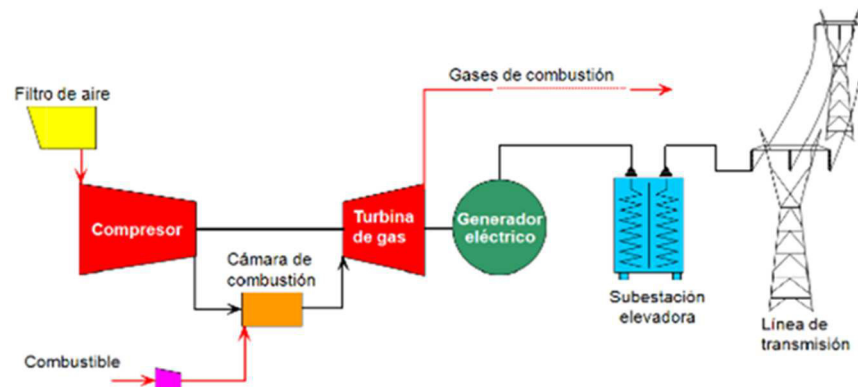


Figura. 2.1 Central Turbogás [16]

g) TURBOVAPOR

Tiene como base el ciclo Rankine, en la que se utiliza una caldera para generar vapor, el cual impulsa una turbina en la que se obtiene energía eléctrica al hacer girar un rotor. Existen varios tipos de turbina como son de contrapresión, extracción o de condensado [16].

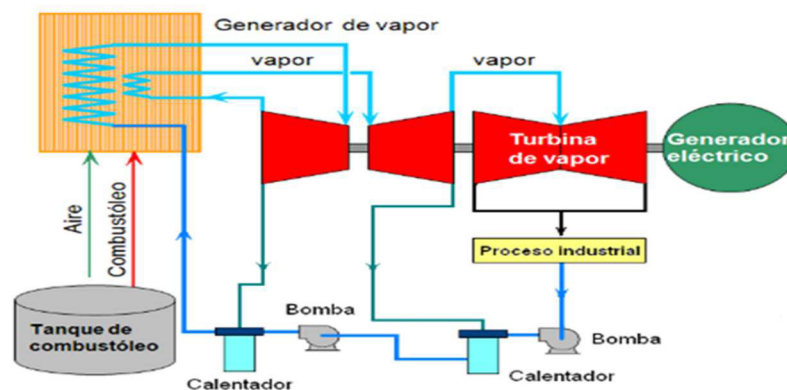


Figura. 2.2 Sistema de Cogeneración con turbina de vapor de contrapresión [16]

Estas centrales utilizan combustibles derivados del petróleo como el diésel y el gas natural para generar la combustión. Según dato del CONELEC a octubre del 2014, la generación de esta energía es 2801.96 GWh la cual corresponde al 11.25% del total de energía producida en el Ecuador. [9]

Energía Importada

En el Ecuador ha habido déficit de energía especialmente en las épocas de estiaje, ya que se ve afectada la generación hidroeléctrica debido a las sequías de los ríos. En el 2003 hasta el 2006 se tuvo que aumentar la importación de Energía principalmente de Colombia y Perú. [11]

Actualmente la energía importada de Colombia es del 3.46 % según datos del CONELEC [9]

2.2 Energía Solar y la Producción de energía eléctrica

La energía solar es la que llega a la tierra en forma de radiación electromagnética procedente del sol.

En la actualidad existen distintos tipos de tecnologías para la producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar. La fotovoltaica (Transforma los rayos en electricidad mediante el uso de paneles solares), la fototérmica (que aprovecha el calor a través de los colectores solares) y termoeléctrica (transforma el calor en energía eléctrica de forma indirecta).

2.2.1 Radiación Solar

Es la energía emitida por el sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas proporcionadas por las reacciones del hidrogeno en el núcleo del sol por fusión nuclear y emitida por la superficie solar.

Cuando estas ondas cortas en forma de radiación pasan por la atmosfera donde sufre un proceso de debilitamiento por la difusión, reflexión en las nubes, absorción por las moléculas de los gases y partículas de suspensión.

La potencia radiante de 1353 W/m^2 que llega a la Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos antes mencionados. La energía solar que recoge la superficie de la tierra se ha calculado equivalente a $178000 \text{ TW} - \text{año}$. El 30% de esta energía es irradiada en el espacio, 50% es absorbida, convertida en calor y reenviada a la superficie terrestre; de este 50%, 49000 TW-año son reenviados como energía calorífica bajo la forma de radiación electromagnética y 40000 TW año como energía calórica propiamente dicha. [17]

La irradiancia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre un día claro al medio día alcanza un valor máximo de 1000 W/m^2 aproximadamente. Este valor depende del lugar y la nubosidad.

Para obtener la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido se obtiene la energía en kWh/m^2 o en MJ/m^2 , valores que varían dependiendo de la región que se haga referencia

a) Radiación Directa

Es aquella que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

b) Radiación Difusa

Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas las direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosféricos.

Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben.

c) Radiación Reflejada

La radiación reflejada es aquella que se refleja por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no suelen recibir radiación reflejada, más bien depende de la orografía del lugar, ya que puede darse el caso que montañas cubiertas de nieve reflejen hacia zonas planas. Mientras que las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

En los días despejados, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa, mientras en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

2.2.3 Geometría Solar

Se basa en los recorridos aparentes del sol en el cielo y de su localización en distintas fechas y horas, con el fin de predecir su interacción con planos y volúmenes en el espacio, en función a su ubicación relativa. Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar del lugar, la situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y la dirección del sol.

Para conocer el movimiento del sol se utilizara un sistema de coordenadas con dos ángulos, que permite saber cada movimiento donde se encuentra.

Altura solar: es el ángulo formado por la posición aparente del sol en el cielo con la horizontal del lugar.

Azimut solar: es el ángulo horizontal formado por la posición del sol y la dirección del verdadero sur.

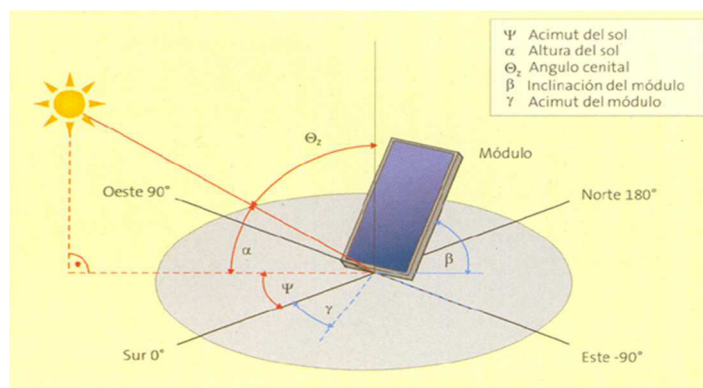


Figura. 2.4 Geometría Solar. [15]

Se define la orientación mediante acimut del sol, el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\Psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos. [16]

El ángulo de incidencia no demuestra la cantidad de radiación incidente sobre la superficie vertical y está relacionado con la altitud solar.

$$\theta = 90^\circ - \phi$$

Los dos ángulos proporcionan información útil sobre la orientación de la luz solar entrante en un objeto o estructura. Mediante la incorporación de un sistema que se adapte al ángulo de incidencia del sol, se puede controlar mejor el ángulo de incidencia en una superficie como los colectores solares.

2.2.4 Recorrido Óptico De La Radiación Solar

El camino que recorre la radiación solar a través de la atmosfera depende de la perpendicularidad que se encuentre el sol con respecto a la superficie terrestre. Por el contrario para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmosfera es mayor, lo que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre sea menor.

La inclinación constante del eje norte y sur de la tierra durante la traslación que esta hace alrededor del sol provoca que los rayos solares incidan con diferentes ángulos sobre un punto determinado de la superficie terrestre a lo largo del año. En los ciclos diarios durante el amanecer y el atardecer, en un punto determinado de la superficie terrestre los rayos solares inciden con ángulos muy bajos y atraviesan una porción mayor de la atmosfera, provocando una disminución importante de la intensidad de la radiación solar, mientras que al mediodía el sol se encuentra en su posición más elevada, de acuerdo a la latitud del sitio y la fecha del año atravesando una porción menor de la atmosfera terrestre antes de incidir sobre ella logrando que la radiación solar se intensifique de manera importante.

Este fenómeno se relaciona estrechamente con las oscilaciones diarias de temperatura, debido a la acumulación de calor de la superficie terrestre. Logrando que las temperaturas mínimas suelen darse justo

antes de la salida del sol entre las 5:00 – 7:00 AM, mientras que las máximas se dan desde las 2:00 – 4:00 pm. [17]

Para cualquier sitio sobre el Ecuador a las 12:00 del día, el sol estará exactamente en el cenit los días 21 de marzo (inicio de primavera) y 21 de septiembre (inicio de otoño), mientras que los días 21 de junio (inicio de verano) y 21 de diciembre (inicio de invierno), el sol estará en el cenit (al inicio del periodo cálido) [18]

Los índices de nubosidad también juegan un papel importante en la cantidad de radiación solar que llega a la tierra. Debido que un cielo nublado reduce significativamente la radiación solar directa y puede incrementar ligeramente la radiación difusa, el balance final es una reducción de la radiación global que llega a la superficie.

2.2.5 Irradiación en superficies inclinadas

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier posición. Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y año, el ángulo de incidencia de radiación óptimo en una superficie dada no es constante.

Para considerar si una determinada superficie ya existente es apta para su uso solar es necesario conocer la radiación solar incidente sobre la

misma. La condición óptima se daría en un plano que posea una inclinación y orientación que varíe constantemente.

2.2.6 Cálculo de radiación reflejada en superficie inclinada.

A partir de datos de radiación global diaria:

$$R_{\beta\gamma}^d = G_0^d \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.1)$$

A partir de datos de radiación global horaria:

$$R_{\beta\gamma}^h = G_0^h \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.2)$$

2.2.7 Cálculo de radiación directa sobre superficie inclinada

El cálculo de la radiación directa sobre superficies inclinadas se basa en la determinación de un factor geométrico de corrección Donde:

$$R_b = \frac{\cos \theta_{\beta\gamma}}{\cos \theta_0} \quad (2.3)$$

$$\cos \theta_{\beta\gamma} = \cos \theta_0 \cos \beta + \sin \theta_0 \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma)$$

Donde β es la inclinación de la superficie, γ es la orientación y γ_s es la altura solar.

2.2.8 Cálculo de radiación difusa sobre superficie inclinada.

A continuación se describen tres de los modelos más utilizados para la determinación de la radiación solar sobre superficies inclinadas. En los tres casos se diferencia en primer lugar la aportación de la componente reflejada, en segundo lugar la aportación de la componente difusa y por último la aportación de la componente directa. [19]

Modelo isotrópico de Liu / Jordán:

$$D_{\beta\gamma} = \frac{1 - \cos \beta}{2} D_0 \quad (2.5)$$

Modelo anisotrópico de Hay / Davies:

$$D_{\beta\gamma} = \left[\left(1 - \frac{B_0}{I_0} \right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \frac{B_0 \cos \theta_{\beta\gamma}}{I_0 \cos \theta_0} \right] D_0 \quad (2.6)$$

Modelo anisotrópico de Reindl, Beckman / Duffie

$$D_{\beta\gamma} = \left[\left(1 - \frac{B_0}{I_0} \right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{B_0}{G_0}} \operatorname{sen}^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) + \frac{B_0 \cos \theta_{\beta\gamma}}{I_0 \cos \theta_0} \right] D_0 \quad (2.7)$$

2.2.9 Horas del sol pico (H.S.P)

Se define como las horas de luz solar por día equivalente en función de la irradiancia constante e igual a 1 kW/m²; Dado que la irradiación H, es igual al producto de la irradiancia de referencia por las horas pico solar, entonces los valores numéricos de la irradiación y horas pico solar son iguales.

$$H \left(\frac{kWh}{m^2} \right) = I \left(\frac{kW}{m^2} \right) \times HPS(h) \quad (2.8)$$

Entonces para una irradiación H de 4.2 kWh/m², las horas de sol equivalentes serán 4,2 horas de pico solar. Se procederá a estimar la producción de energía anual del sistema propuesto.

La potencia de los paneles está asociada a un radiación de 1.000 W/m² por lo que si conocemos la hora de sol pico, la producción energética se calculara multiplicando la potencia del panel por las horas de sol pico y por un factor de pérdidas.

La Irradiancia que es la potencia radiante incidente por unidad de superficie es máxima en el Ecuador y disminuye hacia los polos. [18]

2.3 Celdas Fotovoltaicas

Una célula fotovoltaica es un dispositivo formado por materiales semiconductores, los cuales convierten la energía solar en energía eléctrica por medio del efecto fotovoltaico. Las células fotovoltaicas se fabrican esencialmente de Silicio, el segundo elemento más cuantioso de la corteza terrestre después del oxígeno.

2.3.1 Efecto Fotovoltaico

Descrito en 1839, por el físico francés Edmond Becquerel. El efecto fotovoltaico consiste en la creación de un voltaje o corriente eléctrica cuando un material es expuesto a luz, este efecto se encuentra relacionado directamente con el efecto fotoeléctrico.

Existen ciertos tipos de materiales que al estar expuestos a un tipo de radiación electromagnética, generan un par de cargas positivas y negativas.

En el caso de que la radiación electromagnética sea la solar y el material semiconductor sea el silicio (Si), los pares de carga que se forman son electrones (e-) y protones (p+), los cuales una vez producidos se mueven

de forma aleatoria en el interior. Si no hay alguna excitación interna o externa, estos electrones se neutralizaran.

Por el contrario si se logra de alguna manera separar las cargas positivas y negativas, se formara un campo eléctrico permanente. Esto quiere decir que aparecerá una diferencia de potencial, dando origen a una corriente eléctrica la que posteriormente podrá ser utilizada para generar electricidad.

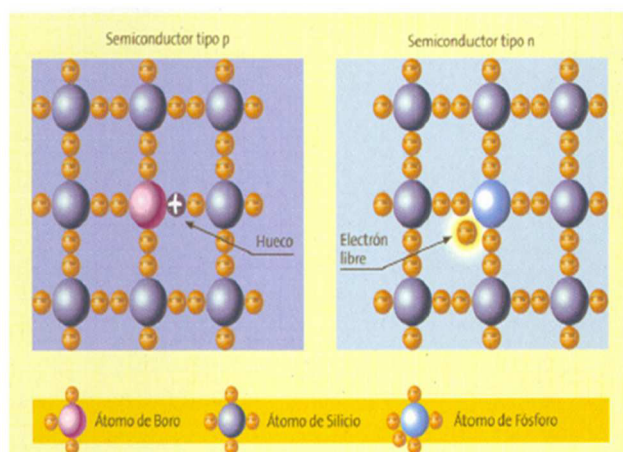


Figura. 2.5 Efecto Fotovoltaico

Los semiconductores se caracterizan por su medio nivel de conductividad. Es decir por su poca oposición al flujo de corriente. Esta es una de las características más importantes.

Entre las propiedades de los semiconductores se destaca que en un semiconductor su resistencia disminuye cuando hay aumento de temperatura, es decir aumenta su conductividad, sin embargo cuando un

semiconductor es expuesto a una radiación con una energía mayor a la de su banda de valencia, su conductividad aumenta.

Semiconductores tipo p y tipo n

Esta diferenciación es debido a que se ingresan impurezas en la red cristalina de un semiconductor. Este tipo de impurezas pueden ser de dos tipos:

- Donadoras: Se llaman así debido a que en la última capa de valencia ha recibido un electrón más.
- Aceptoras: si por el contrario carecen de un electrón. [20]

Si en el semiconductor se ingresan impurezas de tipo donadora, este puede perder su electrón fácilmente. Si se introducen un número de impurezas adecuadas al semiconductor (tipo n), es posible obtener que el número de electrones venga dado por el número de impurezas añadidas.

De igual forma el semiconductor se introduce impurezas del tipo aceptadoras, estas captan con facilidad un electrón lo que origina la aparición de un hueco en la composición de la red.

Así mismo si introducimos un número de impurezas adecuado en el semiconductor, puede originarse que el número de huecos (tipo p) venga dado por el número de impurezas insertadas.

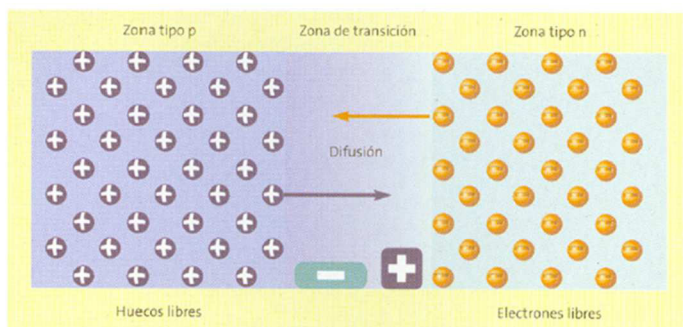


Figura. 2.6 Unión P-N

2.3.2 Tipos De Celda Fotovoltaicas

En la actualidad el material utilizado en la fabricación de las células que conforman los módulos fotovoltaicos son: Silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo.

Silicio Monocristalino.

Las células de los módulos de silicio monocristalino están formados por un único cristal de silicio. En estado natural, los átomos de silicio se encuentran alineados perfectamente, esto favorece debido a que la conductividad es mejor. Al ser más puro el material, el rendimiento del módulo será mayor. Tienen un color azul oscuro uniforme y por lo general tienen forma octogonal.

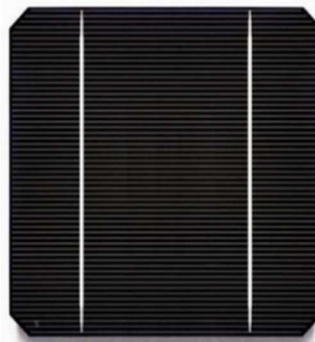


Figura. 2.7 Célula Monocristalina

Silicio Policristalino

Las células de los módulos policristalinos, están formadas por un conjunto de cristal de silicio, los cuales tienen menor pureza que el monocristalino. Por lo tanto su rendimiento será un poco menor. Se caracterizan por su color azul no uniforme. Son los más utilizados en proyectos a gran escala.



Figura. 2.8 Célula Policristalina

Silicio Amorfo.

En él no hay red cristalina, por lo que su rendimiento es menor al de los cristalinos. Una de sus principales ventajas, además de su bajo costo es que es un material que capta fácilmente la luz solar.

2.4 Módulos Fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico consiste en la conexión eléctrica de un conjunto de paneles solares, conectados en serie y paralelo, previamente diseñados para obtener valores de corrientes y voltajes requeridos para algún tipo de aplicación. Los paneles solares están compuestos por la conexión en serie de células fotovoltaicas, a las que se protege físicamente de la intemperie y se las aíslan

del exterior. El valor medio de una célula fotovoltaica es de 0.5 voltios en sus terminales. Es decir que si un panel es de 30 V, estará compuesto por 60 células solares.

Un módulo fotovoltaico está fabricado de manera compacto, en el cual van a ir encapsuladas las células fotovoltaicas entre dos capas de EVA (etileno, vinilo y acetato) un vidrio en la parte superior y por un material aislante llamado tedlar (polímetro termoplástico) en la parte posterior, para luego enmarcarlo con un marco de aluminio, a la que se le agrega en la parte posterior la caja de conexiones del panel fotovoltaico.

El proceso de producción de un panel fotovoltaico se muestra en las figuras 2.9 y 2.10.

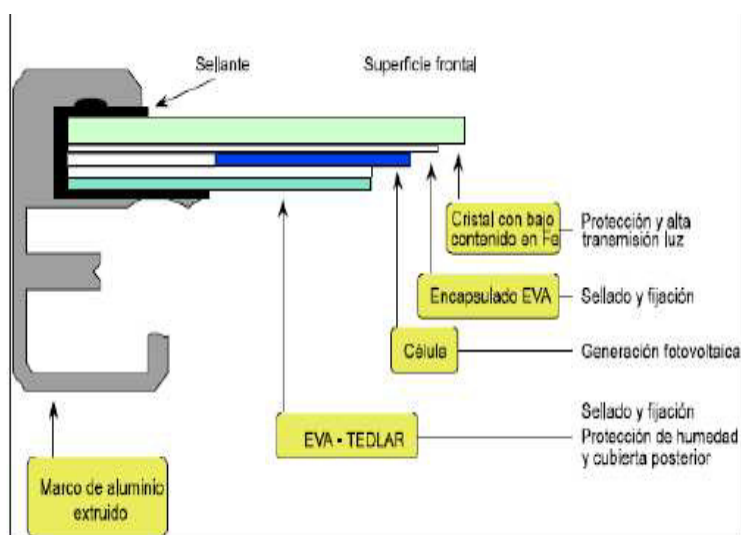


Figura. 2.9 Sección del Módulo Fotovoltaico

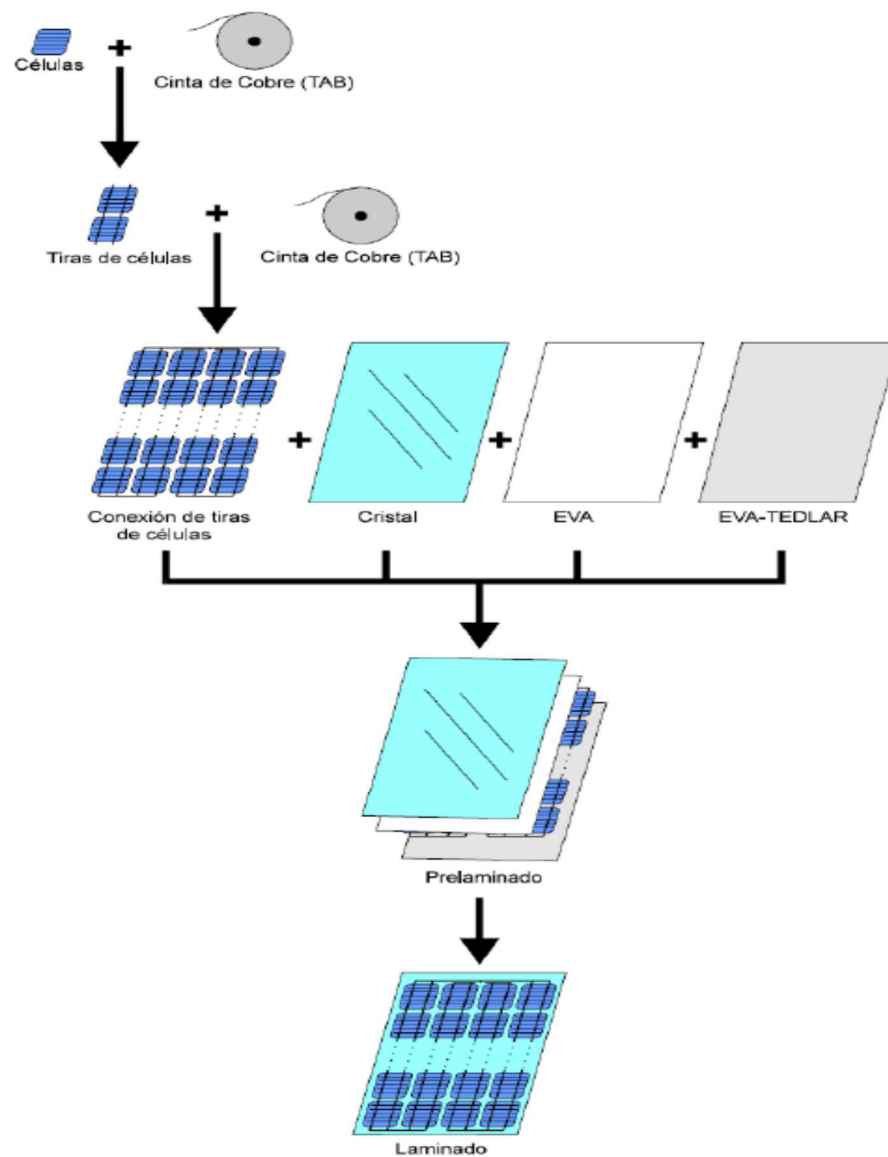


Figura. 2.10 Vista General del Proceso de Fabricación de un Módulo

2.4.1 Parámetros de los módulos

Es necesario establecer una relación entre los parámetros eléctricos del panel solar con las condiciones climáticas a las que están expuestos, ya que estos parámetros varían dependiendo de la zona en donde se encuentren ubicados.

Es por esto que los fabricantes de paneles solares, para referenciar la potencia que entregan sus equipos, establecen condiciones estándares llamadas STC que son las siguientes:

- Temperatura de célula: 25 °C
- Radiación Solar 1000 W/m²
- Masa de aire: 1.5 AM

Por ejemplo si un fabricante indica que la potencia pico de sus paneles es de 250 Wp, se refieren a que sus módulos alcanzaran esa potencia con las condiciones STC.

Es decir que en días con temperatura ambiente baja y con gran nivel de radiación solar, se alcanzarían las condiciones STC, por lo tanto, la potencia generada por el módulo se aproximará a la potencia ofrecida por el fabricante.

Los parámetros eléctricos más representativos que proporcionan los fabricantes son los siguientes:

Potencia pico

Es la potencia más alta que puede generar un módulo fotovoltaico. Corresponde al punto de la curva característica en la que el producto $V \cdot I$ es máximo.

Tensión de Máxima Potencia (V_{PMP})

Es la tensión correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico.

Intensidad de Máxima Potencia (I_{PMP})

Es la corriente correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico.

Tensión de Circuito Abierto (V_{OC})

Es la máxima tensión que puede generar del módulo fotovoltaico con sus terminales en circuito abierto.

Intensidad de Cortocircuito (I_{sc})

Es la máxima corriente que puede generar el módulo fotovoltaico con sus terminales cortocircuitados.

Factor de forma (FF)

Es el valor correspondiente al cociente entre P_{max} y el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$. Este valor viene dado en tanto por ciento. Siendo el 100% el valor ideal, es decir en el mejor de los casos con las condiciones climáticas ideales. Este factor nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico. Si el FF es más cercano al 100% es mejor el dispositivo fotovoltaico.

2.4.2 Curvas características del Módulo Fotovoltaico

La curva en particular del módulo fotovoltaico viene determinado por la corriente vs el voltaje. Dicha curva muestra las posibles variaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo condiciones ambientales determinadas. El punto en el que trabajará un dispositivo fotovoltaico viene dada por la carga a la que tenga conectada.

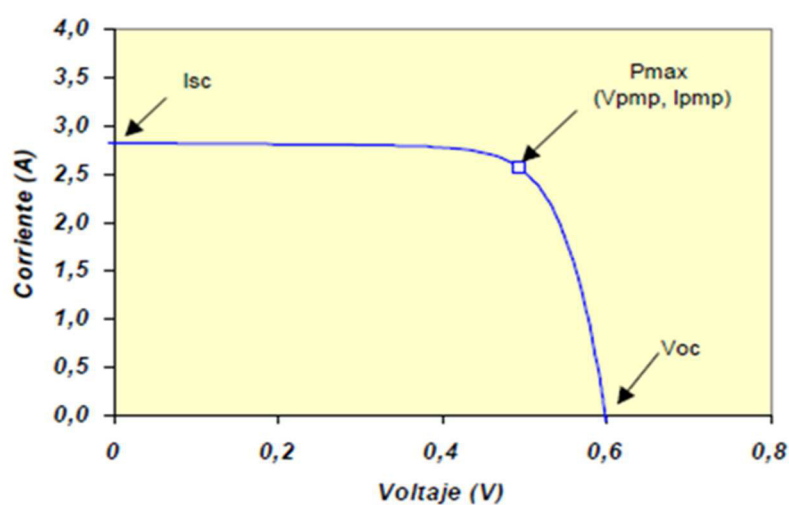


Figura. 2.11 Curva característica de una célula fotovoltaica

La ecuación para representar la curva característica corriente vs tensión de una célula fotovoltaica viene dada por:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{mV_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.9)$$

Donde I_L es la corriente fotogeneradora, I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo, V_t es el voltaje térmico ($V_t = KT/e$, siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón), m es el factor de idealidad del diodo, R_s es la resistencia serie y R_p la resistencia paralelo.

La característica eléctrica del módulo fotovoltaico va a depender del número de células en serie y en paralelo que posea. Si suponemos que todas las células que conforman el módulo son idénticas, la corriente generada por el módulo sería igual al voltaje de la célula multiplicado por el número de células en serie:

$$I_{mod} = I_c * N_p \quad (2.10)$$

$$V_{mod} = V_c * N_s \quad (2.11)$$

Donde N_p y N_s ; son equitativamente el número de células en paralelo y en serie que contiene el módulo.

Si combinamos las ecuaciones 1, 2 y 3 se obtendrá la ecuación característica $V \cdot I$ de un módulo fotovoltaico formado por células idénticas [21].

2.4.3 Separación entre módulos

La separación entre líneas de captadores se establece de tal forma que, al mediodía solar del día más desfavorable del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la cresta inferior de la siguiente.

El día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre en equipos de utilización todo el año o en invierno, la altura solar mínima al mediodía solar tiene el valor de $H_{min} = (90^\circ - \text{latitud del lugar}) - 23^\circ$.

Para los equipos que se usan en verano, los días más desfavorable pueden ser el 21 de marzo o septiembre. La altura solar mínima al mediodía solar será: $H_{\min} = (90^\circ - \text{latitud del lugar})$

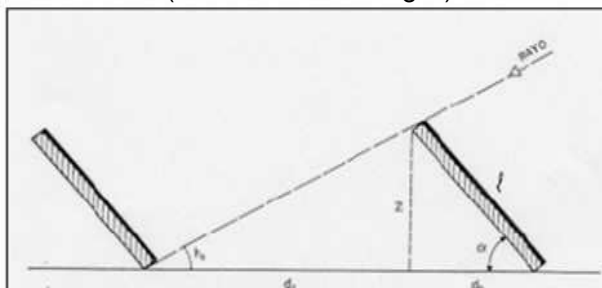


Figura. 2.12 Distancia Mínima Entre Módulos

La distancia mínima entre líneas de captadores para que la fila anterior no proyecte sombras en la posterior, se determina mediante la fórmula:

$$d = l \times \left(\frac{\text{sen } \alpha}{\tan h_{\min}} + \cos \alpha \right) \quad (2.12)$$

Donde:

d. La separación entre fila

l la longitud del módulo

z la altura que forma el modulo con la horizontal.

α ángulo de inclinación del panel

2.4.4 Degradación Inducida por Potencial (PID)

Estudios recientes están buscando explicación al fenómeno que sufren los módulos fotovoltaicos acerca de la caída del rendimiento que sufren en los primeros años de uso, causado por la degradación inducida por potencial; ya que esto afecta negativamente a plantas fotovoltaicas, lo

cual produce pérdidas a los dueños de los proyectos y a los instaladores que siempre buscan optimizar una instalación fotovoltaica.

El efecto de Degradación Inducida por Potencial, más conocido como “Potencial Induced Degradación (PID)” es un problema que presentan los módulos fotovoltaicos, reduciendo de manera considerable la potencia, llegando a una reducción del 30% de su potencia nominal. [22].

El efecto PID es ocasionado básicamente por las condiciones climáticas de la instalación y la calidad del panel fotovoltaico. Se produce debido a la diferencia de potencial que existe entre el marco del módulo fotovoltaico y las células fotovoltaicos. Al haber humedad en el ambiente, la conducción se hace más fácil y aparecen corrientes de fuga que circulan desde la capa del silicio hasta el exterior pasando por la capa de EVA (etileno vinil acetato) del panel hasta llegar al marco. Mientras mayor sea la humedad relativa del terreno, mayor serán estas corrientes de fuga, las cuales causan la degradación de la potencia del módulo fotovoltaico. [22]

Como solución a este fenómeno, los fabricantes de paneles solares han establecido medidas con certificaciones de resistencia al PID, por lo que es también una de las características a tomar en cuenta a la hora de seleccionar el panel fotovoltaico.

2.4.5 Estructura soporte

El anclaje y la propia estructura deberán ser suficientes para garantizar su comportamiento estable frente a los vientos de máxima intensidad que cabe esperar en la zona y, como mínimo, deben resistir velocidades de 150 km/h.

Las estructuras de hierro galvanizado ofrecen una buena protección frente a los agentes corrosivos externos con la ventaja de que el zinc es compatible químicamente con el mortero de cal y de cemento, una vez que estos están secos. Las estructuras galvanizadas suelen montarse mediante tornillos.



Figura. 2.13 Soporte de Paneles

También se usan estructuras de aluminio y piezas de aluminio. Es importante conocer la norma ISO 9223 para conocer el tipo de galvanizado que se vaya a utilizar según las zonas de corrosión.

2.5 Descripción De Los Sistemas Fotovoltaico Más Comunes

Existen dos tipos de sistemas de energía solar fotovoltaica, los sistemas aislados y los sistemas fotovoltaicos de conexión a red.

2.5.1 Sistema Fotovoltaico Aislado

Son sistemas en las que la energía generada se almacena en baterías para poder disponer del uso cuando sea preciso. Estos sistemas se emplean en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre red y el punto de consumo.

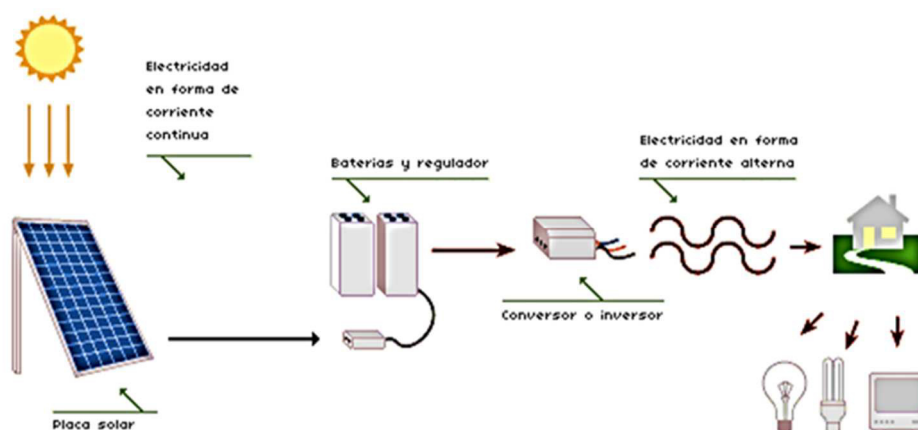


Figura. 2.14 Sistema Fotovoltaico Aislado

Placas Solares

Las placas o módulos solares fotovoltaicos usan ciertos materiales semiconductores, como el silicio, que absorben los fotones y los

convierten en una corriente continua de electrones, es decir en electricidad. Esta electricidad es transportada por cables que al final la conducen hacia el regulador.

Batería

Es el componente que almacena la energía eléctrica que recibe del panel fotovoltaico para luego distribuir la electricidad en el momento que se necesite.

Principalmente existen dos tipos de baterías:

- Monobloque: son más económicas pero tienen un mantenimiento más complejo y una menor duración.
- Estacionaria: resultan más apropiadas para estos sistemas ya que su durabilidad y versatilidad es mayor. Se pueden conectar en serie.

Antes de que llegue al 80% de descarga, para evitar que se estropee, se debe de recargar la batería.

Las baterías realizan tres funciones importantes dentro del sistema fotovoltaico:

- Almacena energía cuando hay mucha radiación solar o hay poco consumo de energía eléctrica.
- Proporciona la energía necesaria cuando hay baja o nula radiación solar.; distribuye la energía eléctrica de forma estable y adecuada para utilizar los equipos eléctricos.

Regulador

Se encarga de conectar y desconectar el panel fotovoltaico, dependiendo de si la batería está cargada o descargada. Además, deja al panel fotovoltaico en circuito abierto cuando debe desconectarlo.

Las principales funciones son:

- Limitar la carga de la batería
- Tener protecciones contra: sobre intensidad, polaridad inversa, corto circuito y diodo de bloqueo, el cual previene la descarga de la batería durante la noche.
- Indicadores o una pantalla que informa sobre el estado de carga de la batería.
- Controlar la descarga, para que la batería no se descargue totalmente y se dañe. Mantiene el nivel de carga no menor al 40% de su capacidad de carga.

2.5.2 Sistema Fotovoltaico De Conexión A Red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, se pueden utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son soluciones alternativas reales a la diversificación de producción de electricidad, y se caracterizan por ser sistemas no contaminantes que contribuyen a reducir las emisiones de gases nocivos, y además aporta el uso de recursos naturales locales para la elaboración de energía y evitar la dependencia del mercado exterior del petróleo.

Estos sistemas en ocasiones son más económicos ya que no necesitan de un banco de baterías, que en ocasiones son los dispositivos más costosos del sistema aislado y los que mayor mantenimiento requieren

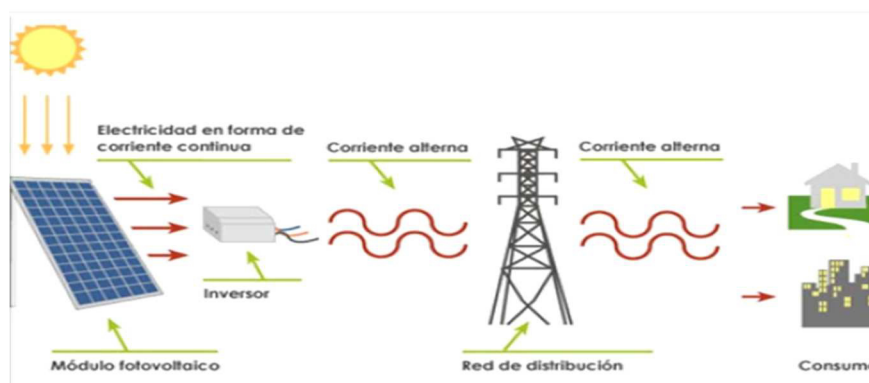


Figura. 2.15 Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red

Una planta fotovoltaica de conexión a red presenta diversos subsistemas perfectamente diferenciados:

Generador fotovoltaico: El generador fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y paralelo de una cantidad determinada de módulos fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos son los encargados de

transformar la energía solar en energía eléctrica, formando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar recibida.

La interconexión de paneles fotovoltaicos permite producir mayor voltaje o mayor corriente dependiendo del caso, aumentando la potencia independientemente de si están conectados en serie o paralelo. Los paneles fotovoltaicos conectados en serie permiten al generador fotovoltaico funcionar con tensiones superiores a la de un panel fotovoltaico individual. Normalmente el voltaje fluctúa de 24 a 48 voltios en un sistema fotovoltaico autónomo hacia los cientos de voltios en un sistema conectado a la red.

Para poder ampliar un generador fotovoltaico sólo es necesario verificar el calibre del conductor y la capacidad del controlador de maneja el nuevo valor de corriente máxima que generala modificación en los paneles.

- Interfaz de conexión a la red: Para poder conectar la instalación fotovoltaica a la red en condiciones adecuadas de seguridad es necesario que posea protecciones y elementos de facturación y medidas necesarias.
- Sistema de acondicionamiento de potencia: Para poder inyectar la corriente continua generada por los módulos a la red eléctrica, se necesita transformar en corriente alterna de idénticas condiciones

a la red. Esta función es realizada por unos equipos denominados inversores, donde transforman la tensión continua procedente de los módulos en tensión alterna trifásica de la misma forma obteniendo operar la instalación fotovoltaica en paralelo con ella.

- Evaluación de la energía generada a la red: La evaluación de la energía generada, con parámetros de baja tensión, a la red eléctrica, se realiza a través de las infraestructuras comunes de interconexión de la planta solar al punto de conexión, en media tensión, definido por compañía la distribuidora de red.

2.5.3 Sistema Fotovoltaico De Autoconsumo

Consiste en usar la energía generada por los paneles fotovoltaicos en cada momento para producir el consumo de electricidad, haciendo un uso directo de la misma para cubrir las necesidades energéticas diarias.

Los principales componentes son:

- Módulo solar fotovoltaico: encargado de convertir la luz solar en energía eléctrica.
- Inversor fotovoltaico: convierte la corriente continua que producen los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para el uso inmediato.
- Sistema de monitorización: encargado de medir los valores actuales del sistema que permite hacer un correcto uso de la energía producida.

Beneficios

Disminuye la dependencia de la red eléctrica, contribuye a la reducción de emisiones de CO₂, reduciendo el efecto invernadero.

Se recomiendan el uso de inversores diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas, además de sobredimensionar acertadamente la capacidad de trabajo de los mismos.

Existen inversores centrales para cada sistema solar fotovoltaico, se conectan directamente al arreglo solar en un sistema conectado a red o en sistema aislado.

Los tipos de inversores utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos son:

- Inversores simples o aislados: Usados en sistemas aislados toman el voltaje continuo almacenado en las baterías del sistema.
- Inversores conectados a la red: Están diseñados para apagarse automáticamente cuando el suministro de la red disminuye por seguridad, son capaces de monitorear el volumen, la frecuencia y la fase.
- Inversores con batería de apoyo: especialmente diseñados para tomar la energía de las baterías, administrar la carga de las baterías y exportar el exceso de energía hacia la red eléctrica.

2.6 Normas Aplicadas Al Proyecto

El presente proyecto se acoge a las siguientes regulaciones:

- REGULACIÓN N° CONELEC – 004/11, la cual tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, periodo de vigencia y forma de despacho para la energía al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales. [23]. Los precios que fija dicha normativa para el pago de la energía no renovable para productores menores a 1 MW se muestran en la siguiente tabla.

<i>CENTRALES</i>	<i>Territorio Continental</i>	<i>Territorio Insular de Galápagos</i>
<i>EÓLICAS</i>	<i>9.13</i>	<i>10.04</i>
<i>FOTOVOLTAICAS</i>	<i>40.03</i>	<i>44.03</i>
<i>SOLAR TERMOELÉCTRICA</i>	<i>31.02</i>	<i>34.12</i>
<i>CORRIENTES MARINAS</i>	<i>44.77</i>	<i>49.25</i>
<i>BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW</i>	<i>11.05</i>	<i>12.16</i>
<i>BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW</i>	<i>9.60</i>	<i>10.56</i>
<i>GEOTÉRMICAS</i>	<i>13.21</i>	<i>14.53</i>

Tabla 2.3 Precios Preferentes Energía Renovable USD / kWh

- Decreto Ejecutivo N° 1626 de 2 de Julio del 2001 R.O. N° 365 de 10 de julio del 2001 “ REGLAMENTO PARA EL LIBRE ACCESO A LOS SISTEMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCIÓN”
- Decreto Ejecutivo N° 2066 del 14 de Noviembre del 2006. “REGLAMENTO GENERAL A LA LEY DEL REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO”
- REGULACIÓN N° CONELEC – 002/11. “Excepcionalidad Para La Participación Privada En La Generación Eléctrica”

- REGULACIÓN N° CONELEC – 003/11. “ Determinación de la metodología para el cálculo de los plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración”
- REGULACIÓN N° CONELEC – 005/11. “Criterio para remunerar a los generadores durante pruebas y operación experimenta”
- REGULACIÓN N° CONELEC – 005/6. “Sistema De Medición Comercial Del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)”
- REGULACIÓN N° CONELEC – 005/8. “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE”
- RESOLUCIÓN N° 018/12. Reformar la Regulación N° CONELEC 004/11 denominada “Tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”

En el capítulo 4 del presente trabajo se analizara la viabilidad económica de la instalación en base a los precios fijados en esta normativa así mismo se analizará hasta que precio de la energía podría a llegar a ser rentable la instalación.

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En esta parte del diseño, se tomará en cuenta la información proporcionada por las empresas ENERGYFUTUR, ENERGIAS RENOVABLES S.L. y la empresa ENERGYFUTUR ENERGIAS RENOVABLES ECUADOR S.A, las cuales han estado en el proceso de implementación de algunas plantas fotovoltaicas en el país. Siendo una de ellas, la planta fotovoltaica BRINEFORCORP en la provincia de Manabí.

En esta parte del diseño se va a seleccionar el lugar donde estará ubicado el proyecto, luego de esto se van a realizar los análisis de radiación solar empleando diversas fuentes y criterios para así hacer una buena estimación de radiación solar, y posterior a ello se procederá realizar la selección de materiales y los cálculos necesarios para dimensionar la instalación.

3.1 Ubicación del proyecto

El sitio escogido para desarrollar el diseño de la instalación es en la provincia del Guayas en el cantón Villamil Playas en un terreno cuya dimensión es de

8.11 ha y se sitúa a 10m sobre el nivel del mar. Sus coordenadas decimales: latitud: -2.627590, longitud: -80.406482; coordenadas: latitud: Sur 2° 40' y longitud: Oeste 80° 30'. Las coordenadas UTM del sector son 17M 566696.88 m E, 9710393,29 m S.

Se seleccionó este sitio debido a que en el sector de Villamil Playas existe una gran demanda de energía y muchas veces el suministro de energía en el sector no es el suficiente y se producen apagones. [23]

Además la zona presenta buenas condiciones de radiación solar, esto hace posible que se pueda llevar a cabo este proyecto en dicha ubicación.



Figura. 3.1 Vista Google Maps De La Localización Del Terreno



Figura. 3.2 Ubicación del terreno plano catastral Villamil Playas

A continuación se presenta una tabla de resumen con los datos de la ubicación de la instalación:

DATOS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACION	
Nombre del Proyecto	VILLAMIL PLAYAS
Dirección	Vía a Playas-Engabao
Municipio	PLAYAS
Provincia	GUAYAS
País	ECUADOR
Latitud (grados decimales)	-2.627590
Longitud (grados decimales)	-80.406482
Latitud(grados, minutos, segundos)	SUR 2º 40'
Latitud(grados, minutos, segundos)	Oeste 80º 30'
Coordenadas UTM abscisas	17m (huso) 566696.88Me
Coordenadas UTM Norte	9710393.29 mS
Hemisferio	Sur

Tabla 3.1 Datos de Instalación

3.2 Radiación de la zona

Para determinar la radiación incidente en el sitio de la instalación, se tomarán en cuenta varias fuentes que contienen datos de radiación y también de softwares meteorológicos como son los siguientes:

- La NASA
- El Atlas solar del CENACE
- Software Meteonorm7

Una vez obtenido estos valores de radiación se procederá a calcular una media ponderada de estos valores, y obtener el que más se acerque a la realidad de la ubicación del proyecto.

Esta metodología es usada por la empresa Energyfutur Ecuador para aproximarse al valor más cercano de radiación de un determinado lugar debido a que no se cuenta con datos actuales de alguna estación meteorológica o piranómetros en las distintas zonas del Ecuador.

Es por esto que una de las opciones también sería situar en la zona de la futura planta fotovoltaica, con un año de antelación, una serie de piranómetros o celdas para medir in situ los valores a distintas inclinaciones y orientaciones para obtener los valores reales de radiación.

Datos Meteorológicos de la NASA

Para obtener los datos de radiación de la NASA, se debe ingresar a la página web e ingresar las coordenadas del sitio que se requiere.

Según datos de la NASA, la radiación estimada en KWh/m^2 es la siguiente:

Lat-2,628	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Lon-80,406													
Base de datos	5,94	5,73	6,07	6,17	5,74	4,93	4,36	4,51	5,08	5,09	5,68	5,94	5,43

Tabla 3.2 Radiación Estimada por la NASA [24]

Atlas Solar del CONELEC

Posteriormente se tomara los datos de radiación del Atlas solar del CONELEC, para ello se utilizara los mapas de insolación global de cada mes. Para determinar la radiación con este método, basta con ubicar en el mapa la posición de la instalación y ver las radiaciones de cada mes.

Por ejemplo, Se estimara la radiación del mes de enero usando el mapa con los datos de radiación global de dicho mes.

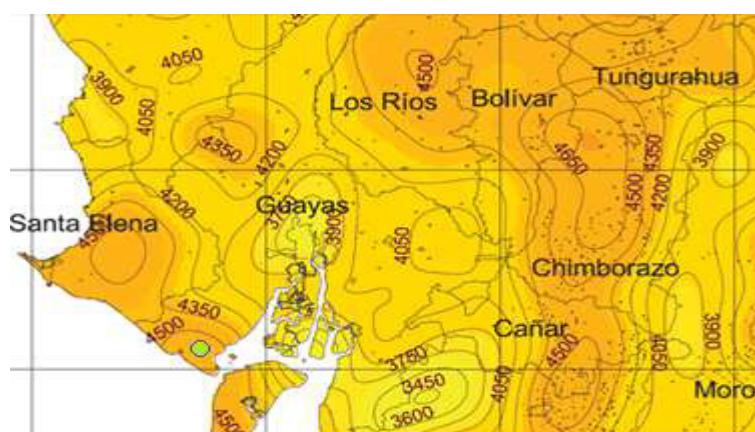


Figura. 3.3 Atlas solar CONELEC, Insolación Global Enero.

Como se puede observar la radiación en el mes de enero es de 4.5 kWh/m².

Se procederá a obtener la radiación de los meses posteriores.

A continuación se muestra la tabla con dichas radiaciones mensuales:

RADIACION ATLAS SOLAR CONELEC	
MES	RADIACION kWh/m ²
Enero	4,5
Febrero	4,65
Marzo	4,95
Abril	4,8
Mayo	4,7
Junio	4,3
Julio	4,35
Agosto	4,5
Septiembre	4,9
Octubre	4,65
Noviembre	4,85
Diciembre	4,95

Tabla 3.3 Radiación Atlas Solar – CONELEC

3.2.1 Uso del software METEONORM7

Ahora se tomara los datos utilizando el software METEONORM7 el cual es un programa que permite a los diseñadores de plantas fotovoltaicas conocer las bases de datos de radiación, temperatura, precipitación, entre otras. La temperatura en la zona es también de mucha importancia, ya que servirá para determinar el número de paneles que se utilizaran en la instalación.

Este software, se puede descargar e instalar la versión demo de la página de los creadores en <http://meteonorm.com/>, una vez instalado el software, al abrirlo nos aparecerá la siguiente ventana:

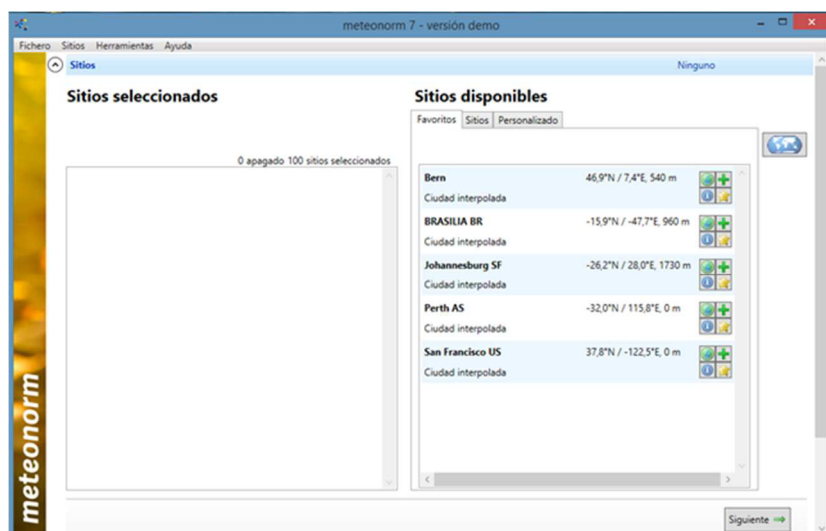


Figura. 3.4 Inicio Software Meteonorm7

En esta ventana muestra el entorno del programa, y además vienen como configuración predeterminada datos de 5 sitios en general.

Se determinara los datos para la instalación, para ello se da clic en la pestaña Personalizado y aparecerá la siguiente ventana:

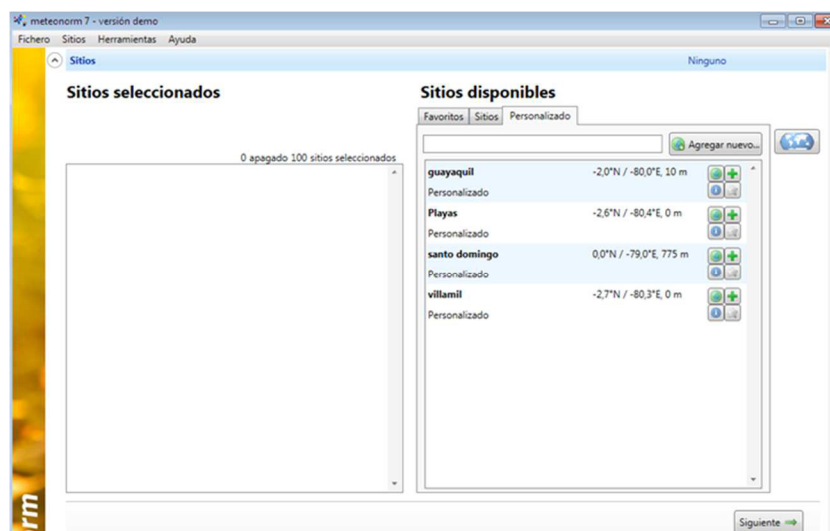


Figura. 3.5 Paso 2 - Meteororm7

En esta ventana dar clic en la opción agregar nuevo.

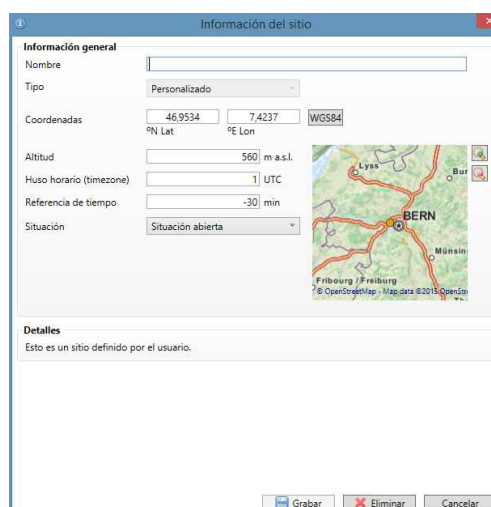


Figura. 3.6 Paso 3 - Meteororm7

En esta ventana se dará el nombre a la ubicación, y se colocara las coordenadas de dicho lugar. Para el caso de la instalación las coordenadas son: latitud: -2,627590 y longitud: -80,406479; Una vez

ingresados los datos, automáticamente el software ubica el lugar de la instalación como se aprecia en la siguiente imagen:

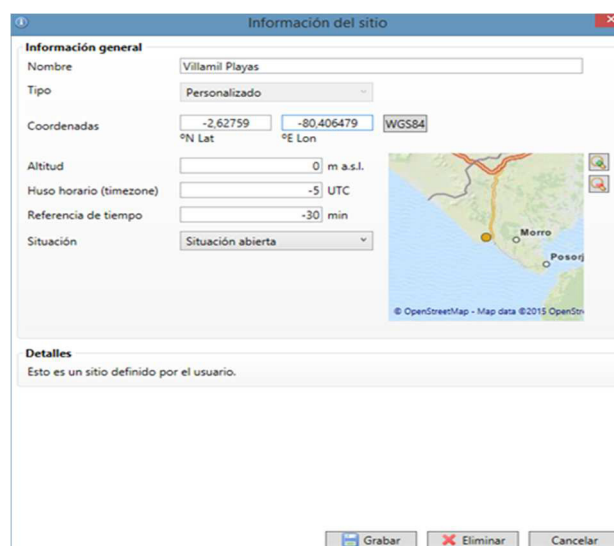


Figura. 3.7 Pasó 4 Ingreso de datos - Meteorm7

Una vez realizado se da clic en Grabar, luego de ello aparece el sitio en la ventana principal del meteorm7.

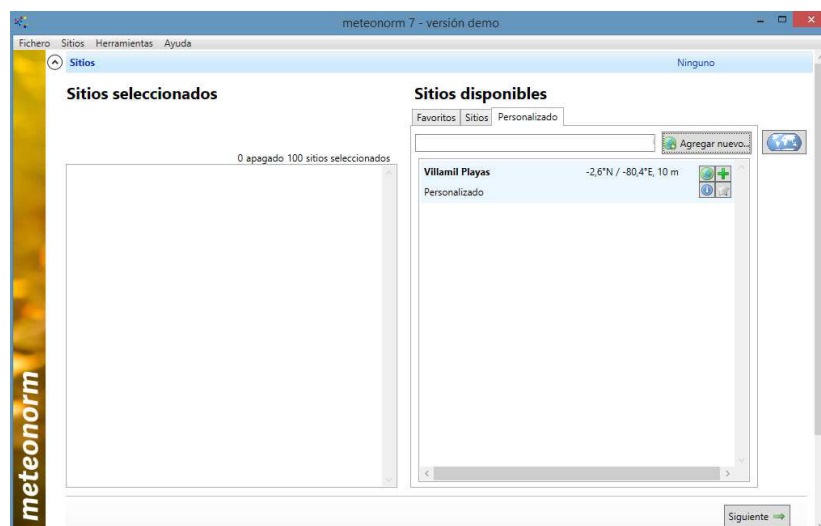


Figura. 3.8 Paso 5 - Meteorm7

Dar doble clic en Villamil Playas, es decir el lugar al que se agregó en los pasos anteriores, y dar clic en siguiente.

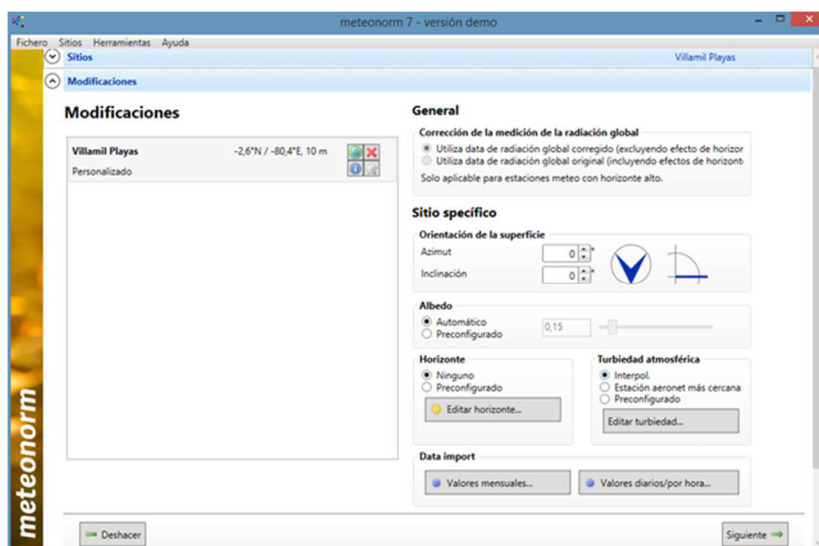


Figura. 3.9 Paso 6 - Meteonorm7

En esta ventana podremos cambiar los valores de azimut e inclinación para obtener diferentes valores de radiación, para el caso dejaremos los parámetros tal cual están para obtener la radiación horizontal de la zona. Luego damos clic en Siguiente y nos aparecerá la siguiente ventana:

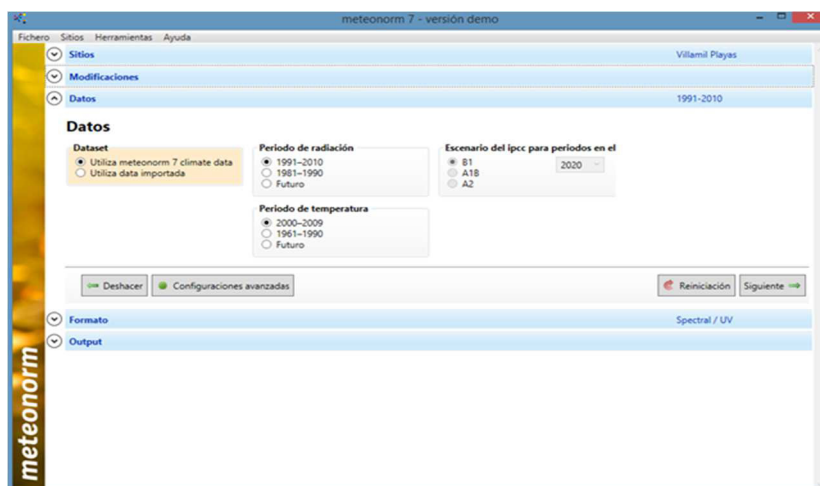


Figura. 3.10 Paso 7 - Meteonorm7

Luego de ello dar clic en la pestaña Output y se obtendrá todos los datos del sitio escogido para la instalación como se muestra en la figura 3.11



Figura. 3.11 Paso 8 - Meteonom7

Para observar de mejor manera los datos se da clic en la pestaña Tabla de datos

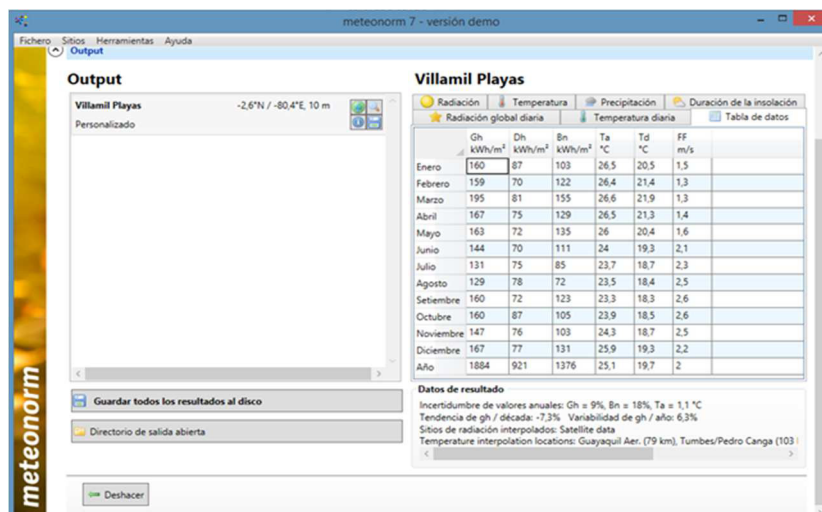


Figura. 3.12 Datos de Villamil Playas según Meteonom7.

Una vez obtenidos los datos de radiación mensual del Meteonom7, a continuación se mostrara la tabla 3.4 con los resultados calculados.

RADIACION METEONORM7	
MES	RADIACION kWh/m ²
Enero	5,16
Febrero	5,67
Marzo	6,29
Abril	5,56
Mayo	5,25
Junio	4,8
Julio	4,22
Agosto	4,16
Septiembre	5,33
Octubre	5,16
Noviembre	4,9
Diciembre	5,38

Tabla 3.4 Radiación obtenida en Meteonorm7

Entonces una vez obtenido los datos de radiación según la NASA, el ATLAS SOLAR DEL CONELEC y del software METEONORM7, se hace una media ponderada usando las tres fuentes mencionadas para aproximarnos de una mejor manera a la radiación real del terreno. Cabe mencionar que es de gran importancia obtener valores de radiación cercanos a los reales, para poder hacer las estimaciones de producción. Para esto se utiliza la metodología del software de la empresa Energyfutur Ecuador al momento de calcular la media ponderada.

A continuación se muestra la tabla con la media ponderada de radiación en KWh/m².

Mes	METEONORM	NASA	CONELEC	MEDIA PONDERADA
ENE	5,16	5,94	4,5	4,863
FEB	5,67	5,73	4,65	5,64
MAR	6,29	6,07	4,95	6,169
ABR	5,56	6,17	4,8	5,823
MAY	5,25	5,74	4,7	5,406
JUN	4,8	4,93	4,3	4,762
JUL	4,22	4,36	4,35	4,317
AGO	4,16	4,51	4,5	4,439
SEP	5,33	5,08	4,9	5,056
OCT	5,16	5,09	4,65	5,027
NOV	4,9	5,68	4,85	4,953
DIC	5,38	5,94	4,95	5,255

Tabla 3.5 Media Ponderada de Radiación

3.3 Selección de Equipos

Para la selección de los equipos, se tomará en cuenta varios aspectos como: Costos, calidad, garantía, tiempo de entrega, servicio técnico, tecnología, entre otros dependiendo las exigencias del instalador.

3.3.1 Selección del panel fotovoltaico

Para el diseño de la planta se trabajará con paneles policristalinos de la marca Yingli Solar, modelo YL250-29b cuyas especificaciones técnicas se muestran a continuación:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos para STC							
Tipo de Módulo			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})				
Potencia de salida	P _{max}	W	260	255	250	245	240
Tolerancia	ΔP _{max}	W	0 / +5				
Eficiencia del módulo	η _m	%	15,9	15,6	15,3	15,0	14,7
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m² según EN 60904-1

Figura. 3.13 Parámetros (TONC) del panel.

Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)							
Potencia de salida	P _{max}	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m² de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

Figura. 3.14 Características Eléctricas Del Panel Para STC

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	TONC	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P_{max}	γ	%/°C	-0,42
Coefficiente de temperatura para V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para v_{mpp}	$\beta_{v_{mpp}}$	%/°C	-0,42

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Máxima tensión del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40°C hasta 85°C
Máxima carga estática frontal (nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro / velocidad)	25mm / 23m/s

Figura. 3.15 Características Y Condiciones De Operación Del Panel.

A continuación las dimensiones del módulo fotovoltaico:

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (longitud / anchura / profundidad)	1650mm / 990mm / 40mm
Peso	18,5kg

Figura. 3.16 Características Físicas Del Panel

Con la información del datasheet de los paneles, se procederá a calcular el arreglo y el número total de paneles fotovoltaicos necesarios, pero es necesario conocer los requerimientos del inversor.

3.3.2 Selección de equipos y marcas a usar

Para seleccionar las marcas o el fabricante de los equipos que se van a adquirir, hay que tener en cuenta varios aspectos como lo son el

rendimiento, la garantía, precio, tiempo de respuesta ante fallos, es decir, servicio de asistencia técnica.

A continuación se presenta un ejemplo de la selección conformado por cuatro marcas que diseñan equipos para aplicaciones fotovoltaicas y son: SMA, Ingeteam, PowerOne y Power-Electronics, luego de ello se compara las cuatro marcas entre sí y se valora lo que ofrece cada una; Como son cuatro marcas las que tenemos para el ejemplo, se dará como máximo el valor de 4 y como mínimo el valor de 1.

Obteniendo la siguiente tabla con las ponderaciones:

	MARCAS	SMA	INGETEAM	PowerOne	Power-Electronics
PARAMETROS	η (Rendimiento)	4	3	3	4
	GARANTÍA	2	1	4	3
	S.A.T.	3	4	1	2
	Precio	1	3	2	4
	TOTAL	10	11	10	13

Tabla 3.6 Ponderaciones Asignadas A Diferentes Marcas.

Dando como resultado Power-Electronics como la marca que posee más puntaje. A pesar de que SMA y PowerOne tienen el mismo valor. El siguiente paso es dotar de un peso de ponderación a cada uno de los parámetros o factores de acuerdo a un criterio.

Para continuar con el criterio de selección se supondrá que es más importante el precio, es decir, el precio tiene un valor de 4, luego considera

que la garantía tiene un peso de 3, continuando con el rendimiento al que se le dará un valor de 2 y por último el SAT (Servicio de Asistencia Técnica) tendrá una ponderación de 1.

Luego de ello se procederá a multiplicar estas ponderaciones y obtendremos la tabla 3.7.

	MARCAS	SM A		INGETEA M		PowerOn e		Power- Electronics	
PARAMETROS	η (2)	4	8	3	6	3	6	4	8
	GARANTÍA (3)	2	6	1	3	4	12	3	9
	S.A.T (1)	3	3	4	4	1	1	2	2
	Precio (4)	1	4	3	12	2	8	4	16
	TOTAL	10	21	11	25	10	27	13	35

Tabla 3.7 Ponderación del Promotor para la Instalación.

Obteniendo como resultado que la marca Power-Electronics es la que posee mayor puntaje.

En la tabla 3.6 se podía observar que había un empate entre las marcas SMA y PowerOne, pero sin embargo luego de aplicar las ponderaciones correspondientes, se puede notar la diferencia entre ellas.

Equipos de Power - Electronics

Edificio Técnico

Power Electronics ofrece un edificio técnico prefabricado de hormigón para soportar las diferentes condiciones ambientales, en el cual vienen incluidas las protecciones DC y AC, los ocho módulos de inversores, el transformador de potencial, transformadores de auxiliares y las celdas de media tensión como se muestra a continuación.



Figura. 3.17 Edificio Técnico

Sus características principales son las siguientes:

- Sus dimensiones son [LxAxH] (mm): 8900x2400x2400
- Cuentan con protección IP54
- Puertas de acceso galvanizada
- Incluyen puentes AC: 8 cables por fase
- Cuentan con integración del puente DC
- Anillo de tierras

Inversor Freesun FS1001



Figura. 3.18 Módulos de inversores

Los equipos que ofrecen Power-Electronics son equipos modulares, los cuales vienen preparados para instalaciones de 1MW de potencia, haciendo que la parte de la instalación sea de forma más segura y confiable. Dicho equipo trae consigo 8 módulos de inversores de 125 kWp. Esto realmente es una ventaja ya que no habría problemas de parar toda la planta si se llegase a averiar algún módulo inversor, más bien todo lo contrario, los restantes pueden seguir generando sin problema alguno. Esta característica hace que el mantenimiento y producción de la planta sea más viable.

Existen sistemas que emplean inversores centralizados en Edificios Técnicos, cuyas opciones para 1 MW van desde emplear inversores de 500 kW a inversores de 125 kW. También existen opciones que emplean inversores de Strings, outdoor como por ejemplo 20 equipos de 50 kW. Los módulos inversores de Power-Electronics tienen la característica de funcionar como master-slave (maestro-esclavo) en sistema rotatorio, es

decir uno de ellos toma la función de maestro y manda a funcionar a los inversores que se requieran dependiendo de la energía que este siendo producida en un determinado día, al día siguiente funcionara como maestro, el inversor que menos haya operado el día anterior, con este sistema se garantiza que todos los inversores trabajen de forma similar.

A continuación se muestran las especificaciones técnicas del inversor:

- Potencia Nominal: 1000 Kva
- Rango de MPPT: 520-820 Vdc
- Tensión de salida: 330 V
- Numero de módulos: 8
- Frecuencia: 60Hz
- Polo negativo a tierra
- Tensión máxima de sistema: 1000Vdc
- Consumo máximo aproximado: 4600W
- Seccionador AC: 2500 A
- Marca Seccionador: Telergón
- Fusibles AC: 6 x 1250 A (2 por fase)
- Marca de los fusibles: Siba
- Sin corte de neutro
- Con protección de neutro: fusible 6A
- Protección IP 21
- Sus dimensiones son: 5260x2150x1020
- Peso: 4500Kg
- Protección contra rayos AC/DC

- Kit para conexión de 8 cables de 240 mm² con M12

A continuación se muestra el diagrama funcional del inversor:

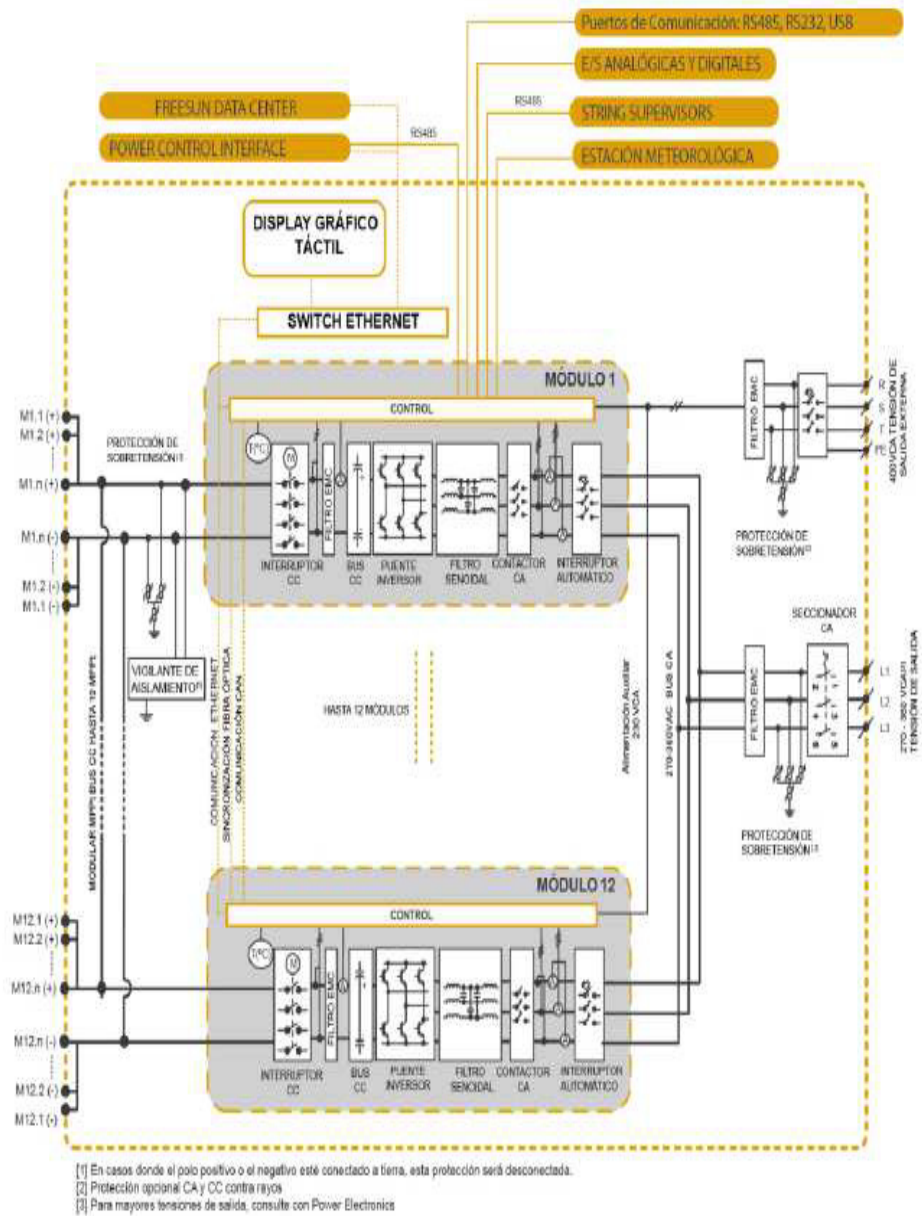


Figura. 3.19 Diagrama Operacional inversor Freesun He.

Transformador De Potencia

El transformador debe de estar provisto de las envolventes adecuadas para la instalación y con el relé de protección DGPT2

Las características técnicas del transformador de potencia son las siguientes:

- Potencia nominal: 1100 kVA
- Tensión 13.8kV /330V
- 60Hz
- Tipo de conexión Yyn0
- Pantalla electroestática
- Relé DGPT2
- Sistema de refrigeración: ONAN
- Material conductor (AT/BT): Al / Al
- Marca del transformador: Jara

En este caso se selecciona un transformador grupo 0 debido a que el sincronismo se realiza en la parte de B.T. ya que los inversores se encargan de sincronizar los fasores de onda con la señal de la red en baja, es por esto que no es relevante el grupo del transformador.

Celdas De Media Tensión

Estas celdas se instalarán dentro del edificio técnico, en el lugar predestinado para ello. Las celdas de media tensión tienen las siguientes características:

- Celdas 2L+P
- Es de tipo modular Normafix
- Su configuración: 2 celdas de Línea y 1 de protección.
- Posee interruptor seccionador 630A / Cortocircuito 20KA
- Tensión nominal: 24Kv
- Fusibles: 125 A
- Cortes y asilamiento SF6
- Cerradura enclavamiento en el seccionador de puesta a tierra con puerta acceso transformador.



Figura. 3.20 Celda De Media Tensión

Otro de los accesorios que vende Power-Electronics son las String box que se describen a continuación, denominadas como String Supervisor.

String Supervisor

La string box de Power-Electronics es un supervisor solar que permite monitorizar las corrientes de cada grupo de paneles para detectar rápidamente algún fallo en una parte del campo fotovoltaico.

Estos equipos se basan en un transductor de efecto Hall, el cual mide la corriente de cada string, con lo que es posible analizar de forma fácil el rendimiento de cierto grupo de paneles, en el caso de que se produjera alguna corriente de corto circuito o una reducción en la producción de energía. La string box indicará cualquier fallo del sistema y con esto el usuario podría controlar las soluciones a través del sistema de monitoreo que ofrece Power-Electronics para sus equipos. Los string box hay disponibles para 16, 24 y hasta 32 canales de entradas.



Figura. 3.21 String Supervisor SFS 16/24/32

Este string supervisor cuenta con un puerto de comunicación RS485, el cual permite una comunicación RTU Modbus.

Otra de las funciones importantes del String Supervisor es la de ser un concentrador de un número determinado de strings, lo cual reduce las longitudes de los cables de cada String, así como la sección de los

mismos. Por ejemplo un String Box concentra 24 strings, de manera que incluye sus protecciones de línea y los une en un embarrado común, tanto para positivos como para negativos, y su salida empleando un único par de cables se conecta con el Edificio Técnico.

Partes del String Supervisor

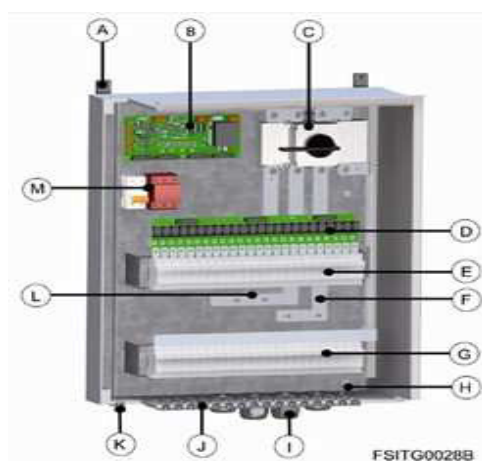


Figura. 3.22 Partes del String Supervisor

A: Orificio para montaje

B: Tarjeta de Control

C: Switch disyuntor

D: Tarjeta de potencia

E: Entradas de polos positivos y fusibles en DC

F: Salida de terminal negativo

G: Entradas de polos negativos y fusibles DC

H: Terminal de conexión a tierra

I: Salidas de cables positivos y negativos

J: Entradas de cables positivos y negativos con sujeción para prensa estopa

K: Entrada para cable de comunicación

L: Salida de termina positivo

M: Breaker para tarjeta circuito de potencia

3.4 Cálculos

3.4.1 Cálculo de distribución de paneles

Para determinar el arreglo serie-paralelo de los paneles fotovoltaicos, debemos tener en cuenta las especificaciones eléctricas, principalmente los valores de tensión y corriente, en las condiciones STC y las condiciones TONC; y su afectación por la temperatura. Es decir valorar la variación de tensión y corriente respecto a la temperatura ambiente y temperatura de modulo. Para ello se empleará los coeficientes térmicos característicos del panel.

Es por esto que en los cálculos se considerara las temperaturas del módulo como criterio fundamental para determinar el número de paneles. Adicionalmente se empleara el valor de la temperatura ambiente a efectos prácticos como si fuera temperatura del módulo con la finalidad de atribuir un factor limitante que pudiese producirse de manera transitoria en ciertos supuestos.

La temperatura de las células del módulo incrementa su temperatura dada la exposición a la radiación y como consecuencia la corriente eléctrica. Con este aumento de temperatura, la temperatura del módulo alcanza un valor superior a la temperatura ambiente, esto se produce en régimen

estacionario, no obstante por situaciones climatológicas, de manera transitoria puede ocurrir que el valor de temperatura del módulo este próximo a la temperatura ambiente y en unos valores de radiación STC. En el caso de un día cualquiera, el cual transcurre con nubosidad y lluvia durante las primeras horas de la mañana, de cara al medio día el cielo despeja de manera rápida como consecuencia de los vientos fuertes en altura, y se vislumbra el sol en su momento álgido. En ese momento los paneles se encuentran a una temperatura cómoda, la estructura a la cual se encuentran anclados también, sin embargo los valores de radiación son máximos, lo que se estarían produciendo serían unas condiciones ideales, que si bien serían por un breve intervalo de tiempo podrían producirse.

Aplicando el mismo caso, pero con un clima como el de la sierra, con temperaturas más suaves pero con valores de radiación altos.

Por este motivo en los cálculos se considera los valores de la temperatura ambiente como temperatura de módulo, no como un elemento decisivo de diseño, pero si como un factor limitante a la hora de la selección del número de paneles.

3.4.2 Determinación de Paneles en Serie

A continuación se procederá a hacer los cálculos pertinentes, para determinar el número de paneles en serie que compondrían cada uno de los strings, según los requerimientos del inversor, tomando en cuenta las

variaciones de temperatura de la zona, los voltajes y corrientes que pueden llegar a ser afectados por dicho parámetro.

Datos del panel:

V_{pmp} (Tensión en punto de máxima potencia)= 29.80

Temperatura nominal de célula (STC)= 25°C

Temperatura (TONC)= 46°C

$\beta_{v_{pmp}}$ (Coeficiente de temperatura para V_{pmp})= -0.45 %/°C

$\beta_{v_{oc}}$ (Coeficiente de temperatura para V_{oc})= -0.33 %/ °C

V_{oc} (Tensión de circuito abierto)=37.6V

$\alpha_{i_{sc}}$ (Coeficiente de temperatura para I_{sc}) = 0.06 %/°C

Datos del inversor:

$V_{pmp \text{ max.}}$ (Tension máxima de entrada PMP)=820 V

$V_{pmp \text{ min}}$ (Tension mínima de entrada PMP)=520 V

$V_{DC \text{ max}}$ (Tensión máxima de entrada DC)=1000 V

I_{pmp} (Corriente en Punto de máxima potencia)= 8.39 A

Nº entradas DC= 32

Nº MPPT'S (Número de inversores)=8

$I_{in_min.}$ = 60 A

I_{in_max} =250 A

$I_{in_max \text{ DC}}$ = 2000 A

$\alpha_{i_{sc}}$ (Coeficiente de temperatura I_{sc})= 0.06 %/°C

Datos de temperatura ambiente de Villamil Playas según Meteonorm:

- T.ambiente máx.= 33°C
- T.ambiente min.= 17°C

Para ser conservador en el momento de diseño y dado que los valores de temperatura son una interpolación de estaciones meteorológicas próximas, no se disponen de valores reales in situ, se considera un margen de $\pm 5^\circ\text{C}$ de temperatura del lugar de la instalación, es decir para los cálculos se trabajará con:

- T.ambiente máx.=38°C
- T.ambiente min.=12°C

Ahora se procederá a calcular la temperatura de célula mínima utilizando la temperatura ambiente mínima con la siguiente ecuación:

$$T_{modulo\ min} = T_{amb.\ min} + \left(\frac{T_{ONC}-20}{800}\right) * 1000 \quad (3.1)$$

$$T_{mod.\ min} = 44.5\ ^\circ\text{C}$$

De la misma forma se calcula la temperatura máxima del módulo con la temperatura ambiente máxima.

$$T_{mod.\ max} = T_{amb.\ max} + \left(\frac{T_{ONC}-20}{800}\right) * 1000 \quad (3.2)$$

$$T_{mod.\ max} = 70.5\ ^\circ\text{C}$$

Luego de esto se procede a calcular los incrementos de voltaje con la variación de temperatura. Como se explicó en el marco teórico, sabemos que las células fotovoltaicas cambian su tensión con variaciones en su

temperatura. Es por esto que el fabricante nos da el coeficiente β_{vpmp} para hacer los cálculos.

Incremento de V_{pmp} con temperatura ambiente mínima: (3.3)

$$\Delta V_{ambiente\ minimo} = (T.\ minimo\ ambiental - T.\ nominal\ celula) * \beta_{vpmp}$$

$$\Delta V_{ambiente\ minimo} = 5.85\%$$

Incremento de V_{pmp} con temperatura ambiente máxima: (3.4)

$$\Delta V_{ambiente\ minimo} = (T.\ máxima\ ambiental - T.\ nominal\ celula) * \beta_{vpmp}$$

$$\Delta V_{ambiente\ maxima} = -5.85\%$$

Incremento V_{pmp} a temperatura módulo mínima: (3.5)

$$\Delta V_{temp.\ modulo\ minimo} = (T_{mod.\ min} - T.\ nominal\ celula) * \beta_{vpmp}$$

$$\Delta V_{temp.\ modulo\ minimo} = (44.5 - 25) * -0.45$$

$$\Delta V_{temp.\ modulo\ minimo} = -8.78\%$$

Incremento V_{pmp} a temperatura módulo máxima: (3.6)

$$\Delta V_{temp.\ modulo\ máxima} = (T_{mod.\ max} - T.\ nominal\ celula) * \beta_{vpmp}$$

$$\Delta V_{temp.\ modulo\ máxima} = (70.5 - 25) * -0.45$$

$$\Delta V_{temp.\ modulo\ máxima} = -20.48\%$$

Una vez que tenemos estos cuatro valores en porcentajes, procedemos a calcular las variaciones de tensión en los paneles:

Vpmp a la temperatura ambiente mínima (3.7)

$$Vpmp_{ambiente.min}(12^{\circ}C) = Vpmp * \left(1 + \frac{\Delta V \text{ min}}{100}\right)$$

$$Vpmp_{ambiente.min}(12^{\circ}C) = 29.8 * \left(1 + \frac{5.85}{100}\right)$$

$$Vpmp_{ambiente.min}(12^{\circ}C) = 31.54 \text{ V}$$

Vpmp a la temperatura ambiente máxima (3.8)

$$Vpmp_{ambiente.max}(38^{\circ}C) = Vpmp * \left(1 + \frac{\Delta V \text{ max}}{100}\right)$$

$$Vpmp_{ambiente.max}(38^{\circ}C) = 29.8 * \left(1 + \frac{-5.85}{100}\right)$$

$$Vpmp_{ambiente.max}(38^{\circ}C) = 28.06 \text{ V}$$

Vpmp a la temperatura mínima del módulo (3.9)

$$Vpmp_{mod.min}(44.5^{\circ}C) = Vpmp * \left(1 + \frac{\Delta V \text{ temp. modulo minimo}}{100}\right)$$

$$Vpmp_{mod.min}(44.5^{\circ}C) = 29.8 * \left(1 + \frac{-8.78}{100}\right)$$

$$Vpmp_{mod.min}(44.5^{\circ}C) = 27.19 \text{ V}$$

Vpmp a la temperatura máxima del módulo (3.10)

$$Vpmp_{mod.max}(70.5^{\circ}C) = Vpmp * \left(1 + \frac{\Delta V \text{ temp. modulo máxima}}{100}\right)$$

$$Vpmp_{mod.max}(70.5^{\circ}C) = 29.8 * \left(1 + \frac{-20.48}{100}\right)$$

$$Vpmp_{mod.max}(70.5^{\circ}C) = 23.7 \text{ V}$$

3.4.3 Cálculo del número de paneles en serie

Con los datos del inversor se procede a calcular el número máximo y mínimo de los paneles en serie para Punto de máxima potencia:

Número máximo de paneles en serie considerando la temperatura ambiente mínima.

(3.11)

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{Tension\ maxima\ de\ entrada\ PMP}{Vpmp_{ambiente.min}(12^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{820}{31.54}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = 26$$

Número mínimo de paneles en serie considerando la temperatura ambiente máxima.

(3.12)

$$N^{\circ}min_{serie} = \frac{Tension\ mínima\ de\ entrada\ PMP}{Vpmp_{ambiente.max}(38^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ}min_{serie} = \frac{520}{28.06}$$

$$N^{\circ}min_{serie} = 18.53$$

Número máximo de paneles en serie considerando la temperatura de módulo mínima.

(3.13)

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{Vdc\ pmp\ max.}{Vpmp_{mod.min}(44.5^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{820}{27.19}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = 30.16$$

Número mínimo de paneles en serie considerando la temperatura de módulo máxima.

(3.14)

$$N^{\circ}min_{serie} = \frac{Vdc\ pmp\ min.}{Vpmp_{mod.max}(70.5^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ}min_{serie} = \frac{520}{23.7}$$

$$N^{\circ}min_{serie} = 21.94$$

Se han realizado los cálculos de paneles en serie sin considerar el voltaje de circuito abierto. Ahora se realizarán los cálculos para no sobrepasar la tensión máxima de circuito abierto, de la misma manera se trabajara con los coeficientes que da el fabricante.

Este punto es importante ya que con los cálculos a continuación no podrá pasar el máximo de tensión en DC que soporta el inversor, el cual es de 1000 Vdc.

Cálculo del incremento de Voc con temperatura mínima ambiente (T min= 12 °C). (3.15)

$$\Delta Voc_{T.amb.min} = (Tmin - T.nominal\ celula) * \beta voc$$

$$\Delta Voc_{T.amb.min} = (12 - 25) * -0.33$$

$$\Delta Voc_{T.amb.min} = 4.29$$

Cálculo del incremento de Voc con temperatura máxima ambiente (T max=38 °C) (3.16)

$$\Delta Voc_{T.amb.max} = (Tmax - T.nominal\ celula) * \beta voc$$

$$\Delta Voc_{T.amb.max} = (38 - 25) * -0.33$$

$$\Delta Voc_{T.amb.max} = -4.29$$

Cálculo del incremento de Voc con temperatura mínima del módulo (T min. Mod.=44.5 °C) (3.17)

$$\Delta Voc_{Tmin.mod} = (Tmin.mod - T.nominal\ mod.) * \beta voc$$

$$\Delta Voc_{Tmin.mod} = (44.5 - 25) * -0.33$$

$$\Delta Voc_{Tmin.mod} = -6.44$$

Cálculo del incremento de Voc con temperatura máxima del módulo (T max. Mod.=70.5 °C) (3.18)

$$\Delta Voc_{Tmax.mod} = (Tmax.mod - T.nominal\ mod.) * \beta voc$$

$$\Delta Voc_{Tmax.mod} = (70.5 - 25) * -0.33$$

$$\Delta Voc_{Tmax.mod} = -15.02$$

Cálculo de Voc para temperatura ambiente mínima

(3.19)

$$Voc_{ambiente.min}(12^{\circ}C) = Voc * \left(1 + \frac{\Delta Voc_{min}}{100}\right)$$

$$Voc_{ambiente.min}(12^{\circ}C) = 37.6 * \left(1 + \frac{4.29}{100}\right)$$

$$Voc_{ambiente.min}(12^{\circ}C) = 39.21V$$

Cálculo de Voc para temperatura ambiente máxima

(3.20)

$$Voc_{ambiente.max}(38^{\circ}C) = Voc * \left(1 + \frac{\Delta Voc_{max}}{100}\right)$$

$$Voc_{ambiente.max}(38^{\circ}C) = 37.6 * \left(1 + \frac{-4.29}{100}\right)$$

$$Voc_{ambiente.max}(38^{\circ}C) = 35.99V$$

Cálculo de Voc para temperatura mínima del módulo

(3.21)

$$Voc_{mod.min}(44.5^{\circ}C) = Voc * \left(1 + \frac{\Delta Voc_{min}}{100}\right)$$

$$Voc_{mod.min}(44.5^{\circ}C) = 37.6 * \left(1 + \frac{-6.44}{100}\right)$$

$$Voc_{mod.min}(44.5^{\circ}C) = 35.18V$$

Cálculo de Voc para temperatura máxima del módulo

(3.22)

$$Voc_{mod.max}(70.5^{\circ}C) = Voc * \left(1 + \frac{\Delta Voc_{max}}{100}\right)$$

$$V_{oc_{mod.max}}(70.5^{\circ}C) = 37.6 * \left(1 + \frac{-15.02}{100}\right)$$

$$V_{oc_{mod.max}}(70.5^{\circ}C) = 31.95V$$

Número máximo de paneles en serie con Voc a la temperatura ambiente mínima. (3.23)

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{Tension\ maxima\ de\ entrada\ DC}{V_{oc_{ambiente.min}}(12^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{1000}{39.21}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = 25.5\text{paneles}$$

Número máximo de paneles en serie con Voc a temperatura mínima del módulo (3.24)

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{Tension\ maxima\ de\ entrada\ DC}{V_{oc_{min.mod}}(44.5^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = \frac{1000}{35.18}$$

$$N^{\circ}max_{serie} = 28.42\text{paneles}$$

El cálculo de número máximo utilizando el voltaje Voc se lo realiza para no sobrepasar el valor de tensión umbral a la entrada del inversor. Con estos cálculos podemos concluir que si seleccionamos 26 paneles en serie, no sobrepasamos dicho nivel de tensión máximo.

3.4.4 Cálculo del número de paneles por agrupación

Para esto se toma en cuenta la corriente que soporta el inversor.

Número mínimo de paneles en paralelo por String por entrada (PMP)

$$N^{\circ}min = \frac{I \text{ in. mínima}}{I_{pmp}} \quad (3.25)$$

$$N^{\circ}min = \frac{60}{8.39}$$

$$N^{\circ}min = 7.15$$

Por lo que se considera el inmediato superior es decir el número mínimo será de 8 paneles en paralelo por string.

Número máximo de paneles en paralelo por string por entrada (PMP)

$$N^{\circ}max = \frac{I \text{ in. máxima}}{I_{pmp}} \quad (3.26)$$

$$N^{\circ}max = \frac{250}{8.39}$$

$$N^{\circ}max = 29$$

Incremento de Isc a temperatura ambiente máxima

$$\Delta I_{sc_{T.amb.max}} = \alpha_{isc} * (T_{amb_max} - T_{STC}) \quad (3.27)$$

$$\Delta I_{sc_{T.amb.max}} = 0.06 * (38 - 25)$$

$$\Delta I_{sc_{max}} = 0.78\%$$

Incremento de Isc a temperatura máxima del módulo

$$\Delta I_{sc_{T.max.mod}} = \alpha_{isc} * (T_{amb_min.mod} - T_{STC}) \quad (3.28)$$

$$\Delta I_{sc_{T.max.mod}} = 0.06 * (38 - 25)$$

$$\Delta I_{sc_{T.max.mod}} = 0.78\%$$

Corriente de cortocircuito a la temperatura máxima del módulo

$$I_{SC_{T.max.mod}} = I_{SC} * \left(1 + \frac{\Delta I_{SC_{T.max.mod}}}{100}\right) \quad (3.29)$$

$$I_{SC_{T.max.mod}} = 8.92 * \left(1 + \frac{0.78}{100}\right)$$

$$I_{SC_{T.max.mod}} = 8.99 \text{ A}$$

Número máximo de paneles en paralelo en corto circuito por string por entrada

$$N^{\circ max} = \frac{I \text{ in. máxima}}{I_{SC \text{ max. mod}}} \quad (3.30)$$

$$N^{\circ max} = \frac{250}{9.16}$$

$$N^{\circ max} = 27$$

Por seguridad se seleccionó como valor máximo 24 strings en paralelo para los 4 primeros grupos, los siguientes dos grupos contarán con 20 strings en paralelo y los dos últimos grupos contarán con 18 strings en paralelos; Se lo dimensiona de esta manera debido a que las strings box cercanos al Edificio Técnico son aquellas que contienen mayor número de strings (24) y por tanto su corriente será mayor, por lo que a una mayor distancia hubieran requerido de una mayor sección de cableado. El objetivo es reducir la sección de cableado y pérdidas de efecto Joule

Para los siguientes 4 grupos se reduce el número de strings y se aumenta la sección del cableado para que no posea mucha disipación de energía por efecto Joule.

Es decir se tendrá los siguientes valores de corriente en el arreglo.

Corriente máxima PMP en grupo de 24 strings en condiciones (STC)

$$I_{max_pmp_stc} = N^{\circ} strings * I_{pmp} \quad (3.31)$$

$$I_{max_pmp_stc} = 24 * 8.39$$

$$I_{max_pmp_stc} = 201.36 A$$

Corriente máxima PMP en grupo de 20 strings en condiciones (STC)

$$I_{max_pmp_stc} = N^{\circ} strings * I_{pmp} \quad (3.32)$$

$$I_{max_pmp_stc} = 20 * 8.39$$

$$I_{max_pmp_stc} = 167.8 A$$

Corriente máxima PMP en grupo de 18 strings en condiciones (STC)

$$I_{max_pmp_stc} = N^{\circ} strings * I_{pmp} \quad (3.33)$$

$$I_{max_pmp_stc} = 18 * 8.39$$

$$I_{max_pmp_stc} = 151.02 A$$

Número de paneles por agrupación (3.34)

$$n^{\circ} \text{ paneles por agrupacion} = N^{\circ} \text{ paneles serie} * N^{\circ} \text{ paneles en paralelo}$$

$$n^{\circ} \text{ paneles por agrupacion} = 26 * 24$$

$$n^{\circ} \text{ paneles por agrupacion} = 624$$

Número total de paneles para la instalación

Para los cuatro primeros grupos que estarían conformados por 24 strings tenemos:

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = N^{\circ} \text{ paneles serie} * N^{\circ} \text{ paneles en paralelo} * N^{\circ} \text{ agrupaciones} \quad (3.35)$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles} = 26 * 24 * 4$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 2496 \text{ paneles}$$

Para los dos siguientes grupos que estarían conformados por 20 strings tenemos:

$$n^{\circ} \text{ total de paneles2} = N^{\circ} \text{ panel serie} * N^{\circ} \text{ panel paralelo} * N^{\circ} \text{ agrupacion} \quad (3.36)$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles2} = 26 * 20 * 2$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 1040 \text{ paneles}$$

Y para los dos últimos grupos que estarían conformados por 18 strings tenemos:

$$n^{\circ} \text{ total de paneles3} = N^{\circ} \text{ panel serie} * N^{\circ} \text{ panel paralelo} * N^{\circ} \text{ agrupacion} \quad (3.37)$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles3} = 26 * 18 * 2$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 936 \text{ paneles}$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles} = \text{totalpaneles1} + \text{totalpaneles2} + \text{totalpaneles3}$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 2496 + 1040 + 936$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 4472 \text{ paneles}$$

3.4.5 Cálculo de la Potencia total del campo fotovoltaico (3.38)

$$P_{total \text{ campo fotovoltaico}} = N^{total \text{ paneles}} * Potencia \text{ salida panel}$$

$$P_{total \text{ campo fotovoltaico}} = 4472 * 250$$

$$P_{total \text{ campo fotovoltaico}} = 1.118kW$$

3.5 Inclinación del Módulo Fotovoltaico

Dada la posición geográfica, El Ecuador es un sitio privilegiado para realizar este tipo de instalaciones, ya que la radiación incide con una inclinación que varía entre los 23.5° y -23.5° con respecto al zenit del observador ubicado en Ecuador. Téngase en cuenta que como el propio nombre del país indica, éste se encuentra en la línea ecuatorial. Lo cual hace pensar que no se necesita inclinar los paneles solares, ya que captarían la mayor radiación y se podría tener mayor producción de energía. No obstante esta posición horizontal, tendría mayor afectación en cuanto a la polución y suciedad que se acumularía en ellos.

Muchos fabricantes recomiendan que los paneles deben de tener una inclinación mínima de 10° para favorecer la precipitación por gravedad de las partículas de polución depositadas sobre la superficie del panel. Por ende si se considera una inclinación menor, se debería contar con unos periodos más cortos de limpieza de los paneles.

En la siguiente tabla se muestra el factor de corrección que se debe aplicar a la radiación solar mensual calculada anteriormente con la media ponderada, para

recalcular la radiación que obtendríamos en un plano inclinado a diferentes grados.

Latitud: -3°

Incl.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.97
10	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93
15	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.88
20	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.02	0.96	0.9	0.85	0.83
25	0.79	0.85	0.93	1.01	1.06	1.07	1.05	1	0.94	0.86	0.79	0.77
30	0.73	0.8	0.9	0.99	1.05	1.07	1.04	0.98	0.9	0.81	0.74	0.7
35	0.66	0.75	0.86	0.97	1.04	1.05	1.02	0.96	0.87	0.76	0.67	0.63
40	0.59	0.69	0.82	0.94	1.02	1.04	1	0.93	0.82	0.7	0.6	0.56
45	0.52	0.63	0.76	0.9	0.99	1.01	0.97	0.89	0.77	0.64	0.53	0.49
50	0.44	0.56	0.71	0.85	0.95	0.98	0.94	0.85	0.72	0.58	0.46	0.41
55	0.37	0.49	0.65	0.81	0.91	0.94	0.9	0.8	0.66	0.51	0.38	0.32
60	0.28	0.41	0.58	0.75	0.87	0.9	0.85	0.75	0.6	0.44	0.3	0.24
65	0.2	0.34	0.52	0.69	0.81	0.85	0.8	0.69	0.54	0.36	0.22	0.16
70	0.12	0.26	0.44	0.63	0.76	0.79	0.75	0.63	0.47	0.29	0.14	0.12
75	0.1	0.18	0.37	0.56	0.69	0.73	0.69	0.57	0.4	0.21	0.12	0.11

Figura. 3.23 Factor de corrección de inclinación en los módulos.

Se procede a realizar los cálculos, observando el valor de intersección entre el ángulo deseado y el mes correspondiente de la tabla, y multiplicándolo con la radiación media ponderada que calculamos anteriormente.

De esta manera se obtiene la tabla 3.8 con valores de radiación en KWh/m²:

	Radiación a 0°	Radiación a 5°	Radiación a 10°	Radiación a 15°
Enero	4,863	4,72	4,52	4,33
Febrero	5,64	5,53	5,41	5,25
Marzo	6,169	6,17	6,11	6,05
Abril	5,823	5,94	6,00	6,00
Mayo	5,406	5,57	5,68	5,73
Junio	4,762	4,90	5,00	5,05
Julio	4,317	4,40	4,49	4,53
Agosto	4,439	4,48	4,53	4,53
Septiembre	5,056	5,06	5,01	4,95
Octubre	5,027	4,93	4,83	4,68
Noviembre	4,953	4,80	4,66	4,41
Diciembre	5,255	5,10	4,89	4,62
MEDIA	5,04	4,99	4,94	4,81

Tabla 3.8 Radiación A Diferentes Ángulos De Inclinación

Como se puede observar, la radiación varía con respecto a la inclinación. Para la instalación se seleccionará una inclinación de 10 grados orientados hacia el Sur geográfico. Como se ha mencionado anteriormente, a pesar de que con 0° y 5° se obtiene una mejor radiación, por cuestión de limpieza del panel no sería tan óptimo usar esa inclinación. Y una inclinación de 15° la media de la radiación captada sería menor.

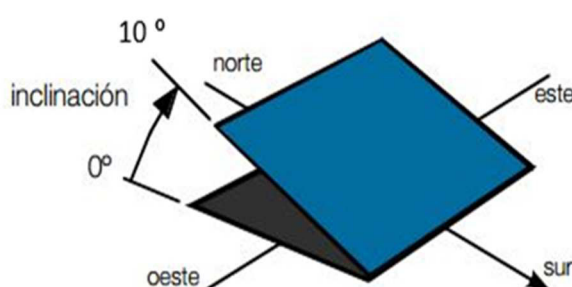


Figura. 3.24 Inclinación De Panel Solar A 10°.

3.5.1 Distancia mínima entre filas de módulos

En este punto se va a determinar la distancia mínima que deben de estar separadas las filas de paneles entre sí para evitar que las sombras se proyecten sobre los módulos contiguos.

Los paneles seleccionados tienen una longitud de 1.65m, y se ubicarán en estructuras de soporte, de tal manera que hallan dos filas de paneles, como se muestra a continuación.

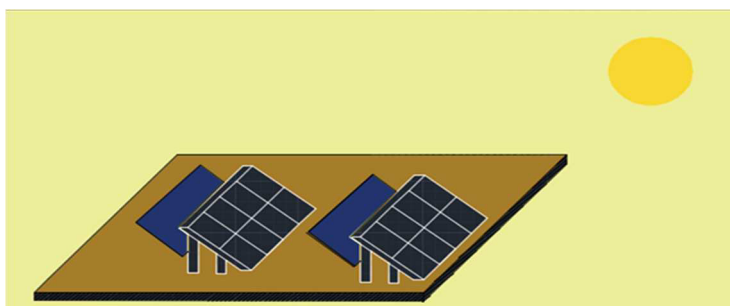


Figura. 3.25 Proyección de sombras entre filas

Se utilizara la siguiente fórmula para calcular la distancia mínima de separación:

$$d = d_1 + d_2 = \frac{Z}{\tan H_o} + \frac{Z}{\tan \beta} \quad (3.39)$$

$$d = l * \left(\frac{\text{Sen } \beta}{\text{Tan } H_o} + \text{Cos } \beta \right) \quad (3.40)$$

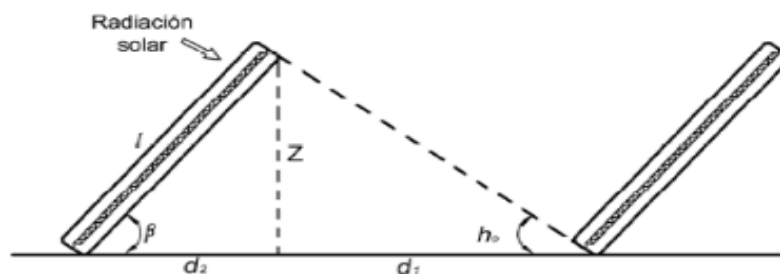


Figura. 3.26 Esquema de distancias mínimas.

Donde $H_o = (90^\circ - \text{latitud del lugar}) - 23.5^\circ$.

Por lo tanto

$$H_o = (90 - 2.63) - 23.5$$

$$H_o = 63.87^\circ$$

Ahora tenemos lo siguiente:

$$\beta = 10^\circ$$

$$l = 2 * (1.65) = 3.3m$$

Calculando Z tenemos:

$$Z = l * \text{Sen}(\beta) \quad (3.41)$$

$$Z = 3.3 * \text{Sen}(10)$$

$$Z = 0.573m$$

Ahora calculamos d:

$$d = l * \left(\frac{\text{Sen } \beta}{\text{Tan } H_o} + \text{Cos } \beta \right) \quad (3.42)$$

$$d = 3.3 * \left(\frac{\text{Sen } 10}{\text{Tan } 63.87} + \text{Cos } 10 \right)$$

$$d = 3.53m$$

Por lo tanto

$$d1 = d - d2 \quad (3.43)$$

$$d1 = 3.53 - \frac{Z}{\text{Tan}(\beta)}$$

$$d1 = 3.53 - \frac{0.573}{\text{Tan}(10)}$$

$$d1 = 3.53 - \frac{0.573}{\text{Tan}(10)}$$

$$d1 = 0.28m$$

La distancia mínima entre filas debe de ser de 0.28m, ahora si bien es cierto es la mínima distancia a la que debemos poner los paneles, pero para labores de mantenimiento o de limpieza, esa distancia entre filas limitaría el acceso para realizar dichos trabajos. Es por eso que se considerará una distancia entre filas de 1.2m.

3.6 Estructura de soporte para los paneles

Las estructuras de soporte serán de tipo fijas, sobre el terreno. Para determinar el tipo de material a usar se debe conocer acerca de la norma ISO 9223.

Norma ISO 9223

Los metales, aleaciones y recubrimientos metálicos pueden sufrir corrosión por varios factores que se encuentran en la atmosfera, especialmente cuando se humedecen sus superficies. Dichos factores pueden ser contaminantes gaseosos y partículas que se encuentran en la atmósfera.

La categoría de la corrosividad es una característica técnica, la cual proporciona una base para la selección de materiales y medidas de protección para los metales que estén expuestos a diferentes tipos de ambientes atmosféricos, para así prolongar su tiempo de vida útil.

A continuación se presenta la tabla 3.9 que indica como se ha dividido la categoría de la corrosividad según los niveles de corrosividad de diferentes zonas.

Corrosivity category ^a	Corrosivity	Typical environments — Examples ^b	
		Indoor	Outdoor
C1	Very low	Heated spaces with low relative humidity and insignificant pollution, e.g. offices, schools, museums	Dry or cold zone, atmospheric environment with very low pollution and time of wetness, e.g. certain deserts, Central Arctic/Antarctica
C2	Low	Unheated spaces with varying temperature and relative humidity. Low frequency of condensation and low pollution, e.g. storage, sport halls	Temperate zone, atmospheric environment with low pollution ($\text{SO}_2 < 5 \mu\text{g}/\text{m}^3$), e.g. rural areas, small towns Dry or cold zone, atmospheric environment with short time of wetness, e.g. deserts, subarctic areas
C3	Medium	Spaces with moderate frequency of condensation and moderate pollution from production process, e.g. food-processing plants, laundries, breweries, dairies	Temperate zone, atmospheric environment with medium pollution (SO_2 : $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ to $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$) or some effect of chlorides, e.g. urban areas, coastal areas with low deposition of chlorides Subtropical and tropical zone, atmosphere with low pollution
C4	High	Spaces with high frequency of condensation and high pollution from production process, e.g. industrial processing plants, swimming pools	Temperate zone, atmospheric environment with high pollution (SO_2 : $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ to $90 \mu\text{g}/\text{m}^3$) or substantial effect of chlorides, e.g. polluted urban areas, industrial areas, coastal areas without spray of salt water or, exposure to strong effect of de-icing salts Subtropical and tropical zone, atmosphere with medium pollution
C5	Very high	Spaces with very high frequency of condensation and/or with high pollution from production process, e.g. mines, caverns for industrial purposes, unventilated sheds in subtropical and tropical zones	Temperate and subtropical zone, atmospheric environment with very high pollution (SO_2 : $90 \mu\text{g}/\text{m}^3$ to $250 \mu\text{g}/\text{m}^3$) and/or significant effect of chlorides, e.g. industrial areas, coastal areas, sheltered positions on coastline

Tabla 3.9 Descripción De Tipos Atmosféricos Y Estimación De Corrosividad.

La ubicación del proyecto es una zona que posee gran salinidad debido a su proximidad al mar, y dichas estructuras metálicas estarán ubicadas a la intemperie.

Según la tabla 3.9 de la Norma ISO 9223, el nivel de corrosión de las estructuras deben ser para tipo de ambiente C4 debido a la alta polución que hay en el lugar. Con la tabla 3.10 se calculara el nivel de corrosión que tendremos, el primer año si se utiliza hierro galvanizado.

Corrosivity category	Corrosion rates of metals				
	Unit	Carbon steel	Zinc	Copper	Aluminium
C1	g/(m ² -a)	$r_{\text{corr}} \leq 10$	$r_{\text{corr}} \leq 0,7$	$r_{\text{corr}} \leq 0,9$	negligible
	$\mu\text{m/a}$	$r_{\text{corr}} \leq 1,3$	$r_{\text{corr}} \leq 0,1$	$r_{\text{corr}} \leq 0,1$	—
C2	g/(m ² -a)	$10 < r_{\text{corr}} \leq 200$	$0,7 < r_{\text{corr}} \leq 5$	$0,9 < r_{\text{corr}} \leq 5$	$r_{\text{corr}} \leq 0,6$
	$\mu\text{m/a}$	$1,3 < r_{\text{corr}} \leq 25$	$0,1 < r_{\text{corr}} \leq 0,7$	$0,1 < r_{\text{corr}} \leq 0,6$	—
C3	g/(m ² -a)	$200 < r_{\text{corr}} \leq 400$	$5 < r_{\text{corr}} \leq 15$	$5 < r_{\text{corr}} \leq 12$	$0,6 < r_{\text{corr}} \leq 2$
	$\mu\text{m/a}$	$25 < r_{\text{corr}} \leq 50$	$0,7 < r_{\text{corr}} \leq 2,1$	$0,6 < r_{\text{corr}} \leq 1,3$	—
C4	g/(m ² -a)	$400 < r_{\text{corr}} \leq 650$	$15 < r_{\text{corr}} \leq 30$	$12 < r_{\text{corr}} \leq 25$	$2 < r_{\text{corr}} \leq 5$
	$\mu\text{m/a}$	$50 < r_{\text{corr}} \leq 80$	$2,1 < r_{\text{corr}} \leq 4,2$	$1,3 < r_{\text{corr}} \leq 2,8$	—
C5	g/(m ² -a)	$650 < r_{\text{corr}} \leq 1\ 500$	$30 < r_{\text{corr}} \leq 60$	$25 < r_{\text{corr}} \leq 50$	$5 < r_{\text{corr}} \leq 10$
	$\mu\text{m/a}$	$80 < r_{\text{corr}} \leq 200$	$4,2 < r_{\text{corr}} \leq 8,4$	$2,8 < r_{\text{corr}} \leq 5,6$	—
CX	g/(m ² -a)	$1\ 500 < r_{\text{corr}} \leq 5\ 500$	$60 < r_{\text{corr}} \leq 180$	$50 < r_{\text{corr}} \leq 90$	$r_{\text{corr}} > 10$
	$\mu\text{m/a}$	$200 < r_{\text{corr}} \leq 700$	$8,4 < r_{\text{corr}} \leq 25$	$5,6 < r_{\text{corr}} \leq 10$	—

Tabla 3.10 Categoría De Corrosión Vs Corrosión De Los Materiales Expuestos

Como vemos en esta tabla para la categoría C4 la tasa de corrosión anual debe estar entre 2.1 y 4.2 μm .

La tasa de corrosión en este tipo de estructura es de 2.66 μm al año. Es decir que la vida útil de la estructura será de 26.32 años para un galvanizado en caliente de 70 μm .

A las estructuras las llamaremos mesas, cada mesa tendrá 26 paneles, colocados en dos filas de 13 paneles. Estarán con una inclinación de 10° como ya se había establecido.

El anclaje de los módulos fotovoltaicos se realizará siempre por los lados de dimensión mayor del módulo, que son los que el propio fabricante, estima para su anclaje, de lo contrario se podría perder su garantía.

Como se ha calculado anteriormente se necesitaran 4472 paneles para la instalación. En cada mesa se ubicaran 26 paneles en serie, por lo tanto se tendrá un total de 172 mesas.



Figura. 3.27 Estructura con Inclinación 10° En La Planta Brineforcorp

Para el anclaje de los paneles a la estructura, se emplean comúnmente los siguientes materiales:

- Acero inoxidable
- Aluminio
- Acero galvanizado

En caso de no emplear aluminio, como el material del marco de los paneles es de aluminio anodizado, se recomienda emplear una junta de goma u otro material sintético para evitar el par galvánico en la zona de contacto de ambos materiales, es decir en el marco de aluminio del panel y la pieza de anclaje.



Figura. 3.28 Sistema De Anclaje Y Fijación De Los Paneles Solares.

Este tipo de anclaje permite fijar los módulos de forma fácil. Se los aprieta con llave allen y permiten una separación adecuada entre paneles.

3.7 Distribución y ordenamiento de paneles

Es importante hacer un ordenamiento de paneles antes de colocarlos en las mesas, ya que los paneles no son perfectamente iguales, en cuanto a valores de corrientes y de tensiones. El motivo de realizar este ordenamiento es el de minimizar las pérdidas de efecto mismatch.

Por lo general los fabricantes no envían ordenados los paneles ya que muchos no disponen con procesos de selección y agrupación previa al embalaje. Aunque pueden haber fabricantes que para proyectos de gran envergadura, remitan las cajas o pallets con sus módulos ordenados.

A la hora de adquirir los paneles, el fabricante proporciona el listado con los resultados del flash test.

El flash test consiste en la medición de los parámetros eléctricos de cada panel como medida de calidad, y se realiza sometiendo a los paneles a condiciones STC.

A continuación en la tabla 3.11 se muestra un flash test para un grupo de paneles

	Serial Number	ISC	Vo	Pma	Vpn	Ipm
1	113100809012210001	8,810	36,982	245,450	30,124	8,148
2	113100809012210002	8,810	37,619	245,613	30,144	8,148
3	113100809012210003	8,836	36,944	246,055	30,139	8,164
4	113100809012210004	8,726	37,343	245,107	29,619	8,096
5	113100809012210005	8,757	37,584	246,385	30,172	8,166
6	113100809012210006	8,861	37,476	246,751	30,191	8,456
7	113100809012210007	8,796	37,064	246,727	29,899	8,252
8	113100809012210008	8,787	37,529	246,216	30,085	8,184
9	113100809012210009	8,728	37,096	245,119	29,636	8,271
10	113100809012210010	8,749	37,467	245,881	30,114	8,165
11	113100809012210011	8,786	37,602	245,650	30,193	8,136
12	113100809012210012	8,813	36,898	246,356	29,746	8,282
13	113100809012210013	8,767	37,213	246,841	30,132	8,192
14	113100809012210014	8,773	37,115	246,678	29,792	8,280
15	113100809012210015	8,799	37,128	245,417	29,604	8,290

Tabla 3.11 Flash Test Proporcionado Por Fabricante

Como se puede observar en el flash test tenemos el código del panel, la corriente de cortocircuito el voltaje de circuito abierto, la potencia máxima, el voltaje pmp y la corriente pmp. Los valores son similares, no obstante estas pequeñas variaciones ocasionan perdidas de efecto mismatch. Para comprender de mejor manera se usará un ejemplo con dicha tabla.

Los 15 paneles se los conectan en serie, se analizará que la corriente que circula por dicho circuito serie, sería la menor de todos módulos, es decir el valor de corriente de 8.096A.

Por consiguiente, se estaría limitando a los paneles que pueden dar más corriente como es el caso del panel #6. Y por ende se estaría reduciendo la

potencia que podrían entregar. Como se observa en la tabla el valor de corriente máximo es de 8.456 A.

Es por esto que se deben ordenar los paneles considerando sus corrientes en punto de máxima potencia. A continuación se muestra una tabla ordenada de un grupo de paneles.

	Serial Number	Contenec =	Ip =		
1	113100809012211622	109-165	8,480	1	1A1
2	113100809012210280	25-165	8,430	2	1A1
3	113100809012210990	28-165	8,430	3	1A1
4	113100809012211485	112-165	8,420	4	1A1
5	113100809012211048	108-165	8,420	5	1A1
6	113100809012211057	108-165	8,420	6	1A1
7	113100809012211196	110-165	8,420	7	1A1
8	113100809012210245	25-165	8,420	8	1A1
9	113100809012213782	140-165	8,400	9	1A1
10	113100809012211059	108-165	8,390	10	1A1
11	113100809012211680	108-165	8,380	11	1A1
12	113100809012213740	140-165	8,380	12	1A1
13	113100809012211494	112-165	8,380	13	1A1
14	113100809012211118	110-165	8,380	14	1A1
15	113100809012210916	110-165	8,380	15	1A1
16	113100809012211510	112-165	8,380	16	1A1
17	113100809012211049	108-165	8,370	17	1A1
18	113100809012210255	25-165	8,370	18	1A1
19	113100809012210540	27-165	8,370	19	1A1
20	113100809012211127	110-165	8,370	20	1A1
21	113100809012211534	109-165	8,370	21	1A1
22	113100809012211550	109-165	8,370	22	1A1
23	113100809012211058	108-165	8,370	23	1A1
24	113100809012211481	112-165	8,370	24	1A1
25	113100809012218395	75-165	8,370	25	1A1
26	113100809012211053	108-165	8,370	26	1A1

Tabla 3.12 Ordenamiento De Paneles Fotovoltaicos

Como se puede observar en la tabla superior, se ha hecho un ordenamiento en excel, considerando cada 26 paneles ya que es el número serie que formarían una mesa de paneles. A la primera mesa se llamara 1A1, y así sucesivamente hasta ir armando todas las mesas. Es decir los siguientes 26 paneles formarían la mesa 1A2, hasta completar las 24 mesas que conforman un string.

Es decir el grupo 1A estaría conformados por las mesas: 1A1, 1A2, 1A3, 1A4, 1A5, 1A6, 1A7, 1A8, 1A9, 1A10, 1A11, 1A12, 1A13, 1A14, 1A15, 1A16, 1A17, 1A18, 1A19, 1A20, 1A21, 1A22, 1 A23, 1 A24, 1 A25, 1 A26.

De igual manera el grupo 2B quedaría conformado por las siguientes mesas: 2B1, 2B2, 2B3, 2B4, 2B5, 2B6, 2B7, 2B8, 2B9, 2B10, 2B11, 2B12, 2B13, 2B14, 2B15, 2B16, 2B17, 2B18, 2B19, 2B20, 2B21, 2B22, 2B23, 2B24, 2B25, 2B26.

El grupo 3C quedaría conformado por las siguientes mesas: 3C1, 3C2, 3C3, 3C4, 3C5, 3C6, 3C7, 3C8, 3C9, 3C10, 3C11, 3C12, 3C13, 3C14, 3C15, 3C16, 3C17, 3C18, 3C19, 3C20, 3C21, 3C22, 3C23, 3C24, 3C25, 3C26.

El grupo 4D quedaría conformado por las siguientes mesas: 4D1, 4D2, 4D3, 4D4, 4D5, 4D6, 4D7, 4D8, 4D9, 4D10, 4D11, 4D12, 4D13, 4D14, 4D15, 4D16, 4D17, 4D18, 4D19, 4D20, 4D21, 4D22, 4D23, 4D24, 4D25, 4D26.

Para el grupo 5E Y 6F según los cálculos obtenidos anteriormente constara de 20 strings. Por lo tanto el grupo 5E lo conformado por las siguientes mesas: 5E1, 5E2, 5E3, 5E4, 5E5, 5E6, 5E7, 5E8, 5E9, 5E10, 5E11, 5E12, 5E13, 5E14, 5E15, 5E16, 5E17, 5E18, 5E19, 5E20.

Para el grupo 6F las mesas serían las siguientes: 6F1, 6F2, 6F3, 6F4, 6F5, 6F6, 6F7, 6F8, 6F9, 6F10, 6F11, 6F12, 6F13, 6F14, 6F15, 6F16, 6F17, 6F18, 6F19, 6F20.

Para los últimos dos grupos el 7G y 8H, están conformados por 18 strings debido a que se encuentran más lejanos y como ya se lo había dicho anteriormente para minimizar las pérdidas de corriente. Por consiguiente el grupo 7G estaría conformado por las mesas: 7G1, 7G2, 7G3, 7G4, 7G5, 7G6, 7G7, 7G8, 7G9, 7G10, 7G11, 7G12, 7G13, 7G14, 7G15, 7G16, 7G17, 7G18.

Y de igual manera el grupo 8H estaría conformado por las mesas: 8H1, 8H2, 8H3, 8H4, 8H5, 8H6, 8H7, 8H8, 8H9, 8H10, 8H11, 8H12, 8H13, 8H14, 8H15, 8H16, 8H17, 8H18.

A continuación se muestran las agrupaciones de los paneles por mesas y grupos.

1A4	1A3	1A2	1A1
1A6	1A7	1A6	1A5
1A12	1A11	1A10	1A9
1A16	1A15	1A14	1A13
1A20	1A19	1A18	1A17
1A24	1A23	1A22	1A21
3C4	3C3	3C22	3C1
3C8	3C7	3C6	3C5
3C12	3C11	3C10	3C9
3C16	3C15	3C14	3C13
3C20	3C19	3C18	3C17
3C24	3C23	3C22	3C21
5E4	5E3	5E2	5E1
5E8	5E7	5E6	5E5
5E12	5E11	5E10	5E9
5E16	5E15	5E14	5E13
5E20	5E19	5E18	5E17
7G4	7G3	7G2	7G1
7G8	7G7	7G6	7G5
7G12	7G11	7G10	7G9
7G16	7G15	7G14	7G13
	7G18	7G17	
2B4	2B3	2B2	2B1
2B6	2B7	2B6	2B5
2B12	2B11	2B10	2B9
2B16	2B15	2B14	2B13
2B20	2B19	2B18	2B17
2B24	2B23	2B22	2B21
4D4	4D3	4D2	4D1
4D8	4D7	4D6	4D5
4D12	4D11	4D10	4D9
4D16	4D15	4D14	4D13
4D20	4D19	4D18	4D17
4D24	4D23	4D22	4D21
6F4	6F3	6F2	6F1
6F8	6F7	6F6	6F5
6F12	6F11	6F10	6F9
6F16	6F15	6F14	6F13
6F20	6F19	6F18	6F17
8H4	8H3	8H2	8H1
8H8	8H7	8H6	8H5
8H12	8H11	8H10	8H9
8H16	8H15	8H14	8H13
	8H18	8H17	

Figura. 3.29 Distribución De Grupos Y Strings.

3.8 Canalizaciones y cajas de registro

El cableado debe ser transportado por tuberías tipo conduit de pvc, teniendo en consideración que por cada tubería, deben de transportarse no más del 40% de sección de cable con respecto a la sección de la tubería según el National Electrical Code NEC2011.

El cableado de las string box a los registros debe ser transportado por tuberías bajo el suelo con una distancia de profundidad mínima de 80 cm.

Así mismo por otra tubería deberá transportarse el cable apantallado de comunicaciones desde la string box hasta las cajas de registro.

En cada registro deben llegar las tuberías de los grupos correspondientes, la tubería para el cable de comunicaciones y otra tubería para cable auxiliar o de mantenimiento.

3.9 Cableado

3.9.1 Cableado de mesas a string box

Los conductores a utilizar en la instalación y conexión de los paneles a las string box, deben ser flexibles de cobre y con una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos. También deben de ser resistentes a intemperie.

En la parte de corriente continua, la sección a utilizar debe ser la suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1.5%.

Los valores de corrientes y voltajes de strings son las siguientes:

Isc (A)	8,92
I _{mp} (A)	8,39
V _{mp} (V)	29,8
Nº serie	26
I _{max} string (I)	8,92
V _{max} string (V)	774,8

Tabla 3.13 Valores De Voltajes Y Corrientes Por String

Por lo tanto el cableado debe ser de 6mm² que soporte una tensión de 0.7/1.2 Kv y 90°C.

A continuación se muestra el cableado de las mesas a las string box.



Figura. 3.30 Cableado de mesas a string box

Como se puede observar en la figura anterior se muestra como ejemplo el grupo 1A, en el cual el cableado llega de cada mesa a las string box en donde se concentran y agrupan todos los pares positivos y negativos de todo el grupo 1A. De las string box saldrán los cables que se conecten a la barra DC del edificio técnico.

3.9.2 Cableado de string box a Edificio técnico

Para determinar la sección del cableado se deben tener las distancias desde las string box hasta el edificio técnico de cada grupo. Con la ayuda del plano en Autocad se obtuvieron las siguientes distancias:

Agrupación	Distancia a Edificio Técnico	Factor seguridad	Distancia con factor seguridad	Nº filas	Nº serie	I _{sc} (A)	I _{omp} (A)	V _{omp} (V)	I _{max_agrupación} (A)	I _{omp_agrupación} (A)	σ (S)	ρ	V _{total} (V)	% ΔV	ΔV (V)	Sección I _{sc} (mm ²)	Sección I _{omp} (mm ²)	S _{recomendada} (mm ²)
1A	33,00	1,15	37,95	24	26	8,92	8,39	29,8	214,08	201,36	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	24,97	23,48	50
2B	58,47	1,15	67,24	24	26	8,92	8,39	29,8	214,08	201,36	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	44,24	41,61	50
3C	66,72	1,15	76,73	24	26	8,92	8,39	29,8	214,08	201,36	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	50,48	47,48	50
4D	83,22	1,15	95,70	24	26	8,92	8,39	29,8	214,08	201,36	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	62,96	59,22	70
5E	90,73	1,15	104,34	20	26	8,92	8,39	29,8	178,4	167,8	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	57,20	53,80	70
6F	107,25	1,10	117,98	20	26	8,92	8,39	29,8	178,4	167,8	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	64,68	60,83	70
7G	105,55	1,10	116,11	18	26	8,92	8,39	29,8	160,56	151,02	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	57,29	53,88	70
8H	122,02	1,10	134,22	18	26	8,92	8,39	29,8	160,56	151,02	56	0,0179	774,8	1,50%	11,62	66,23	62,29	70

Tabla 3.14 Calculo De Secciones Para Cableado Principal

A dichas distancias se les multiplica por un factor de seguridad y se procede a hacer los cálculos considerando en cada grupo el número de strings que poseen y los valores de corrientes y voltajes por cada grupo. Luego de eso se calculan las secciones con la siguiente formula:

(3.44)

$$I_{sc}(mm^2) = (2 * I_{max_agrupacion} * \rho * distancia_{factorseguridad}) / \Delta V$$

Donde ΔV es la caída de tensión estimada en el cable, calculado de la siguiente manera:

(3.45)

$$\Delta V = V_{total} * \% \Delta V$$

Como se puede notar para los grupos 1A, 2B y 3C se recomienda usar cableado de sección de 50mm², para los siguientes grupos se recomienda la sección de 70mm²

3.10 Sistema de protección de tierras.

El sistema de protección de tierras es un elemento fundamental como elemento de protección.

Las plantas fotovoltaicas por sus características requieren de una serie de condiciones a la hora de su diseño, ya que la planta contará con sistemas de B.T, y M.T. así como masas de los equipos, en algunos casos malla de tierra para equipos de comunicaciones.

La geometría de la malla será perimetral al contorno e incluirá un mallado de manera que se asegure la equipotencialidad de la zona de planta fotovoltaica.

Las mesas estructurales, es decir, aquellas estructuras que contienen los módulos fotovoltaicos que forman un String, se conectarán mediante uniones con las inmediatamente próximas y cercanas. Así mismo las distintas filas se conectarán con inmediatamente anterior y posterior. Como se muestra a continuación en las figuras



Figura. 3.31 Conexión De Tierra Entre Mesas



Figura. 3.32 Conexión De Mesas Al Enmallado De Tierra Perimetral

Cada cierta distancia, las malla de tierra de B.T. se unirán a las estructuras.

El Edificio Técnico contará con su malla perimetral de B.T. la cual se unirá a la malla de B.T. perimetral, mientras que las carcasas de los equipos tendrán una malla rectangular independiente.

El punto de interconexión a la red, la zona de medidores, y reconectores, precisará de una malla rectangular. Malla de M.T.

Los pararrayos que se ubican deberán contar con su propia malla en disposición “pata de gallo”. Las distintas mallas se unirán entre sí mediante vía chispas; Las malla de M.T. empleará cable de cobre desnudo 4/0 AWG. Para el resto de mallas se empleará cable de cobre desnudo de 2/0 AWG ya que es el calibre mínimo recomendado por la norma IEEE 80 para este tipo de instalaciones.

Para las uniones entre estructuras y filas se empleará cable 2 AWG. Al igual que el cable de unión de las estructuras a la malla perimetral de B.T.

Las uniones entre cable desnudos se realizará mediante suelda exotérmica, así mismo en el caso de las uniones de la malla perimetral de B.T. y la las estructuras.

Los módulos fotovoltaicos disponen de un punto de tierra, a través del cual el panel se deber unir a la tierra o masa de la instalación. (Es de aplicación según el fabricante).

3.11 Performance Ratio (PR)

El performance ratio es un factor que permite saber el rendimiento y calidad de una planta fotovoltaica. En este factor se consideran todas las pérdidas en la instalación como son las siguientes:

- Pérdidas por temperatura

- Pérdidas por cableado
- Pérdidas por polución
- Pérdidas por efecto mismatch
- Pérdidas por rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia
- Pérdidas en el inversor
- Pérdidas en el transformador

3.11.1 Pérdidas por temperatura

Sabemos que por las variaciones de temperatura, los parámetros del panel varían. Los valores de temperatura mensuales se estiman con el software Meteonorm,

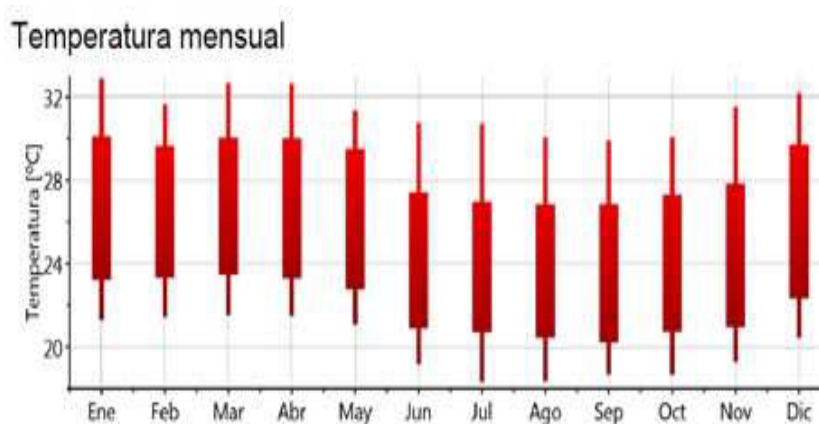


Figura. 3.33 Temperatura Mensual Villamil Playas. Software Meteonorm

A continuación se presenta la tabla 3.14 para el cálculo de rendimiento por efecto de temperatura.

	T° ambiente	I (W/m ²)	TNOC	T° célula	T ensayo panel	Pérdidas %/°C	Rto T
Enero	30,40	1.000	46,00	62,90	25,00	0,45	82,95%
Febrero	29,50	1.000	46,00	62,00	25,00	0,45	83,35%
Marzo	29,80	1.000	46,00	62,30	25,00	0,45	83,22%
Abril	30,00	1.000	46,00	62,50	25,00	0,45	83,13%
Mayo	29,50	1.000	46,00	62,00	25,00	0,45	83,35%
Junio	27,00	1.000	46,00	59,50	25,00	0,45	84,48%
Julio	26,80	1.000	46,00	59,30	25,00	0,45	84,57%
Agosto	27,00	1.000	46,00	59,50	25,00	0,45	84,48%
Septiembre	26,78	1.000	46,00	59,28	25,00	0,45	84,57%
Octubre	27,50	1.000	46,00	60,00	25,00	0,45	84,25%
Noviembre	27,90	1.000	46,00	60,40	25,00	0,45	84,07%
Diciembre	29,70	1.000	46,00	62,20	25,00	0,45	83,26%

Tabla 3.14 Rendimiento por temperatura mensual

(3.46)

De donde:

$$T_{\text{célula}} = \frac{(T_{\text{ambiente}} + \text{Irradiancia}) * (TNOC - 20)}{100}$$

Por lo tanto el rendimiento por efecto de la temperatura se lo calculó con la siguiente fórmula:

(3.47)

$$R_{\text{to T}} = \frac{(100 - ((T^{\circ} \text{célula} - T_{\text{ensayo panel}}) * \text{Pérdidas \%}^{\circ}\text{C}))}{100}$$

3.11.2 Pérdidas por cableado

En apartados anteriores se hizo el cálculo de la sección de cableado para minimizar las pérdidas. Es por esto que se considera que la pérdida por cableado en la instalación es del 1%.

	Rto cab
Enero	99%
Febrero	99%
Marzo	99%
Abril	99%
Mayo	99%
Junio	99%
Julio	99%
Agosto	99%
Septiembre	99%
Octubre	99%
Noviembre	99%
Diciembre	99%

Tabla 3.15 Rendimiento Del Cableado

3.11.3 Pérdidas por polución

Estas pérdidas se dan en los módulos por la suciedad acumulada y polvo en la superficie de los paneles, esto hace que haya disminución de potencia en el generador. Para reducir las pérdidas por polución es recomendable tener un plan de limpieza semanal de los paneles fotovoltaicos. Es por esto que se considera una pérdida del 3% por polución.

	Rto pol
Enero	97%
Febrero	97%
Marzo	97%
Abril	97%
Mayo	97%
Junio	97%
Julio	97%
Agosto	97%
Septiembre	97%
Octubre	97%
Noviembre	97%
Diciembre	97%

Tabla 3.16 Pérdidas por Polución

3.11.4 Pérdidas por efecto Mismatch

Este tipo de pérdidas se da por las siguientes causas:

Los paneles no tienen propiedades idénticas.

Porque pueden estar sometidos a diferentes condiciones de trabajo.

Para el caso de la instalación, se consideró ordenar los paneles fotovoltaicos con respecto a sus características eléctricas, para así garantizar que cada grupo tengan características similares y con esto aseguramos reducir las pérdidas por efecto mismatch.

Haciendo este ordenamiento se pueden reducir las pérdidas en un rango del 0.3% al 1%. Sin embargo consideremos esta pérdida en el 1.5% en el caso de que no se ordenen los paneles solares.

	Rto Mismatch
Enero	98,5%
Febrero	98,5%
Marzo	98,5%
Abril	98,5%
Mayo	98,5%
Junio	98,5%
Julio	98,5%
Agosto	98,5%
Septiembre	98,5%
Octubre	98,5%
Noviembre	98,5%
Diciembre	98,5%

Tabla 3.17 Rendimiento por efecto Mismatch

3.11.5 Pérdida por rendimiento del punto de máxima potencia

Dada la variabilidad que existe en la radiación, los inversores seleccionados para el proyecto tienen la característica de ajustar la curva de los módulos y buscar el parámetro óptimo para tratar de estar siempre en el punto de máxima potencia y que su rendimiento no se vea afectado.

Dada esta ventaja se puede considerar que esta pérdida es del 1%.

	Rto pmp
Enero	99,0%
Febrero	99,0%
Marzo	99,0%
Abril	99,0%
Mayo	99,0%
Junio	99,0%
Julio	99,0%
Agosto	99,0%
Septiembre	99,0%
Octubre	99,0%
Noviembre	99,0%
Diciembre	99,0%

Tabla 3.18 Rendimiento punto de máxima potencia

3.11.6 Perdidas en el inversor

En este punto se considera el rendimiento del inversor, el cual es del 98.4% y el rendimiento en conexión del inversor el cual es del 99.7%, esto se da debido a que el inversor antes de entrar a funcionar, espera a que los niveles de potencia sean los adecuados.

	Rto inversor	Rto conexión
Enero	98,4%	99,7%
Febrero	98,4%	99,7%
Marzo	98,4%	99,7%
Abril	98,4%	99,7%
Mayo	98,4%	99,7%
Junio	98,4%	99,7%
Julio	98,4%	99,7%
Agosto	98,4%	99,7%
Septiembre	98,4%	99,7%
Octubre	98,4%	99,7%
Noviembre	98,4%	99,7%
Diciembre	98,4%	99,7%

Tabla 3.19 Rendimiento Debido Al Inversor

3.11.7 Pérdidas en el transformador

Se considera una pérdida en el transformador del 3%, por lo que el rendimiento sería:

	Rto. Trafo
Enero	97,0%
Febrero	97,0%
Marzo	97,0%
Abril	97,0%
Mayo	97,0%
Junio	97,0%
Julio	97,0%
Agosto	97,0%
Septiembre	97,0%
Octubre	97,0%
Noviembre	97,0%
Diciembre	97,0%

Tabla 3.20 Rendimiento del transformador

Se pueden considerar otras pérdidas como la afectación de la masa de aire o como la valoración de los cortes eléctricos que se producen en la zona. Ya que habrían interrupciones en la línea que afectarían al proceso de producción.

Una vez obtenidas las pérdidas, se procede a calcular el PR de la instalación, multiplicando cada valor, obteniendo la tabla 3.21.

	Rto T	Rto cab	Rto pol	Rto dis	Rto pmp	Rto inv	Rto con	Rto otros	PR
Enero	0,82945	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	73,91%
Febrero	0,8335	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	74,28%
Marzo	0,83215	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	74,16%
Abril	0,83125	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	74,08%
Mayo	0,8335	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	74,28%
Junio	0,84475	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	75,28%
Julio	0,84565	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	75,36%
Agosto	0,84475	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	75,28%
Septiembre	0,84574	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	75,37%
Octubre	0,8425	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	75,08%
Noviembre	0,8407	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	74,92%
Diciembre	0,8326	0,99	97,00%	98,50%	99,0%	98,4%	99,7%	97,00%	74,20%
								PR anual	74,68%

Tabla 3.21 Performance Ratio de la instalación

Posteriormente en el capítulo 4 se usará el PR para calcular la producción real de la planta.

3.12 Medición de la energía real entregada

Para medir la energía que la planta produce, se emplean medidores PowerLogic ION 7650, de la marca Shneider Electric.

Los dispositivos de medición ION 7650 proporcionan medidas exactas de RMS para mediciones de tensión, corriente, potencia y energía. Poseen varias entradas y salidas, y funciones avanzadas para la medición, cumplimiento y comprobación de la calidad de energía.

Una de sus principales características es que posee detección rápida de oscilaciones y capturas de formas de onda a 1024 muestras/ciclos.



Figura. 3.34 Medidor de Potencia y Energía PowerLogic ION7650

Estos medidores son gestionados y avalados por el CENACE ya que con ellos se obtendrán las mediciones de potencia activa, reactiva, voltaje y frecuencia que se vierte a la red a diario. Se deben conectar transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP) para poder instalar estos medidores.

Es responsabilidad de los Agentes entregar al CENACE las mediciones de energía al sistema de tiempo real para que puedan ser utilizadas como medición de respaldo del Sistema de Medición Comercial [25]

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

4.1 Análisis de Inversión de una instalación Fotovoltaica.

A través del análisis de los resultados esperados de la producción de energía en la instalación fotovoltaica, se evaluará la viabilidad financiera del proyecto. Se analizará los aspectos económicos – financieros de la instalación fotovoltaica, mediante un plan de inversión inicial donde se tomara en cuenta los recursos necesarios y especificaciones técnicas que se emplea en la misma.

Con el fin de tener proyecciones certeras, se tomaron en cuenta datos como la temperatura ambiental de la zona, temperatura máxima y mínima de los paneles, pérdidas por rendimiento de inversor, inclinación y radiación, tomando en cuenta el área de instalación y el número de paneles a usar para determinar los niveles de producción que se darán en 15 años. Adicionalmente, se utilizaron indicadores financieros para la medición de la viabilidad.

4.2 Determinación de Costos

Para poder estimar los costos que conlleva una instalación fotovoltaica es necesario tomar en cuenta los costos de materiales e instalaciones así como los de mantenimiento del Edificio Técnico.

Dentro de los costos iniciales se consideran los costos para la implementación del edificio técnico, estructura, cimentación, edificio administrativo, paneles, cableado, equipamiento, instalación y transporte, mientras que el coste de operación, estará conformado por pago de salarios de trabajadores.

A continuación se detalla las diferentes etapas en la instalación del sistema fotovoltaico y a su vez los requerimientos necesarios, costos y cantidades de cada una de ellas.

4.2.1 Costos del Edificio Técnico y Estructura

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Terreno	terreno de 3 Ha	Ha	3	\$ 65.000	\$ 195.000
Freesun Station	Edificio técnico	ud	1	\$ 177.380	\$ 177.380
String Supervisor SFS 24	String box	ud	8	\$ 1.772	\$ 14.173
Freesun HE	inversor	ud	8	\$ 2.138	\$ 17.105
Transformador JARA	transformador 330V/13.8kV	ud	1	\$ 1.309	\$ 1.309
Seccionadores DC	Cuadro de protecciones DC	ud	1	\$ 8.351	\$ 8.351
CIF ECUADOR	Costo, seguro, flete de envío	ud	1	\$ 10.451	\$ 10.451
Paneles FV de 250W	Paneles de 250 W, incluido	Wp	1118000	\$ 0,64	\$ 709.930
Estructuras soporte	Costo de la estructura de soporte para los paneles	Wp	1118000	\$ 0,18	\$ 201.240

Tabla 4.1 Edificio Técnico Estructura y Paneles
Elaborado: El autor

4.2.2 Costos por Edificio Administrativo y Trabajos

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Edificio Administrativo		ud	1	\$ 18.000	\$ 18.000
Instalación estructura y paneles	Costo del trabajo de instalación por Wp instalado	Wp	1118000	\$ 0,03	\$ 33.540
Movimientos de tierra	Limpieza y acondicionamiento del terreno	ha	3	\$ 10.000	\$ 30.000
Cimentación Edificio técnico	Cimentación, materiales y mano de obra	ud	1	\$ 6.380	\$ 6.380
Cimentación Bases	Cimentación de bases para colocación de las estructuras de soporte incluye mano de obra	ud	1720	\$ 22	\$ 37.840
Excavación de zanjas	Excavación de zanjas para dos	m	2000	\$ 10	\$ 20.000
Malla de tierra y pararrayos		ud	1	\$ 90.000	\$ 90.000
Cajas de registro		ud	10	\$ 300	\$ 3.000
Patio de reconectores		ud	1	\$ 5.500	\$ 5.500
Arquetas registro	Arquetas prefabricadas.	ud	10	\$ 250	\$ 2.500

Tabla 4.2 Costos por Edificio Administrativo y Trabajo
Elaborado: El autor

4.2.3 Costos por Cableado

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 6 mm ² de sección.	m	10000	\$ 1,60	\$ 16.000
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 10 mm ² de sección.	m	200	\$ 3,25	\$ 650
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 50 mm ² .	m	600	\$ 7,73	\$ 4.638
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 70 mm ² .	m	1800	\$ 9,31	\$ 16.759
Línea de acometida C.A. bajo tubo de PVC	Cable de 1kV 3x(3x150A1+50Cu)	m	160	\$ 170	\$ 27.200
Labores de instalación de la interconexión	Instalación de la interconexión	ud	1	\$ 80.000	\$ 80.000

Tabla 4.3 Costos para Seguridad e Iluminación
Elaborado: El autor

4.2.4 Costos de Equipos varios

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Medidores	Compra y montaje de equipos de apoyo a la instalación.	ud	1	\$ 5.000	\$ 5.000
Iluminación perimetral		ud	1	\$ 5.500	\$ 5.500

Tabla 4.4 Costos de Equipos Varios
Elaborado: El autor

4.2.5 Costos de Dirección de Obra y Otros.

Los proyectos de generación de energía eléctrica, cuya capacidad total sea mayor o igual a 1MW, requieren de un Estudio de Impacto Ambiental según lo establecido en el artículo 15 del Reglamento Ambiental para actividades eléctricas del CONELEC. [4] Es por ello indispensable incluir los costos de dichos estudios y la dirección de la obra.

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Estudio Medioambiental	topográfico.	ud	1	\$ 15.000	\$ 15.000
Fiscalización		ud	1	\$ 10.000	\$ 10.000
Dirección de obra	Dirección facultativa de obra.	ud	1	\$ 15.000	\$ 15.000
Licencias	Licencias y otros requerimientos técnicos.	ud	1	\$ 8.000	\$ 8.000
Transportes asociados	Transportes asociados a los materiales.	ud	1	\$ 10.000	\$ 10.000

Tabla 4.5 Costos por Dirección de Obra y Otros
Elaborado: El autor

4.2.6 Costos de Servicios Básicos

Entre otros gastos que se deben tomar en cuenta debido a las características de la instalación fotovoltaica son los servicios básicos mostrados en la siguiente tabla.

Concepto	Mensual	Anual
Agua	\$ 40	\$ 480
Electricidad	\$ 40	\$ 480
Telefono	\$ 40	\$ 480
Total Serv. Básicos	\$ 120	\$ 1.440

Tabla 4.6 Costos de Servicios Básicos
Elaborado: El autor

4.2.7 Costos Generales

Concepto	Mensual	Anual
Gastos de Servicio de Asistencia Técnica	\$ 1.000	\$ 12.000
Gastos de Seguridad	\$ 900	\$ 10.800
Seguro de Asistencia Médica	\$ 17	\$ 205
Suministros de limpieza	\$ 20	\$ 240
Suministros de Oficina	\$ 64	\$ 791
Imprevistos 5%	\$ 106	\$ 1.273
Total Costos Generales	\$ 2.107	\$ 25.309

Tabla 4.7 Costos Generales
Elaborado: El autor

Se estimó un 5% en fondo emergente para gastos que puedan ocurrir de imprevisto y cuyo valor estimado mensual es de \$106 y un acumulado anual de \$ 1.273.

4.2.8 Costos de Equipos y Muebles de Oficina

Balance de Equipos			
Equipos de Computación	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Computadoras	2	600	\$ 1.200,00
Copiadora impresora	1	320	\$ 320,00
	Total (\$)	920	\$ 1.520,00
Mueble de oficina	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Escritorios	2	150	\$ 300,00
Sillas con manubrio	6	40	\$ 240,00
Silla Gerencial	1	80	\$ 80,00
Mesa	1	180	\$ 180,00
	Total (\$)	450	\$ 800,00
Total (\$)		1.370	\$ 2.320,00

Tabla 4.8 Costo de Equipos y Muebles de Oficina.
Elaborado: El autor

4.2.9 Gastos de Sueldos y Salario

Para la elaboración de Gastos de Sueldo y Salario se estimó que los sueldos anuales sean constantes aunque la producción presente un 1% de pérdida anual.

Cargo	Personal							
	Sueldo	Sueldo Neto	Décimo Tercer	Décimo Cuarto	Vacaciones	Fondo de Reserva	IECE 0,5%	SETEC 0,5%
Gerente	\$ 1.358,25	\$ 1.500,00	\$ 1.499,99	\$ 349,86	\$ 750,06	\$ 1.499,99	90,0	90,0
Trabajadores	\$ 543,30	\$ 600,00	\$ 600,00	\$ 349,86	\$ 300,02	\$ 600,00	36,0	36,0
Total	\$ 1.901,55	\$ 2.100,00	\$ 2.099,99	\$ 699,72	\$ 1.050,08	\$ 2.099,99	126	126

Aporte al I.E.S.S	Aporte al I.E.S.S	Número de empleados	Salario Neto Anual	Salario Liquido Anual	Salario Neto Mensual
9,45%	11,15%				
141,8	167,3	1	\$ 24.286,91	\$ 18.000,00	\$ 2.023,91
56,7	66,9	2	\$ 19.849,36	\$ 14.400,00	\$ 1.654,11
198,45	234,15	3	\$ 44.136,27	\$ 32.400,00	\$ 3.678,02

Tabla 4.9 Gastos de Sueldos y Salario
Elaborado: El autor

4.3 Análisis Costo – Volumen – Utilidad

Es un análisis que se basa en el punto de equilibrio, mostrando las relaciones básicas entre costos e ingresos para diferentes niveles de producción, permitiendo visualizar el nivel mínimo de producción que la planta requiere para cubrir sus costos totales.

Para ello es indispensable definir los costos fijos, es decir aquellos costos que no son sensibles a cambios en los niveles de actividad, permaneciendo invariables y devengándose en forma periódica.

Los costos fijos que se determinó fueron los siguientes:

Detalle	Mensual	Total Anual
Gastos de Sueldos y Salarios	\$ 3.678,02	\$ 44.136,27
Gastos Basicos	\$ 120,00	\$ 1.440,00
Gastos Generales	\$ 2.107,35	\$ 25.308,97
Depreciación		\$ 738,67
Total	\$ 5.905,37	\$ 71.623,90

Tabla 4.10 Costos Fijos
Elaborado: El autor

De acuerdo al punto de equilibrio la planta solo podrá variar un 12,37% de producción para que los ingresos puedan cubrir sus costos fijos.

Punto de Equilibrio %	
Descripción	Anual
Costo Fijo	\$ 71.624
Costo Variable	\$ 0
Ingresos promedios	\$ 579.140
P.E	12,37%

Tabla 4.11 Punto de Equilibrio
Elaborado: El autor

4.4 Inversión del Proyecto

La inversión requerida consiste no solo en todas las adquisiciones de equipos, sino también los permisos para la puesta en marcha de la planta.

A continuación se detalla los gastos de constitución necesarios:

Gasto de Constitución	
Patente	1 150
Permiso / Funcionamiento	215
Organización / Puesta en Marcha	150
Predios	100
Impuesto 1.5 x mil sobre los activos	675,45
Cuerpo de bomberos	280
Gastos Legalización	300
Total	\$ 2.870,45

Tabla 4.12 Gasto de Constitución
Elaborado: El autor

4.5 Ingresos del Proyecto

Para definir el ingreso del proyecto se debe conocer la producción de la planta y para ello a continuación se detalla una tabla con los siguientes datos:

	Días	Radiación Azimut (kWh/m ² día)	PR	kWh/m ² mes
Enero	31	4,52	73,91%	103,57
Febrero	28	5,41	74,28%	112,51
Marzo	31	6,11	74,16%	140,46
Abril	30	6,00	74,08%	133,34
Mayo	31	5,68	74,28%	130,78
Junio	30	5,00	75,28%	112,92
Julio	31	4,49	75,36%	104,89
Agosto	31	4,53	75,28%	105,71
Septiembre	30	5,01	75,37%	113,28
Octubre	31	4,83	75,08%	112,41
Noviembre	30	4,66	74,92%	104,73
Diciembre	31	4,89	74,20%	112,47

	G*PR	P	G cem (kW/m ²)	Ep (kWh/mes)
Enero	103,57	1.118,00	1,00	115.790,38
Febrero	112,51	1.118,00	1,00	125.789,11
Marzo	140,46	1.118,00	1,00	157.031,46
Abril	133,34	1.118,00	1,00	149.068,65
Mayo	130,78	1.118,00	1,00	146.216,97
Junio	112,92	1.118,00	1,00	126.241,34
Julio	104,89	1.118,00	1,00	117.268,36
Agosto	105,71	1.118,00	1,00	118.187,15
Septiembre	113,28	1.118,00	1,00	126.642,07
Octubre	112,41	1.118,00	1,00	125.678,47
Noviembre	104,73	1.118,00	1,00	117.092,85
Diciembre	112,47	1.118,00	1,00	125.744,53

Producción anual (kWh)	1.550.751,34
-------------------------------	--------------

Tabla 4.13 Frecuencia de Producción
Elaborado: El autor

Una vez obtenido el valor de producción anual se tomara en cuenta el precio impuesto por CONELEC para este tipo de plantas y así poder obtener el ingreso mensual y anual proyectado.

PRECIO	\$ 0,4003
Ingreso Anual	\$ 620.765,8
Ingreso Mensual Promedio	\$ 51.730,5

Tabla 4.14 Ingreso de la Planta
Elaborado: El autor

Para poder estimar la producción a 15 años se tomara en cuenta la información del fabricante sobre los paneles solares en cuanto a la pérdida de potencia nominal la cual consideran de 1% anual. Por consiguiente la producción proyectada de la planta se muestra en la tabla 4.15.

Producción Proyectada	Ingresos
Año 1	\$ 620.765,76
Año 2	\$ 614.558,10
Año 3	\$ 608.412,52
Año 4	\$ 602.328,40
Año 5	\$ 596.305,11
Año 6	\$ 590.342,06
Año 7	\$ 584.438,64
Año 8	\$ 578.594,25
Año 9	\$ 572.808,31
Año 10	\$ 567.080,23
Año 11	\$ 561.409,43
Año 12	\$ 555.795,33
Año 13	\$ 550.237,38
Año 14	\$ 544.735,00
Año 15	\$ 539.287,65

Tabla 4.15 Ingresos Proyectados
Elaborado: El autor

Obteniendo de esta forma el costo total de la instalación del sistema fotovoltaico.

COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN	
Rubro	Costo Total
Costo en instalación eléctrica.	\$ 1.726.946,37
Costo en Ingeniería y dirección de obra	\$ 48.000,00
Costo Transportes asociados	\$ 10.000,00
Costo de Instalaciones y obra	\$ 1.784.946,37
FDI (0.5%)	\$ 8.924,73
IVA (12%)	\$ 214.193,56
Subtotal de Costo de Instalaciones e impuestos	\$ 2.008.064,66
Gastos de Constitución	\$ 2.870,45
Activos Fijos	\$ 2.820,00
Activos Circulantes	\$ 3.000,00
Total (\$)	\$ 2.016.755,11
\$/Wp	\$ 1,804

Tabla 4.16 Costo de Instalación del Sistema Fotovoltaico
Elaborado: El autor

El costo en dólares por watio pico producido fue de \$/ Wp 1.804, se lo obtuvo mediante la relación del costo total y la potencia total instalada.

4.6 Depreciación

La depreciación fue calculada por el método de línea recta; para este cálculo se consideraron todos los equipos de computación, equipo y muebles de oficina necesarios.

Activo	Valor Contable	Vida Contable	Depreciación Anual
Muebles de Oficina	\$ 800,00	10	\$ 80,00
Equipo de Computacion	\$ 1.520,00	3	\$ 506,67
Equipo de Oficina	\$ 1.520,00	10	\$ 152,00
Depreciacion y Amortización Anual			\$ 738,67

Tabla 4.17 Método de Línea Recta
Elaborado: El autor

4.7 Tasa de Descuento

La tasa de descuento representa una medida de la rentabilidad mínima que se exigirá al proyecto y se la utilizara en el flujo de caja por los 15 años proyectados teniendo en cuenta el riesgo que implique. Por consiguiente se requiere la tasa libre de riesgo (rf), el costo de capital propio, el costo de la deuda (Rd) y la rentabilidad del mercado (rm).

Se tomara en cuenta la estructura de financiamiento del proyecto detallada en la siguiente tabla:

Estructura de Financiamiento	
Porcentaje de Apalancamiento	
40%	60%
<i>Préstamo</i>	<i>Capital Propio</i>
\$ 806.702,09	\$ 1.210.053,13

Tabla 4.18 Estructura de Financiamiento.
Elaborado: El autor

El 60% determinado por capital propio se considera aportaciones de cada inversionista dando como resultado la siguiente tabla.

Aportacion de cada Inversionista	\$ 605.026,57
----------------------------------	---------------

Para poder determinar la tasa de descuento se usara la siguiente formula.

$$\beta_{\text{apalancado}} = \beta_{\text{desapalancado}} \times \left(1 + \left(\frac{\%D}{\%K} \times (1 - T) \right) \right)$$

B apal de regresion	0,306
Endeudamiento	20%
Patrimonio	80%
T eeuu	0,25%

Beta desap	0,25
------------	------

kd	10,50%
Riesgo pais	5,69%
Prima de riesgo	1,88%
% de deuda	40%
% de patrimonio	60%
T	15%
rf	1,87%

Beta apal	0,38
ke	8,28%
WACCdi	8,54%

Tabla 4.19 Cálculo de la Tasa de Descuento
Elaborado: El autor

Dando como resultado un $K_e = 8,28\%$ del costo de oportunidad de los accionistas y obteniendo un WACC de $8,54\%$ como coste de capital de promedio ponderado

4.8 Amortización de la deuda

EL 40% definido como préstamo en la estructura de financiamiento se lo realizará en 15 años por el tiempo proyectado en la planta y estará sujeta a una tasa determinada por la CFN para este tipo de proyecto.

A continuación se detalla la amortización anual de la deuda.

	PAGO	K	I	SALDO
0				\$ 806.702,09
1	109.104,85	24.401,13	84.703,72	\$ 782.300,96
2	109.104,85	26.963,24	82.141,60	\$ 755.337,72
3	109.104,85	29.794,38	79.310,46	\$ 725.543,33
4	109.104,85	32.922,80	76.182,05	\$ 692.620,54
5	109.104,85	36.379,69	72.725,16	\$ 656.240,85
6	109.104,85	40.199,56	68.905,29	\$ 616.041,29
7	109.104,85	44.420,51	64.684,34	\$ 571.620,78
8	109.104,85	49.084,66	60.020,18	\$ 522.536,12
9	109.104,85	54.238,55	54.866,29	\$ 468.297,57
10	109.104,85	59.933,60	49.171,24	\$ 408.363,97
11	109.104,85	66.226,63	42.878,22	\$ 342.137,34
12	109.104,85	73.180,42	35.924,42	\$ 268.956,91
13	109.104,85	80.864,37	28.240,48	\$ 188.092,54
14	109.104,85	89.355,13	19.749,72	\$ 98.737,42
15	109.104,85	98.737,42	10.367,43	\$ -

Prestamo a Largo Plazo	\$ 806.702,09
tiempo	15
kd CFN	10,50%

Tabla 4.20 Cálculo de Amortización de la Deuda
Elaborado: El autor

4.9 Flujo de Caja

	Flujo de Caja															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos		\$ 620.765,76	\$ 614.558,10	\$ 608.412,52	\$ 602.328,40	\$ 596.305,11	\$ 590.342,06	\$ 584.438,64	\$ 578.594,25	\$ 572.808,31	\$ 567.080,23	\$ 561.409,43	\$ 555.795,33	\$ 550.237,38	\$ 544.735,00	\$ 539.287,65
Ingresos bruto		\$ 620.765,76	\$ 614.558,10	\$ 608.412,52	\$ 602.328,40	\$ 596.305,11	\$ 590.342,06	\$ 584.438,64	\$ 578.594,25	\$ 572.808,31	\$ 567.080,23	\$ 561.409,43	\$ 555.795,33	\$ 550.237,38	\$ 544.735,00	\$ 539.287,65
Gastos Operativos																
Gastos de Servicios Basicos		\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00	\$ 1.440,00
Gastos Generales		\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97	\$ 25.308,97
Gastos de suministros		\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20	\$ 1.031,20
Gastos de Sueldos y Salarios		\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27	\$ 44.136,27
Depreciación (-)		\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67
Amortización (-)		\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84
Total Gastos operativos		\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94	\$ 181.759,94
Utilidad Operacional		\$ 439.005,82	\$ 432.798,16	\$ 426.652,58	\$ 420.568,45	\$ 414.545,17	\$ 408.582,12	\$ 402.678,70	\$ 396.834,31	\$ 391.048,37	\$ 385.320,29	\$ 379.649,48	\$ 374.035,39	\$ 368.477,44	\$ 362.975,06	\$ 357.527,71
Interes en prestamo		\$ 84.703,71	\$ 82.141,60	\$ 79.310,46	\$ 76.182,05	\$ 72.725,15	\$ 68.905,29	\$ 64.684,33	\$ 60.020,18	\$ 54.866,29	\$ 49.171,24	\$ 42.878,21	\$ 35.924,42	\$ 28.240,47	\$ 19.749,72	\$ 10.367,43
Utilidad antes de Particip. e Impto.		\$ 354.302,10	\$ 350.656,56	\$ 347.342,12	\$ 344.386,41	\$ 341.820,02	\$ 339.676,83	\$ 337.994,37	\$ 336.814,13	\$ 336.182,08	\$ 336.149,04	\$ 336.771,27	\$ 338.110,97	\$ 340.236,96	\$ 343.225,35	\$ 347.160,28
15% Participación de Trabajadores		\$ 53.145,32	\$ 52.598,48	\$ 52.101,32	\$ 51.657,96	\$ 51.273,00	\$ 50.951,53	\$ 50.699,15	\$ 50.522,12	\$ 50.427,31	\$ 50.422,36	\$ 50.515,69	\$ 50.716,65	\$ 51.035,54	\$ 51.483,80	\$ 52.074,04
Utilidad antes Impto a la Renta		\$ 301.156,79	\$ 298.058,08	\$ 295.240,80	\$ 292.728,45	\$ 290.547,01	\$ 288.725,31	\$ 287.295,21	\$ 286.292,01	\$ 285.754,77	\$ 285.726,69	\$ 286.255,58	\$ 287.394,33	\$ 289.201,42	\$ 291.741,54	\$ 295.086,24
Impuestos (25%)		\$ 75.289,20	\$ 74.514,52	\$ 73.810,20	\$ 73.182,11	\$ 72.636,75	\$ 72.181,33	\$ 71.823,80	\$ 71.573,00	\$ 71.438,69	\$ 71.431,67	\$ 71.563,89	\$ 71.848,58	\$ 72.300,35	\$ 72.935,39	\$ 73.771,56
Utilidad Neta		\$ 225.867,59	\$ 223.543,56	\$ 221.430,60	\$ 219.546,34	\$ 217.910,26	\$ 216.543,98	\$ 215.471,41	\$ 214.719,01	\$ 214.316,08	\$ 214.295,02	\$ 214.691,68	\$ 215.545,74	\$ 216.901,06	\$ 218.806,16	\$ 221.314,68
Depreciación		\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67	\$ 738,67
Amortización		\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84	\$ 109.104,84
Flujo del accionista		\$ 335.711,10	\$ 333.387,07	\$ 331.274,11	\$ 329.389,84	\$ 327.753,77	\$ 326.387,49	\$ 325.314,91	\$ 324.562,52	\$ 324.159,58	\$ 324.138,52	\$ 324.535,19	\$ 325.389,25	\$ 326.744,57	\$ 328.649,66	\$ 331.158,19
(-) Inversión Inicial	\$ (2.013.755,11)															
(-) Capital de Trabajo																
(+) Prestamo	\$ 806.702,04															
Flujo de Caja	\$ (1.207.053,07)	\$ 335.711,10	\$ 333.387,07	\$ 331.274,11	\$ 329.389,84	\$ 327.753,77	\$ 326.387,49	\$ 325.314,91	\$ 324.562,52	\$ 324.159,58	\$ 324.138,52	\$ 324.535,19	\$ 325.389,25	\$ 326.744,57	\$ 328.649,66	\$ 331.158,19
Pay Back (Periodo de Recuperación)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Flujo de Caja	- 1.207.053,1	335.711,1	333.387,1	331.274,1	329.389,8	327.753,8	326.387,5	325.314,9	324.562,5	324.159,6	324.138,5	324.535,2	325.389,3	326.744,6	328.649,7	331.158,2
Flujo Acumulado	- 1.207.053,1	- 871.342,0	- 537.954,9	- 206.680,8	122.709,0	450.462,8	776.850,3	1.102.165,2	1.426.727,7	1.750.887,3	2.075.025,8	2.399.561,0	2.724.950,3	3.051.694,8	3.380.344,5	3.711.502,7

Tabla 4.21 Flujo de Caja del Inversionista

Como se puede observar en la Tabla 4.21 Se proyectó los flujos de ingresos y egresos de la planta a 15 años obteniendo un flujo neto positivo a una tasa exigida mínima de 15% por lo que constituye un indicador de liquidez favorable.

4.9.1 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

Se procede a realizar el cálculo del VAN ya que permite calcular el valor presente de los ingresos y egresos proyectados en el flujo de caja.

$$VAN = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

Donde:

Q_n = Representa la diferencia entre ingresos y egresos

A = Es el valor de la inversión inicial

i = Tasa Mínima de Retorno

n = Es el periodo a considerar

<i>TMAR</i>	15,00%
<i>TIR</i>	26,58%
<i>VAN</i>	\$ 718.654,69

Tabla 4.22 Cálculo del VAN y TIR
Elaborado: El autor

Obteniendo un valor actual neto mayor a cero lo que nos indica que el proyecto producirá ganancias superiores a la rentabilidad mínima exigida y una tasa Interna de Retorno de 26,58%.

4.9.2 Cálculo del periodo de recuperación

Con este tipo de valoración de proyecto permite identificar cuanto tiempo han de transcurrir para que la acumulación de los flujos de cajas proyectados sean igual a la inversión inicial.

Para poder calcularlo se realizará la suma acumulada de los flujos de caja hasta que el resultado sea positivo.

Pay Back (Periodo de Recuperacion)	0	1	2	3	4
Flujo de Caja	- 1.207.053,1	335.711,1	333.387,1	331.274,1	329.389,8
Flujo Acumulado	- 1.207.053,1	- 871.342,0	- 537.954,9	- 206.680,8	122.709,0

Tabla 4.23 Cálculo del Pay Back
Elaborado: El autor

Como se puede observar el periodo de recuperación para este proyecto será en el cuarto año con 136 días de producción.

Periodo de Payback	4 años
días	136

Tabla 4.24 Periodo de Recuperación de la Inversión
Elaborado: El autor

4.10 Análisis de Sensibilidad

Se procederá hacer el cálculo del análisis de sensibilidad con el objetivo de saber las posibles variaciones en el precio, producción, y tasa a fin de que la inversión sea rentable

precio minimo con VAN = 0 & TMAR 15%	0,27
Tmar max para VAN =0	26,41%
Produccion min para VAN=0 & tmar 15%	1054703,26

Tabla 4.25 Resultados del Análisis de Sensibilidad
Elaborado: El autor

- Para que el proyecto no presente perdidas ni ganancias la producción mínima deberá ser de \$ 1054703,26 por lo que se obtendría una disminución del 32% de producción.

- La tasa máxima que se exija al proyecto para que este sea aceptable será del 26,41%.
- El precio mínimo que el proyecto podría tener será de \$ 0,27 centavos el cual es equivalente a los precios que ofrece CONELEC para las hidroeléctricas.

CONCLUSIONES

1. Las energías renovables presentan una alternativa de generación de energía de manera que contribuya a la no contaminación ambiental que sufre el planeta por efecto del uso de combustibles fósiles.
2. El diseño y selección de equipos de la planta se realizaron considerando los principales parámetros ambientales y eléctricos que garantizan el buen diseño y funcionamiento de una planta fotovoltaica estudiada en el sector de Villamil Playas.
3. Para el cableado se consideró el calibre que favorezca el transporte de la energía, minimizando las pérdidas por efecto Joule.

4. A partir del análisis de factibilidad del proyecto se determinaron los costos e ingresos proyectados a 15 años, obteniendo en el flujo de caja del inversionistas valores positivos con una TMAR exigida de 15%.
5. Para el estudio financiero del proyecto se usaron indicadores como el VAN, TIR y PAYBACK con el fin de conocer con mayor precisión el tiempo de recuperación de la inversión, dando como resultado que en el cuarto año se recuperaría la misma.
6. En el estudio de rentabilidad se determinó el precio mínimo de rentabilidad que debe subvencionar el Gobierno, cuyo valor es \$ 0.27 y así obtener un VAN=0.

RECOMENDACIONES

1. Se debe dar una inclinación adecuada a los paneles y siempre respetando las especificaciones del fabricante ya que muchos de ellos recomiendan inclinar los paneles a un ángulo mínimo de 10 grados. Es importante siempre seguir lo que indica el fabricante para no perder la garantía de los diferentes equipos.
2. Se recomienda ordenar los paneles fotovoltaicos antes de su instalación para minimizar las pérdidas por efecto mismatch.
3. El mantenimiento de la planta debe de ser cada 6 meses, este consiste en limpieza de los módulos inversores, revisión de fusibles en los string boxes y los magnetotérmicos en general, por lo que se deberá tener un manual de mantenimiento y operación de la planta.

4. Se debe considerar en la planta un sistema de bombeo de agua para la limpieza de los paneles fotovoltaicos, por lo que, se recomienda limpiarlos 2 veces por semana dependiendo de la polución del sector y de las precipitaciones que hubieren.

ANEXOS

**ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA
FOTOVOLTAICA**

ANEXO B: PLANOS DE DISEÑO

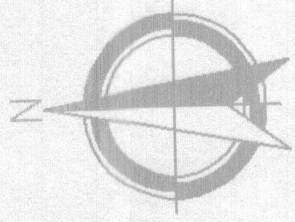
ANEXO C: DATASHEETS DE EQUIPOS A UTILIZAR

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CONELEC, Plan Maestro De Electrificación Del Ecuador, <http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920CAP5.pdf>, Fecha de consulta noviembre 2014.
- [2] CONELEC, Balance Nacional De Energia Electrica 2014 <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10261>, Fecha de consulta noviembre 2014.
- [3] CONELEC, Produccion Anual De Energia Electrica 2014, http://www.conelec.gob.ec/enlaces_externos.php?l=1&cd_menu=4223, Fecha de consulta noviembre 2014.
- [4] CONELEC, Ley Del Regimen Del Sector Electrico, Vol. Art. 63.
- [5] SECRETARIA NACIONAL DE PLANIFICACION, Plan Nacional Del Buen Vivir 2013 - 2017, 2013.
- [6] CONELEC, Ley del Regimen del Sector Eléctrico <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1007&l=1>, Fecha de consulta Enero 2015.
- [7] CENACE, Consumo De Energia Electrica Percapita, REVISTA TECNICA, N° 9, p. 129, 2013.
- [8] CONELEC, Plan De Expansion Para La Generacion, p.190 CAP. 6.
- [9] CONELEC, INFORMACIÓN ESTADÍSTICA OCTUBRE 2014, <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10261>, Fecha de consulta noviembre 2014.

- [10] CONELEC, Mapa Nacional De Generacion Y Transmision, http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10234_MAPA_SISTEM_A_NACIONAL_GENERACION_TRANSMISION_DISTRIBUCION.pdf, Fecha de consulta Enero 2015.
- [11] MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE, Plan Estrategico Institucional, p. 27, 2014 - 2017.
- [12] UNION EUROPEA, Proyecto TECH4CDM La Energia Eolica En Ecuador, p. 16, 2014.
- [13] CONELEC, Proyectos De Energia Eolica En El Ecuador, https://www.celec.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=189:eolico, Fecha de consulta Febrero 2015.
- [14] Byron Chiliquinga & Eduardo Rosero, Tecnologia Energetica Y Renovables, Observatorio De Energias Renovables en America Latina Y El Caribe, p. 2, Agosto 2011.
- [15] Panel Intergubernamental Del Cambio Climatico - IPCC, Cambio Climatico 2014, p. 35
- [16] Comision Federal De Electricidad, Costos Y Parametros De Referencia Para La Inversion Del Sector Electrico, <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=38271058>, Fecha de consulta Febrero 2015.
- [17] CONELEC, ATLAS SOLAR DEL ECUADOR , http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf, p. 5.
- [18] CONELEC, ATLA SOLAR DEL ECUADOR AGOSTO 2008, http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf, p. 50
- [19] Universidad Internacional De Andalucia MADRID, Radiacion Solar Incidencia En Superficies No Horizontales,

- <http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-4>, Fecha de consulta Febrero 2015.
- [20] Maria del Carmen Alonso Garcia, El Generador Fotovoltaico, http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45315/componente45313.pdf, p. 7, Fecha de consulta Febrero 2015.
- [21] SmartGreen, Degradación Inducida por Potencial , <http://www.smartgreenholding.com/imagenes/documentacion/ficheros/007DD066.pdf>, Fecha de consulta Marzo 2015.
- [22] CONELEC, REGULACION CONELEC 004-11, p. 5
- [23] NASA, Datos de Radiación, 2015. https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=100088&lat=-2.628&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swvdowncook&p=swv_dwn&step=2&lon=-80.406, Fecha de consulta Marzo 2015
- [24] Agencia Espacial Civil Ecuatoriana <http://www.exa.ec/indnews/hiperion/RADIOCOLOSAL.pdf>, Fecha de consulta Marzo 2015
- [25] CONELEC, REGULACION No. CONELEC – 005/08, Medidores , p. 20.



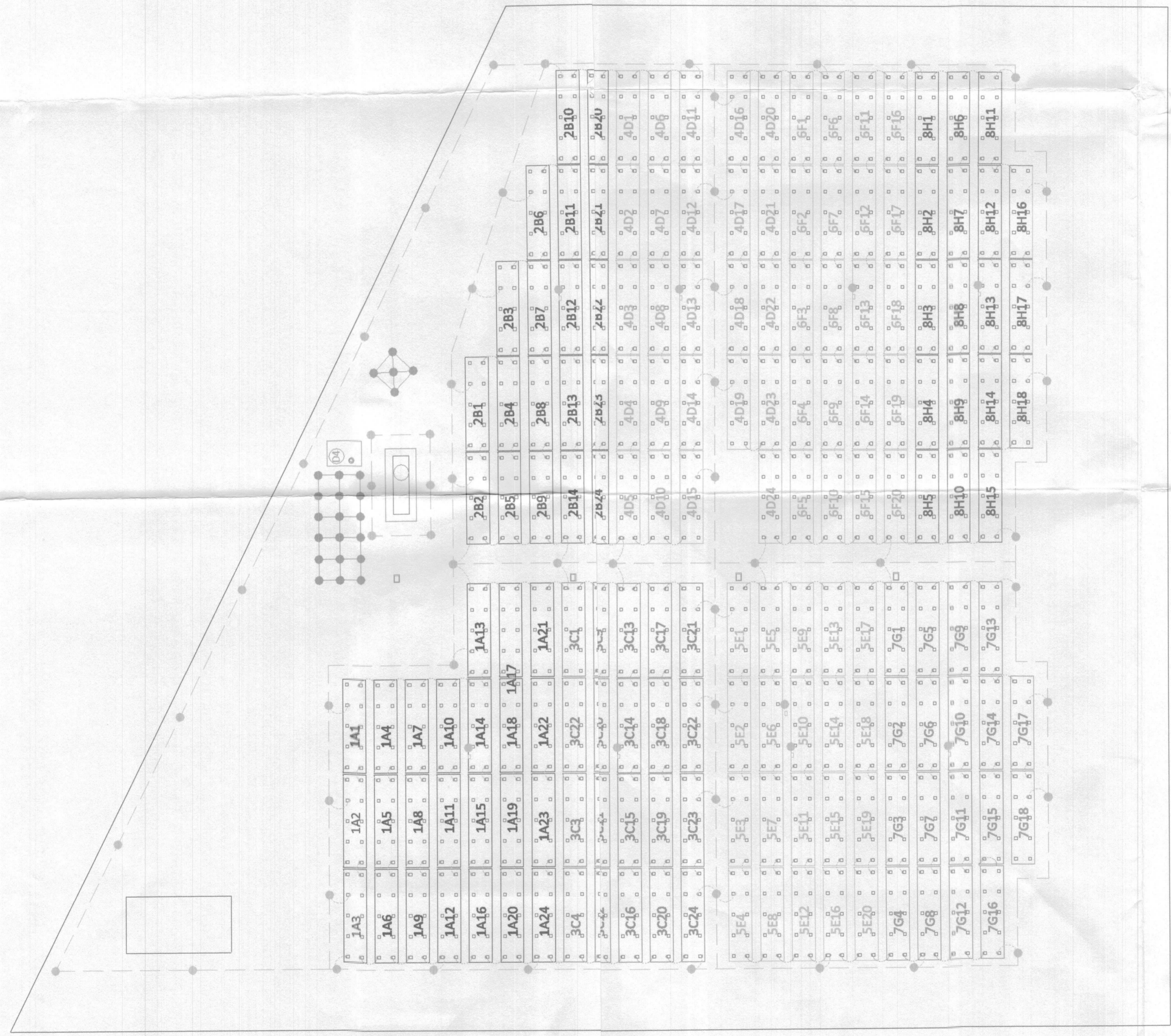
LEYENDA

	Zone mesa panel
	Contorno de HTA
	Punto de referencia
	Límite de mantenimiento de la red
	Límite de terreno
	Zona de protección perimetral
	Zona de protección de energía
	Zona de instalación de transformadores y equipos
	Zona de instalación de cuadros de bornes
	Zona de instalación de cables
	Frenos de string

OBSERVACIONES:
 Plano en formato A3.
 Plano de implantación con límites del área del campo fotovoltaico.

OBSERVACIONES:
 Plano de puesta a tierra, malla perimetral, malla strings

Revisión:



Diseñado por:	Ricardo Prado Alarcón	Nombre	Ricardo Prado Alarcón	Fecha	18/03/2015	Firma	
Revisado por:	Msc. Jorge Montealegre	Nombre	Msc. Jorge Montealegre	Fecha		Firma	
Plano de planta. Plano de implantación de la planta fotovoltaica. Sistema de malla a tierra							
Nº de plano:	PLANO 002	Nº de proyecto:	PC13.002	Escalá:	1:1000		