



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“DISEÑO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA MENOR A 1 MW CONECTADA
A LA SUBESTACIÓN CERROBLANCO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN”**

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERA EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

VIVIANA VANESSA VILLAVICENCIO VALLEJO

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2015

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la vida, brindándome así la oportunidad de culminar mi carrera profesional. A mis padres por su colaboración en todo momento de mi vida. A mis profesores de la carrera por ser un ejemplo a seguir profesionalmente. Al Ing. Jorge Montealegre y al Ing. Jimmy Córdova por su colaboración y paciencia en el transcurso de la elaboración del presente proyecto.

DEDICATORIA

El desarrollo de este proyecto se lo dedico a mi familia por haber sido el motivo principal por el que me esfuerzo día a día. A mis padres en especial, por darme la oportunidad y confiar en mí, a mis hermanas porque espero ser siempre un ejemplo a seguir para ellas.

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

.....
Montealegre García Jorge M. Sc

PROFESOR EVALUADOR

.....
Jimmy Córdova M. Sc

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, me corresponde exclusivamente; y doy mi consentimiento para que la ESPOl realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....
Viviana Vanessa Villavicencio Vallejo

RESUMEN

Hoy en día en nuestro país la generación de energía eléctrica se la realiza por medio de fuentes tradicionales como la hidráulica y térmica; la producción hidráulica va a generar grandes problemas a futuro si se sigue dependiendo fuertemente de su producción, y en el caso de la fuente térmica trae afectaciones muy altas al ecosistema.

En el Ecuador, el gobierno a través del plan del Buen Vivir 2009-2013 estableció objetivos los cuales ayudaban a incrementar la producción de energía renovable no convencional, siendo la energía fotovoltaica una fuente de energía amigable con el medio ambiente. Por tal motivo, el presente proyecto tiene como objetivo principal diseñar una central fotovoltaica menor a 1MW conectada a la red de distribución de la Subestación Cerro Blanco, para conocer su viabilidad económica y energética.

Para lograr el objetivo planteado se determinará el porcentaje del uso de la energía fotovoltaica como fuente de energía limpia en Ecuador, para luego analizar el recurso energético solar disponible en la zona de Cerro Blanco, mediante softwares y bases de datos meteorológicas para realizar el diseño de generación fotovoltaica menor a 1MW.

Continuando con el diseño un prototipo de centrales fotovoltaica mediante el software PVSYST, para ser incorporados a la red de distribución de la Subestación Cerro Blanco, logrando de esta manera establecer las ventajas y desventajas, técnicas, económicas y ambientales de la incorporación de generación fotovoltaica a nivel de distribución en la Subestación Cerro Blanco y fomentando el uso de energías fotovoltaica como fuente de energía limpia, en el marco de las emisiones de gases por efecto invernadero.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	iv
DECLARACIÓN EXPRESA	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1.....	3
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Objetivo General.....	7
1.3 Objetivos Específicos	7
1.4 Justificación.....	7
CAPÍTULO 2.....	9
2. MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 Energía Solar Fotovoltaica	9
2.2 Geometría Solar.....	9
2.3 Radiación Solar	11
2.4 Celdas Fotovoltaicas.....	14
2.4.1 Efecto Fotoeléctrico	14
2.4.2 Funcionamiento de una célula solar.....	15
2.4.3 Condiciones de los módulos fotovoltaicos.....	16
2.4.4 Circuito equivalente	17
2.4.5 Tipos de Celda Fotovoltaica.....	18
2.5 Módulos Fotovoltaicos.....	20
2.5.1 Elementos de un Panel Fotovoltaico	20
2.5.2 Pérdida de rendimiento de módulos fotovoltaicos	22

2.6	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	22
2.6.1	Conceptos Básicos	22
2.6.2	Inversor DC/AC	23
2.6.3	Configuración de un SFCR	24
2.6.4	Cálculo de la productividad de un SFCR	24
CAPÍTULO 3.....		26
3.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	26
3.1	Ubicación del proyecto	26
3.2	Radiación solar de la zona	27
3.2.1	Datos meteorológicos de la NASA	28
3.2.2	Atlas Solar del Ecuador: CONELEC	28
3.2.3	Estación Meteorológica de ESPOL	30
3.3	Conexión a la Red Eléctrica	31
3.4	Potencia de la Instalación	32
3.5	Equipos para el sistema fotovoltaico	33
3.5.1	Panel Fotovoltaico	33
3.5.2	Selección del inversor	35
3.5.3	Selección de Equipos para Aplicaciones FV	37
3.6	Cálculos	40
3.6.1	Distribución de paneles	40
3.6.2	Cálculo de número de paneles en serie	48
3.6.3	Cálculo de número de paneles en paralelo	50
3.6.4	Radiación sobre plano inclinado	52
3.6.5	Separación de paneles fotovoltaicos	54
3.6.6	Distribución y ordenamiento de paneles	59
3.6.7	Canalizaciones y cajas de registro	61
3.7	Cableado	62
3.7.1	Cableado de mesas a string box	62
3.7.2	Cableado de string box a Edificio técnico	63

3.7.3	Sistema de protección de tierras	64
3.7.4	Rendimiento Global (PR)	65
3.7.5	Medición de la energía real entregada.....	68
CAPÍTULO 4.....		70
4.	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	70
4.1	Análisis de inversión.....	70
4.2	Determinación de costos	70
4.2.1	Costos del edificio técnico y estructura.....	71
4.2.2	Costos por Cableado	71
4.2.3	Costos de equipos varios	71
4.2.4	Costo de dirección de obra y Otros	71
4.2.5	Costo de servicios básicos	72
4.2.6	Costos Generales	72
4.2.7	Costo de equipos y muebles de oficina	72
4.2.8	Gastos de sueldos y salarios	73
4.3	Rentabilidad del proyecto.....	73
4.3.1	Producción anual del proyecto en KWh	74
4.3.2	Costo total de la instalación.....	75
4.3.3	Depreciación.....	76
4.3.4	Valor Actual Neto.....	77
4.3.5	Tasa Interna de Retorno.....	78
4.3.6	¿Es viable el proyecto?.....	79
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		80
BIBLIOGRAFÍA.....		82
ANEXOS.....		84

INTRODUCCIÓN

Históricamente en el Ecuador la generación de energía eléctrica ha sido mayoritariamente Térmica e Hidráulica, conocidas como energías tradicionales, sin embargo desde el 2007 las energías renovables no convencionales comenzaron a tener protagonismo, al inaugurarse el primer parque eólico de 2,4 MW en Galápagos.

Las energías renovables no convencionales de acuerdo a la Agencia de Regulación y Control (ARCONEL), son aquellas capaces de renovarse imitadamente provenientes del sol (fotovoltaica), viento (eólica), agua (centrales pequeñas de hasta 50 MW), interior de la tierra (geotérmica), degradación de residuos (biogás), etc. Este tipo de energía tiene como principal beneficio el reducido impacto ambiental, sin embargo el país aún mantiene una fuerte dependencia al petróleo, quien conlleva un impacto ambiental muy alto.

Debido a los altos niveles de irradiación en el Ecuador (aproximadamente una media diaria de $4,2 \text{ kWh/m}^2$) es adecuado pensar en el aprovechamiento del recurso solar; por ello, el propósito de este trabajo es difundir el conocimiento, presentando un resumen de los fundamentos de la tecnología solar, es decir su configuración básica: paneles, inversores, estructuras de soporte, y demás dispositivos.

En países industrializados, gracias al desarrollo alcanzado en este tipo de tecnologías, así como a la reducción en sus costos de fabricación, la generación fotovoltaica ligada a la red se ha venido convirtiendo gradualmente en una alternativa viable en el esquema de generación distribuida.

En él, una combinación de unidades generadoras de base y un gran número de pequeños generadores dispersos en la red eléctrica satisfacen la demanda de electricidad; esto es hoy en día una realidad en algunos países como Dinamarca, España, Alemania y Japón entre otros.

La ejecución de proyectos de este tipo permitiría, además de identificar los entornos y las potenciales barreras técnicas, reconocer las barreras sociales y

económicas a las que previsiblemente se enfrentaría la implementación de este tipo de aplicaciones en el ámbito nacional.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes.

Durante los últimos 15 años en el Ecuador, la demanda de energía eléctrica ha sido abastecida, en su gran mayoría, por medio de hidroeléctricas y termoeléctricas. Es notorio el fuerte financiamiento en la construcción de centrales hidroeléctricas, pero mantener estas centrales a una gran distancia de la carga, genera pérdidas en la transmisión de energía.

De acuerdo a datos del CONELEC a partir del año 2013, en el Ecuador, la producción de energía eléctrica fotovoltaica fue mayor a 1MW, y a partir de ese año la producción fotovoltaica ha tenido un crecimiento mayor. Siendo así que a pesar que el año 2015 todavía no culmina, la producción de este tipo de energía ha sido mayor a toda la producción fotovoltaica correspondiente al año 2014, llegando a un valor de 20,6 [GWh]. [1]

Año	Medidas							Variación (%)
	Energía (GWh)							
	Tipo Central							
Todos	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Interconexi	Solar	Térmica	Todos	
Todos	288.954,525	2.461,78	205	150.155,322	12.921,081	41	123.169,834	
1999	10.331,88			7.176,726	24		3.131,393	
2000	10.612,439			7.611,231			3.001,208	264,37%
2001	11.072,033			7.070,653	22		3.979,149	415,09%
2002	11.943,859			7.524,256	56		4.363,302	729,94%
2003	12.665,741			7.180,417	1.119,609		4.365,715	569,95%
2004	14.226,457	3		7.411,699	1.641,613		5.169,905	1097,05%
2005	15.127,468	103		6.882,639	1.723,446	0,012	6.418,515	595,61%
2006	16.686,321	146		7.129,493	1.570,471	0,015	7.840,786	934,21%
2007	18.197,524	219	1	9.037,655	861	0,018	8.079,267	830,44%
2008	19.108,689	208	3	11.293,333	500	0,027	7.104,159	476,83%
2009	19.385,369	217	3	9.225,407	1.120,754	0,008	8.819,476	142,73%
2010	20.382,755	236	3	8.636,401	873	0,000	10.634,456	489,33%
2011	21.838,732	278	3	11.133,088	1.294,59	0,058	9.129,451	666,69%
2012	23.086,16	296	2	12.237,723	238	0,326	10.311,157	540,34%
2013	23.922,673	296	57	11.038,825	662	3,664	11.865,351	349,67%
2014	25.143,949	399	80	11.457,896	837	16,483	12.353,621	485,71%
2015	15.222,475	61	53	8.107,879	377	20,573	6.602,924	-6517,65%

Tabla 1.1: Producción Anual Energía Eléctrica en el Ecuador

Para el año 2015, la Energía Fotovoltaica tiene un 0,14% con respecto a toda la producción energética anual del Ecuador, mientras que la interconexión tiene un 2,48%; lo cual indica que como país aún no se abastece al 100% con energía propia. Hay que indicar que la interconexión trae altos costos debido a las pérdidas en transmisión y el costo de producción en [KWh] en Colombia es mucho mayor al ecuatoriano. [1]

TIPO DE GENERACIÓN	2015	PORCENTUAL
Biomasa	61	0,40%
Eólica	53	0,35%
Hidráulica	8.107,879	53,26%
Interconexión	377	2,48%
Solar	20,573	0,14%
Térmica	6.602,924	43,38%
Todos	15.222,475	100,00%

Tabla 1.2: Análisis porcentual del Tipo de Generación para el año 2015

Tomando en cuenta las diversas formas de generación eléctrica que tenemos en la actualidad, y su desarrollo tecnológico en los últimos años; tal como se muestra en la figura 1 y 2, los costos de los módulos fotovoltaicos, se han visto reducidos en más de un 60% con respecto al 2011 [2] y su eficiencia se ha incrementado en un 200% con respecto hace 40 años. [3]

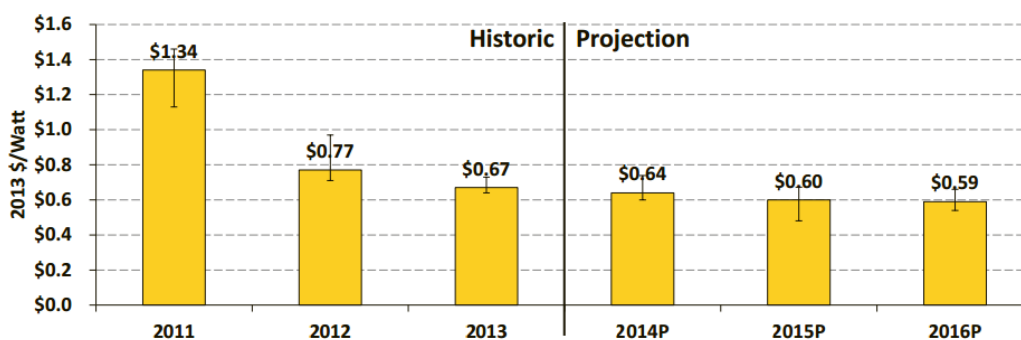


Figura 1.3: Costos históricos y proyectados en [\$/Watt]

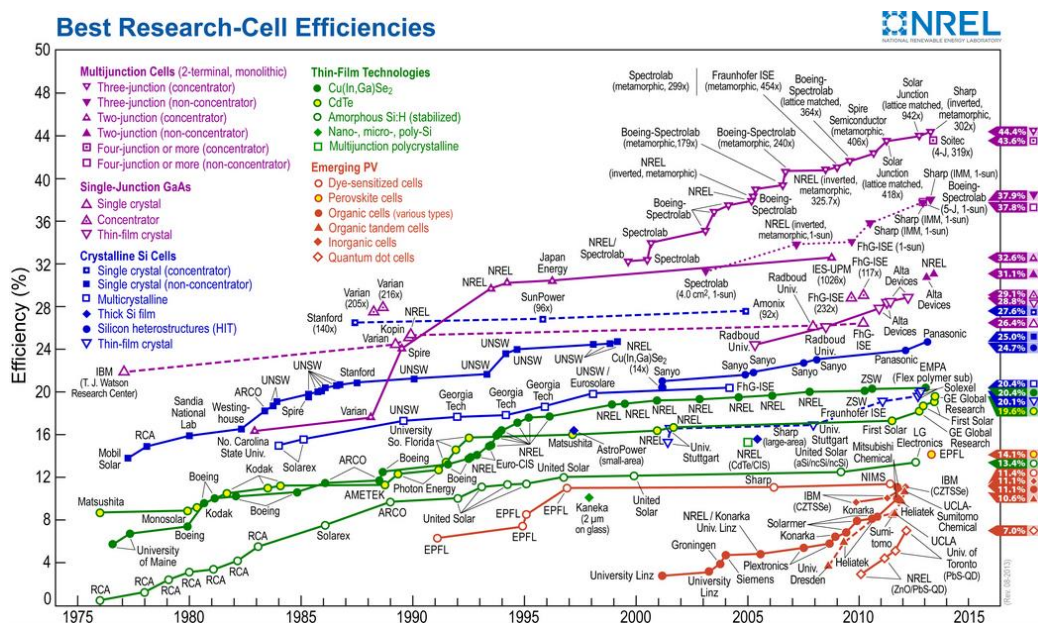


Figura 1.4: Histórico y proyección de la eficiencia en módulos fotovoltaicos.

Es importante dar a conocer que la penetración de la tecnología fotovoltaica ha sido muy fuerte a nivel mundial, esto se afirma de acuerdo a los datos del Departamento de Energía de Estados Unidos en su libro “2013 Renewable Energy Data Book”, en donde se puede observar que sumando las capacidades instaladas de generación fotovoltaica de los países con mayor inversión, esta se aproxima a 120 [GW]. [4]

Países	GW
Alemania	35,9
China	19,9
Italia	17,6
Japón	13,6
Estados Unidos	12,9
España	7,9
Francia	4,6
Australia	3,3
Bélgica	3
Total	118,7

Tabla 1.2: Capacidades instaladas de generación fotovoltaica

Es evidente que como país aún nos falta dar mayor importancia a las energías renovables. Ya sea por el cambio climático o por dejar la dependencia del combustible como fuente de energía eléctrica. Como medida ante la situación del cambio climático tenemos la Estrategia Nacional de Cambio Climático del Ecuador ENCC 2012-2025, donde se indica que la energía es la tercera fuente de emisiones de GEI en Ecuador, de los cuales las industrias de energía representan el 31,4% del total de emisiones de CO₂ en 2006. [5]

Mediante la regulación CONELEC 004-11 se dio un alto apoyo a la construcción de plantas generadoras renovables no convencionales menores a 1MW, en donde el precio preferente establecido fue de 40,03 [cUSD/kWh] en territorio continental y 44,03 [cUSD/kWh] en territorio insular de Galápagos, tal como se muestra en la tabla 4. [6]

<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 1.3: Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD/kWh)

Los precios que se establecieron en esta Regulación se garantizan y se encuentran vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que suscribieron dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012. Luego de esto se dio la Regulación CONELEC 001/13, en el cual no se considera a las Centrales Fotovoltaicas como proyectos de generación; dicha regulación estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2016. [7]

1.2 Objetivo General

- Diseñar una central fotovoltaica menor a 1MW conectada a la red de distribución en Guayaquil.

1.3 Objetivos Específicos

- Determinar el porcentaje del uso de la energía fotovoltaica como fuente de energía limpia en Ecuador
- Conocer el recurso energético solar disponible en la zona de Cerro Blanco, mediante softwares y bases de datos meteorológicas para realizar el diseño de generación fotovoltaica menor a 1MW.
- Diseñar un prototipo de centrales fotovoltaica mediante el software PVSYST, para ser incorporados a la red de distribución de la Subestación Cerro Blanco.
- Establecer las ventajas y desventajas, técnicas, económicas y ambientales de la incorporación de generación fotovoltaica a nivel de distribución en la Subestación Cerro Blanco.

1.4 Justificación

La demanda de energía eléctrica refleja la situación económica del país, por tal motivo cuanto más desarrollo haya en un país, mayor demanda energética tendrá debido a la implementación industrial y requerimientos residenciales que van a ir aumentando con el pasar del tiempo. Dicha proyección establece que para el año 2022 la venta de energía va a ser de 28,542 [GWh], comparado con el año 2014 que fue de 18,375 [GWh].[8]

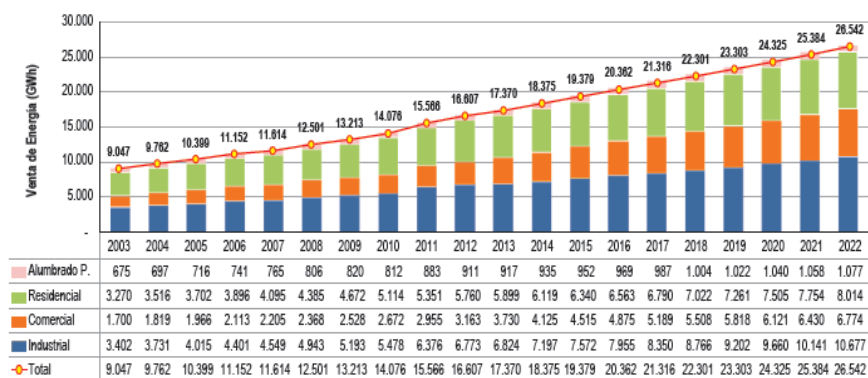


Figura 1.5 Evolución histórica y proyección de la facturación total de energía por grupo de consumo

Para poder abastecer estas nuevas demandas, es necesario incrementar la generación y tener diferentes tipos de sistemas que sean totalmente exclusivos; aumentando de esta manera la confiabilidad del Sistema Eléctrico. Por tal motivo la generación fotovoltaica al ser una fuente de energía eléctrica que depende únicamente de la radiación solar y la temperatura, cumple con el requisito de exclusividad; a la vez que hace poder pronosticarla con mayor aceptación que las plantas hidroeléctricas.

Otra de las ventajas de este tipo de tecnología es que se pueden instalar cerca de la carga ahorrando en la transmisión de energía desde las grandes centrales hasta la carga y aliviando la carga, lo cual permite tener una mayor reserva en el Sistema.

De acuerdo a la regulación del CONELEC 002/13, diseñar una planta fotovoltaica menor a 1 MW, nos da la facilidad de realizar el proyecto sin necesidad de tener un permiso de construcción del CONELEC; eso sí, al momento de ya estar instalado es obligación de quien instale, pedir un permiso de funcionamiento al CONELEC y entregar reportes de generación al mismo. [9]

Si bien es cierto, que hoy en día ya no tenemos el incentivo que ofreció la regulación 001/14; sin embargo es necesario realizar un análisis de producción energética con la curva diaria de demanda eléctrica de una subestación, para conocer si la instalación de plantas fotovoltaicas alivia los picos de demanda actuales en nuestro sistema eléctrico, aprovechando así la regulación 002/13.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO.

2.1 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar es una fuente de energía renovable, que encaja dentro de las no convencionales; esta energía llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética procedente del sol. La energía solar fotovoltaica es aquella que produce energía eléctrica con módulos fotovoltaicos, transformando la radiación solar directamente en energía eléctrica mediante el denominado efecto fotovoltaico.

La luz solar está compuesta por partículas energéticas, denominadas fotones, que poseen diferentes energías, correspondientes a su vez a las diferentes longitudes de onda del espectro de la radiación solar. Los fotones absorbidos por la célula fotovoltaica transfieren su energía a un electrón de un átomo de la célula, con esta energía el electrón escapa de su ligazón del átomo para pasar a formar parte de la corriente de un circuito eléctrico.

2.2 Geometría Solar [10]

La Tierra se mueve en dos componentes, una de traslación alrededor del Sol y la otra girando sobre su propio eje. Durante el movimiento de traslación la Tierra tiene un desplazamiento alrededor del sol formando una elipse de baja excentricidad, donde el Sol ocupa uno de sus focos; la duración de este movimiento da lugar a la duración de un año. La baja excentricidad de la elipse hace que la distancia entre el Sol y la Tierra durante el movimiento de traslación varíe. Esta distancia se la describe con la siguiente ecuación:

$$r = r_o \left\{ 1 + 0,017 \sin \frac{2\pi(dn - 93)}{365} \right\}$$

Siendo, dn el número de día del año y r_o es la distancia promedio en este trayecto, denominada unidad astronómica, $r_o = 1,496 \times 10^8 km = 1 UA$.

En el movimiento rotacional de la Tierra, la Tierra rota sobre sí misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la elíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año.

Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano. Este ángulo se lo conoce como declinación y es calculado de forma aproximada con la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45^\circ \times \text{Sin} \left(\frac{2\pi(dn + 284)}{365} \right)$$

Este criterio supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día, y se considera el criterio de signos, positivo para los ángulos situados al norte del ecuador terrestre. El valor de la declinación toma ciertos valores característicos que definen las estaciones y sus fechas de transición.

En los equinoccios la declinación es nula, de forma que el Sol amanece y anoche exactamente por el Este y Oeste, respectivamente, siendo equivalentes la duración del día y noche. En el solsticio de junio (21-22 de junio día del año 172.173) la declinación tomará el valor de $\delta = 23,45^\circ$. En el hemisferio Norte es llamado verano, produciéndose aquí el día más largo del año con el Sol amaneciendo por el noreste y anocheciendo por el noroeste.

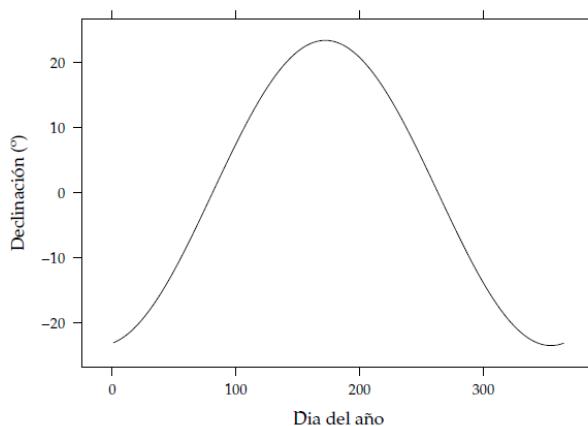


Figure 2.1: Declinación vs día del año

2.3 Radiación Solar

La radiación solar resulta del proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el sol. Se define la constante solar, B_0 , como el valor de irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmósfera terrestre. El valor de la constante solar depende de la distancia entre la tierra y el sol, y de la actividad solar, por lo cual la Organización Meteorológica Mundial ha establecido un valor promedio donde $B_0 = 1367 \text{ W / m}^2$. [11]

La Tierra recibe 174 petavattios de radiación solar entrante (insolación) desde la capa más alta de la atmósfera. Aproximadamente el 30% es reflejada de vuelta al espacio mientras el resto es absorbida por las nubes, los océanos y las masas terrestres. El espectro electromagnético de la luz solar en la superficie terrestre está ocupado principalmente por la luz visible y rangos infrarrojos con una pequeña parte de radiación ultravioleta. [12]

Para poder calcular la irradiancia solar total que incide en una superficie arbitraria que se encuentra en la corteza terrestre, es necesario definir las tres contribuciones diferentes, también conocidas como componentes, son:

Radiación Directa, G_d ; representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol.

Radiación Difusa, G_b : cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del Sol, y por lo tanto incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera. Es una radiación anisotrópica, cuyo valor depende de la zona celeste de procedencia. Más aún, dado que las propiedades de la atmósfera varían de forma aleatoria con el tiempo, la radiación difusa deberá ser estudiada como un proceso estocástico.

Radiación del albedo, R o AL : es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Habitualmente supone una contribución muy pequeña y en algunos casos puede ser despreciada.

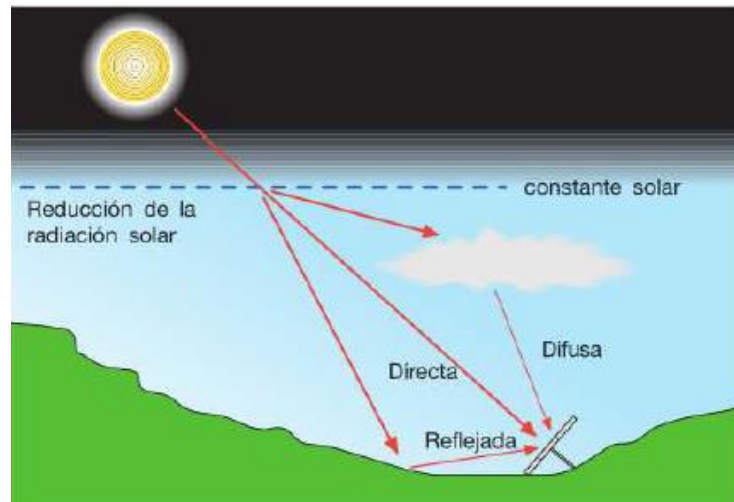


Figura 2.2: Reducción de la radiación solar

La suma de estas tres componentes constituye la denominada irradiancia, global, G_g .

$$G_g = G_d + G_b + R$$

Para poder diseñar una planta de generación fotovoltaica es necesario conocer la radiación del lugar, ya sea con el atlas solar del país donde se va a instalar, o datos de una estación meteorológica que preferentemente se encuentre en el lugar de la instalación.

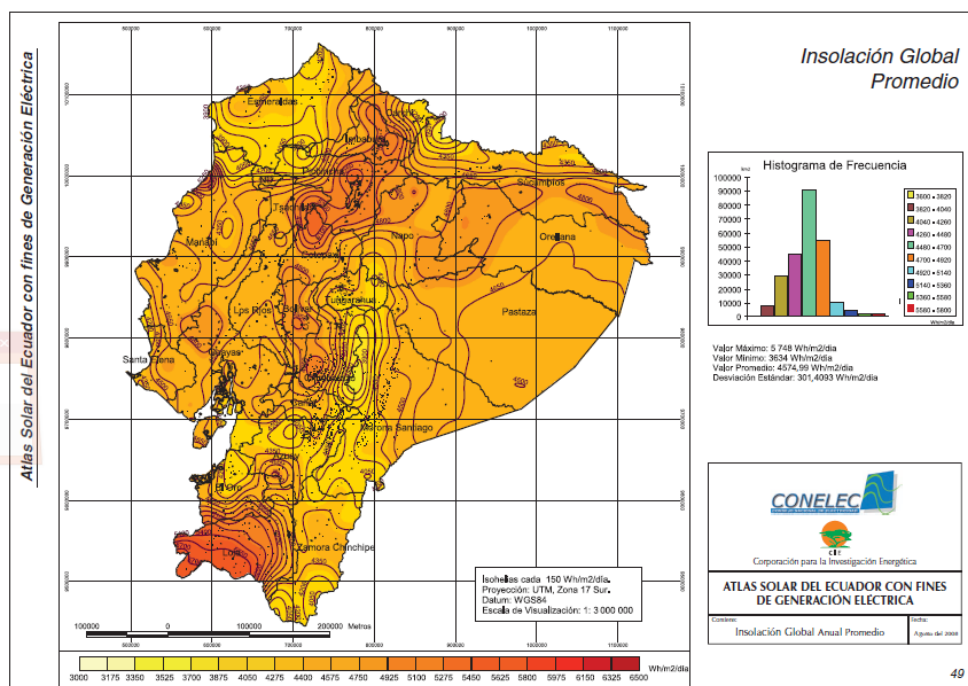


Figura 2.3: Mapa solar de insolación Global promedio del Ecuador [12]

En el Ecuador el valor promedio de irradiación solar es de 4575 Wh/m²/día, con una desviación estándar de 301,41 Wh/m²/día. Para el desarrollo del presente proyecto se usaron los datos de la estación meteorológica de ESPOL, debido a que se encuentra relativamente dentro de la misma área que clasifica el mapa solar.

Una estación meteorológica es un sistema integrado por sensores o dispositivos de medida de distintas topologías, cuya finalidad es dar a conocer la variabilidad temporal de las condiciones ambientales de un lugar determinado, mediante tomas discretas en el tiempo.

Una estación meteorológica nos ayuda a conocer y cuantificar el recurso solar del que se dispone en el lugar donde se encuentra instalada; además de tener un registro histórico de la variabilidad en años de las condiciones ambientales, lo cual ayuda a saber el margen con el que se debe trabajar si se considera un promedio para determinada variable física.

2.4 Celdas Fotovoltaicas

La celda fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica en energía eléctrica por medio del fenómeno físico básico denominado “efecto fotoeléctrico”.

2.4.1 Efecto Fotoeléctrico [13]

El efecto fotoeléctrico se da cuando un número suficiente de fotones impacta en una placa semiconductor, como el silicio, son absorbidos por los electrones que se encuentran en la superficie de la célula; la absorción de energía adicional permite a los electrones liberarse de sus átomos, estos empiezan a moverse y el espacio que dejan libre lo ocupa otro electrón de una parte más profunda del semiconductor.

Como resultado, una parte de la lámina tiene una mayor concentración de electrones que la otra, lo que origina un voltaje entre ambos lados que al ser unidos con un cable eléctrico permite que el flujo de electrones también conocido como corriente eléctrica.

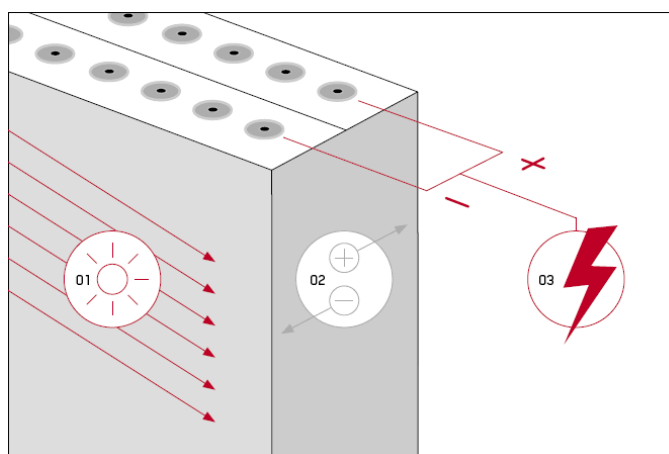


Figura 2.4: El efecto fotoeléctrico: de los fotones a la corriente eléctrica

2.4.2 Funcionamiento de una célula solar [14]

La corriente de la célula solar es un balance entre la fotocorriente y la corriente de oscuridad que, a su vez, depende de la tensión aplicada en los terminales del dispositivo, tal como se muestra en la figura 8. Considerando la curva punteada, podemos ver que En el momento en que la tensión aplicada es nula, la célula queda cortocircuitada y la corriente que queda es únicamente la fotocorriente.

La corriente permanece constante, hasta antes de acercarse al valor de tensión en que el diodo comienza a conducir; en el momento en que el diodo empieza a conducir la corriente disminuye de inmediato hasta llegar un valor nulo lo que se conoce como célula en circuito abierto, debido a que la fotocorriente y la corriente de oscuridad quedan compensadas.

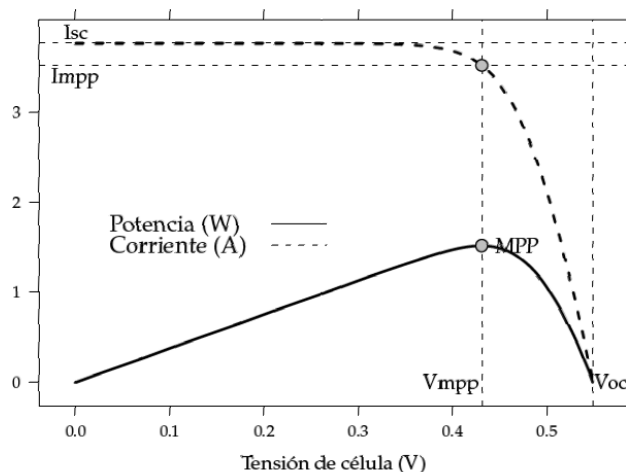


Figura 2.5: Curvas corriente-tensión y potencia-tensión de una célula solar.

Los puntos extremos de cortocircuito y circuito abierto quedan definidos con la corriente de cortocircuito, I_{sc} , y la tensión de circuito abierto, V_{oc} . Estos datos se encuentran asociados a la célula, y en función de ellos se describe la curva característica de una célula:

$$I = I_{sc} * [1 - \exp(\frac{e * (V_{oc} - V)}{m * k * T_c})]$$

La curva con línea continua describe la relación existente entre la potencia y la tensión. La curva tiene un punto máximo de potencia (MPP, maximum power point). La potencia que entrega la célula en este punto se considera como potencia nominal. $P_{mpp} = I_{mpp} * V_{mpp}$; las unidades de esta potencia son vatios pico [Wp], lo cual refleja la potencia máxima alcanzada.

Debido a que la célula funciona en corriente continua, su potencia es $P = V * I$, por lo tanto:

$$\frac{d(I * V)}{dV} = V * \frac{dI}{dV} + I * \frac{dV}{dV}$$

$$dP = V * dI + I * dV$$

Antes de este punto, $\frac{dP}{dV} > 0$ o, de forma equivalente, $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$. Entre este punto y el circuito abierto $\frac{dP}{dV} < 0$ o, de forma equivalente, $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$. En el punto de máxima potencia se cumple que:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}}$$

2.4.3 Condiciones de los módulos fotovoltaicos [15]

Condiciones estándares de medidas STC

Para poder caracterizar una célula o un módulo fotovoltaico en un laboratorio de medida, es necesario conocer las condiciones estándares de medida (STC, standar test conditions en sus siglas inglesas), las cuales están determinadas por:

- Irradiancia: $G_{stc} = 1000$ [W/m²] con incidencia normal
- Temperatura de célula: $T_c^* = 25$ °C
- Masa de aire: AM = 1,5

Se escribe un asterisco como superíndice para denotar aquellos parámetros medidos en estas condiciones. Los fabricantes informan de los valores de las tensiones V_{oc}^* y V_{mpp}^* y las corrientes I_{sc}^* y I_{mpp}^* .

Condiciones estándares de medidas

Para conocer las características completas de un módulo fotovoltaico es necesario tener los valores en condiciones TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula), que es definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las condiciones de operación nominal que se muestran en la tabla siguiente.

CONDICIONES ESTÁNDAR DE MEDIDA	
Irradiancia	800 E /m ²
Distribución espectral	AM 1,5
Incidencia	Normal
Temperatura ambiente	20° C
Velocidad del viento	1m/s

Tabla 2.1 Características de acuerdo a las condiciones TONC

2.4.4 Circuito equivalente [16]

La corriente fotogenerada puede ser modelada como un generador de corriente, y la corriente de oscuridad se la puede representar con un diodo, tal como se muestra en la figura 9. En la figura se muestran una resistencia serie y una resistencia paralela los cuales son apreciables en las células reales.

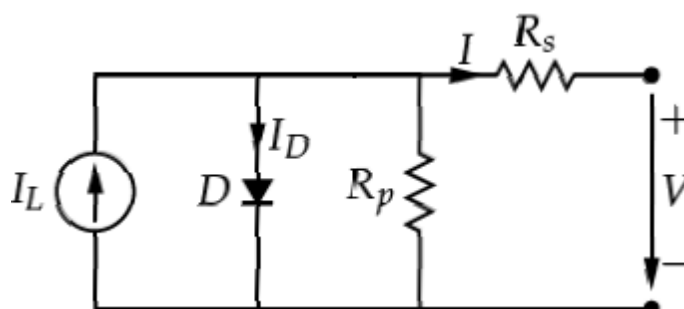


Figura 2.5: Modelo eléctrico para una célula solar real

Con este modelo eléctrico y conociendo los cuatro parámetros eléctricos de la célula (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp}), es posible obtener el valor de R_s , a partir de la siguiente ecuación:

$$R_s^* = \frac{V_{oc}^* - V_{mpp}^* + m * V_t * \ln(1 - \frac{I_{mpp}^*}{I_{sc}^*})}{I_{mpp}^*}$$

La resistencia serie representa la resistencia causada por los contactos metálicos con el semiconductor, a las capas semiconductoras y a la malla de metalización ocasionando una reducción mínima en la corriente de cortocircuito. La resistencia paralelo representa las fugas de corriente e, por tal motivo comúnmente se la desprecian los bordes de la célula, los posibles cortocircuitos metálicos y la recombinación favorecida en las fronteras de grano de cristal.

En general toma valores suficientemente altos como para que su influencia en el funcionamiento global sea baja. Considerando todas las condiciones ya planteadas, se obtiene la ecuación que se emplea como curva característica de la célula solar:

$$I = I_{sc} * [1 - \exp(\frac{V - V_{oc} + I * R_s}{m * V})]$$

2.4.5 Tipos de Celda Fotovoltaica

En la actualidad existen muchos tipos de células solares, entre los más usados tenemos: las células solares monocristalinas, células solares policristalinas y las células de capa fina; a continuación describiremos las características que las diferencian unas de otras.

Células monocristalinas.

Las células monocristalinas están hechas de cristal de silicio cristalino de alta pureza, su principal ventaja es la eficiencia que brindan la cual va entre el 16 al 18%, además de su larga duración y mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Una característica visible, es su color azul oscuro homogéneo, debido al recubrimiento anti reflectante de óxido de titanio y su forma octogonal.



Figura 2.6: Célula monocristalina

Células Policristalinas.

Las células policristalinas están formadas por cristales los cuales se agregan adoptando formas y direcciones diferentes, teniendo un comportamiento distinto frente a la luz. Su eficiencia es menor al del silicio monocristalino teniendo entre un 13 a 15 %; debido a esto su precio también es menor. Una característica visible que los hace particulares del resto es su superficie donde son claramente visibles los granos cristalinos, por lo que no tiene un color homogéneo, además de que su forma es cuadrada.



Figura 2.7: Célula Policristalina

Células de capa fina.

Las células de capa fina están compuestas por un material semiconductor el cual es depositado como mezclas gaseosas en soportes de vidrio, polímeros o aluminio, los que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, en comparación de las de silicio cristalino que tiene un grosor de varios cientos de micras.

Gracias a su grosor mínimo con esta tecnología se ha logrado ahorro de material y la posibilidad de disponer n soportes flexibles, lo cual ayuda al campo de aplicación para este tipo de células.



Figure 2.8: Célula de capa fina

2.5 Módulos Fotovoltaicos [17]

Debido a que las características eléctricas de una célula no son suficientes para poder alimentar cargas convencionales, es necesario agruparlas en serie y paralelo para poder entregar una corriente y tensión adecuada a la carga a alimentar; este agrupamiento o asociación de células es lo que se conoce como módulo fotovoltaico, el cual además se encarga de proteger físicamente y aislar eléctricamente del exterior a las células dando rigidez mecánica al conjunto.

Hoy en día debido al protagonismo que se ha venido llevando los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red, las configuraciones frecuentes de los módulos de potencia son mayores a los 200 Wp y tensiones en el rango de 30 V- 50 V.

2.5.1 Elementos de un Panel Fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos se fabrican de forma compacta, dentro de los cuales se encuentran encapsuladas las células fotovoltaicas entre dos capas, una de EVA (etileno, vinilo y acetato) un vidrio en la parte superior y por un material aislante llamado tedlar en la parte posterior; luego es enmarcado con aluminio, en donde en su parte posterior se le agrega la caja de conexiones del panel fotovoltaico, tal como se muestra en la figura 2.10.



Figura 2.9: Sección del módulo fotovoltaico

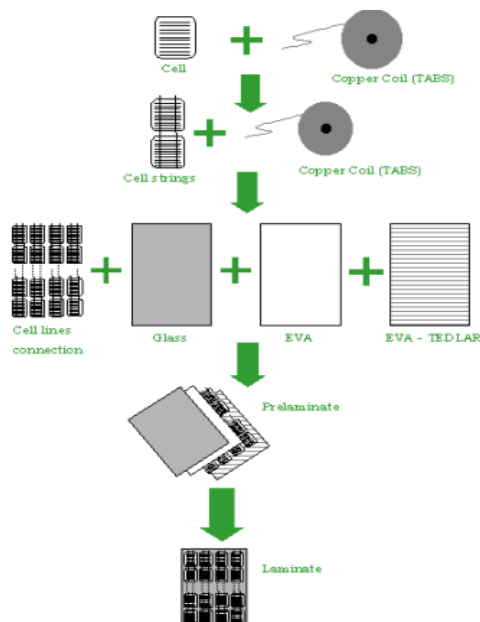


Figura 2.10: Proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos

Para módulos compuestos por células de silicio cristalino es de aplicación la norma internacional IEC 61215 "Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules- Design Qualification and Type Approval", la cual recoge los requisitos de diseño y construcción de módulos fotovoltaicos terrestres apropiados para su operación en períodos prolongados de tiempo bajo los efectos climáticos; así como también los procedimientos de pruebas a los que deben someterse los módulos para poder obtener la certificación correspondiente a esta normativa.

2.5.2 Pérdida de rendimiento por inclinación de los módulos fotovoltaicos

Para poder evaluar el potencial de generación fotovoltaico de un lugar específico hay que considerar las pérdidas por inclinación en los paneles fotovoltaicos, estas pérdidas dependen de la latitud del lugar a instalarse ya que cada lugar tiene una diferente incidencia de radiación solar.

Para poder calcular cómo afecta la inclinación de un panel de acuerdo a la latitud en que se encuentre, se determina un factor K, el cual representa la relación entre la irradiación inclinada para la irradiación horizontal en un mismo punto.

$$k = \frac{\text{Irradiancia inclinada}}{\text{Irradiancia horizontal}}$$

2.6 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red proporcionan energía eléctrica para uso propio y para su inyección y venta a la red, se comporta como una fuente de intensidad, no necesita baterías para acumular a energía producida, Su sincronización con la red la hace por medio del inversor.

2.6.1 Conceptos Básicos

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional. Como se muestra en la figura 15, un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

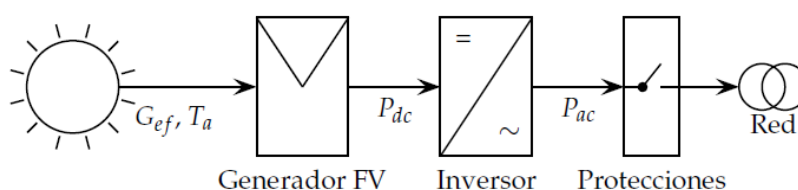


Figura 2.11: Esquema de un SFCR

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo.

2.6.2 Inversor DC/AC

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

La información que se puede obtener de la ficha técnica proporcionada por el fabricante de un inversor puede incluir los siguientes parámetros:

- Potencia nominal y máxima, siendo ésta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo.
- Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP): es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana.
- Tensión máxima de entrada: es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería. A diferencia de la ventana de tensiones anterior, sobrepasar esta tensión tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor.
- Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor, habitualmente 230 V dc para equipos monofásicos y 400 Vac para equipos trifásicos.
- Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad

la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.

- Umbral de arranque: según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador (W/m²) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.

2.6.3 Configuración de un SFCR

En los sistemas fotovoltaicos, la orientación del generador debe ser hacia el horizonte Sur en el Hemisferio Norte y hacia el horizonte Norte en el Hemisferio Sur. La inclinación del generador debe ser tal que maximice la producción anual, de forma que estará comprendida entre la que prima la producción de los meses invernales y la que favorece la generación en verano. Es posible obtener valores más precisos usando la siguiente ecuación:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\phi|$$

Para la configuración eléctrica del generador se debe considerar que el acoplamiento entre un generador fotovoltaico y un inversor implica elegir el número de módulos que componen cada rama y el número de ramas que compone el generador. El número de módulos en cada rama impondrá el valor máximo de corriente que el generador es capaz de proporcionar.

2.6.4 Cálculo de la productividad de un SFCR

Para calcular el índice de producción de un sistema fotovoltaico, también conocido como horas equivalentes de sol, se tiene una normalización entre la energía AC producida por el sistema y el tamaño del generador Fotovoltaico expresado en KWp.

$$HES \left[\frac{KWh}{KWp} \right] = \frac{E_{AC}}{P_{GFV}}$$

La ecuación describe que, para conocer el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica

como el cociente entre la producción neta anual expresada en [KWh] y la potencia nominal de la instalación expresada en [KW].

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.

En este capítulo se tratará el diseño de la instalación fotovoltaica, tomando en cuenta la información proporcionada por ENERGYFUTUR, siendo una de ellas, la plata fotovoltaica SANSAU en la provincia del Guayas. Para el diseño se comenzará seleccionando el lugar en donde va a estar ubicado el proyecto, de acuerdo al lugar se realizará el análisis de radiación solar de la estación meteorológica ESPOL comparando con los valores del Atlas Solar del CONELEC para realizar una correcta estimación de la radiación solar con la que se debe trabajar; continuando con el diseño se procede a calcular la selección de materiales para comenzar a realizar los cálculos de diseño de acuerdo a los datos de fabricación proporcionados.

3.1 Ubicación del proyecto

El lugar escogido para llevar a cabo el diseño de la instalación fotovoltaica es en la provincia del Guayas en el cantón Guayaquil en vía a la Costa en la cercanía de la Ciudadela Cerro Blanco. El terreno tiene una dimensión de 5,4 ha. Sus coordenadas decimales: latitud: 2,1875, longitud: 80,0336; coordenadas: latitud: Sur 2° 11' y longitud: Oeste 80° 2'. Las coordenadas UTM del sector son 17M 607493m E, 9758640 m S.

Se escogió este sitio debido a que en la zona de vía la costa existe una demanda de energía que va creciendo considerablemente cada año y en algunas ocasiones el suministro de energía no es suficiente ocasionando apagones en horas pico. Además que la zona tiene buenas condiciones de radiación solar, y posemos considerar los datos de la estación meteorológica de ESPOL para hacer el análisis de diseño debido a la cercanía entre estos dos puntos.

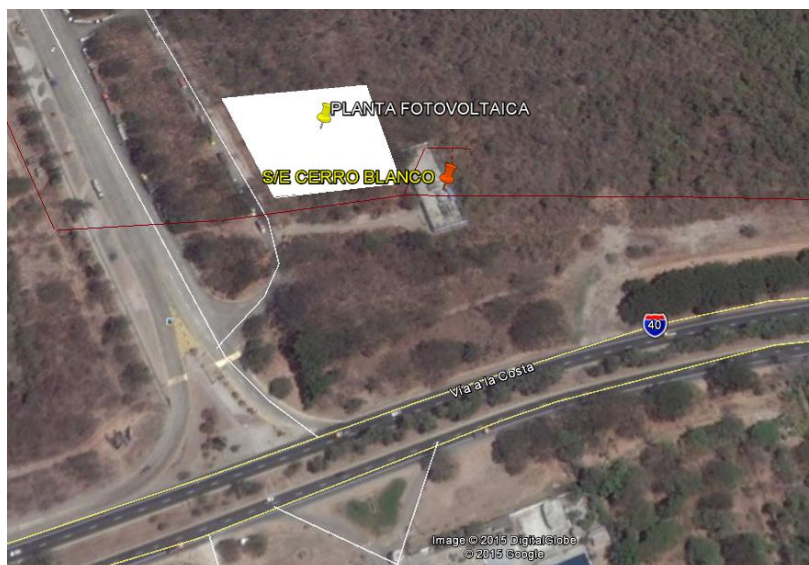


Figura 3.1: Ubicación del proyecto

En este capítulo el autor deberá presentar los detalles de los resultados o la solución encontrada junto con un análisis de dichos resultados con el fin de presentar una propuesta de mejora al problema planteado en la introducción. Como se indicó anteriormente, el segundo capítulo deberá tratar en detalle acerca de la metodología o descripción de implementación de la solución al problema del proyecto.

3.2 Radiación solar de la zona

Para poder determinar el rango de radiación incidente en el sitio donde se va a instalar la planta fotovoltaica, es necesario tener en cuenta distintas fuentes que proporcionen datos de radiación, así como softwares meteorológicos tales como:

- La NASA
- Atlas Solar del CENACE
- Software Meteonorm
- Estación meteorológica de la ESPOL

Cuando se hayan analizados los datos obtenidos de las diferentes fuentes meteorológicas, de acuerdo a la ubicación de la planta fotovoltaica, es evidente que entre tantas fuentes, la que se encuentra más cercana al sitio a instalarse es la estación meteorológica de la ESPOL. Sin embargo, la mejor opción siempre es

antes de realizar un proyecto ubicar una estación meteorológica de 6 a 12 meses de antelación, para poder conocer la variación existente de acuerdo a los programas meteorológicos y así extenderlos para los años en que va a estar habilitante el proyecto.

Los datos que nos entregan las estaciones meteorológicas en su mayoría son con respecto a 0° de inclinación, por lo que es necesario considerar la inclinación, debido a que los paneles fotovoltaicos van a estar inclinados, para buscar una mejor captación de radiación solar y para evitar que se ensucien demasiado.

3.2.1 Datos meteorológicos de la NASA

Los datos meteorológicos de la NASA través del Atmospheric Science Data Center, nos entrega datos de cualquier zona de humedad relativa, presión atmosférica, velocidad del viento y radiación solar diaria. Para obtener estos datos sólo es necesario conocer la ubicación del lugar del que deseamos saber estos datos, descritos por la latitud y la longitud.

Los datos que nos entrega la NASA, en términos de radiación estimada en KWh/m² se muestran a continuación:

Lat -2.183 Lon -80.1	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	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
K	0.57	0.54	0.57	0.61	0.60	0.54	0.47	0.46	0.49	0.48	0.54	0.58	0.54
Diffuse	1.98	2.18	2.14	1.85	1.68	1.76	1.91	2.08	2.22	2.28	2.07	1.91	2.00
Direct	5.91	5.11	5.54	6.22	6.13	4.94	3.75	3.57	4.04	4.00	5.33	6.09	5.05
Tilt 0	5.86	5.65	5.99	6.09	5.67	4.87	4.31	4.46	5.01	5.02	5.60	5.86	5.36
Tilt 2	5.90	5.68	5.99	6.13	5.74	4.94	4.35	4.49	5.02	5.03	5.64	5.91	5.40
Tilt 17	6.09	5.69	5.82	6.22	6.08	5.29	4.58	4.59	4.94	4.99	5.77	6.15	5.52
Tilt 90	3.01	2.38	1.73	2.66	3.44	3.32	2.74	2.34	1.86	2.04	2.75	3.19	2.62
OPT	6.09	5.72	5.99	6.23	6.13	5.38	4.61	4.59	5.02	5.05	5.77	6.16	5.56
OPT ANG	19.0	10.0	1.00	14.0	26.0	29.0	25.0	16.0	4.00	7.00	16.0	21.0	15.7

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Tabla 3.1: Datos meteorológicos de la NASA

3.2.2 Atlas Solar del Ecuador: CONELEC

La información que consta en el Atlas Solar del Ecuador tiene información base generada por el National Renewable Energy Laboratory– NREL de

los Estados Unidos con información disponible correspondiente al período entre 1 de Enero de 1985 y el 31 de diciembre de 1991. [Atlas]

Los datos proporcionados por el CONELEC se basan en un mapa que describe de acuerdo a tonalidades el valor de irradiación en el Ecuador. Los mapas proporcionados son de insolación directa, difusa y global para cada mes.

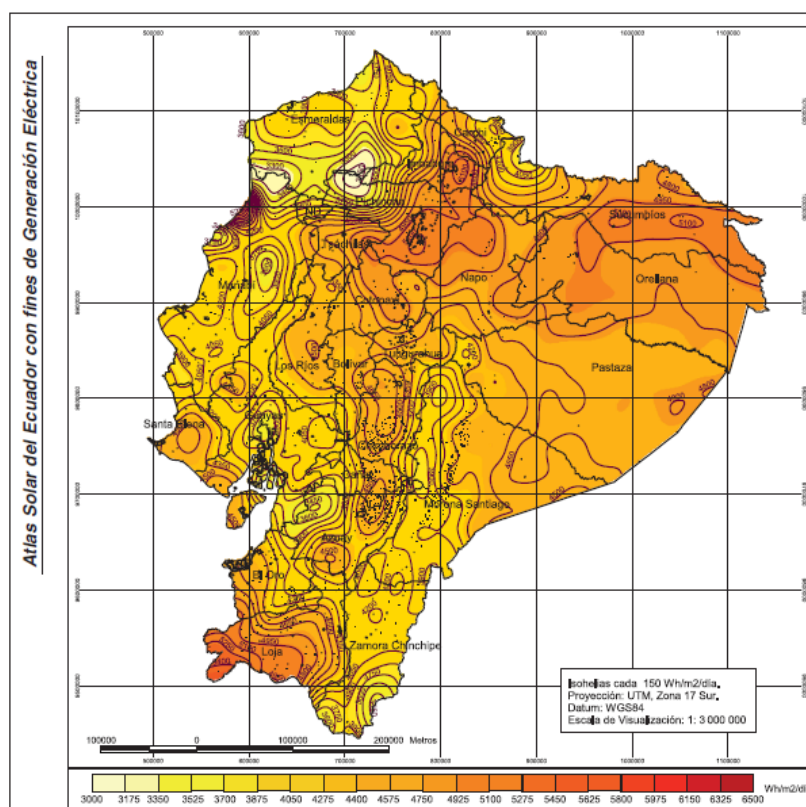


Figura 3.2: Atlas Solar del Ecuador

De acuerdo a esto, se tomarán los valores de los mapas mensuales de insolación directa, para proceder a realizar la tabla de irradiación mensual de cada mes.

Lat: -2,183. Lon -80,1	Radiación [kWh/m ²]	
	Global	Directa
Enero	3750	1200
Febrero	4200	1500
Marzo	4800	2400
Abril	4500	2400
Mayo	4650	3300
Junio	4200	2700
Julio	4350	2700
Agosto	4650	2700
Septiembre	5250	3300
Octubre	4650	2400
Noviembre	4800	2700
Diciembre	4800	2700
Anual Promedio	4550	2500

Tabla 3.2: Tabla de insolación directa del Atlas Solar del Ecuador

3.2.3 Estación Meteorológica de ESPOL

Los datos de la Estación Meteorológica fueron proporcionados por el LABFREE Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía ESPOL, quienes dieron datos de registro de los años 2009-2013. Estos datos al estar ubicados en un lugar relativamente cercano a la zona donde se va a realizar la instalación fotovoltaica, y ser datos que tienen menos de 5 años, nos ayudan a estimar el valor de radiación promedio para hacer el diseño.

MESES	Insolación (W.h/m ²)					Promedio
	2009	2010	2011	2012	2013	
Enero	3.260,68	2.993,29	3.662,13	3.100,19	2.742,66	3.254,07
Febrero	3.607,02	3.555,06	4.117,03	3.813,31	3.665,46	3.773,11
Marzo	4.369,75	4.182,81	4.917,65	4.319,70	3.818,60	4.447,47
Abril	4.591,26	4.293,67	4.546,95	4.473,23	4.419,35	4.476,28
Mayo	4.315,09	3.495,00	4.444,70	4.380,07	3.641,79	4.158,71
Junio	3.795,65	3.235,34	3.100,96	3.820,76	3.280,37	3.488,18
Julio	3.632,16	3.581,40	2.918,76	3.974,12	3.699,02	3.526,61
Agosto	3.939,25	4.216,51	3.837,40	3.922,32	4.703,75	3.978,87
Septiembre	5.073,93	4.249,78	5.032,49	4.730,31	5.350,86	4.771,63
Octubre	4.635,77	4.551,09	4.471,32	4.674,20	4.704,27	4.583,09
Noviembre	4.612,58	3.804,62	4.234,28	4.893,33	4.483,87	4.386,20
Diciembre	3.506,53	3.214,81	3.873,37	3.986,73	4.466,55	3.645,36
Promedio	4.111,64	3.781,11	4.096,42	4.174,02	4.081,38	4.040,80

Tabla 3.3: Registro 2009-2013 de insolación global del LABFREE

Teniendo tantos datos de radiación solar se va a proceder a realizar una media ponderada de los datos del CONELEC, NASA y ESPOL. Debido a que estos datos no reemplazan la veracidad de haber instalado una estación meteorológica en el lugar de la planta fotovoltaica con anticipación, se los comparará y se tomará el valor del mes más bajo del año.

Lat: -2,183. Lon -80,1	Radiación [KWh/m ²]			
	NASA	CONELEC	ESPOL	PROMEDIO
Enero	5,91	3,75	5,91	5,19
Febrero	5,11	4,2	5,11	4,81
Marzo	5,54	4,8	5,54	5,29
Abril	6,22	4,5	6,22	5,65
Mayo	6,13	4,65	6,13	5,64
Junio	4,49	4,2	4,49	4,39
Julio	3,75	4,35	3,75	3,95
Agosto	3,57	4,65	3,57	3,93
Septiembre	4,04	5,25	4,04	4,44
Octubre	4	4,65	4,00	4,22
Noviembre	5,33	4,8	5,33	5,15
Diciembre	6,09	4,8	6,09	5,66

Tabla 3.4: Promedios mensuales de radiación

De acuerdo a los valores promedios mensuales de las 3 fuentes meteorológicas, se tiene que el mes con radiación solar más baja es Agosto con un valor de 3,93 [KWh/m²]

3.3 Conexión a la Red Eléctrica

Para poder conectar una generación fotovoltaica a la red eléctrica, es necesario el uso de convertidores estáticos de energía eléctrica, siendo los inversores los que permiten transformar en corriente alterna la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos.

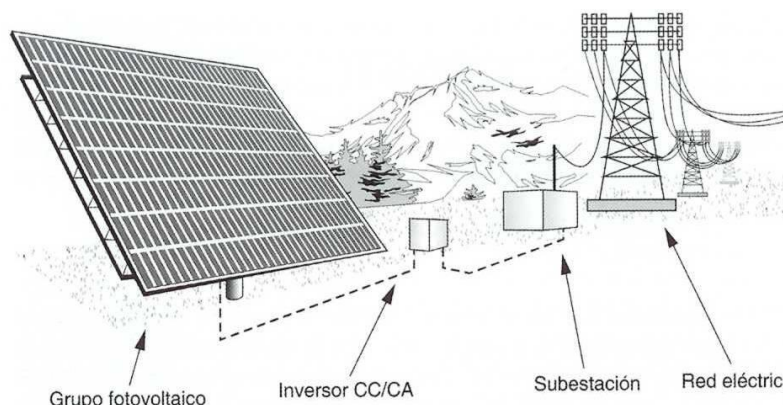


Figura 3.3: Descriptivo de la conexión fotovoltaica a la red eléctrica

Los inversores también tienen como función controlar la calidad de energía entregada a la red mediante filtros L-C que se encuentran al interior del propio inversor. Los transistores empleados como conmutadores estáticos se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporciona una forma de onda cuadrada.

En la actualidad, existen inversores que logran entregar a la red una onda lo más sinusoidal posible, utilizando modulación de ancho de pulso (PWM, pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor RMS de la forma de onda de salida.

Una forma de optimizar el suministro de energía es adaptando el generador fotovoltaico a la carga de modo que el punto de funcionamiento corresponde siempre al punto de potencia máxima. Con esto el conversor posee un choper controlado llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Tracking).

3.4 Potencia de la Instalación

La subestación Cerro Blanco es abastecida por la subestación de Subtransmisión Cemento, que a su vez es alimentada por la Subestación Salitral. Debido a que no hay generación cercana a la Subestación de Distribución Cerro Blanco, el problema de pérdida de transmisión de energía se puede aliviar colocando una planta fotovoltaica cerca a la carga.

Es válida la instalación fotovoltaica debido a que la carga toma sus valores más altos la mayor parte del día, lo cual es una de las características de las plantas fotovoltaicas en su generación.

En base a los datos otorgados por CNEL EP, que se encuentran en el Anexo A se pudo realizar la curva diaria de carga, en donde se evidencia que la carga comienza a crecer a partir de las 8:15am, y la demanda máxima ocurre a las 15:00 horas con un valor de 17,93 [MWh].

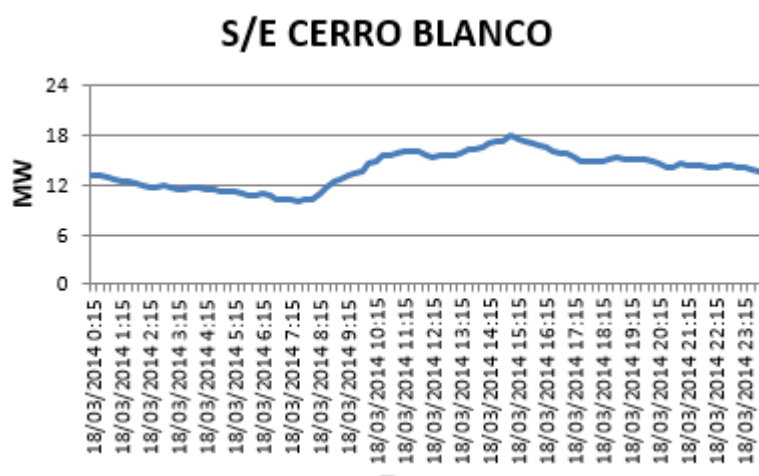


Figura 3.4: Curva diaria de carga de la Subestación Cerro Blanco

3.5 Equipos para el sistema fotovoltaico

3.5.1 Panel Fotovoltaico

Para el diseño se trabajará con paneles policristalinos de la marca Yingli Solar, modelo YL250-29b cuyas especificaciones técnicas se presentan en la figura 3.5.

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 _{mpo}	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 T módulo, 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 3.5: Parámetros eléctricos para STC del Panel Fotovoltaico

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 _{mpo}	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 3.6: Parámetros eléctricos para TONC del Panel Fotovoltaico

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}	β _{Voc}	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para V _{mpp}	β _{Vmpp}	%/°C	-0,42

Figura 3.7: Características térmicas del Panel Fotovoltaico

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 3.8: Características de operación del Panel Fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS GENERALES

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

Figura 3.9: Características generales del Panel Fotovoltaico

Estos datos no son suficientes, si no conocemos los requerimientos del inversor.

3.5.2 Selección del inversor

Para poder escoger correctamente entre diferentes tipos de marcas, es necesario tener datos del rendimiento, garantía, precio y tiempo de respuesta ante fallos.

A continuación se presenta un ejemplo de selección de equipos entre 2 marcas que diseñan equipos para aplicaciones fotovoltaicas y son INGETEAM y Power- Electronics, luego se las compara de acuerdo a criterios primordiales que requeriremos llegando así a obtener el diseño más adecuado para nuestra instalación fotovoltaica. Los valores serán como máximo 4 y como mínimo 1 para su ponderación.

MARCAS	INGETEAM	Power- Electronics
Garantía	1	3
SAT	4	2
Precio	3	4
Rendimiento	3	4
TOTAL	11	13

Tabla 3.5: Ponderaciones asignadas a diferentes marcas

Para poder saber cuál es el equipo indicado, es necesario conocer la importancia que le damos a cada parámetro, para este caso mayor importancia tendrá el precio con un peso de 4, seguido por la garantía con peso 3, luego el rendimiento con peso 2 y por último el SAT con un peso de 1 por tener menor importancia al momento de prioridad de parámetros.

MARCAS	Peso	INGETEAM	Peso	Power- Electronics	Peso
Garantía	3	1	3	3	9
SAT	1	4	4	2	2
Precio	4	3	12	4	16
Rendimiento	2	3	6	4	8
TOTAL		11	25	13	35

Tabla 3.6: Ponderación del promotor para la instalación

Como resultado se tiene que la marca Power-Electronics obtiene el mayor puntaje.

3.5.3 Selección de Equipos para Aplicaciones Fotovoltaicas

Solartec Central 500

A continuación se presenta el perfil del sistema de la central a usarse:

PERFIL DEL SISTEMA
1. Sistema de monitoreo de ambiente
Temperatura
Humedad
Velocidad de viento
Dirección del viento
Solar
2. Sistema de protección en el lado DC
Combina el arreglo Pv en las junction box: combina 16
Distribuidor de protección DC
3. Inversor
KLNE inversor: 2 unidades de solartec central 500KW
4. Sistema de distribución AC
Protección contra rayos AC
Switchgear de alto voltaje: Sunteams AC Switchgear
Transformador
5. Sistema de conexión a la red
Conexión a 13,8 Kv
6. Monitoreo del sistema
Monitoreo de equipos

Tabla 3.7 Perfil del sistema Solartec Central 500

Inversor Solar Solartec 500kW KLNE

Esta serie cuenta con el módulo inversor central de Siemens, un algoritmo MPPT avanzado y una topología de circuito avanzado. Tienen una alta eficiencia de conversión. Ellos tienen un chip de control rápido y de alta precisión, y tienen las funciones de compensación de potencia reactiva, control de armónicos, protección contra la sobretensión, protección contra sobretensiones, protección de la temperatura, detección de islas activa y pasiva y el paso de bajo voltaje. Además, apoyan el monitoreo remoto de

fibra óptica y han alcanzado los estándares de certificación europeos, entre ellos el de Alemania.

DC	
Potencia máxima DC	550 KW
Máximo voltaje DC	900 V
Rango de voltaje	DC 450.820 V
Máxima corriente de entrada	1000 A
Máximo número de strings	10
AC	
Parámetro de red	trifásico- 300 V 60 Hz
Potencia de salida nominal AC	500 KW
Corriente de salida nominal AC	962 A
THD de la corriente AC (full carga)	<3%
Factor de potencia	0,9 (atraso)-0,9(adelanto)
SISTEMA	
Eficiencia	97,90%
máxima eficiencia	98,30%
Protección de sobrecorriente de salida máxima	1443 A (60s)

Tabla 3.8 Especificaciones técnicas del inversor solar

Para nuestra planta fotovoltaica se instalarán 2 Solartec central 500, ya que nuestra planta fotovoltaica debe ser menor a 1MW, y estos inversores son de 500KW con una eficiencia del 98% en su potencia máxima.

Junction Box

Una caja de conexiones sirve para poder agrupar cada uno de los ramales serie en este caso las mesas donde se encuentran 20 paneles fotovoltaicos. Para el diseño de la planta fotovoltaica se usó una caja de conexiones de 16 entradas, aunque en nuestro diseño sólo se requieran 14. De acuerdo a lo diseñado, se utilizó cajas de conexiones modelo GHL-116/10-SR0-F.

Transformador de Potencia

El transformador de potencia debe estar en las condiciones ambientales adecuadas para poder cumplir con las especificaciones técnicas. Para el diseño se usará un transformador modelo ZSCB10-1250/13.8 con estándar GB1094.11-2007 de 1250 KVA con relación 600[V] /13,8 [KV] trifásico con conexión Ynd11-Ynd11.

Especificaciones técnicas	
Características	Valores
Potencia Nominal [KVA]	1250
Tensión [KV]	13,8/600
Frecuencia [Hz]	60
Tipo de conexión	Ynd11
Pantalla electrostática	Si
Relé	DGPT2
Sistema de refrigeración	ONAN
Material conductor (AT/BT)	Al/Al
Marca del transformador	ZSCB10-1250/13.8

Tabla 3.9: Especificaciones técnicas del transformador de potencia

Celdas de Media Tensión

Las celdas de media tensión también se encuentran dentro del edificio técnico, tiene las siguientes características que se muestran en la tabla.

Celda de Media Tensión	
Especificaciones Técnicas	
Celdas	2L+P
Tipo	Modular Normafix
Configuración	2 celdas de línea y 1 de protección
Interruptor	630 A / Cortocircuito 20 KA
Tensión Nominal	24 KV
Fusibles	125 A
Cortes y asilamiento	SF6

Tabla 3.10: Especificaciones técnicas de la celda de media tensión

3.6 Cálculos

3.6.1 Distribución de paneles

Para poder conocer el arreglo adecuado de los paneles fotovoltaicos en serie-paralelo, se debe considerar las especificaciones eléctricas de tensión y corriente, de acuerdo a las condiciones STC y las condiciones TONC, teniendo presente las afectaciones por la temperatura del lugar.

La temperatura, hace que varíe la tensión y corriente considerando la temperatura ambiente y la temperatura que llega a tener el módulo al trabajar a potencia nominal. Hay situaciones en que el módulo fotovoltaico tiene valores de temperatura ambiente, y una radiación alta; esto se da debido a que en la mañana hay altas velocidades de vientos que hacen que haya cambios transitorios.

Por este motivo es necesario considerar los valores de temperatura ambiente como temperatura de módulo, para tener un factor limitante al momento de seleccionar el arreglo de los paneles.

Determinación de paneles fotovoltaicos: Consideraciones

Al momento de hacer los cálculos para determinar el número de paneles, se debe tomar en cuenta el inversor a usar, las variaciones de la zona, y sus repercusiones en los valores de voltajes y corrientes. Por tal motivo, es necesario hacer un resumen de las especificaciones técnicas que vamos a usar de los módulos fotovoltaicos y del inversor, tal como se muestra en las tablas 3.11 y 3.12 respectivamente.

PANEL FOTOVOLTAICO	
RESUMEN ESPECIFICACIONES TECNICAS	
V _{mp}	29,8 [V]
Temperatura Nominal de célula (STC)	25°C
Temperatura (TONC)	46°C
Coefficiente de temperatura para V _{mp}	-0,45 %/°C
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	- 0,33 % /°C
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	37,6 [V]
Coefficiente de temperatura para I _{sc} (α _{isc})	0,06% / °C

Tabla 3.11: Resumen especificaciones técnicas panel fotovoltaico

DC	
Potencia máxima DC	550 KW
Máximo voltaje DC	900 V
Rango de voltaje	DC 450.820 V
Máxima corriente de entrada	1000 A
Máximo número de strings	10
AC	
Parámetro de red	trifásico- 300 V 60 Hz
Potencia de salida nominal AC	500 KW
Corriente de salida nominal AC	962 A
THD de la corriente AC (full carga)	<3%
Factor de potencia	0,9 (atraso)-0,9(adelanto)
SISTEMA	
Eficiencia	97,90%
máxima eficiencia	98,30%
Protección de sobrecorriente de salida máxima	1443 A (60s)

Tabla 3.12: Especificaciones técnicas del inversor

Otro dato a considerar, es la temperatura del lugar a instalarse la planta fotovoltaica tanto la mínima como la máxima temperatura ambiente; esos

datos fueron obtenidos del software Meteornorm, tal como se muestra a continuación en las figuras 3.10

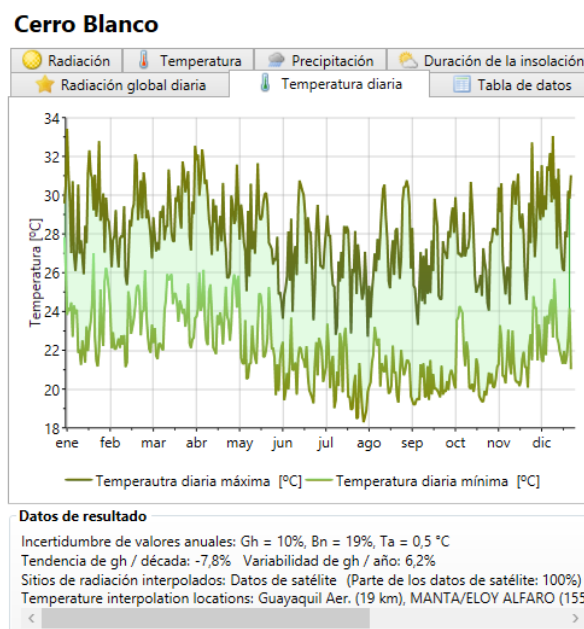


Figura 3.10: Datos de temperatura del Software Meteornorm

Temperatura en Cerro Blanco. Datos de Meteornorm 7		
Meses	Ta [°C]	Td [°C]
Enero	26,3	19,8
Febrero	26	21,2
Marzo	26,3	21,7
Abril	26,6	21
Mayo	25,7	20
Junio	24,2	18,7
Julio	23,6	18,1
Agosto	23,5	17,8
Septiembre	23,8	17,7
Octubre	24	17,9
Noviembre	24,6	17,9
Diciembre	26	18,5
Año	25,1	19,2

Tabla 3.13: Temperatura en Cerro Blanco. Datos de Meteornorm 7

De acuerdo a la figura 3.10 la temperatura ambiente de Cerro Blanco según el Meteoronorm es:

- T. ambiente máximo= 33,2 °C
- T. ambiente mínimo = 17,7 °C

Debido a que no son datos reales, sino que fueron obtenidos con un software meteorológico, basado en interpolaciones, se va a usar un margen de $\pm 2,5$ °C de temperatura del lugar de la instalación, por lo tanto para los cálculos se considerarán:

- T. ambiente máxima = 35,5 °C
- T. ambiente mínima = 15,2 °C

Con los datos obtenidos, se procede a calcular la mínima temperatura de la célula utilizando la temperatura ambiente mínima de 15,2 °C al ser usada en la siguiente ecuación:

$$T_{\text{mínima módulo}} = T_{\text{amb. mínima}} + \left(\frac{TONC - T_{\text{stc}}}{800} \right) * 1000$$

$$T_{\text{mínima módulo}} = 15,2^{\circ}\text{C} + \left(\frac{46 - 20}{800} \right) * 1000$$

$$T_{\text{mínima módulo}} = 41,45^{\circ}\text{C}$$

Igualmente se procede a calcular la temperatura máxima del módulo con la temperatura ambiente máxima del módulo fotovoltaico, para ellos se usa la siguiente ecuación:

$$T_{\text{máxima mód}} = T_{\text{amb. máx}} + \left(\frac{TONC - T_{\text{stc}}}{800} \right) * 1000$$

$$T_{\text{máxima mód}} = 35,5^{\circ}\text{C} + \left(\frac{46 - 20}{800} \right) * 1000$$

$$T_{\text{máxima mód}} = 61,75^{\circ}\text{C}$$

Debido a las variantes de temperatura durante el día, es necesario conocer los incrementos de voltajes máximos y mínimos causados por la temperatura. Para ello es necesario considerar el coeficiente de temperatura para V_{mpp} y hacer los cálculos respectivos.

Incremento de V_{pmp} con temperatura ambiente máxima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{\text{ambiente máximo}} = (T_{\text{máxima amb}} - T_{\text{nominal celula}}) * \beta_{vmpp}$$

$$\Delta V_{\text{ambiente máximo}} = (35,5 - 25) * (-0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}})$$

$$\Delta V_{\text{ambiente máximo}} = -4,72 \left[\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right]$$

Incremento de V_{pmp} con temperatura ambiente mínima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{\text{ambiente mínima}} = (T_{\text{módulo min}} - T_{\text{nominal celula}}) * \beta_{vmpp}$$

$$\Delta V_{\text{ambiente mínima}} = (15,2 - 25) * (-0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}})$$

$$\Delta V_{\text{ambiente mínima}} = 4,41 \left[\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right]$$

Incremento de V_{pmp} con temperatura ambiente máxima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{\text{temp. modulo máx}} = (T_{\text{módulo máx}} - T_{\text{nominal celula}}) * \beta_{vmpp}$$

$$\Delta V_{\text{temp. modulo máx}} = (61,75 - 20) * (-0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}})$$

$$\Delta V_{\text{temp. modulo máx}} = -16,53 \left[\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right]$$

Incremento de V_{pmp} con temperatura ambiente mínima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{\text{temp. modulo min}} = (T_{\text{módulo min}} - T_{\text{nominal celula}}) * \beta_{vmpp}$$

$$\Delta V_{\text{temp. modulo min}} = (41,45 - 20) * (-0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}})$$

$$\Delta V_{\text{temp. modulo min}} = -7,4 \left[\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right]$$

Los valores calculados corresponden a un incremento porcentual, por lo que ahora procedemos a calcular las variaciones de tensión en los paneles fotovoltaicos.

V_{mpp} a la temperatura ambiente mínima:

$$V_{mpp \text{ amb. min}}(15,2^{\circ}\text{C}) = V_{mpp} * \left(1 + \frac{\Delta V_{min}}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ amb. min}}(15,2^{\circ}\text{C}) = 29,8 * \left(1 + \frac{4,41}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ amb. min}}(15,2^{\circ}\text{C}) = 31,11 \text{ [V]}$$

V_{mpp} a la temperatura ambiente máxima:

$$V_{mpp \text{ amb. max}}(35,5^{\circ}\text{C}) = V_{mpp} * \left(1 + \frac{\Delta V_{max}}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ amb. max}}(35,5^{\circ}\text{C}) = 29,8 * \left(1 + \frac{-4,72}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ amb. max}}(35,5^{\circ}\text{C}) = 28,4 \text{ [V]}$$

V_{mpp} a la temperatura mínima del módulo:

$$V_{mpp \text{ mod min}} = V_{mpp} * \left(1 + \frac{\Delta V \text{ temp mod min}}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ mod min}} = 29,8 * \left(1 + \frac{-7,4}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ mod min}} = 27,6 \text{ [V]}$$

V_{mpp} a la temperatura máxima del módulo:

$$V_{mpp \text{ mod max}} = V_{mpp} * \left(1 + \frac{\Delta V \text{ temp mod max}}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ mod max}} = 29,8 * \left(1 + \frac{-16,53}{100}\right)$$

$$V_{mpp \text{ mod max}} = 24,9 \text{ [V]}$$

Los cálculos de voltaje fueron realizados para saber la variación de voltaje cuando el módulo se encuentra en su punto de potencia máximo, sin embargo también es necesario calcular las variaciones de voltaje cuando el sistema se encuentran en circuito abierto, por lo tanto procedemos a calcularlos tal como se muestra a continuación:

Incremento de Voc con temperatura ambiente mínima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{oc \text{ ambiente mínima}} = (T. \text{ amb min} - T_{nominal \text{ celula}}) * \beta_{voc}$$

$$\Delta V_{oc \text{ ambiente mínima}} = (15,2 - 25) * (-0,33 \frac{\%}{^{\circ}C})$$

$$\Delta V_{oc \text{ ambiente mínima}} = 3,23 \frac{\%}{^{\circ}C}$$

Incremento de Voc con temperatura ambiente máxima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{oc \text{ ambiente máximo}} = (T. \text{ máxima amb} - T_{nominal \text{ celula}}) * \beta_{vmpp}$$

$$\Delta V_{oc \text{ ambiente máximo}} = (35,5 - 25) * (-0,33 \frac{\%}{^{\circ}C})$$

$$\Delta V_{oc \text{ ambiente máximo}} = -3,46 \frac{\%}{^{\circ}C}$$

Incremento de Voc con temperatura ambiente mínima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{oc \text{ tem modulo min}} = (T. \text{ módulo min} - T_{nominal \text{ celula}}) * \beta_{vmpp}$$

$$\Delta V_{oc \text{ temp. modulo min}} = (41,45 - 25) * (-0,33 \frac{\%}{^{\circ}C})$$

$$\Delta V_{oc \text{ temp. modulo min}} = -5,43 \frac{\%}{^{\circ}C}$$

Incremento de Voc con temperatura ambiente máxima en los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V_{oc \text{ tem. modulo máx}} = (T. \text{ módulo máx} - T_{nominal \text{ celula}}) * \beta_{vmpp}$$

$$\Delta Voc \text{ temp. modulo máx} = (61,75 - 25) * (-0,33 \frac{\%}{^{\circ}C})$$

$$\Delta Voc \text{ temp. modulo máx} = -12,12 [\frac{\%}{^{\circ}C}]$$

Los valores calculados corresponden a un incremento porcentual, por lo que ahora procedemos a calcular las variaciones de tensión en los paneles fotovoltaicos.

Voc a la temperatura ambiente mínima:

$$Voc \text{ amb. min}(15,2^{\circ}C) = Voc * (1 + \frac{\Delta Vmin}{100})$$

$$Voc \text{ amb. min}(15,2^{\circ}C) = 37,6 * (1 + \frac{3,23}{100})$$

$$Voc \text{ amb. min}(15,2^{\circ}C) = 38,81 [V]$$

Voc a la temperatura ambiente máxima:

$$Voc \text{ amb. max } (35,5^{\circ}C) = Voc * (1 + \frac{\Delta Vmax}{100})$$

$$Voc \text{ amb. max } (35,5^{\circ}C) = 37,6 * (1 + \frac{-3,46}{100})$$

$$Voc \text{ amb. max } (35,5^{\circ}C) = 36,3 [V]$$

Voc a la temperatura mínima del módulo:

$$Voc \text{ mod min} = Voc * (1 + \frac{\Delta V \text{ temp mod min}}{100})$$

$$Voc \text{ mod min} = 37,6 * (1 + \frac{-5,43}{100})$$

$$Voc \text{ mod min} = 35,6 [V]$$

Voc a la temperatura máxima del módulo:

$$Voc \text{ mod max} = Voc * (1 + \frac{\Delta V \text{ temp mod max}}{100})$$

$$Voc \text{ mod max} = 37,6 * (1 + \frac{-12,12}{100})$$

$$V_{oc \text{ mod max}} = 33,04 [V]$$

3.6.2 Cálculo de número de paneles en serie

Para poder calcular el número de paneles en serie, es necesario tener las especificaciones técnicas del inversor y de los paneles, calculando así el número máximo y mínimo de los paneles en serie para el punto de máxima potencia.

Con la siguiente ecuación calculamos el número máximo de paneles en serie considerando la temperatura ambiente mínima.

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada MPP}}{V_{mpp \text{ ambiente min}} (15,2^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{820 V}{31,11 V}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = 26,35$$

Con la siguiente ecuación calculamos el número mínimo de paneles en serie considerando la temperatura ambiente máxima.

$$N^{\circ} \text{ min serie} = \frac{\text{Tensión mín de entrada MPP}}{V_{mpp \text{ ambiente max}} (35,5^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ} \text{ min serie} = \frac{450 V}{36,3 V}$$

$$N^{\circ} \text{ min serie} = 15,84$$

Ahora procedemos a calcular el número máximo de paneles en serie considerando la temperatura mínima del módulo.

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada MPP}}{V_{mppmod \text{ min}} (41,45^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{820 V}{27,6 V}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = 29,7$$

Con la siguiente ecuación calculamos el número mínimo de paneles en serie considerando la temperatura mínima del módulo.

$$N^{\circ} \text{ min serie} = \frac{\text{Tensión mínima de entrada MPP}}{V_{mppmod \text{ max}} (61,75^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ} \text{ min serie} = \frac{450 \text{ V}}{24,9 \text{ V}}$$

$$N^{\circ} \text{ min serie} = 18,07 [V]$$

Para poder calcular el número de paneles en serie, es necesario tener las especificaciones técnicas del inversor y de los paneles, calculando así el número máximo y mínimo de los paneles en serie para circuito abierto.

Con la siguiente ecuación calculamos el número máximo de paneles en serie considerando la temperatura ambiente mínima.

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada DC}}{V_{oc \text{ ambiente min}} (15,2^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{1000 \text{ V}}{38,81 \text{ V}}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = 25,8$$

Con la siguiente ecuación calculamos el número mínimo de paneles en serie considerando la temperatura ambiente máxima.

$$N^{\circ} \text{ min serie} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada DC}}{V_{oc \text{ ambiente max}} (15,2^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ} \text{ min. serie} = \frac{1000 \text{ V}}{36,3 \text{ V}}$$

$$N^{\circ} \text{ min serie} = 27,54$$

Ahora procedemos a calcular el número máximo de paneles en serie considerando la temperatura mínima del módulo.

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada DC}}{V_{oc. mod \text{ min}} (41,45^{\circ}C)}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{1000 \text{ V}}{35,6 \text{ V}}$$

$$N^{\circ} \text{ max serie} = 28,1$$

Con la siguiente ecuación calculamos el número mínimo de paneles en serie considerando la temperatura mínima del módulo.

$$N^{\circ} \text{ min serie} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada DC}}{\text{Voc.mod max (61,75}^{\circ}\text{C)}}$$

$$N^{\circ} \text{ min serie} = \frac{1000 \text{ V}}{33,04 \text{ V}}$$

$$N^{\circ} \text{ min serie} = 30,3$$

De acuerdo a los valores obtenidos se concluye que el número de paneles en serie no puede ser mayor a 25 paneles, caso contrario sobrepasaríamos la tensión máxima de entrada cuando el sistema está en circuito abierto a una temperatura mínima de 15,2 °C.

Con esto verificamos que el voltaje serie no supere la tensión máxima del inversor:

$$V \text{ serie string} = N^{\circ} \text{ max serie} * \text{Voc ambiente min (15,2 }^{\circ}\text{C)}$$

$$V \text{ serie string} = 20 * 38,81 \text{ [V]}$$

$$V \text{ serie string} = 776,2 \text{ [V]}$$

3.6.3 Cálculo de número de paneles en paralelo

Para calcular el número de paneles en paralelos que podemos agrupar, es necesario conocer la corriente que es capaz de soportar el inversor y con ellos calcular el número máximo de paneles en paralelo por String por entrada.

Número máximo de paneles en paralelo por String por entrada (MPP)

$$N^{\circ} \text{ max} = \frac{I \text{ in máx}}{I_{mpp}}$$

$$N^{\circ} \text{ max} = \frac{1000}{8,39 \text{ A}}$$

$$N^{\circ} \max = 119$$

Ahora debemos tener en cuenta, que la temperatura ambiente y del módulo influye en la Corriente de corto circuito, por lo tanto también debemos calcular su variación en la corriente para luego calcular el número máximo de módulos que pueden ir en paralelo.

Incremento de Isc a temperatura ambiente máxima:

$$\Delta I_{sc \ t. \ amb. \ max} = \alpha_{isc} * (T_{amb. \ max} - T_{stc})$$

$$\Delta I_{sc \ t. \ amb. \ max} = 0,06 * (35,5 - 25)$$

$$\Delta I_{sc \ t. \ amb. \ max} = 0,63\%$$

Incremento de Isc a temperatura máxima del módulo:

$$\Delta I_{sc \ t. \ mod. \ max} = \alpha_{isc} * (T_{mod. \ max} - T_{stc})$$

$$\Delta I_{sc \ t. \ mod. \ max} = 0,06 * (61,75 - 25)$$

$$\Delta I_{sc \ t. \ mod. \ max} = 2,2\%$$

Por lo tanto la corriente máxima de corto circuito en el módulo será:

$$I_{sc \ max \ mod} = I_{sc} * \left(1 + \frac{\Delta I_{sc \ temp \ mod \ max}}{100}\right)$$

$$I_{sc \ max \ mod} = 8,92 * \left(1 + \frac{2,2}{100}\right)$$

$$I_{sc \ max \ mod} = 9,11 [A]$$

Bajo esta consideración se determina el máximo número de paneles en paralelo, en estado de corto circuito:

$$N^{\circ} \max = \frac{I \ in. \ max}{I \ sc \ max \ mod}$$

$$N^{\circ} \max = \frac{1000 [A]}{9,11 [A]}$$

$$N^{\circ} \max = 109$$

De acuerdo a los cálculos se tendrán 9 Strings con el siguiente número de paneles cada uno, bajo la consideración de restarle tres paneles en serie y tres paneles en paralelo para dejar un intervalo de seguridad al inversor:

$$N^{\circ} \text{ paneles string} = N^{\circ} \text{ max serie} * N_{\text{max paralelo}}$$

$$N^{\circ} \text{ paneles string} = 20 * 14$$

$$N^{\circ} \text{ paneles string} = 280$$

Ahora calculamos el número de paneles totales a usarse para la planta fotovoltaica:

$$N^{\circ} \text{ paneles planta} = N^{\circ} \text{ paneles string} * N^{\circ} \text{ junction box}$$

$$N^{\circ} \text{ paneles planta} = (280 * 14)$$

$$N^{\circ} \text{ paneles planta} = 3920$$

Potencia de la Instalación

$$\text{Potencia Inst} = N^{\circ} \text{ paneles planta} * \text{Pot mpp}$$

$$\text{Potencia Inst} = 3920 * 250 \text{ [Wp]}$$

$$\text{Potencia Inst} = 980000 \text{ [Wp]}$$

$$\text{Potencia Inst} = 0,98 \text{ [MWp]}$$

3.6.4 Radiación sobre plano inclinado

Para poder inclinar los paneles fotovoltaicos (β), es necesario situarlo de tal forma que la mitad del día el sol se encuentre a la izquierda del panel y durante la otra mitad del día se encuentra a su derecha, haciendo que justo al medio día se encuentre de frente; para eso debemos calcular la altura máxima (α) que alcanza el sol sobre el horizonte en ese instante, para hallarlo se usa la siguiente ecuación:

$$\beta = 90 - \alpha$$

$$\alpha = 90 - \text{Latitud} - \text{declinación solar}$$

En el hemisferio sur, los paneles fotovoltaicos deben ser orientados hacia el norte es decir el acimut del panel cero definidos con respecto a la dirección norte, logrando así maximizar la radiación incidente del sol con respecto a su evolución durante un día, de este a oeste.

En Guayaquil, en el solsticio de invierno, la altura al medio día es de $71,67^\circ$, mientras que en el solsticio de verano la altura a medio día es de $64,38^\circ$, siendo las inclinaciones óptimas entre $18,33^\circ$ y $25,62^\circ$; por lo tanto escogemos una inclinación de 20° , lo que haría que mayor cantidad de días del año tengan en su altura más una radiación incidente perpendicular a los paneles.

A continuación se muestra en la tabla 3.14 con los cálculos de Radiación anual, tomando en cuenta una inclinación de 20° con respecto a la horizontal:

Consideraciones	Radiación KWh/m ² día (0°)	Días del mes	Radiación Kwh/m ² mes (0°)	k(20)	Radiación KWh/m ² mes (25°)
Enero	5,19	31	160,89	0,84	135,15
Febrero	4,81	28	134,59	0,89	119,78
Marzo	5,29	31	164,09	0,96	157,53
Abril	5,65	30	169,40	1,02	172,79
Mayo	5,64	31	174,74	1,06	185,22
Junio	4,39	30	131,80	1,07	141,03
Julio	3,95	31	122,45	1,05	128,57
Agosto	3,93	31	121,83	1,01	123,05
Septiembre	4,44	30	133,30	0,96	127,97
Octubre	4,22	31	130,72	0,89	116,34
Noviembre	5,15	30	154,60	0,84	129,86
Diciembre	5,66	31	175,46	0,82	143,88
Anual					1681,16

Tabla 3.14: Cálculos de Radiación anual inclinación de 20°

Consideraciones	Radiación KWh/m2 día (0°)	Días del mes	Radiación Kwh/m2 mes (0°)	k(10)	Radiación KWh/m2 mes (25°)
Enero	5,19	31	160,89	0,93	149,63
Febrero	4,81	28	134,59	0,96	129,20
Marzo	5,29	31	164,09	0,99	162,45
Abril	5,65	30	169,40	1,02	172,79
Mayo	5,64	31	174,74	1,04	181,73
Junio	4,39	30	131,80	1,05	138,39
Julio	3,95	31	122,45	1,04	127,35
Agosto	3,93	31	121,83	1,02	124,27
Septiembre	4,44	30	133,30	0,99	131,97
Octubre	4,22	31	130,72	0,96	125,49
Noviembre	5,15	30	154,60	0,93	143,78
Diciembre	5,66	31	175,46	0,92	161,42
Anual					1748,46

Tabla 3.15: Cálculos de Radiación anual inclinación de 20°

Como podemos darnos cuenta a un ángulo de 10° se obtiene una irradiancia anual mayor que con 20°, por lo tanto los paneles se inclinarán a 10° hacia el norte, inclusive por temas de limpieza de los módulos.

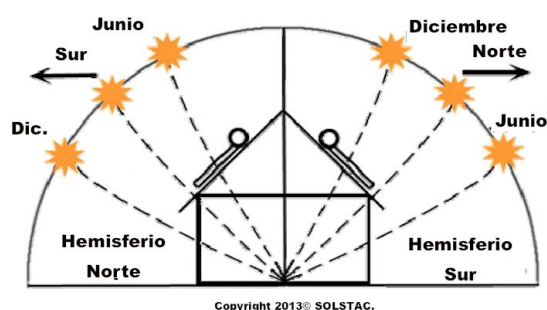


Figura 3.11: Inclinación de paneles de acuerdo al hemisferio

3.6.5 Separación de paneles fotovoltaicos

Para establecer la distancia mínima a la que deben estar separadas las filas de paneles entre sí, es necesario conocer las medidas de los paneles, en este caso los paneles tienen una longitud de 1,65 [m] x 0,99 [m] x 0,04[m].

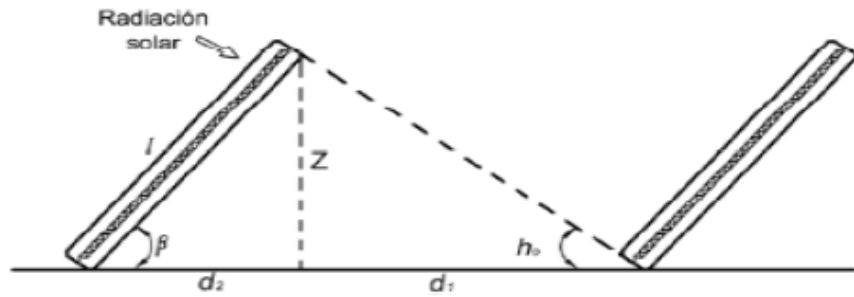


Figura 3.12 Distancia entre paneles

De acuerdo a la figura 25, se utilizará la siguiente ecuación para calcular la distancia mínima de separación:

$$d = d_1 + d_2$$

$$d = \frac{Z}{\tan(H_o)} + \frac{Z}{\tan(\beta)}$$

$$d = \frac{l * \text{Sen}(\beta)}{\tan(H_o)} + \frac{l * \text{Sen}(\beta)}{\tan(\beta)}$$

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

$$H_o = (90 - \text{Lat} - 23,5)$$

$$H_o = (90 - 2,18 - 23,5)$$

$$H_o = 64,37^\circ$$

Por consiguiente, tenemos:

$$\beta = 10^\circ$$

$$l = 2(1,65 \text{ [m]})$$

$$l = 3,30 \text{ [m]}$$

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

$$Z = 3,30 * \text{Sen}(10)$$

$$Z = 0,57 \text{ [m]}$$

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

$$d = 3,3 * \left(\frac{\text{Sen}(10)}{\text{Tan}(64,37)} + \text{Cos}(10) \right)$$

$$d = 3,52 \text{ [m]}$$

Por lo tanto:

$$d1 = d - d2$$

$$d1 = 3,52 - \frac{Z}{\text{Tan}(\beta)}$$

$$d1 = 3,52 - \frac{0,57}{\text{Tan}(10)}$$

$$d1 = 0,29 \text{ [m]}$$

La distancia mínima entre dos filas de paneles será de 3,52 [m], y entre el final de una fila y el inicio de la siguiente fila es de 0,29 [m] para que no afecte la sombra de la primera fila sobre la segunda.

Estructura de soporte

Debido a que los paneles se van a colocar en grupos de 2 paneles de largo, estos deben tener estructuras de soporte, las cuales serán de tipo fijas sobre el terreno. El material de las estructuras es importante, ya que se van a ver expuestas a condiciones ambientales variantes, por lo que se recomienda usar la norma ISO 9223.

Norma ISO 9223

La norma ISO 9223, se encarga de categorizar el nivel de corrosión atmosférica la cual es la causa más frecuente de la destrucción de los metales y aleaciones.

El mecanismo de corrosión es de naturaleza electroquímica. El electrolito es una capa de humedad sobre la superficie del metal cuyo espesor varía desde capas muy delgadas (invisibles) hasta capas que mojan perceptiblemente el metal. La duración del proceso de corrosión depende

sobre todo del tiempo durante el cual la capa de humedad permanece sobre la superficie metálica.

A continuación, en la tabla 18, se muestra la clasificación del nivel de corrosividad de un lugar, teniendo cinco categorías, donde la 1 es la más baja y la 5 es la más alta.

Categoría Corrosividad	
1	Muy Baja
2	Baja
3	Media
4	Alta
5	Muy alta

Tabla 3.16: Categorías de Corrosividad.

La corrosión de los materiales depende mucho del tiempo de humectación de las superficies metálicas, de acuerdo a eso se presenta la tabla 19 con información detallada para cada categoría.

Categoría	Tiempo de humectación		Ejemplo
	Horas/Año	% Año	
τ_1	<10	<0.1	Atmósfera climatizada interior
τ_2	10-250	0.1-3	Atmósfera interna, excepto espacios interiores no aireados
τ_3	250-2500	3-30	Atmósfera exterior en regiones secas o muy frías
τ_4	2500-5500	3-60	Atmósferas exteriores en todas las zonas, excepto la tropical seca y las zonas frías
τ_5	<5500	<60	Lugares no ventilados en regiones muy húmedas

Tabla 3.17: Corrosión dependiendo del nivel de humedad.

La ubicación de la planta fotovoltaica será en una zona que va a crecer a futuro, por lo tanto los niveles contaminantes van a ser altos, por lo tanto

se va a usar un C4 categoría alta debida a la polución existente y futura que se proyecta en el lugar.

Hay que tener en cuenta, que la corrosión depende del material que se ve expuesto, por tal motivo se presenta en la tabla 20, un cuadro que muestra las pérdidas por corrosión durante el primer año de exposición para las diferentes categorías de corrosividad, en este caso para hierro galvanizado que es el material a usarse en la instalación.

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 3.18: Corrosión dependiendo del material.

De acuerdo a la tabla 3.18, la categoría C4 tiene una tasa de corrosión anual de 2,1 a 4,2 [μm], lo cual confirma la utilización del soporte a usarse ya que el tipo de estructura tiene 2,66 [μm] al año.

A las estructuras se las llama mesas, ya que sobre ellas van a estar recostados los paneles fotovoltaicos, cada mesa tendrá 20 paneles en 2 filas de 10 paneles, con una inclinación de 10°. Para no perder la garantía de los paneles al momento de hacer su anclaje en las mesas, se lo realiza siempre por los lados de dimensión mayor del módulo.

Anteriormente se calculó el número de paneles a usarse en la planta fotovoltaica, con un número de 4280 paneles. En cada mesa se ubicarán 20 paneles en serie, teniendo así un total de 214 mesas.



Figura 3.13: Ubicación de las mesas.

3.6.6 Distribución y ordenamiento de paneles

Los paneles fotovoltaicos, pese a que han ido mejorando en su tecnología, aun no pueden tener características eléctricas idénticas entre sí, tiene pequeñas variaciones lo cual hace que la potencia que pueden entregar al ser conectados en serie o en paralelo sea menor. Este efecto se llama mismatch, por tal motivo es necesario hacer un ordenar los paneles de acuerdo a sus características eléctricas, para poder agruparlos y evitar que las pérdidas sean mayores.

El ordenamiento se lo hace gracias a que los fabricantes proporcionan un listado con los resultados flash test, en donde se miden los parámetros eléctricos de cada panel como medida de calidad y se los somete a condiciones STC, a continuación se muestra un ejemplo:

	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

Tabla 3.19: Resultados STC para cada módulo FV

Como podemos observar, en el flash test tenemos el código del panel, la corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, la potencia máxima, el voltaje mpp y la corriente mpp. Es evidente que los valores son similares, sin embargo hay diferencias, las cuales ocasionan pérdidas debido a que la corriente que puede circular al poner 22 paneles en serie va a ser la menor de entre todos, en este caso 8,09.

De acuerdo a esto, es necesario ordenar de acuerdo a la corriente de máxima potencia de mayor a menor los paneles, y agruparlos de 22 en 22, donde a la primera mesa se le llamará 1 A 1, y así hasta completar las 22 mesas que forman un string, en este caso 1 A 22. A continuación en la tabla 22, se muestra el ordenamiento de los paneles:

	Serial Number	Contened	Ip		
1	113100809012211622	109-165	8,460	1	1A1
2	113100809012210280	25-165	8,430	2	1A1
3	113100809012210390	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

Tabla 3.20: Ordenamiento de los módulos



Figura 3.14: Ubicación de los paneles en el terreno.

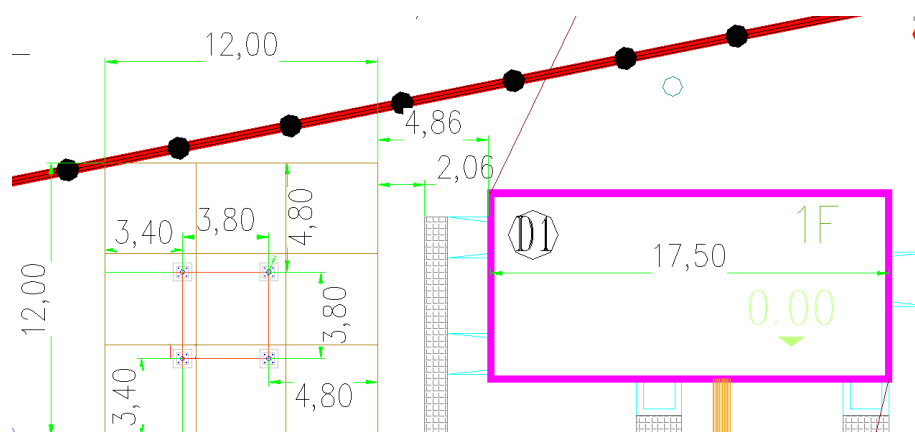


Figura 3.15: Edificio técnico.

3.6.7 Canalizaciones y cajas de registro

Para poder llevar todo el cableado, es necesario que sea transportado por tuberías tipo conduit de pvc, considerando que en cada tubería sólo debe transportarse un 40% de sección de cable respecto a la sección de la tubería de acuerdo a la norma NEC2011.

El cableado de las string box hasta los registradores debe ser transportado por tuberías a una profundidad mínima de 80 [cm], el cable de comunicaciones apantallado requiere una tubería propia desde las string box hasta las cajas de registro.

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

3.7 Cableado

3.7.1 Cableado de mesas a string box

Para poder hacer el cableado desde las mesas hasta los string box, es necesario usar conductores flexibles de cobre de una sección adecuada para evitar caídas de tensión muy altas y pérdidas. Debido a que es corriente DC, la que va a circular por los conductores, la sección del conductor debe ser la suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %.

En la tabla 25 se describen los valores de corriente y voltaje de los string, con un arreglo de 20 paneles en serie, que son los que conforman cada mesa.

String box	
Especificaciones técnicas	
Isc [A]	8,92
Impp[A]	8,39
Vmpp[V]	29,8
N° serie	20
I _{max} string [A]	8,92
V _{max} string [V]	596

Tabla 3.21: Especificaciones técnicas de los string box.

De acuerdo a los valores de la tabla 3.21, el cableado debe ser de 6mm², que soporta una tensión de 0,7/1,2 KV y 90°C. En la figura 3.16 se muestra como el cableado sale de las mesas, hacia los string box donde se concentran y agrupan todos los pares positivos y negativos del grupo 1A.

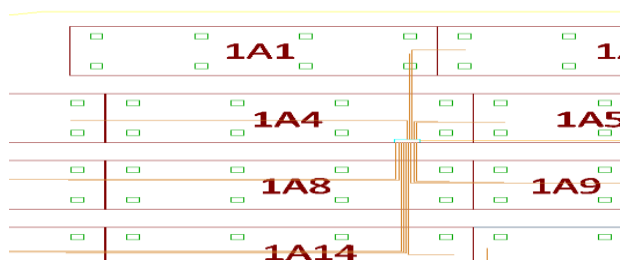


Figura 3.16: Cableado desde las mesas hacia los string box.

3.7.2 Cableado de string box a Edificio técnico.

Para poder calcular el tipo de conductor a usarse, se procede a tomar las medidas de distancia entre cada string box hasta el edificio técnico. Las medidas se obtuvieron del plano de AutoCad, obteniendo los datos que se muestran en la tabla 3.22, y calculando con ello la sección de los conductores de acuerdo a las distancias, teniendo en cuenta una máxima caída de voltaje de 1,5%.

String	Distancia total [m]	Caída de voltaje [V]	Sección Isc [mm ²]	Sección recomendada [mm ²]
A	66,57	8,94	38,28	50
B	63,77	8,94	36,67	50
C	86,58	8,94	49,79	50
D	83,67	8,94	48,12	50
E	99,96	8,94	57,49	70
F	96,99	8,94	55,78	70
G	108,68	8,94	62,50	70
H	121,93	8,94	70,12	70
I	116,53	8,94	67,02	70
J	125,3	8,94	72,06	70
K	126,08	8,94	72,51	70
L	141,58	8,94	81,42	95
M	128,4	8,94	73,84	70
N	143,12	8,94	82,31	95

Tabla 3.22: Cálculo de sección de conductores.

Las distancias calculadas, se las multiplicó por un factor de seguridad de 1,15 y luego se procede a hacer los cálculos de corriente y voltaje de cada string. Para calcular la sección del conductor se trabajó con una corriente dos veces la de cortocircuito.

3.7.3 Sistema de protección de tierras

El sistema de protección de tierras, es fundamental debido a que las plantas fotovoltaicas tienen sistemas de B.T y M.T. y para proteger a los equipos que se encuentran instalados en el edificio técnico, así como para los equipos de comunicaciones.

La malla de tierra es perimetral al contorno y contiene un mallado, asegurando así que la planta fotovoltaica sea equipotencial. Además se deben aterrizar las mesas estructurales, los cuales contienen a los módulos fotovoltaicos; para ello se usan uniones de la malla de tierra. Se deben hacer conexiones entre mesas estructurales para que todas se encuentren a un mismo potencial en caso de ocurrir una falla.

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 carcassas 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 mallas 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).

3.7.4 Rendimiento Global (PR)

El rendimiento global nos permite saber el rendimiento y calidad de la planta fotovoltaica, y se consideran todas las pérdidas que se ven involucradas en la instalación de un sistema fotovoltaico, como son los siguientes:

- Pérdidas por temperatura

Rendimiento por efecto temperatura							
Meses	Ta [°C]	I [W/m ²]	TNOC	Ta célula	T ensayo panel	Pérdidas %/°C	Rendimiento T
Enero	33,2	1000	46	65,7	20	0,45%	70,44%
Febrero	32	1000	46	64,5	20	0,45%	70,98%
Marzo	32,2	1000	46	64,7	20	0,45%	70,89%
Abril	32,2	1000	46	64,7	20	0,45%	70,89%
Mayo	31,9	1000	46	64,4	20	0,45%	71,02%
Junio	31	1000	46	63,5	20	0,45%	71,43%
Julio	28,2	1000	46	60,7	20	0,45%	72,69%
Agosto	30,9	1000	46	63,4	20	0,45%	71,47%
Septiembre	30	1000	46	62,5	20	0,45%	71,88%
Octubre	30,9	1000	46	63,4	20	0,45%	71,47%
Noviembre	32,8	1000	46	65,3	20	0,45%	70,62%
Diciembre	33,1	1000	46	65,6	20	0,45%	70,48%
Año	31,53	1000	46	64,03	20	0,45%	71,19%

Tabla 3.23: Pérdidas por temperatura.

- Pérdidas por cableado.

MES	Rto Cableado
ENERO	98,50%
FEBRERO	98,50%
MARZO	98,50%
ABRIL	98,50%
MAYO	98,50%
JUNIO	98,50%
JULIO	98,50%
AGOSTO	98,50%
SEPTIEMBRE	98,50%
OCTUBRE	98,50%
NOVIEMBRE	98,50%
DICIEMBRE	98,50%

Tabla 3.24: Pérdidas por cableado.

- Pérdidas por polución

MES	Rto Cableado
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 3.25: Pérdidas por polución.

- Pérdidas por efecto mismatch

MES	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 3.26: Pérdidas por efecto Mismatch.

- Pérdidas por máxima transferencia de potencia

MES	Rto. Mpp
ENERO	99,9%
FEBRERO	99,9%
MARZO	99,9%
ABRIL	99,9%
MAYO	99,9%
JUNIO	99,9%
JULIO	99,9%
AGOSTO	99,9%
SEPTIEMBRE	99,9%
OCTUBRE	99,9%
NOVIEMBRE	99,9%
DICIEMBRE	99,9%

Tabla 3.27: Pérdidas por Máxima Transferencia de Potencia.

- Pérdidas en el inversor

MES	Rto. Inversor
ENERO	97,9%
FEBRERO	97,9%
MARZO	97,9%
ABRIL	97,9%
MAYO	97,9%
JUNIO	97,9%
JULIO	97,9%
AGOSTO	97,9%
SEPTIEMBRE	97,9%
OCTUBRE	97,9%
NOVIEMBRE	97,9%
DICIEMBRE	97,9%

Tabla 3.28: Pérdidas en el Inversor.

- Pérdidas en el transformador

MES	Rto. Tranformador
ENERO	98,0%
FEBRERO	98,0%
MARZO	98,0%
ABRIL	98,0%
MAYO	98,0%
JUNIO	98,0%
JULIO	98,0%
AGOSTO	98,0%
SEPTIEMBRE	98,0%
OCTUBRE	98,0%
NOVIEMBRE	98,0%
DICIEMBRE	98,0%

Tabla 3.29: Pérdidas en el transformador.

De manera general, en la tabla 3.30 se muestra el rendimiento total de acuerdo a cada mes del año.

MES	Rto. Temp.	Rto Cableado	Rto Cableado	Rto Mistmatch	Rto. Mpp	Rto. Inversor	Rto. Tranformador	Rto. Total
ENERO	82,54%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	74,5%
FEBRERO	82,68%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	74,6%
MARZO	82,54%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	74,5%
ABRIL	82,41%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	74,3%
MAYO	82,81%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	74,7%
JUNIO	83,49%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	75,3%
JULIO	83,76%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	75,5%
AGOSTO	83,80%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	75,6%
SEPTIEMBRE	83,67%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	75,5%
OCTUBRE	83,58%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	75,4%
NOVIEMBRE	83,31%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	75,1%
DICIEMBRE	82,68%	98,50%	97,0%	98,5%	99,9%	97,9%	98,0%	74,6%
PROMEDIO								75,0%

Tabla 3.30: Rendimiento general.

3.7.5 Medición de la energía real entregada

Para poder tener un registro de la energía real generada, dentro de la Solartec Central 500, se tiene un visor diario de generación eléctrica; el equipo que se usa es el medidor PowerLogic ION 8600, de la marca Shneider Electric, los cuales proporcionan medidas exactas de RMS,

tanto para voltaje, corriente, potencia y energía. Este tipo de quipos son gestionados y avalados por el CENACE para que ellos tengan un registro de las mediciones de potencia activa, reactiva, voltaje y frecuencia que la planta vierte a la red diariamente.

Debido a que este medidor, tiene entradas de voltaje y corriente menores a los que se generan, es necesaria la instalación de transformadores de corriente y de potencial antes del medidor PowerLogic ION 8600.



Figura 3.17: Medidor de energía PowerLogic ION 8600.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Todo proyecto que vaya a implementarse, debe tener un análisis económico para determinar la rentabilidad que tiene el proyecto a futuro, siendo una de las consideraciones más importantes de una empresa a la hora de decidir si invertir o no.

4.1 Análisis de inversión

En este capítulo se evaluará la viabilidad del proyecto, realizando análisis económicos-financieros de la planta fotovoltaica, tomando en cuenta las consideraciones técnicas que se usaron anteriormente. Para poder obtener proyecciones certeras, incluyendo así las consideraciones de temperatura, inclinación y radiación de la zona se realizará un análisis de los resultados de la producción de energía de la instalación fotovoltaica durante los 15 años.

4.2 Determinación de costos

Durante la instalación fotovoltaica, se debe considerar el costo de los materiales e instalaciones, así como mantenimiento del Edificio técnico. Para poder instalar la central se determinarán costos iniciales en donde corresponden los costos de implementación del edificio técnico, estructura, cimentación, edificio administrativo, paneles, cableado, equipamiento, instalación y transporte; mientras que, el costo de operación se conformará por el pago de los salarios a los trabajadores.

A continuación se detallan las diferentes etapas de la instalación de la planta fotovoltaica y los requerimientos necesarios, con costos y cantidades.

4.2.1 Costos del edificio técnico y estructura

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Terreno	Terreno de 2 Ha	Ha	2	\$ 60.000,00	\$ 120.000,00
Inversor	Inversor	set	2	\$ 50.000,00	\$ 100.000,00
Junction box	caja de conexiones	u	14	\$ 900,00	\$ 12.600,00
CIF Ecuador	Costo, seguro, flete de e	u	1	\$ 22.500,00	\$ 22.500,00
Paneles FV de 250 W	Paneles de 250 W	u	3920	\$ 200,00	\$ 784.000,00
Estructuras de soporte	Costo de la estructura de	set	196	\$ 340,00	\$ 66.640,00
Cruce de océano	Cruce de océano	u	1	\$ 22.500,00	\$ 22.500,00
Transformador	ZSCB10-1250/13.8	u	1	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00
Seccionadores DC	Cuadro de protecciones	U	1	\$ 9.200,00	\$ 9.200,00
				Total	\$ 1.138.940,00

Tabla 4.1: Edificio Técnico Estructura y Paneles

4.2.2 Costos por Cableado

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	precio unitario	Total
Línea de acometida CC	Cable de 1KV 6 mm2 de sección	m	1000	\$ 1,80	\$ 1.800,00
Línea de acometida CC	Cable de 1KV 50 mm2 de sección	m	350	\$ 8,10	\$ 2.835,00
Línea de acometida CC	Cable de 1KV 70 mm2 de sección	m	1450	\$ 9,50	\$ 13.775,00
Línea de acometida CC	Cable de 1KV 95 mm2 de sección	m	350	\$ 11,30	\$ 3.955,00
Línea de acometida CA bajo tubo de PVC	Cable de 1KV 3x(3x150AL+50 Cu)	m	100	\$ 175,00	\$ 17.500,00
Instalación de interconexión	Instalación de interconexión	u	1	\$ 90.000,00	\$ 90.000,00
				Total	\$ 129.865,00

Tabla 4.2: Costos para seguridad e Iluminación

4.2.3 Costos de equipos varios

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Medidor Schneider	PowerLogic ION 8600	u	1	\$ 6.000,00	\$ 6.000,00
Iluminación de la planta	Iluminación perimetral del terreno	u	1	\$ 7.000,00	\$ 7.000,00
				Total	\$ 13.000,00

Tabla 4.3: Costos de equipos varios

4.2.4 Costo de dirección de obra y Otros

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Estudio medioambiental	topografía	u	1	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
Fiscalización	fiscalización	u	1	\$ 15.000,00	\$ 15.000,00
Licencia	Dirección de obra	u	1	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
Dirección de obra	licencias y requerimientos técnicos	u	1	\$ 10.000,00	\$ 10.000,00
Transporte	transporte para los materiales	u	1	\$ 12.000,00	\$ 12.000,00
				Total	\$ 77.000,00

Tabla 4.4: Costos por dirección de obra y otros.

4.2.5 Costo de servicios básicos

Concepto	Mensual	Anual
Electricidad	50	600
Agua	40	480
Teléfono	50	600
		1680

Tabla 4.5: Costos de servicios básicos

4.2.6 Costos Generales

Concepto	Mensual	Anual
Asistencia técnica	\$ 1.500,00	\$ 18.000,00
Seguridad	\$ 800,00	\$ 9.600,00
Asistencia médica	\$ 25,00	\$ 300,00
Suministros de limpieza	\$ 20,00	\$ 240,00
Suministros oficina	\$ 65,00	\$ 780,00
Imprevistos	\$ 241,00	\$ 2.892,00
	\$ 2.651,00	\$ 31.812,00

Tabla 4.6: Costos generales

4.2.7 Costo de equipos y muebles de oficina

Equipos			
Equipos cómputo	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Computadoras	3	\$ 700,00	\$ 2.100,00
Impresora/copiadora	1	\$ 350,00	\$ 350,00
		Total cómputo	\$ 2.450,00
Muebles de oficina	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Sillas con manubrio	6	\$ 75,00	\$ 450,00
Mesa	1	\$ 250,00	\$ 250,00
Silla gerencial	1	\$ 100,00	\$ 100,00
Escritorios	3	120	\$ 360,00
		Total muebles	\$ 1.160,00
Total			\$ 3.610,00

Tabla 4.8: Costos de equipos y muebles de oficina

4.2.8 Gastos de sueldos y salarios

Cargo	Gerente	Trabajadores
Sueldo	\$ 1.358,25	\$ 543,30
Sueldo neto	\$ 1.500,00	\$ 600,00
Décimo tercer	\$ 1.500,00	\$ 600,00
Décimo cuarto	\$ 354,00	\$ 354,00
Vacaciones	\$ 750,00	\$ 300,00
Fondo de reserva	\$ 1.500,00	\$ 600,00
Aporte IESS 9,45%	\$ 141,75	\$ 56,70
Aporte al IESS 11,15%	\$ 167,25	\$ 66,90
Empleados	1	3
Salario neto anual	\$ 24.111,00	\$ 29.570,40
Salario líquido anual	\$ 18.000,00	\$ 21.600,00
Salario Neto Mensual	\$ 2.009,25	\$ 2.464,20
Total	\$ 4.473,45	

Tabla 4.9: Gastos de sueldos y salario.

4.3 Rentabilidad del proyecto

Un proyecto es rentable siempre y cuando se pueda recuperar el valor invertido en un tiempo prudente, y las ganancias obtenidas sean mayores a las esperadas por la empresa.

COSTOS FIJOS		
Detalle	Mensual	Anual
Salarios	\$ 4.473,45	\$ 53.681,40
Gastos básicos	\$ 140,00	\$ 1.680,00
Gastos generales	\$ 2.651,00	\$ 31.812,00
Depreciación		\$ 76.735,17
Total		\$ 163.908,57

Tabla 4.10: Costos fijos

GASTO CONSTITUCIÓN	
Patente	\$ 1.200,00
Permiso/Funcionamiento	\$ 215,00
Organización para la puesta en marcha	\$ 300,00
Predios	\$ 150,00
Cuerpo de bomberos	\$ 300,00
Gastos de Legalización	\$ 320,00
TOTAL	\$ 2.485,00

Tabla 4.11: Gastos de constitución

4.3.1 Producción anual del proyecto en KWh

Consideraciones	Días del mes	Radiación KWh/m2 mes (25°)	Rto. Total	[KWh/m2 mes]	P[KWp]	G [kW/m2]	Ep[KWh/mes]
Enero	31	149,63	82,54%	123,5027036	980	1	121032,65
Febrero	28	129,20	82,68%	106,8187456	980	1	104682,37
Marzo	31	162,45	82,54%	134,088211	980	1	131406,45
Abril	30	172,79	82,41%	142,3859514	980	1	139538,23
Mayo	31	181,73	82,81%	150,487411	980	1	147477,66
Junio	30	138,39	83,49%	115,5348915	980	1	113224,19
Julio	31	127,35	83,76%	106,6603174	980	1	104527,11
Agosto	31	124,27	83,80%	104,1354108	980	1	102052,70
Septiembre	30	131,97	83,67%	110,4101906	980	1	108201,99
Octubre	31	125,49	83,58%	104,876596	980	1	102779,06
Noviembre	30	143,78	83,31%	119,7742629	980	1	117378,78
Diciembre	31	161,42	82,68%	133,4566306	980	1	130787,50
Producción anual [KWh]							1423088,70

Tabla 4.12: Frecuencia de producción

Precio	\$ 0,40
Ingreso Anual	\$ 569.662,40
Ingreso Mensual Promedio	\$ 47.471,87

Tabla 4.13: Ingreso anual de la planta

Año	Ingresos
0	
1	\$ 569.662,40
2	\$ 563.965,78
3	\$ 558.326,12
4	\$ 552.742,86
5	\$ 547.215,43
6	\$ 541.743,28
7	\$ 536.325,85
8	\$ 530.962,59
9	\$ 525.652,96
10	\$ 520.396,43
11	\$ 515.192,47
12	\$ 510.040,54
13	\$ 504.940,14
14	\$ 499.890,74
15	\$ 494.891,83

Tabla 4.14: Flujos netos de 15 de la planta

4.3.2 Costo total de la instalación

COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN	
Rubro	Costo Total
Costo en Instalación eléctrica	\$ 1.315.297,00
Costo en Ingeniería suelos	\$ 77.000,00
Costo de instalaciones y obra	\$ 1.392.297,00
FDI(0,5%)	\$ 6.961,49
IVA (12%)	\$ 167.075,64
Subtotales de costo de instalaciones e impuestos	\$ 1.566.334,13
Gastos de constitución	\$ 2.485,00
Activos fijos	\$ 3.610,00
Total	\$ 1.568.819,13

Tabla 4.15: Costo total de la instalación

4.3.3 Depreciación

DEPRECIACIÓN DE BIENES			
Activo	Valor contable	Vida contable	Depreciación anual
Equipos cómputo	\$ 2.450,00	4	\$ 612,50
Muebles de oficina	\$ 1.160,00	6	\$ 193,33
Depreciación anual			\$ 805,83

Tabla 4.16: Depreciación de bienes

Para determinar la viabilidad del proyecto, se va a realizar una evaluación financiera, calculando el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno).

Para el cálculo necesitamos tener los flujos netos de los 15 años de ejecución del proyecto, los cuáles son calculados restando los egresos de los ingresos. En la Tabla se especifican los valores de Flujo Neto de los próximos 15 años.

Año	Ingresos	Egresos	Flujo de efectivo
0		\$ 1.568.819,13	-\$ 1.568.819,13
1	\$ 569.662,40	\$ 163.908,57	\$ 405.753,84
2	\$ 563.965,78	\$ 163.908,57	\$ 400.057,21
3	\$ 558.326,12	\$ 163.908,57	\$ 394.417,56
4	\$ 552.742,86	\$ 166.358,57	\$ 386.384,30
5	\$ 547.215,43	\$ 163.908,57	\$ 383.306,87
6	\$ 541.743,28	\$ 165.068,57	\$ 376.674,71
7	\$ 536.325,85	\$ 163.908,57	\$ 372.417,28
8	\$ 530.962,59	\$ 166.358,57	\$ 364.604,02
9	\$ 525.652,96	\$ 163.908,57	\$ 361.744,40
10	\$ 520.396,43	\$ 163.908,57	\$ 356.487,87
11	\$ 515.192,47	\$ 163.908,57	\$ 351.283,90
12	\$ 510.040,54	\$ 167.518,57	\$ 342.521,98
13	\$ 504.940,14	\$ 163.908,57	\$ 341.031,57
14	\$ 499.890,74	\$ 163.908,57	\$ 335.982,17
15	\$ 494.891,83	\$ 163.908,57	\$ 330.983,26

Tabla 4.17: Flujo neto de efectivo durante los 15 años

4.3.4 Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto, también conocido como valor actualizado neto, cuyo acrónimo es VAN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos efectivos futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización o de descuento es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital y la tasa de inflación del periodo.

Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La ecuación para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0$$

Vt representa los flujos de caja en cada período t.

I₀ es el valor del desembolso inicial de la inversión

N es el número de períodos considerado

K, d o TIR es el tipo de interés

Tasa de interés	8,06%				
Año	Ingresos	Egresos	Flujo de efectivo	Flujo de efectivo VP	Saldo
0		\$ 1.568.819,13	-\$ 1.568.819,13	(\$ 1.568.819,13)	(\$ 1.568.819,13)
1	\$ 569.662,40	\$ 163.908,57	\$ 405.753,84	\$ 375.489,39	(\$ 1.193.329,73)
2	\$ 563.965,78	\$ 163.908,57	\$ 400.057,21	\$ 342.603,80	(\$ 850.725,93)
3	\$ 558.326,12	\$ 163.908,57	\$ 394.417,56	\$ 312.580,12	(\$ 538.145,81)
4	\$ 552.742,86	\$ 166.358,57	\$ 386.384,30	\$ 283.373,75	(\$ 254.772,06)
5	\$ 547.215,43	\$ 163.908,57	\$ 383.306,87	\$ 260.148,77	\$ 5.376,71
6	\$ 541.743,28	\$ 165.068,57	\$ 376.674,71	\$ 236.579,27	\$ 241.955,98
7	\$ 536.325,85	\$ 163.908,57	\$ 372.417,28	\$ 216.458,72	\$ 458.414,70
8	\$ 530.962,59	\$ 166.358,57	\$ 364.604,02	\$ 196.110,91	\$ 654.525,60
9	\$ 525.652,96	\$ 163.908,57	\$ 361.744,40	\$ 180.059,96	\$ 834.585,56
10	\$ 520.396,43	\$ 163.908,57	\$ 356.487,87	\$ 164.208,31	\$ 998.793,87
11	\$ 515.192,47	\$ 163.908,57	\$ 351.283,90	\$ 149.742,01	\$ 1.148.535,87
12	\$ 510.040,54	\$ 167.518,57	\$ 342.521,98	\$ 135.116,65	\$ 1.283.652,53
13	\$ 504.940,14	\$ 163.908,57	\$ 341.031,57	\$ 124.494,47	\$ 1.408.147,00
14	\$ 499.890,74	\$ 163.908,57	\$ 335.982,17	\$ 113.502,84	\$ 1.521.649,84
15	\$ 494.891,83	\$ 163.908,57	\$ 330.983,26	\$ 103.474,08	\$ 1.625.123,93
VAN				\$ 1.625.123,93	

Tabla 4.18 Cálculo del VAN del proyecto

4.3.5 Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno de una inversión es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo de una determinada inversión sea igual a cero.

Para determinar la TIR, debemos igualar la fórmula del VAN a cero.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

Donde;

Ft es el flujo de caja en el período t

n es el número de períodos

I es el valor de la inversión inicial

Tasa de interes	8,06%			
Año	Ingresos	Egresos	Flujo de efectivo	Flujo de efectivo VP
0		\$ 1.568.819,13	-\$ 1.568.819,13	(\$ 1.568.819,13)
1	\$ 569.662,40	\$ 163.908,57	\$ 405.753,84	\$ 375.489,39
2	\$ 563.965,78	\$ 163.908,57	\$ 400.057,21	\$ 342.603,80
3	\$ 558.326,12	\$ 163.908,57	\$ 394.417,56	\$ 312.580,12
4	\$ 552.742,86	\$ 166.358,57	\$ 386.384,30	\$ 283.373,75
5	\$ 547.215,43	\$ 163.908,57	\$ 383.306,87	\$ 260.148,77
6	\$ 541.743,28	\$ 165.068,57	\$ 376.674,71	\$ 236.579,27
7	\$ 536.325,85	\$ 163.908,57	\$ 372.417,28	\$ 216.458,72
8	\$ 530.962,59	\$ 166.358,57	\$ 364.604,02	\$ 196.110,91
9	\$ 525.652,96	\$ 163.908,57	\$ 361.744,40	\$ 180.059,96
10	\$ 520.396,43	\$ 163.908,57	\$ 356.487,87	\$ 164.208,31
11	\$ 515.192,47	\$ 163.908,57	\$ 351.283,90	\$ 149.742,01
12	\$ 510.040,54	\$ 167.518,57	\$ 342.521,98	\$ 135.116,65
13	\$ 504.940,14	\$ 163.908,57	\$ 341.031,57	\$ 124.494,47
14	\$ 499.890,74	\$ 163.908,57	\$ 335.982,17	\$ 113.502,84
15	\$ 494.891,83	\$ 163.908,57	\$ 330.983,26	\$ 103.474,08
VAN				\$ 1.625.123,93
TIR				23,5%

Tabla 4.19: Cálculo del TIR del proyecto

4.3.6 ¿Es viable el proyecto?

Al obtener un valor actual neto positivo y una tasa interna de retorno de 23,4% podemos concluir que el proyecto sí es viable. Es decir, al cuarto año ya se recupera el valor invertido al inicio del proyecto y se comienza a ganar a partir del quinto año.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El uso de energía fotovoltaica en el Ecuador ocupa el último lugar de la energía utilizada (0,14%).
2. De acuerdo a los datos meteorológicos emitidos por software y base de datos, en la zona de Cerro Blanco la irradiación solar promedio es de 4,86 [KWh/m²].
3. El software PVSYST es un elemento fundamental para el diseño del prototipo de la central fotovoltaica, por cuanto permite determinar la compatibilidad entre los módulos fotovoltaicos y los inversores.
4. Utilizar el software PVSYST ayuda a mejorar la eficiencia de las plantas fotovoltaicas las cuales, tienen la ventaja de que pueden ser aprovechadas como generación distribuida.
5. El costo de la implementación del proyecto es de \$ 1568819,13 con un tiempo de recuperación de 4 años, teniendo como precio por KWh igual a 0,4003 [KWh].
6. A partir del análisis de factibilidad del proyecto se determinaron los ingresos y egresos durante los 15 años del proyecto, obteniendo una VAN positivo y una TIR de 23,4%, lo cual es mayor a la TMAR exigida generalmente para los proyectos.
7. El proyecto es viable debido a que se recupera la inversión después del cuarto año, teniendo así sólo flujos económicos positivos.

Recomendaciones

1. Al organismo estatal encargado del control de la energía, realizar publicaciones a nivel regional y provincial en donde se utilizan cada tipo de energía.
 2. A docentes, investigadores y estudiantes de la carrera, realizar un estudio de campo para tener datos reales de la utilización de la energía fotovoltaica en el Ecuador.
 3. Aprovechar la información emitida por el INAMHI, para la construcción de pequeñas centrales de energía fotovoltaicas.
-
1. Se debe tener cuidado al momento de realizar el analizar con respecto a la inclinación de los paneles, teniendo en cuenta las especificaciones del fabricante, para no perder la garantía de los mismos.

2. Se recomienda el ordenamiento de los paneles fotovoltaicos para poder minimizar las pérdidas totales de la planta fotovoltaica por efecto mismatch.
3. A los futuros diseñadores tener presente las pérdidas de energía que puede generar la mala elección de módulos fotovoltaicos e inversores.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CONELEC, Producción Anual de Energía Eléctrica 2015, http://www.conelec.gob.ec/enlaces_externos.php?l=1&cd_menu=4448, Fecha de consulta 11 de septiembre 2015.
- [2]. D. Feldman y G. Barbose (2014, Septiembre 22). Photovoltaic Systems Pricing Trends ([Online]. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62558.pdf>, p. 26
- [3]. NREL, Research Cell Efficiency Records http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg, Fecha de consulta septiembre 2015.
- [4]. U.S Department of Energy. (2014, Diciembre). 2013 Renewable Energy Data Book (1era ed.) [Online]. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62580.pdf>, p. 40
- [5]. Estrategia Nacional de Cambio Climático del Ecuador 2012-2025, [Online]. Disponible en: <http://www.redisas.org/pdfs/ENCC.pdf>, p. 30
- [6]. CONELEC, (2012, Marzo 15) Regulación No. CONELEC-004/11, [Online]. Disponible en: http://www.conelec.gob.ec/normativa/CONELEC_004_11_ERNC.pdf, p. 5.
- [7]. CONELEC, (2013, Mayo 21) Regulación No. Conelec-001/13, [Online]. Disponible en: http://www.conelec.gob.ec/normativa/001_13%20Energias%20Renovables.pdf, p. 5,6.
- [8]. CELEC, Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, [Online]. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/files/vol2.pdf>, p. 38
- [9]. CONELEC, (2013, Mayo 21) Regulación No. Conelec-002/13, [Online]. Disponible en: http://www.conelec.gob.ec/normativa/002_13%20Mayores%20a%201%20MW.pdf, p. 3.

- [10]. O. Perpiñán. (2015, Marzo). Energía Solar Fotovoltaica (7ma ed.)[Online]. Disponible en: <https://github.com/oscarperpnan/esf>, p. 5.
- [11]. O. Perpiñán. (2015, Marzo). Energía Solar Fotovoltaica (7ma ed.)[Online]. Disponible en: <https://github.com/oscarperpnan/esf>, p. 25
- [13]. CONELEC, (2008, Agosto). ATLAS SOLAR DEL ECUADOR, (1era ed.) [Online]. Disponible en: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf, p. 50
- [14]. O. Perpiñán, A. Colmenar y M. Castro. (2012, Abril). Diseño de Sistemas Fotovoltaicos (4ta ed.) [Online]. Disponible en: <https://github.com/oscarperpnan/esf>, p. 7.
- [15]. O. Perpiñán, A. Colmenar y M. Castro. (2012, Abril). Diseño de Sistemas Fotovoltaicos (4ta ed.) [Online]. Disponible en: <https://github.com/oscarperpnan/esf>, p. 9.
- [16]. O. Perpiñán, A. Colmenar y M. Castro. (2012, Abril). Diseño de Sistemas Fotovoltaicos (4ta ed.) [Online]. Disponible en: <https://github.com/oscarperpnan/esf>, p. 11
- [17]. O. Perpiñán. (2015, Marzo). Energía Solar Fotovoltaica (7ma ed.)[Online]. Disponible en: <https://github.com/oscarperpnan/esf>, p. 50-52
- [18]. O. Perpiñán. (2015, Marzo). Energía Solar Fotovoltaica (7ma ed.)[Online]. Disponible en: <https://github.com/oscarperpnan/esf>, p. 57.

ANEXOS