



1859

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

**FACULTAD DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS
Y LOS RECURSOS NATURALES NO
RENOVABLES.**

**CARRERA DE INGENIERÍA
ELECTROMECAÁNICA**

**“DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL
CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST”**

1859

**Tesis de grado previa a la
obtención del Título de Ingeniero
Electromecánico**

AUTOR:

Deivy Gonzalo Ochoa Ruiz

DIRECTOR:

Ing. Jorge Luis Maldonado Correa, Mg. Sc.

*Loja -Ecuador
2019*



CERTIFICACIÓN

Ingeniero

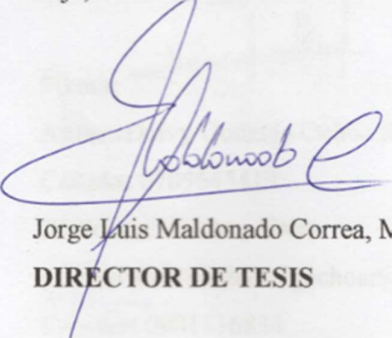
Jorge Luis Maldonado Correa, Mg. Sc.

**DOCENTE Y DIRECTOR DE TESIS DE LA CARRERA DE INGENIERÍA
ELECTROMECAÁNICA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA**

CERTIFICA:

Haber dirigido y asesorado el presente trabajo de tesis de grado realizado por el señor egresado: **DEIVY GONZALO OCHOA RUIZ** con C.I.0705643419, en su proceso de investigación denominado **“DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST”**, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico, el mismo que cumple con la reglamentación y políticas de investigación, en consecuencia, me permito autorizar su presentación, sustentación y defensa.

Loja, 30 de julio de 2019

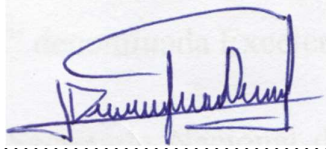


Jorge Luis Maldonado Correa, Mg. Sc.
DIRECTOR DE TESIS

AUTORÍA

Yo, **DEIVY GONZALO OCHOA RUIZ**, declaro ser el autor del presente trabajo de tesis y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales, por el contenido de la misma.

Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi tesis en el Repositorio Institucional - Biblioteca Virtual.



Firma:

C.I.: 0705643419

Fecha: Loja, 30/07/2019

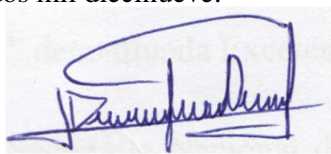
CARTA DE AUTORIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR, PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO

Yo, **DEIVY GONZALO OCHOA RUIZ**, declaro ser el autor de la tesis titulada: **“DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST”**, como requisito para la obtención del Título de: **INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**, autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visualización de su contenido que constará en el Repositorio Digital Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el RDI, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia de la Tesis que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los treinta días del mes de julio de dos mil diecinueve.



Firma:

Autor: Deivy Gonzalo Ochoa Ruiz

Cédula: 0705643419

Dirección: El Oro, Piñas

Correo electrónico: dgochoar@gmail.com

Teléfono:

Celular: 0981316834

DATOS COMPLEMENTARIOS

Director de Tesis: Ing. Jorge Luis Maldonado Correa, Mg. Sc.

TRIBUNAL DE GRADO: Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc.

Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc.

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación lo dedico ante todo a Dios por haberme dado la capacidad intelectual y fortaleza para culminar con éxito mis estudios, a mis queridos padres Edgar Gonzalo y María del Cisne, ejemplos de responsabilidad, quienes con sabiduría han sabido guiarme y apoyarme incondicionalmente a lo largo de mi vida, a mis hermanos: Stiven Mauricio y Jason Alejandro por ser mis compañeros en cada paso, quienes con sus palabras de aliento me han permitido llegar a estas instancias, dentro de mi vida académica.

Deivy Gonzalo

AGRADECIMIENTO

El agradecimiento especial al Ing. Jorge Luis Maldonado Correa, Mg. Sc.; director de tesis, quien siempre estuvo presto para impartir su valioso conocimiento durante el desarrollo del presente trabajo de titulación.

A todo el personal docente de la carrera de Ingeniería Electromecánica por sus enseñanzas para la formación ética y profesional en especial a los Ingenieros: Jorge Carrión, Jorge Muñoz, Juan Carlos Solano, José Cuenca, Marco Rojas, Manuel Pezantes, Thuesman Montaña por sus valiosos aportes y sugerencias.

A la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. EERSSA por brindarme la información técnica necesaria para el desarrollo de mi Tesis de grado.

Al Tnlgo. Edgar Feijóo por apoyarme en el desarrollo de las prácticas Pre Profesionales.

A las autoridades de la Universidad Nacional de Loja por haberme otorgado la Beca Tipo “C” denominada Excelencia Académica.

A la Secretaria Nacional de Educación Superior, Ciencia Tecnología e Innovación SENESCYT por la Beca Nacional de Tercer Nivel para cursar mis estudios en la carrera de Ingeniería Electromecánica en la Universidad Nacional de Loja.

TABLA DE CONTENIDOS

CARÁTURA.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AUTORÍA.....	III
CARTA DE AUTORIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR, PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO.....	VI
TABLA DE CONTENIDOS.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
INDICE DE ECUACIONES.....	XVIII
TERMINOLOGÍA.....	XX
ABREVIATURAS.....	XXIV
TÍTULO.....	1
RESUMEN.....	2
ABSTRACT.....	3
INTRODUCCIÓN.....	4
CAPÍTULO I.....	6
REVISIÓN DE LITERATURA.....	6
1.1. El sol.....	6
1.2. Naturaleza de la radiación solar.....	6
1.2.1. Radiación fuera de la atmósfera terrestre.....	6
1.2.2. Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar.....	7
1.2.3. Datos de radiación.....	8

1.3.	Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador	10
1.3.1.	Incentivos a la generación solar fotovoltaica (experiencias internacionales)...	10
1.3.2.	Análisis de la generación fotovoltaica en el ecuador.....	11
1.4.	Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	14
1.4.1.	Paneles o módulos fotovoltaicos.	15
1.4.2.	Inversores.	26
1.4.3.	Cableado.....	28
1.4.4.	Protecciones.	31
1.4.5.	Pérdidas energéticas.....	32
1.5.	Softwares utilizados.....	34
1.5.1.	PVSYST (PHOTOVOLTAIC SYSTEM).	34
1.6.	Indicadores financieros	36
1.6.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	36
1.6.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).	38
1.6.3.	Plazo de recuperación de la inversión (Payback).	40
1.6.4.	Costo Nivelado de Energía (LCOE).	40
1.7.	Normativa y Reglamentación aplicada	41
1.7.1.	Nacionales.	41
1.7.2.	Internacionales.....	42
1.8.	Métodos estadísticos	42
1.8.1.	La media aritmética.	42
1.8.2.	Desviación estándar.	44
CAPÍTULO II.....		45
MATERIALES Y MÉTODOS.....		45
2.1.	Materiales.....	45

2.2. Métodos.....	45
CAPÍTULO III	47
EVALUACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR	47
3.1. Lugar de emplazamiento.....	47
3.2. Bases de datos de radiación solar	47
3.2.1. Bases de datos gratuitas.	48
CAPÍTULO IV	53
ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y DEL CONSUMO PER CÁPITA DE ENERGÍA EN EL CANTÓN ZAPOTILLO.....	53
4.1. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2014.....	54
4.2. Demanda de potencia para el año 2014	55
4.3. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2015.....	56
4.4. Demanda de potencia eléctrica para el año 2015	57
4.5. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2016.....	58
4.6. Demanda de potencia eléctrica para el año 2016	59
4.7. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2017.....	60
4.8. Demanda de potencia eléctrica para el año 2017	61
ANÁLISIS DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL CANTÓN ZAPOTILLO.....	62
CAPÍTULO V	66
DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN EN PVSYSYD	66
5.1. Información ingresada en la base de datos.....	68
5.1.1. Simulación del escenario utilizando datos de radiación proporcionados por el Atlas Solar.	75
CAPÍTULO VI	87
6.1. Análisis financiero.....	87
CAPÍTULO VII.....	88

RESULTADOS	88
7.1. Selección del lugar de emplazamiento de la central fotovoltaica.....	88
7.2. Evaluación del recurso solar	89
7.3. Demanda de energía y del consumo per cápita de energía en el cantón Zapotillo.....	93
7.4. Conexión a la red eléctrica.....	96
7.4.1. Punto de conexión	96
7.5. Estimación de producción de energía mediante la simulación en PVsyst	97
7.6. Descripción técnica de la central generadora.....	101
7.6.1. Actuaciones previas.....	102
7.6.2. Camino perimetral y vías interiores.....	102
7.6.3. Módulos fotovoltaicos.	103
7.6.4. Estructura soporte.....	104
7.6.5. Inversor.....	106
7.6.6. Centro de transformación.....	108
7.6.7. Aspectos constructivos.....	109
7.6.8. Cableado.....	110
7.6.9. Sistema de medición y facturación.....	115
7.6.10. Protecciones.....	119
7.6.11. Puesta a tierra.....	126
7.6.12. Línea de evacuación de la energía.....	137
7.7. Análisis económico y ambiental.....	137
7.7.1. Costo del proyecto.....	137
7.7.2. Valor Actual Neto (VAN).....	139
7.7.3. Tasa Interna de Retorno (TIR) y precio del kWh generado.....	140
7.7.4. Plazo de Recuperación de la inversión (PAYBACK).....	142

7.7.5. Análisis ambiental.	143
DISCUSIÓN.....	144
CONCLUSIONES.....	146
RECOMENDACIONES.....	148
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	149
ANEXOS.....	155
ANEXO 1. Computo de caída de voltaje.	155
ANEXO 2. Rubros y precios unitarios.	156
ANEXO 3. Plano de la infraestructura eléctrica de la provincia de Loja.....	182
ANEXO 4. Diagrama unifilar de las subestaciones existentes en la provincia de Loja.	182
ANEXO 5. Catálogo del módulo fotovoltaico.....	183
ANEXO 6. Catálogo del inversor.	184
ANEXO 7. Catálogo de las estructuras de soporte para los módulos fotovoltaicos.	186
ANEXO 8. Catálogo de conductores.	196
ANEXO 9. Catálogo de protecciones.....	202
ANEXO 10. Catálogo celda de seccionamiento SM6.....	205
ANEXO 11. Catálogo del Trafomix.....	219
ANEXO 12. Catálogo del medidor de energía ION 7550.....	220
ANEXO 13. Plano de las curvas de nivel de la propiedad.	229
ANEXO 14. Plano de la central fotovoltaica.....	229
ANEXO 15. Diagramas unifilares de conexión de los inversores.....	229
ANEXO 16. Diagrama unifilar de conexión con la red de Media Tensión.....	229
ANEXO 17. Plano del Centro de Transformación.....	229
ANEXO 18. Plano de puesta a tierra del Centro de Transformación.	229
ANEXO 19. Plano de conexión con la red de Media Tensión.	229

ANEXO 20. Plano del detalle recorrido línea subterránea-conexión aérea hacia el centro de transformación.	229
ANEXO 21. Plano red de Media Tensión 13,8 kV Trifásica Actual.	229
ANEXO 22. Plano red de Media Tensión 13,8 kV Trifásica Proyectada.	229
ANEXO 23. Banco de ductos.	230
ANEXO 24. Pozos para redes subterráneas tipo D.	234

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Correlación entre el índice de calidad y la fracción de difusa para valores diarios (HELIOS-IES).	9
Figura 2. Mapa solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.	12
Figura 3. Precios de energía renovable en Ecuador.	13
Figura 4. Componentes principales de un sistema de conexión a red.	15
Figura 5. Módulo fotovoltaico.....	16
Figura 6. Curva característica de un módulo fotovoltaico.	17
Figura 7. Efecto de la variación de radiación en un módulo fotovoltaico.	18
Figura 8. Efecto de la temperatura sobre el módulo fotovoltaico.	18
Figura 9. Módulo fotovoltaico monocristalino.....	20
Figura 10. Módulo fotovoltaico policristalino.....	20
Figura 11. Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano.....	22
Figura 12. Ángulo de inclinación.	23
Figura 13. Disposición de paneles solares.	23
Figura 14. Distancias entre paneles.	24
Figura 15. Sistema de sujeción de los paneles solares.....	25
Figura 16. Inversor.....	26
Figura 17. Ventana principal de PVsyst.....	36
Figura 18. Representación de la TIR.	39
Figura 19. Lugar del emplazamiento solar fotovoltaico.	47
Figura 20. Página principal de la NASA.....	49
Figura 21. Página principal de SODA.	49
Figura 22. Portada del Atlas Solar.	51
Figura 23. Página principal de Meteonorm.....	52
Figura 24. Infraestructura eléctrica del cantón Zapotillo.....	63
Figura 25. Diagrama unifilar de la subestación Pindal.	64
Figura 26. Flujograma de simulación de PVsyst.....	67
Figura 27. Ventana principal de simulación PVsyst.....	68
Figura 28. Ventana de base de datos.....	69
Figura 29. Lugares geográficos por defecto en la base de datos.	69
Figura 30. Mapa interactivo para la ubicación del lugar de emplazamiento.....	70

Figura 31. Ubicación del lugar de emplazamiento en el mapa.....	71
Figura 32. Ingreso de los datos de radiación Atlas Solar.....	71
Figura 33. Ingreso de datos de coordenadas geográficas.....	72
Figura 34. Generación de los valores síntesis clima por hora para la radiación del Atlas Solar.	73
Figura 35. Listado de módulos fotovoltaicos por defecto.....	74
Figura 36. Ingreso de información del panel solar seleccionado.	74
Figura 37. Ingreso de la información del inversor seleccionado.....	75
Figura 38. Asignación del nombre del proyecto.....	76
Figura 39. Ingreso de los datos de lugar geográfico y de estación meteorológica.....	76
Figura 40. Orientación del panel fotovoltaico.....	77
Figura 41. Ventana para la definición del sistema.....	78
Figura 42. Ingreso de la información de producción de energía.	79
Figura 43. Selección del módulo fotovoltaico.....	79
Figura 44. Selección del inversor.	79
Figura 45. Sección del número de módulos requeridos.....	80
Figura 46. Condiciones de dimensionado del generador/inversor.	81
Figura 47. Parámetros de pérdida del campo FV.	82
Figura 48. Definición del perfil de obstáculos.	83
Figura 49. Ventana de la simulación.....	84
Figura 50. Simulación del escenario.....	85
Figura 51. Resultados preliminares de la simulación.	85
Figura 52. Diagrama diario entrada/salida.	86
Figura 53. Lugar del emplazamiento solar fotovoltaico.	89
Figura 54. Irradiación diaria global horizontal (Promedio mensual).....	91
Figura 55. Irradiación diaria global horizontal promedio.	92
Figura 56. Valores de irradiancia solar vs horas del día del mes de septiembre.....	92
Figura 57. Irradiación diaria global horizontal promedio vs Atlas Solar.....	93
Figura 58. Demanda de energía eléctrica del cantón Zapotillo.	94
Figura 59. Demanda máxima de potencia eléctrica activa en el cantón Zapotillo.	94
Figura 60. Demanda máxima de potencia eléctrica activa vs producción de la central fotovoltaica en el cantón Zapotillo.	96

Figura 61. Punto de conexión.....	97
Figura 62. Detalle de los resultados de la simulación.....	98
Figura 63. Producciones normalizadas por kWp instalado.....	99
Figura 64. Factor de rendimiento producto del primer escenario.....	100
Figura 65. Diagrama de pérdidas durante todo el año.....	101
Figura 66. Diagrama unifilar de la central fotovoltaica.....	102
Figura 67. Módulo fotovoltaico.....	103
Figura 68. Medidas del módulo fotovoltaico (mm).....	103
Figura 69. Estructura de soporte Hilti.....	105
Figura 70. Inversor seleccionado.....	106
Figura 71. Diagrama del cableado.....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valor d_n correspondiente a los doce días promedio.	7
Tabla 2. Interpretación del VAN.	37
Tabla 3. Interpretación del TIR.	39
Tabla 4. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2014.....	54
Tabla 5. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2014.	55
Tabla 6. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2015.....	56
Tabla 7. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2015.	57
Tabla 8. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2016.....	58
Tabla 9. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2016.	59
Tabla 10. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2017.....	60
Tabla 11. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2017.....	61
Tabla 12. Promedios mensuales de Irradiación Diaria Global Horizontal en Wh/m ²	90
Tabla 13. Irradiación Diaria Global Horizontal promedio en Wh/m ²	91
Tabla 14. Flujo de carga eléctrica.	95
Tabla 15. Características mecánicas del módulo.....	104
Tabla 16. Características eléctricas del módulo.	104
Tabla 17. Características físicas del inversor.	107
Tabla 18. Características eléctricas del inversor.	107
Tabla 19. Características eléctricas del transformador.	108
Tabla 20. Características eléctricas del trafomix.....	116
Tabla 21. Especificaciones técnicas para medidor bidireccional.	117
Tabla 22. Especificaciones técnicas para medidor bidireccional en comunicación.	117
Tabla 23. Especificaciones técnicas del relé de protección SEPAM.....	126
Tabla 24: Duración de falla y Factor de Decremento.	128
Tabla 25: Valores de resistividad del terreno de estudio aplicando el método de Wenner.	130
Tabla 26: Valores de resistividad de algunas clases de terreno.....	133

Tabla 27.Descripción del costo inversión.	138
Tabla 28. Análisis financiero de la central fotovoltaica.....	141
Tabla 29. Análisis de los flujos de efectivo.	142
Tabla 30. Valores del Periodo de Recuperación de la inversión.	142
Tabla 31. Análisis ambiental central fotovoltaica Zapotillo.	143

INDICE DE ECUACIONES

<i>Ecuación 1</i>	6
<i>Ecuación 2</i>	7
<i>Ecuación 3</i>	7
<i>Ecuación 4</i>	8
<i>Ecuación 5</i>	8
<i>Ecuación 6</i>	15
<i>Ecuación 7</i>	15
<i>Ecuación 8</i>	22
<i>Ecuación 9</i>	24
<i>Ecuación 10</i>	24
<i>Ecuación 11</i>	24
<i>Ecuación 12</i>	24
<i>Ecuación 13</i>	29
<i>Ecuación 14</i>	29
<i>Ecuación 15</i>	30
<i>Ecuación 16</i>	30
<i>Ecuación 17</i>	31
<i>Ecuación 18</i>	31
<i>Ecuación 19</i>	31
<i>Ecuación 20</i>	31
<i>Ecuación 21</i>	32
<i>Ecuación 22</i>	32
<i>Ecuación 23</i>	37
<i>Ecuación 24</i>	38
<i>Ecuación 25</i>	40
<i>Ecuación 26</i>	40
<i>Ecuación 27</i>	41
<i>Ecuación 28</i>	43
<i>Ecuación 29</i>	43
<i>Ecuación 30</i>	43
<i>Ecuación 31</i>	43

<i>Ecuación 32</i>	43
<i>Ecuación 33</i>	44
<i>Ecuación 34</i>	44
<i>Ecuación 35</i>	79
<i>Ecuación 36</i>	80
<i>Ecuación 37</i>	80
<i>Ecuación 38</i>	80
<i>Ecuación 39</i>	82
<i>Ecuación 40</i>	82
<i>Ecuación 41</i>	86
<i>Ecuación 42</i>	127
<i>Ecuación 43</i>	127
<i>Ecuación 44</i>	127
<i>Ecuación 45</i>	128
<i>Ecuación 46</i>	128
<i>Ecuación 47</i>	129
<i>Ecuación 48</i>	130
<i>Ecuación 49</i>	130
<i>Ecuación 50</i>	131
<i>Ecuación 51</i>	131
<i>Ecuación 52</i>	131
<i>Ecuación 53</i>	132
<i>Ecuación 54</i>	133
<i>Ecuación 55</i>	134
<i>Ecuación 56</i>	134
<i>Ecuación 57</i>	134
<i>Ecuación 58</i>	135
<i>Ecuación 59</i>	135
<i>Ecuación 60</i>	135
<i>Ecuación 61</i>	135
<i>Ecuación 62</i>	135
<i>Ecuación 63</i>	137

TERMINOLOGÍA

P = Tasa de emisión de energía del sol

d = Diámetro del sol

T = Temperatura efectiva

σ = Constante de Stefan – Boltzmann

B_0 = Constante solar

$B_0(0)$ = Irradiancia incidente en una superficie tangente a la atmósfera

$B_{0d}(0)$ = Irradiación diaria extraterrestre

ϵ_0 = Corrección debido a la excentricidad de la elipse de la trayectoria terrestre

θ_{zs} = Ángulo cenital solar

ω_s = Ángulo del amanecer

δ = Declinación

ϕ = Latitud del lugar

d_n = Día del año

AM = Masa de aire

G = Radiación global

B = Radiación directa

D = Radiación difusa

AL = Radiación del albedo

K_{TD} = Índice de calidad

F_{Dd} = Fracción de difusa

I_{sc} = Corriente de cortocircuito

V_{oc} = Tensión de circuito abierto

$P_{m\acute{a}x}$ = Potencia máxima

$P_{m\acute{i}n}$ = Potencia mínima

V_{mp} = Voltaje para máxima potencia

FF = Factor de forma

$\eta\%$ = Eficiencia total del panel

S_{panel} = Ángulo de inclinación del panel solar

B_{panel} = Longitud del panel

C_{panel} = Distancia formada por el cateto adyacente del ángulo de inclinación del

panel solar

H_{panel} = Distancia formada por el cateto opuesto del ángulo de inclinación del

panel solar

L_{panel} = Distancia equivalente al cateto adyacente del ángulo mínimo de

incidencia

$\varphi_{mín}$ = Ángulo mínimo de incidencia

$Dist_{mín}$ = Distancia mínima entre paneles

CC = Corriente continua

CA = Corriente alterna

S_{cc} = Sección del conductor en corriente continua

S_{CA} = Sección del conductor en corriente alterna

L = Longitud del cableado

γ = Conductividad del material conductor

e = Caída de tensión en %

U = Tensión nominal de operación

I_{max} = Intensidad máxima

I_{nom} = Intensidad nominal

I_z = Intensidad máxima admisible

I_B = Corriente de empleo o de utilización

I_N = Corriente nominal del dispositivo de protección

I_2 = Corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección

VAN = Valor actual neto

I_0 = Valor de desembolso inicial de la inversión

F_n = Flujos de caja en cada período

R = Tasa de descuento

n = Número de periodos considerados

TIR = Tasa interna de retorno

$Payback$ = Periodo de recuperación de la inversión

a = Número del periodo inmediatamente anterior

hasta recuperar el desembolso inicial

b = Suma de los flujos hasta el final del periodo "a"

F = Valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión
 I_t = Gastos de inversión en el año t (incluido el financiamiento)
 M_t = Gastos de operación y mantenimiento en el año t
 E_t = Generación de electricidad en el año t
 \bar{X} = Media aritmética
 f_1 = Frecuencia
 s = Desviación estándar
 T_{amb} = Temperatura ambiente
 T_{cell} = Temperatura de la célula
 G_{inc} = Irradiancia en el plano de los módulos
 $Effic$ = Eficiencia de los módulos
 U = Factor de pérdidas por temperatura
 U_c = Constante de temperatura
 U_v = Velocidad del viento
 $Alpha$ = Coeficiente de absorción solar
 I_{pri} = Corriente de corto – circuito en el primario
 I_{sec} = Corriente de corto – circuito en el secundario
 kVA = Potencia del transformador
 E = Voltaje de operación del transformador
 $ICC_{máx}$ = Corriente de corto – circuito simétrica máxima
 $ICC_{máx-MT}$ = Corriente de corto – circuito simétrica máxima en Media Tensión
 A = Sección del calibre conductor para malla de puesta a tierra
 I_f = Corriente de falla asimétrica
 D_f = Factor de decremento o factor de asimetría
 t_f = Tiempo durante el cual fluye la corriente de falla
 T_m = Temperatura máxima de fusión del cobre
 T_a = Temperatura ambiente
 ρ = Resistividad del terreno
 ρ_s = Resistividad de la superficie
 C_s = Factor de reducción de la resistividad
 h = Es la profundidad de enterramiento del conductor de la malla

$V_{p_{tolerable}}$ = Tensión tolerable de paso
 $V_{c_{tolerable}}$ = Tensión tolerable de contacto
 L_c = Longitud del conductor horizontal
 L_T = Longitud total del conductor
 N = Número de electrodos verticales
 L_v = Longitud del electrodo
 S_f = Factor divisor de la corriente de falla
 C_p = Factor de crecimiento
 R_g = Resistencia de la malla de puesta a tierra
 I_G = Corriente máxima a disipar por la malla
 GPR = Máximo potencial de tierra
 V_{malla} = Tensión de malla en caso de falla
 K_m = Factor geométrico
 K_h = Factor de corrección por la profundidad de enterramiento de la malla
 K_i = Factor de corrección por la geometría de la malla
 ng = Factor de geometría de la malla
 D = Es el espaciamiento paralelo entre conductores
 d = Es el diámetro de los electrodos de puesta a tierra
 V_{paso} = Tensión de paso en caso de falla
 K_s = Factor de espaciamiento para tensión de paso

ABREVIATURAS

ARCONEL = Agencia de Regulación y Control de Electricidad

CONELEC = Consejo Nacional de Electricidad

NASA = Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio

SODA = Datos de radiación Solar

TIF = Tarifa feed-in

NEC = Norma Ecuatoriana de la Construcción

REBT = Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión

CEM = Condiciones Estándar de Medida

EERSSA = Empresa Eléctrica Regional del Sur

TMY = Datos del Año Meteorológico Típico

INEN = Servicio Ecuatoriano de Normalización

NTE = Norma Tecnológica de la Edificación

MEER = Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

ANSI = Instituto Nacional Estadounidense de Estándares

IEEE = Instituto de Energía Eléctrica y Electrónica

RETIE = Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

UNE = Una Norma Española

INEC = Instituto Nacional de Estadística y Censos

CENACE = Centro Nacional de Control de Energía

GSM = Sistema Global para las comunicaciones Móviles

TÍTULO

**DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN
ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST.**

RESUMEN

El desarrollo del presente proyecto de investigación permitió diseñar una central fotovoltaica de 1 MW, el escenario seleccionado para la ubicación de la misma fue el cantón Zapotillo, específicamente el sector Saucillo por las condiciones de radiación solar existentes en el lugar, haciendo uso del software PVsyst y las normativas de diseño nacionales e internacionales que rigen el diseño, selección, dimensionamiento y construcción de los componentes que conforma las centrales fotovoltaicas, la metodología empleada para el diseño y dimensionamiento puede ser aplicable para otros escenarios si se dispone de la base de datos del recurso solar existente.

El diseño de la central fotovoltaica consta de 4 004 módulos fotovoltaicos, cada uno con una potencia nominal de 250 kW. La finalidad de esta investigación es aprovechar las condiciones de radiación de la zona para de esta manera generar energía eléctrica y luego inyectar esta energía a la red de media tensión en el alimentador primario ZAPOTILLO #1 813 perteneciente a la subestación Pindal.

Se determina la demanda de energía eléctrica, potencia eléctrica y consumo per cápita en Zapotillo, así como su evolución en los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

Se analizaron los aspectos ambientales y económicos mediante indicadores de rentabilidad que garanticen la viabilidad económica y sostenibilidad del proyecto.

ABSTRACT

The development of this research project allowed the design of a 1 MW photovoltaic plant, the scenario selected for the location of the same was Zapotillo canton, specifically the Saucillo sector for the solar radiation conditions existing in the place, making use of PVsyst software and national and international design standards governing the design, selection, sizing and construction of the components that make up the photovoltaic plants, the methodology used for design and sizing may be applicable to other scenarios if the database of the existing solar resource is available.

The design of the photovoltaic plant consists of 4 004 photovoltaic modules, each with a nominal power of 250 kW. The purpose of this research is to take advantage of the radiation conditions in the area in order to generate electricity and then inject this energy into the medium-voltage grid in the ZAPOTILLO #1 813 primary feeder belonging to the Pindal substation.

The demand for electrical energy, electrical power and per capita consumption in Zapotillo is determined, as well as its evolution in the years 2014, 2015, 2016 and 2017.

The environmental and economic aspects were analyzed through profitability indicators that guarantee the economic viability and sustainability of the project.

INTRODUCCIÓN

Conforme se indica en el Plan Maestro de Electrificación el consumo eléctrico en el país es de 3 veces más que hace 20 años provocando un cambio drástico en la matriz energética, en la cual el 37,11% de generación es producto de energía generada por energía no renovable (ARCONEL, 2018c).

Por tal motivo el Estado Ecuatoriano dentro del Plan Maestro de Electrificación prevé que para el año 2025 el 90% de la generación eléctrica provengan de energías renovables. Se pronostica que, en un periodo de 80 años, millones de seres humanos en todo el mundo se abastecerán únicamente de electricidad por medio de energías renovables como la solar y que la humanidad se dispone a acelerar la transición hacia una economía baja en carbono, consciente de la finitud de los combustibles fósiles y de sus efectos perjudiciales para el medio ambiente, como causa principal del calentamiento global.

Además, las condiciones para su desarrollo son óptimas: cada hora, el sol emite sobre la tierra más energía en forma de luz y calor de la necesaria para satisfacer las necesidades globales de un año completo (Energías Renovables acciona, n.d.).

Según (Renovables, 2018), la superficie terrestre recibe 120 000 teravatios de irradiación solar, “lo que supone 20 000 veces más potencia de la que necesita el planeta”. Para defender el optimismo depositado en este tipo de energía, la Union of Concerned Scientists Science for a Healthy Planet and Safer World (Unión de Científicos Interesados por un Planeta Sano y un Mundo más Seguro) sostiene que sólo 18 días de irradiación solar sobre la tierra contienen la misma cantidad de energía que la acumulada por todas las reservas mundiales de carbón, petróleo y gas natural (Renovables, 2018).

La energía solar es una energía alternativa que tiene algunas ventajas respecto a la generación de energía que utiliza combustibles fósiles, ya que se trata de una fuente de energía gratuita, inagotable y sobre todo limpia, además contribuye a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y tiene la posibilidad de abastecer con electricidad a zonas alejadas de las redes de distribución.

De acuerdo a los datos proporcionados por el ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) solo el 0,34% de la matriz energética del país corresponde a la generación fotovoltaica y uno de los motivos es que no existen estudios de factibilidad

técnica que permitan describir los sitios idóneos para el desarrollo de este tipo de generación de energía (ARCONEL, 2018b).

El presente estudio estará enfocado en el análisis técnico, ambiental y económicos viables para que se pueda diseñar una Central Fotovoltaica de 1 MW.

El presente trabajo se propone los siguientes objetivos:

Objetivo general:

- Diseñar una central fotovoltaica de 1 MW que se encuentre ubicada en el cantón Zapotillo mediante la utilización del software PVsyst que contribuya al cambio de la matriz energética del país.

Objetivos específicos:

- Evaluación del recurso solar existente en el cantón Zapotillo utilizando diferentes metodologías.
- Analizar la demanda de energía y la infraestructura eléctrica existente en el lugar de emplazamiento.
- Dimensionar y simular los componentes de la central fotovoltaica.
- Analizar los aspectos ambiental y económico utilizando indicadores de rentabilidad.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. El sol

En el informe “El sol y su radiación, resultados de aprendizaje”, (Petros Axaopoulos TEI de Atenas Grecia) menciona que el porcentaje de radiación solar recibida en el límite superior de la atmosfera terrestre se la puede considerar aproximadamente equivalente a la de un cuerpo negro a una temperatura de 5 760 K.

La tasa de emisión de energía del sol (P), puede obtenerse en la siguiente ecuación de Stefan-Boltzmann, suponiendo que el diámetro del sol como $d = 1,39 \times 10^6$ km y su temperatura efectiva $T = 32\,417,11$ K.

$$P = \pi d^2 \sigma T^4 = 3,8 \times 10^{23} \text{ KW} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann con un valor de

$$\sigma = 5,669 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$$

De esta cantidad de emisión de energía la superficie de la tierra recibe alrededor de $1,7 \times 10^{14}$ kW; lo que significa que en menos de una hora el sol puede dotar de energía a la tierra para satisfacer la demanda energética total de la población humana durante todo un año (Bordeaux, 2016).

1.2. Naturaleza de la radiación solar

1.2.1. Radiación fuera de la atmósfera terrestre.

La radiación emitida por el sol atraviesa el espacio vacío en todas direcciones no sufre pérdidas apreciables por interacción con medios materiales. 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. Diferentes campañas de medidas han obtenido valores diferentes para la constante solar, pero se acepta como representativo el valor promedio de $B_0 = 1\,367 \text{ W/m}^2$ propuesto por la Organización Meteorológica Mundial (Lamigueiro, 2011).

La distancia que existe entre la tierra y el sol tienen variaciones a lo largo del año debido a la excentricidad de la elipse. Esta variación influye en la irradiancia solar que alcanza la atmósfera. Teniendo en cuenta este hecho, para calcular la irradiancia incidente en una superficie tangente a la atmósfera en una latitud determinada emplearemos la (Ecuación 2):

$$B_0(0) = B_0 \epsilon_0 \cos \theta_{ZS} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

B_0 = Constante solar

ϵ_0 = Corrección debida a la excentricidad de la elipse de la trayectoria terrestre alrededor del sol

θ_{ZS} = Ángulo cenital solar

Este valor, denominado como irradiancia extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal representa el valor límite alcanzable en la superficie terrestre en un plano horizontal. Es importante resaltar que el valor de la irradiancia extra-atmosférica sólo requiere consideraciones geométricas. Así, podemos calcular la irradiación diaria extra-atmosférica integrando la (Ecuación 2), y obteniendo la (Ecuación 3):

$$B_{0d}(0) = -\frac{T}{\pi} B_0 \epsilon_0 (\omega_S \sin \phi \sin \delta + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_S) \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

δ = Declinación

ϕ = Latitud del lugar

Es posible demostrar que el promedio mensual de esta irradiación diaria coincide numéricamente con el valor de irradiación diaria correspondiente a los denominados “días promedios”, días en los que la declinación correspondiente coincide con el promedio mensual (Tabla 1). Por tanto, podemos calcular el valor medio mensual de la irradiación diaria extra-atmosférica sin más que incluir en la (Ecuación 2), el valor de la declinación de uno de los doce días promedio.

Tabla 1. Valor d_n correspondiente a los doce días promedio.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
d_n	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347

Fuente: (Lamigueiro, 2011).

1.2.2. Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar.

De acuerdo con (Lamigueiro, 2011) dependiendo del tamaño de la partícula en interacción pueden distinguirse tres fenómenos de difusión:

- Difusión de Rayleigh, donde la longitud de onda es mucho mayor que el tamaño de la partícula. Se produce en las capas altas y es responsable del color azul del cielo.

- Difusión de Mie, donde la longitud de onda es de magnitud similar al tamaño de la partícula. Se produce en las capas bajas de la atmósfera.
- Difusión no selectiva, aquella en la que la longitud de onda es mucho menor que el tamaño de la partícula.

Además, será útil definir la masa de aire (AM, air mass) como la relación entre el camino recorrido por los rayos directos del sol a través de la atmósfera hasta la superficie receptora y el que recorrerían en caso de incidencia vertical. Para nuestros efectos es válida la aproximación de la ecuación 4:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_{zs}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Para el cálculo de la irradiancia solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en corteza terrestre será útil distinguir tres contribuciones diferentes. Estas contribuciones, comúnmente denominadas componentes, son:

- Radiación Directa, B: representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol.
- Radiación Difusa, D: cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del sol, y, por tanto, incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera según los procesos descritos. 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, 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.

La suma de estas tres componentes constituye la denominada irradiancia global (Lamigueiro, 2011).

$$G = B + D + AL \quad (\text{Ecuación 5})$$

1.2.3. Datos de radiación.

Los datos de radiación disponibles en bases de datos proceden de medidas realizadas por estaciones terrestres o estimadas a partir de imágenes de satélite. Las estaciones terrestres suelen ser estaciones agroclimáticas dedicadas a la medida de variables meteorológicas y climáticas orientadas principalmente al sector agrícola. Uno de los instrumentos que incorporan es el piranómetro, dispositivo capaz de medir la radiación global. En casos

excepcionales incluyen un pirheliómetro, dispositivo que mide la radiación directa, o un piranómetro de difusa. La información recogida por las redes de estaciones agroclimáticas suele estar disponible en páginas de Internet (Figura 1) en donde hacen una relación entre el índice de calidad K_{TD} y la fracción de difusa F_{Dd} para valores diarios.

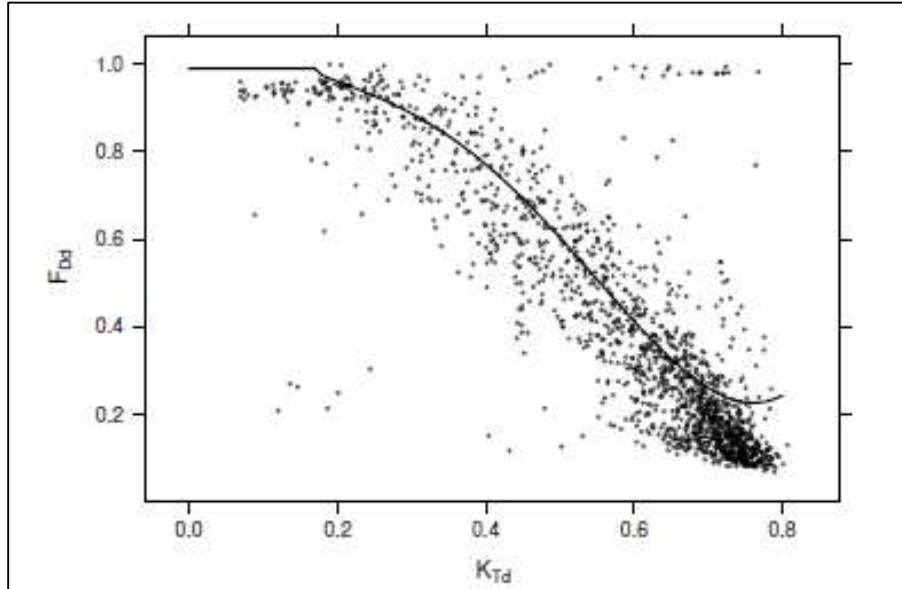


Figura 1. Correlación entre el índice de calidad y la fracción de difusa para valores diarios (HELIOS-IES).

Fuente: (Lamigueiro, 2011).

La cobertura espacial que ofrece la red de estaciones terrestres es muy limitada por lo que frecuentemente hay que recurrir a interpolaciones entre varias estaciones (aproximación válida sólo cuando existe una distancia mínima) o a imágenes de satélite. Las imágenes procedentes de satélites geoestacionarios meteorológicos (por ejemplo, el Meteosat) pueden ser interpretadas para estimar la radiación incidente en la superficie terrestre. Es necesario resaltar que el valor obtenido es una medida indirecta a través de un algoritmo de análisis, con el consiguiente error asociado. No obstante, su alta cobertura espacial y disponibilidad han fomentado su uso en los últimos años. Existen varias bases de datos disponibles en Internet como lo son NASA, Meteonorm, Atlas Solar, SODA.

Para la elección de la base de datos debe resolverse el compromiso entre cercanía de la medida al lugar de la instalación y larga duración de la base temporal. Debe tenerse en cuenta que las discrepancias entre bases de datos pueden llegar a ser de hasta el 30 %, y, por tanto, todos los resultados posteriores deben manejarse sin perder la perspectiva de esta incertidumbre. Por tanto, es sumamente importante referenciar cualquier estimación de energía a la base de datos empleada para el cálculo.

En cualquier caso, la información disponible en las bases de datos suele estar limitada a valores diarios de radiación global en el plano horizontal. A partir de esta información deberemos realizar un procedimiento de cálculo para estimar el valor de la radiación difusa y directa, y trasladar estos valores a los correspondientes en un plano inclinado (Lamigueiro, 2011).

1.3. Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador

1.3.1. Incentivos a la generación solar fotovoltaica (experiencias internacionales).

Algunos autores como (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018), en su artículo científico mencionan que algunos países están optando por aplicar mecanismos de incentivo financiero utilizando sistemas tarifarios como lo son los denominados tarifa feed-in (TIF) para la energía solar fotovoltaica que resulta ser el pago que se da por parte de las empresas eléctricas producto de la energía generada e inyectada a la red.

El Gobierno federal norteamericano con el fin de incentivar la adquisición de los sistemas solares fotovoltaicos ha previsto desde el año 2006 un descuento de los impuestos federales del 30 % para los clientes de tipo residencial y comercial. Además de este tipo de incentivo federal, algunos estados llegan a ofrecen descuentos en otros impuestos (Almeida, 2012). Un ejemplo de esto es la Florida la cual propuso un precio denominado premio a la energía por el transcurso de 20 años la cual proponía una reducción gradual de la tarifa del 5% anual, Washington por su parte ofreció un incentivo a este tipo de energías en los cuales incluía consumidores residenciales, comerciales e instituciones públicas, este incentivo consistió en un valor fijo (no ligado al kWh producido) por un periodo de 5 años (Barbosa, 2016). Estados Unidos ofrece además otro método de compensación de energía (net metering) de los incentivos regulatorios que son aplicados para la energía solar fotovoltaica. El modelo implanta el concepto que la energía activa producida con mini o microgeneración distribuida compensa el consumo de energía activa demandada de la red eléctrica por el cliente (IRENA, 2017).

Luego del desastre nuclear de Fukushima en Japón y la deshabilitación de reactores nucleares, a partir del 2012 se encuentra en vigencia el modelo TIF, que estableció políticas de incentivo a la generación distribuida con energías renovables no convencionales, en la cual se hace énfasis principalmente a la solar fotovoltaica. La normativa establece precios para la energía que van de acuerdo a la capacidad de

generación que están entre 39,6 hasta 47,5 USD/kWh (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018).

Otro país que aplica el modelo TIF es Alemania en donde el pago por la energía inyectada a la red es de 24 USD/kWh para capacidades menores a 30 kW, además de un conjunto de subsidios estatales para la instalación (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018).

En Inglaterra, al igual que en Japón y Alemania, los precios establecidos bajo este modelo contemplan valores entre 19,8 a 24,3 USD/kWh para rangos de capacidades de hasta 50 kW (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018).

En España, haciendo uso de este modelo se otorgó un precio premio calculado sobre la base de la tarifa de mercado y líneas de financiamiento (Barbosa, 2016).

Al aplicar estos precios preferenciales en estos países se ha logrado aumentar considerablemente la generación mediante energías renovables no convencionales, especialmente la solar fotovoltaica.

En Ecuador, para la instalación de sistemas destinados a la utilización de energías renovables no convencionales como la energía solar, por parte de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica no se contempla la exoneración de aranceles, impuestos y más gravámenes que afecten la importación de materiales y equipos no producidos en el país.

1.3.2. Análisis de la generación fotovoltaica en el Ecuador.

1.3.2.1. *Potencial solar en el Ecuador.*

Según el artículo científico “Incentivo a la Generación Distribuida en el Ecuador”. El Ecuador a través del ex Consejo Nacional de Electricidad- CONELEC desarrolló el Atlas Solar con Fines de Generación Eléctrica. Los datos presentados en la Figura 2 representan la energía solar global promedio de los valores diarios de insolación total (directa y difusa), expresados en Wh/m²/día de las diferentes regiones del país. En esta figura se muestra las zonas con mayor insolación en el país, es decir con mayor potencial para generación fotovoltaica como lo son las provincias de Loja, Imbabura y Carchi (CONELEC, 2018).

Ecuador tiene un valor medio aproximado de radiación solar global de 4 575 Wh/m²/día.

El potencial solar estimado con fines de generación eléctrica en el país es de 312 GW, este valor es equivalente a aproximadamente quince (15) veces el potencial hidroeléctrico técnico y económicamente que puede ser aprovechable del país.

El Ecuador dispone de un alto potencial energético, sin embargo, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Ecuador es aún incipiente, de manera particular en microgeneración distribuida; para septiembre de 2017, el ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) informó que la capacidad efectiva en este tipo de energía aprovechada fue de 25,6 MW lo que representó el 0,34 % de la capacidad total del país.

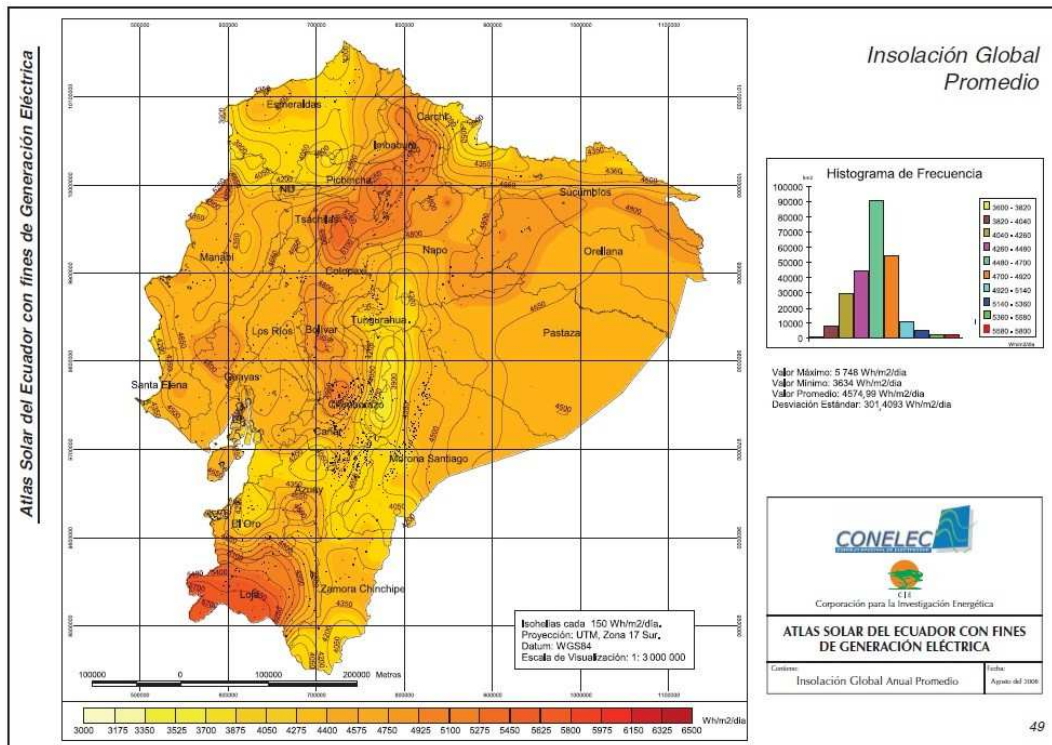


Figura 2. Mapa solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.

Fuente:(CONELEC, 2018).

1.3.2.2. Marco regulatorio ecuatoriano.

La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica no especifica con claridad los aspectos, para que pequeños emprendimientos fotovoltaicos, conectados a las redes de distribución, puedan producir energía para el consumo propio y los excedentes para la comercialización a través de la red eléctrica. Existe la necesidad de contemplar en la ley los respectivos reglamentos, regulaciones, etc., para la implementación de la generación distribuida con la energía solar fotovoltaica por el alto potencial energético determinado por los niveles de insolación mostrado anteriormente,

otorgando diferentes tipos de incentivos. Las empresas eléctricas de distribución con base en la nueva normativa que deberá ser elaborada por el ARCONEL deberán facilitar la participación de la generación distribuida y llevar a cabo actividades de validación técnica ex ante, para asegurarse que no se produzcan restricciones en la red eléctrica y su verificación ex post (Barreto, 2014).

Considerando como referencia a países como Japón y Alemania, mismos que establecieron incentivos basados en el modelo TIF para tarifas más altas de la energía inyectada a la red en relación con el precio de facturación por el consumo del cliente, presentando menor riesgo al inversionista. Además, este instrumento regulatorio TIF ha sido ampliamente implantado en España y Dinamarca (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018).

El Ecuador hasta hace poco aplicó la política de precios preferenciales para las fuentes renovables no convencionales (eólica, biomasa y biogás, geotérmica e hidroeléctrica) en la producción de electricidad que se podría decir corresponde a un sistema TIF, dicho incentivo se estableció mediante la Regulación Codificada No. CONELEC 001/13 (CONELEC, 2013), misma que fue derogada en junio de 2016. En esta regulación no se contempló precio alguno para la energía solar fotovoltaica, notándose una fuerte deficiencia para la incorporación de este tipo de energía renovable.

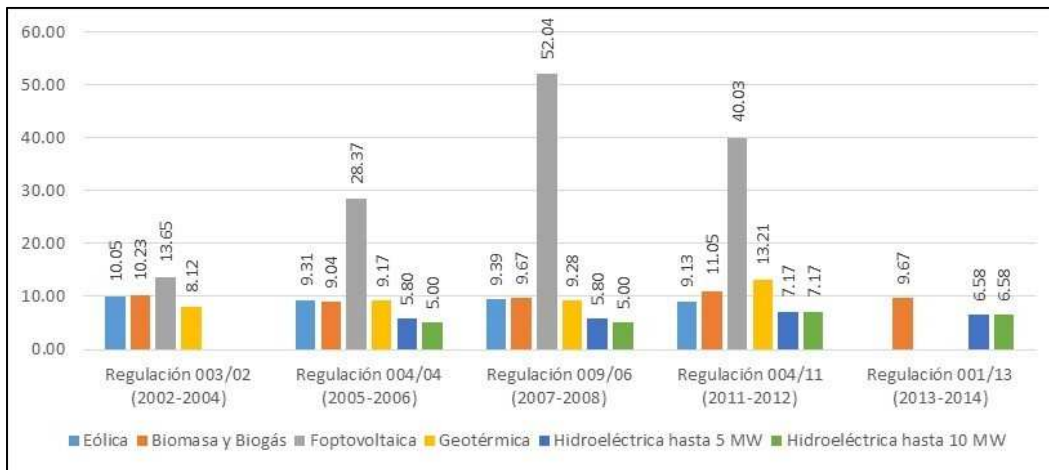


Figura 3. Precios de energía renovable en Ecuador.
Fuente: (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018).

En la Figura 3 puede observarse la evolución de los precios aprobados por el ex CONELEC en más de una década, donde el mayor precio para la energía solar fotovoltaica se presenta en el 2007 y 2008.

En la actualidad la regulación vigente en lo referente a “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, es la denominada REGULACIÓN No. ARCONEL 003/18 mediante la Resolución Nro. ARCONEL-042/18 (ARCONEL, 2018f).

Esta regulación es aplicable a las empresas distribuidoras y para aquellos usuarios regulados, que decidan, previo al cumplimiento de requisitos, instalar un sistema de microgeneración fotovoltaica (μ SFV) con una capacidad nominal instalada de hasta 100 kW en medio y/o bajo voltaje, que operen en sincronismo con la red, cuya producción sea autoconsumida en sus propias instalaciones y aporten eventuales excedentes a la red de distribución, en caso de que existan.

La regulación aplicable para generadores cuya potencia nominal sea mayor o igual a 100 kW es la Regulación No ARCONEL 004/15 denominada “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución” en donde se especifica los requerimientos de acceso y requisitos operativos para este tipo de sistemas (ARCONEL, 2015a).

1.4. Sistema fotovoltaico conectado a la red

“El sistema fotovoltaico conectado a la red se caracteriza por tener un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional” (Colmenar Santos & Borge Diez, 2015).

El concepto de inyección a la red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilowatts pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios megawatt pico (MWp). En la Figura 4 se muestra un diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a la red.

Como menciona (Colmenar Santos & Borge Diez, 2015) “El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que a su vez se entrega a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza el inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna”.

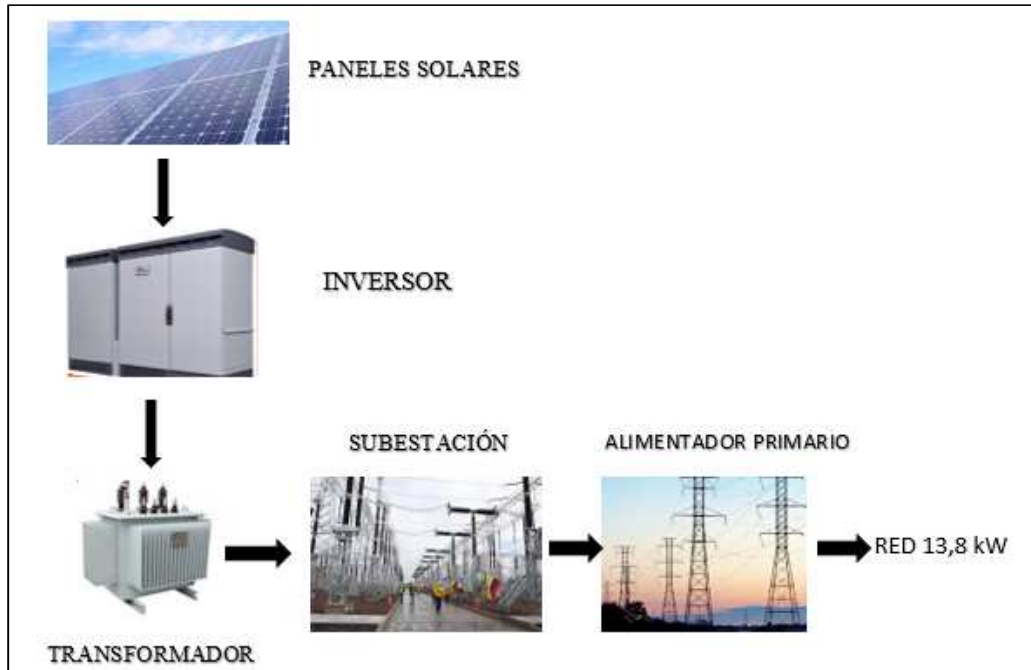


Figura 4. Componentes principales de un sistema de conexión a red.
Fuente: (Cuba Solar, 2016).

1.4.1. Paneles o módulos fotovoltaicos.

Como menciona en el informe “Componentes de una instalación eléctrica”. Los módulos fotovoltaicos son un conjunto de células que pueden ser conectadas tanto en serie como en paralelo y que a su vez son protegidas contra agentes externos (Figura 5). La forma más usual no es construir un generador solar de un sólo panel, sino dividirlo en varios paneles de igual voltaje y potencia. Para varias aplicaciones se pueden diseñar módulos estándar, cumpliendo condiciones específicas.

Los voltajes estándar utilizados son 1,5 V, 6 V, 12 V, 24 V y 48 V, que son múltiplos unos de otros. Si se requiere niveles de potencia específicos se puede satisfacer conectando el número adecuado de módulos en serie y en paralelo. La asociación en serie de paneles permite alcanzar la tensión pedida (Ecuación 8) mientras que la asociación en paralelo permite obtener la potencia deseada (Ecuación 9).

$$\text{Tensión de funcionamiento}[V] = \text{Tensión del módulo } [V] \times \text{módulos en serie} \quad (\text{Ecuación 6})$$

$$\text{Corriente Total}[A] = \text{Corriente del módulo } [A] \times \text{ramas en paralelo} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Con el fin de evitar descompensaciones los paneles interconectados deberán tener la misma curva I-V.



Figura 5. Módulo fotovoltaico.
Fuente: (Componentes, 2018).

1.4.1.1. Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos.

El funcionamiento del módulo fotovoltaico frente a la radiación solar es determinado por las células que lo forman, por lo que se caracterizará por los mismos parámetros que describen a una célula:

- I_{sc} = Corriente de cortocircuito
- V_{oc} = Tensión de circuito abierto
- $P_{máx}$ = Potencia máxima
- FF = Factor de forma
- $\eta\%$ = Eficiencia total del panel

Estas características son utilizadas para determinar bajo qué condiciones se puede obtener sus valores nominales permitiendo dimensionar un proyecto ingenieril.

Curva característica de los módulos fotovoltaicos

La curva característica del módulo o curva de tensión-corriente (Figura 6) presenta el mismo comportamiento en el caso de las células, pero puede llegar a variar dependiendo del modelo de los módulos. El estándar internacionalmente aceptado para medir respuestas de los paneles fotovoltaicos es una intensidad radiante de $1\ 000\ \text{W/m}^2$, que se conoce como una intensidad de un sol y una temperatura de la célula de $25\ ^\circ\text{C}$. La potencia nominal pico de un panel es la proporcionada cuando es expuesto a una irradiación de $1\ 000\ \text{W/m}^2$ cuando la temperatura es de $25\ ^\circ\text{C}$ (Componentes, 2018).

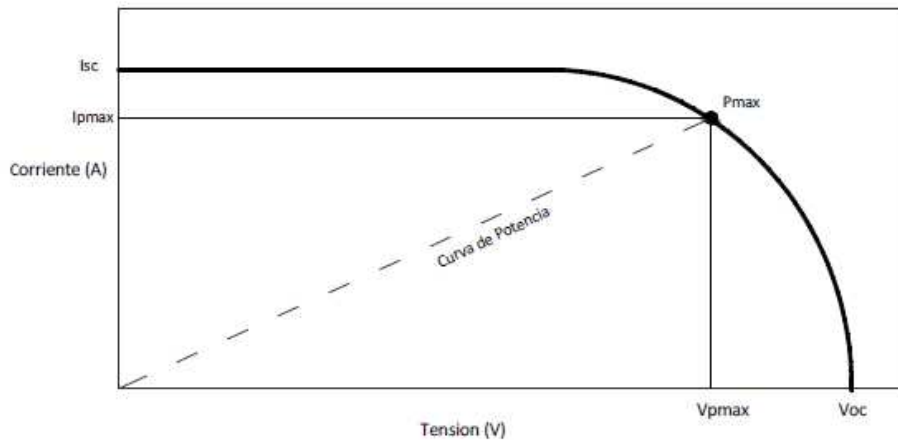


Figura 6. Curva característica de un módulo fotovoltaico.
Fuente: (CONDUMEX, 2012).

1.4.1.1.1. Factores que afectan la curva característica del módulo fotovoltaico

Según menciona (Martinez & Bautista, 2012) la curva característica tensión-corriente del módulo puede tener variaciones de corriente o de tensión si se viesen afectadas por cualquiera de los siguientes factores:

a) Efecto de la intensidad de iluminación

La intensidad de la irradiación recibida por el módulo afecta de forma directa a la corriente, esto considerando que son directamente proporcionales, provocando un aumento o disminución de la potencia que entrega el módulo (Figura 7).

Para que circule una corriente se requiere que la luz solar incida sobre la superficie de unión por lo que la tensión no se ve afectada por la intensidad de iluminación sino más bien afecta de forma directa a la corriente.

Para realizar la conexión de los módulos en serie es recomendable no utilizar diversos ángulos de inclinación y orientación para evitar generar diversos valores de corriente, de ser necesario es preferible conectar los módulos en paralelo.

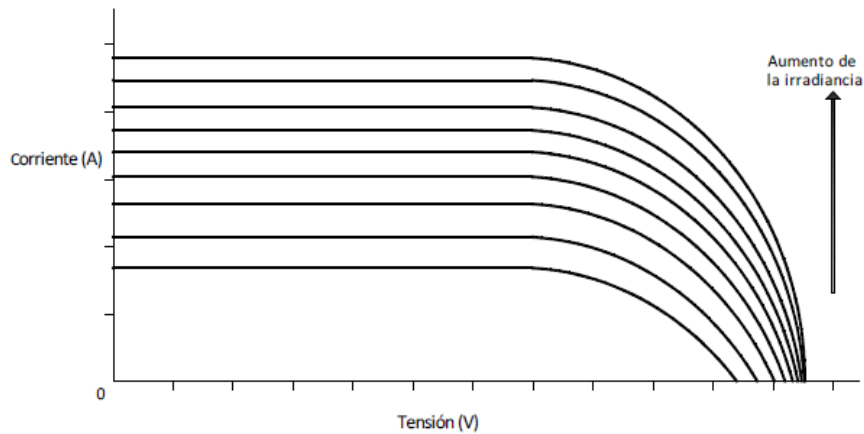


Figura 7. Efecto de la variación de radiación en un módulo fotovoltaico.
Fuente: (CONDUMEX, 2012).

b) Efecto de la temperatura

La temperatura a la cual trabajan las celdas solares ocasiona cambios en la generación de energía eléctrica, debido a que la tensión varía de forma inversamente proporcional a la temperatura de las celdas, sin alterar la corriente de salida. Por este motivo la potencia generada varía según la temperatura de los módulos y se debe procurar que al momento de instalar los módulos el aire pueda circular por su superficie y debajo de ellos, regulando de cierta manera su temperatura para así evitar que esta aumente, teniendo una temperatura cercana a la ambiental del sitio de emplazamiento.

La temperatura mínima es un factor que debe ser tomado en cuenta, ya que si es una temperatura baja se debe aplicar un factor de corrección.

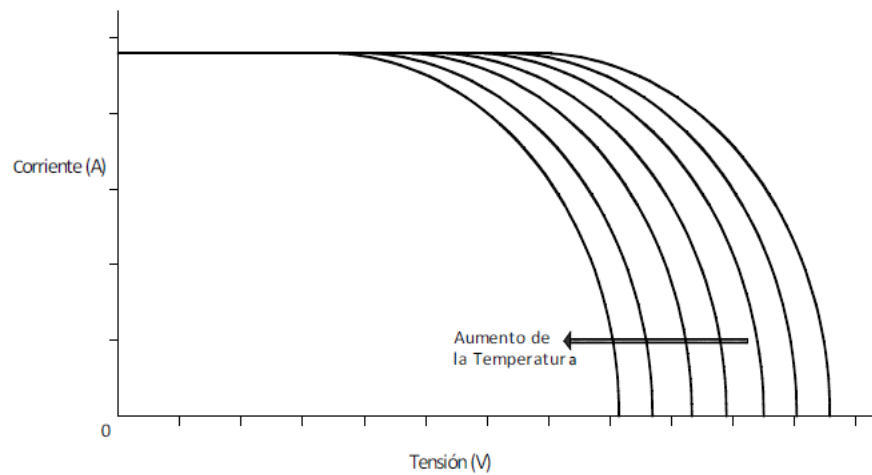


Figura 8. Efecto de la temperatura sobre el módulo fotovoltaico.
Fuente: (CONDUMEX, 2012)

1.4.1.2. Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos

Las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos son parte primordial al momento de dimensionar una central fotovoltaica. Los fabricantes proporcionan esta información en los catálogos, sin embargo, deben ser interpretados de forma correcta.

Como podemos constatar de acuerdo a (Martinez & Bautista, 2012) los datos contenidos normalmente en las especificaciones técnicas son:

- Potencia máxima (P_{max}): Hace referencia a la potencia máxima que entrega el módulo, teniendo en cuenta el punto de máxima potencia que fue descrito en la curva característica del módulo.
- Potencia mínima garantizada (P_{min}): Potencia mínima que entrega el módulo bajo ciertas condiciones.
- Tolerancia de potencia a la salida: Representa la máxima variación que podría presentar el módulo fotovoltaico en la potencia de salida.
- Voltaje de circuito abierto (V_{OC}): Voltaje que presenta el módulo en sus terminales sin carga conectada.
- Corriente de corto circuito (I_{SC}): Corriente que circularía por el panel si se presenta la condición de corto circuito en sus terminales.
- Voltaje para máxima potencia (V_{mp}): Voltaje generado operando el módulo en el punto de máxima potencia.
- Corriente para máxima potencia (I_{mp}): Corriente producida cuando el módulo opera en el punto de máxima potencia.
- Temperatura de operación normal de la celda: Temperatura a la cual la celda entrega sus valores nominales.
- Voltaje máximo del sistema: Se refiere al aislamiento del sistema.
- Número de celdas contenidas en el módulo.
- Dimensiones del módulo: largo, ancho y profundidad.
- Peso del módulo.
- Tipo de conector con el que cuenta el módulo.
- Eficiencia del módulo.
- Certificaciones: Debe contar con certificaciones según estándares de la norma vigente del lugar donde será instalado.
- Condiciones estándar de prueba: Masa de aire (AM), radiación y temperatura.

1.4.1.3. Tipos de paneles.

Además (Aparicio, 2010) en su publicación “Energía Solar Fotovoltaica” menciona que las células se fabrican mediante la cristalización del silicio, por lo que se encuentran tres tipos principales (los más utilizados):

- **Monocrystalino:** presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica (Figura 9).

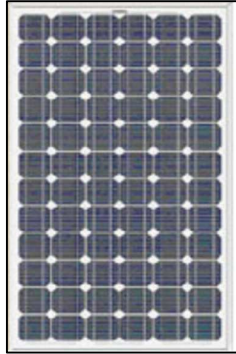


Figura 9. Módulo fotovoltaico monocrystalino.
Fuente:(Aparicio, 2010).

- **Policristalino:** presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocrystalino, pero con menos fases de cristalización (combinación de átomos). Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos (Figura 10).



Figura 10. Módulo fotovoltaico policristalino.
Fuente:(Aparicio, 2010).

- **Amorfo:** presentan un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores (se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico). Tienen un color homogéneo.

Los paneles con células de tipo amorfo se utilizan en instalaciones de fotovoltaica conectadas a red, ya que permiten una mayor integración arquitectónica en viviendas y edificios.

La más utilizada en instalaciones aisladas son las de silicio monocristalino por ofrecer un mejor rendimiento. También se utilizan en instalaciones solares conectadas a la red, como los denominados huertos solares.

También existen otro tipo de células que son menos utilizadas:

- **De película delgada:** son las desarrolladas con sulfuro de cadmio (CdS) y sulfuro cuproso (Cu₂S). Su proceso de fabricación es sencillo pero su tecnología está poco desarrollada y ofrece un bajo rendimiento.
- **De arseniuro de Galio (GaAs):** se obtiene un elevado rendimiento con espesores muy pequeños y mantiene sus características ante elevadas temperaturas. Por el contrario, presenta un elevado coste de producción debido a que el material utilizado es poco abundante (Aparicio, 2010).

1.4.1.4. Inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos.

a) Orientación

Al referirse a este tema (Arteaga Santana & Veliz Párraga, 2013) en su informe “Generación de Energía Eléctrica a través de uso de Paneles Fotovoltaicos en las viviendas rurales de Manabí” manifiesta; “Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Por ende, un sistema solar generará energía aun con cielo nublado”. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa todo el año. En el hemisferio norte, el panel deberá orientarse hacia el sur y en el hemisferio sur, hacia el norte.

Por lo tanto, en la práctica, los paneles solares deberán ser colocados en ángulo con el plano horizontal (inclinados). Cerca del ecuador, el panel solar deberá colocarse ligeramente inclinado (casi horizontal) para permitir que la lluvia limpie el polvo.

Una pequeña desviación en la orientación no influye significativamente en la generación de electricidad, ya que durante el día el sol se traslada en el cielo de este a oeste.

b) Ángulo de inclinación

Como manifiesta (Arteaga Santana & Veliz Párraga, 2013) el sol se desplaza en el cielo de este a oeste. Los paneles solares alcanzan su máxima efectividad cuando están orientados hacia el sol, en un ángulo perpendicular con éste a mediodía. Por lo general, los paneles solares se colocan sobre un techo o una estructura, tienen una posición fija y no pueden seguir la trayectoria del sol. Por lo tanto, no estarán orientados hacia el astro con un ángulo óptimo (90 grados) durante toda la jornada. El ángulo entre el plano horizontal y el panel solar se denomina ángulo de inclinación.

Debido al movimiento terrestre alrededor del sol, existen también variaciones estacionales. En invierno, el sol no alcanzará el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberían ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Sin embargo, los mismos paneles no estarán, entonces, en posición óptima para el sol del invierno, ver Figura 11. Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deberán instalarse en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y para el invierno.

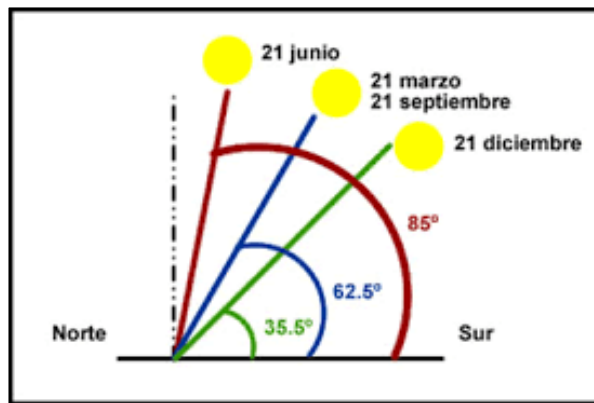


Figura 11. Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano.
Fuente:(Energía Solar, 2017).

El ángulo de inclinación es medido entre el panel solar y el plano horizontal, tal como lo muestra la figura. Cada latitud presenta un ángulo de inclinación óptimo. Los paneles deben colocarse en posición horizontal únicamente en zonas cercanas al ecuador. A continuación, se muestra la fórmula correspondiente para calcular el ángulo de inclinación de acuerdo a la latitud existente en el lugar (Figura 12):

$$S_{panel} = |\phi| + 10^{\circ} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde:

S_{panel} = Ángulo de inclinación del panel solar

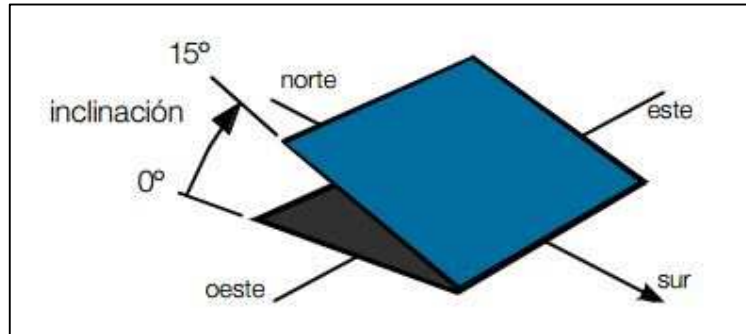


Figura 12. Ángulo de inclinación.
Fuente: (Tumbrl, 2017).

1.4.1.5. Distancia entre paneles.

La separación entre líneas de captadores se establece de tal forma que, al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del período de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la cresta inferior de la siguiente (Figura 13).



Figura 13. Disposición de paneles solares.
Fuente:(AUTOSOLAR, 2018).

En la Figura 14 se diferenciará las respectivas medidas de distancia correspondientes:

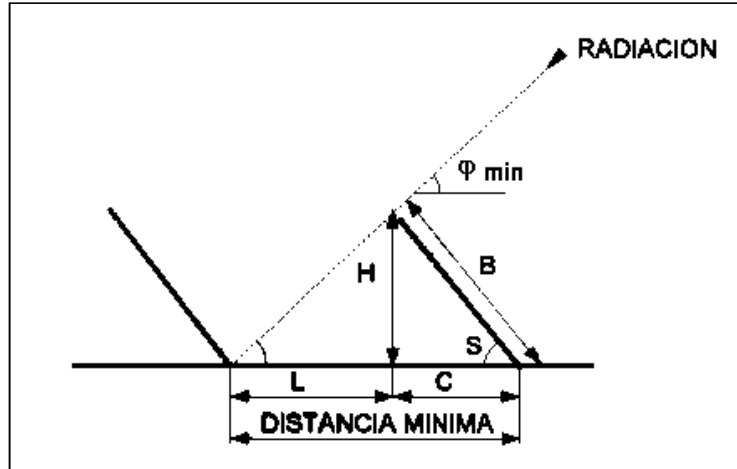


Figura 14. Distancias entre paneles.
Fuente:(Instalaciones autónomas, 2017).

$$C_{panel} = B_{panel} \cos(S_{panel}) \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde:

$$B_{panel} = \text{Longitud del panel}$$

$$H_{panel} = B_{panel} \sin(S_{panel}) \quad (\text{Ecuación 10})$$

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

$$\tan \varphi_{min} = \frac{H_{panel}}{L_{panel}} = \frac{B_{panel} \sin(S_{panel})}{Dist_{min} - B \cos(S_{panel})} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde:

$$Dist_{min} = \text{Distancia mínima entre paneles}$$

$$\varphi_{min} = \text{Ángulo mínimo de incidencia}$$

$$Dist_{min} = B \cos(S) + \frac{B_{panel} \sin(S_{panel})}{\tan \varphi_{min}} \quad (\text{Ecuación 12})$$

1.4.1.6. Estructura de soporte y anclaje.

El bastidor que sujeta el panel, la estructura soporte del mismo, y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo de estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación (Figura 15).

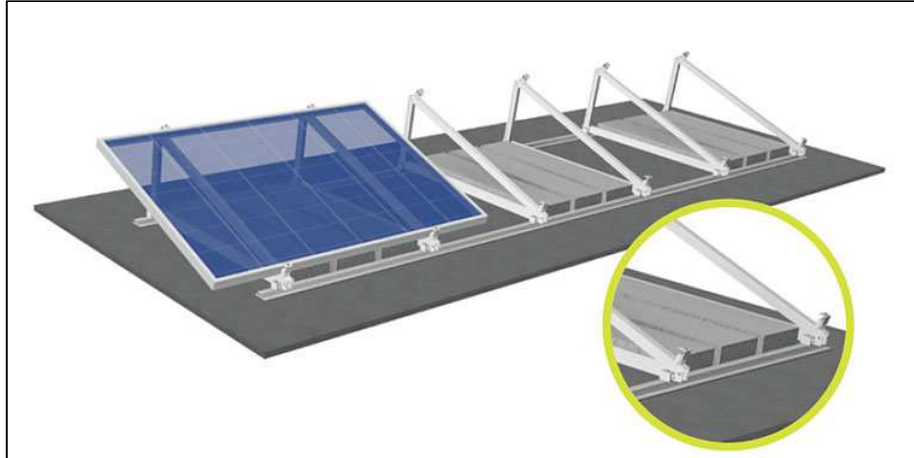


Figura 15. Sistema de sujeción de los paneles solares.
Fuente:(S:FLEX, 2018).

“El principal factor a la hora de fijar la estructura no es el peso de los paneles al ser estos ligeros sino la fuerza del viento que, dependiendo de la zona, puede llegar a ser muy considerable. La estructura deberá resistir vientos de, como mínimo, 150 km/h” (Aguilera Nieves, 2011). Por otro lado la Norma Ecuatoriana de la Construcción señala que para Ecuador será necesario soportar una velocidad de 120 km/h (COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN, 2013).

Según (Aguilera Nieves, 2011), “en cuanto a los anclajes o empotramiento de la estructura, se utilizan bloques de hormigón y tornillos roscados; tanto la estructura como los soportes habrán de ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado y la tornillería de acero inoxidable. El aluminio anodizado es de poco peso y gran resistencia. El acero inoxidable es apropiado para ambientes muy corrosivos, siendo de mayor calidad y período de vida, aunque presenta un elevado costo. Las estructuras de hierro galvanizado ofrecen una buena protección frente a los agentes corrosivos externos con la ventaja de que el zinc es compatible químicamente con el mortero de cal y de cemento, una vez que estos están secos. Las estructuras galvanizadas suelen montarse mediante tornillos, muchas veces los fabricantes de paneles suministran los elementos necesarios, sueltos o en kits, otras veces es el propio proyectista o el instalador quien, haciendo uso de perfiles normalizados que se encuentran en el mercado, construye una estructura adecuada para el panel” Muchas veces los fabricantes de paneles suministran los elementos necesarios, sueltos o en kits. Otras veces es el propio proyectista o el instalador quien, haciendo uso de perfiles normalizados que se encuentran en el mercado, construye una estructura adecuada para el panel.

1.4.2. Inversores.

Los inversores son elementos capaces de alterar la tensión y características de la corriente eléctrica que reciben, transformándola de manera que pueda cumplir con las especificaciones de salida y de esta manera resultar útil para los usos específicos para la cual fue destinada.

Los inversores se encargan de recibir la corriente continua a un determinado voltaje producto de los arreglos de módulos y la transforman en corriente alterna, pero a un voltaje diferente, reciben la denominación de inversores CC-AC (DC-AC en inglés)(Componentes, 2018).

Los inversores CC-CA (Figura 16) constan de un circuito electrónico compuesto por transistores o tiristores que alteran la corriente continúa cortándola, creando de esta manera una onda de forma cuadrada y posteriormente se recurre a varios métodos con el fin de aproximar la onda generada a un tipo senoidal (Martinez & Bautista, 2012).



Figura 16. Inversor.
Fuente:(PROVIENTO SA, 2019).

Los tipos de denominaciones que le damos al inversor depende de la forma de la onda que el convertidor produce, pueden ser: de onda cuadrada modificada y onda senoidal o sinusoidal.

1.4.2.1. *Características de inversores conectados a la red.*

De su parte (Martinez & Bautista, 2012) establece que los inversores que van a ser utilizados en un sistema conectado a la red deben de tener ciertas características que garanticen el correcto funcionamiento del sistema entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Seguidor de máxima potencia.
- Protección contra falla a tierra.

- Desconectores para CC y CA.
- El factor de potencia de operación debe ser uno o el más cercano.
- Se debe contar con un punto de fácil desconexión.

Así mismo establece que existen dos consideraciones técnicas principales que se deben de tomar en cuenta en un inversor que son el factor de potencia y la distorsión armónica, factores esenciales al momento de realizar la conexión con la red ya que el inversor demandará potencia reactiva, afectando de esta manera la tensión del sistema producto de factores de potencia bajos, degradando la calidad del servicio eléctrico de los demás consumidores conectados a la red (Martinez & Bautista, 2012).

En lo referente a la distorsión armónica en la señal de salida de un inversor para una central fotovoltaica debe ser casi nula. Los inversores de potencia actualmente suelen incluir el control de todo el sistema, tomando en cuenta si el generador fotovoltaico tiene potencia suficiente que le permita conectarse a la red cerrando un contacto y de esta manera ponerse en operación. El inversor constará del siguiente sistema de protección que permita detectar.

- Pérdidas de fase.
- Condiciones anormales en la red.
- Sobrecalentamiento de la etapa de potencia.
- Fallas a tierra(CONDUMEX, 2012).

1.4.2.2. Características eléctricas para la selección del inversor.

Para (SMA Solar Technology AG, 2019) la selección del inversor va a depender del arreglo de paneles fotovoltaicos elegido, debido a que esto condicionará el funcionamiento del sistema. Es por ello que se requiere elegir un inversor que sea capaz de recibir la potencia generada y que cumpla con los requerimientos del sistema a instalar, proporcionando el voltaje y corriente demandados por la carga que se va a alimentar.

Las características que va a tener el inversor van a ser las siguientes:

Entrada (CC)

- Potencia máxima fotovoltaica (recomendada).
- Rango de tensión del seguidor de punto de máximo potencial en CC (MPPT).
- Voltaje máximo permisible de corriente continua.
- Corriente máxima permisible de corriente continua.
- Corriente máxima de entrada por strings.

- Número de entradas de corriente continua.

Salida (CA)

- Potencia nominal de salida corriente alterna.
- Potencia aparente máxima.
- Voltaje nominal de corriente alterna.
- Frecuencia de la red.
- Corriente máxima de salida.
- Factor de potencia.
- Fases.

Dispositivos de protección

- Protección contra polarización y corrientes inversas.
- Seccionador de corriente continua.
- Frecuencia de red.
- Monitoreo de corto circuito a tierra.
- Protección contra sobretemperatura en el equipo.
- Protección contra fallos de aislamiento en continua.
- Protección contra cortocircuitos y sobrecargas en salida.
- Protección anti-isla.
- Protecciones fusibles entrada y salida.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas en entrada y salida.
- Protección contra sobretensiones transitorias en la entrada y salida.

1.4.3. Cableado.

Para el diseño de los conductores del sistema solar fotovoltaico se va a hacer referencia al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Es importante considerar la temperatura que se puede alcanzar debajo de los paneles, por este motivo se debe utilizar conductores que posean aislamiento a temperaturas de 75°C o 90°C para de esta manera evitar el deterioro. Los conductores deben de ser especialmente diseñados para sistemas fotovoltaicos.

1.4.3.1. *Diseño de secciones de cable de CC.*

El dimensionamiento dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores se utilizará el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

La ecuación siguiente permite calcular la sección (S_{cc}) mínima requerida para no superar la caída de tensión $e=1,5\%$, que se producirá en una línea con corriente continua:

$$S_{cc} = \frac{2 \times L \times I_{nom} \times 100}{\gamma \times e(\%) \times U} \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde:

L = Longitud del cableado

I_{nom} = Intensidad nominal

γ = Conductividad del material conductor

$e(\%)$ = Caída de tensión

U = Tensión nominal de operación (REBT, 2013c)

En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que, si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con lo expuesto en el REBT (Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión).

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo. Tal y como sugiere el REBT en su ITC-BT-40:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.” (REBT, 2013d).

Por lo tanto, dado que la máxima intensidad del generador fotovoltaico será la corriente de cortocircuito bajo condiciones estándar de medida (CEM), los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad:

$$I_{max} = 1,25 \times I_{nom} \quad (\text{Ecuación 14})$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible I_z sea mayor o igual a la I_{max} calculada:

$$I_{max} \leq I_z \quad (\text{Ecuación 15})$$

Por último, señalar que, para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación, más si se usasen cables multipolares, el conductor de protección no deberá estar sujeto a ninguna tensión. Y en el caso de ubicaciones con posibilidad alta de ocurrencia de descargas atmosféricas, los cables deberán poseer blindajes de protección.

1.4.3.2. *Diseño de secciones de cable de corriente alterna.*

De igual forma que en la sección de corriente continua, los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular la sección mínima requerida para la conexión entre el inversor y el centro de transformación para no superar la caída de tensión $e=1,5\%$ relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el cableado de una instalación en corriente alterna:

$$S_{CA} = \frac{L \times I_{nom} \times 100}{\gamma \times e(\%) \times U} \quad (\text{Ecuación 16})$$

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo. Tal y como sugiere el REBT en su ITC-BT-40:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”(REBT, 2013d).

Por lo tanto, dado que la máxima intensidad del generador fotovoltaico será la

relativa a la máxima potencia de salida del inversor, los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad:

$$I_{max} = 1,25 \times I_{nom} \quad (\text{Ecuación 17})$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible I_z sea mayor o igual a la I_{max} calculada:

$$I_{max} \leq I_z \quad (\text{Ecuación 18})$$

Para la sección de Media tensión, que inicia en el centro de transformación y llega hasta el punto de interconexión con la red es necesario referirse a las Normas Técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales, en donde establece un valor de caída de tensión admisible del 7% en el área Rural (EERSSA, 2012).

1.4.4. Protecciones.

Para brindar las condiciones de seguridad tanto a los equipos que forman parte de la central fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección.

Los elementos de protección serán dimensionados de forma independiente para cada uno de los circuitos que forman parte de la instalación, tomando en cuenta los tramos de corriente continua y corriente alterna; así como la corriente admisible de los conductores. Los cálculos correspondientes para el dimensionamiento de los fusibles e interruptores tanto para corriente continua como para corriente alterna son similares, es por ello que serán basados en la norma ITC-BT-22 (REBT, 2019), el cual expresa que un dispositivo protege contra sobrecorrientes a un conductor si se llegan a cumplir las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (\text{Ecuación 19})$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde:

I_B = Corriente de empleo o de utilización

I_N = Corriente nominal del dispositivo de protección

I_Z = Corriente máxima admisible por el elemento a proteger

I_2 = Corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección

En las protecciones donde se requiere un magnetotérmico normalizado se debe cumplir la condición:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_N \quad (\text{Ecuación 21})$$

En la protección por fusible tipo gG se debe cumplir la condición anterior y, además la condición siguiente:

$$I_2 \leq 1,6 \times I_N \quad (\text{Ecuación 22})$$

Para realizar el cálculo será necesario dividir la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna; cada grupo a su vez será dividido en diversos subgrupos de acuerdo a la configuración de la instalación.

1.4.5. Pérdidas energéticas.

Las pérdidas energéticas en un sistema fotovoltaico son un factor determinante. Resulta sencillo creer que la energía que produce un sistema fotovoltaico es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico; pero los estudios han demostrado que la energía que produce un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior.

Esta disminución de la energía que entrega el generador con respecto a la energía solar incidente puede justificarse mediante una serie de pérdidas energéticas evidenciadas a continuación:

1.4.5.1. *Pérdidas producto del no cumplimiento de la potencia nominal.*

Los módulos fotovoltaicos no entregan valores exactos de potencia nominal, sino que trabajan en un rango de potencias. En general los fabricantes garantizan que los valores de potencia nominal se encuentren dentro de un rango que oscila entre $P \pm 3\%$, $P \pm 5\%$ o $P \pm 10\%$ (TODOPRODUCTIVIDAD, 2019). En el caso de que todos los módulos trabajen en la banda inferior, la potencia nominal será insuficiente y por lo tanto se generará una potencia menor a la esperada.

1.4.5.2. *Pérdidas de conexionado o mismatch.*

Estas pérdidas son originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos en serie o en paralelo con diferente valor de potencias para formar un generador fotovoltaico. En la conexión serie, la corriente se ve limitada por el módulo con inferior potencia nominal ya que limitará la corriente de la serie. En la conexión en paralelo sucede algo semejante pero esta vez con valores de tensión. Dando como resultado que la potencia del generador fotovoltaico sea inferior a la suma de potencias de los módulos. Las pérdidas de este tipo pueden verse reducidas utilizando los denominados diodos “by-pass”(Ballesteros, 2012).

1.4.5.3. *Pérdidas por polvo y suciedad.*

Este tipo de pérdidas son por la deposición de polvo y suciedad en la superficie del módulo fotovoltaico generando disminución de la potencia.

La presencia de una suciedad uniforme provocaría la disminución de la tensión y corriente que entrega el generador; y en el caso de ser una suciedad localizada (excrementos de aves y otro tipo de suciedad) provocaría un aumento de las pérdidas mismatch y pérdidas por formación de punto calientes.

1.4.5.4. *Pérdidas angulares y espectrales.*

Se conoce que la potencia nominal de un módulo fotovoltaico está referida al funcionamiento del mismo bajo condiciones estándar de medida, que implica 1000 W/m² de irradiancia y 25°C de temperatura de célula; además de una incidencia normal y un espectro estándar AM1,5G (TODOPRODUCTIVIDAD, 2019).

En condiciones de operación habitual esto no se cumple durante todo el tiempo de operación. El hecho de que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo Fotovoltaico con un ángulo diferente de 0° implica que existan pérdidas adicionales que aumentarán a medida que sea mayor el ángulo de incidencia. Además, el grado de suciedad contribuye al aumento de las pérdidas angulares. En cuanto a las pérdidas espectrales se señala que la corriente generada es distinta dependiendo de la longitud de onda de la radiación incidente.

1.4.5.5. *Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.*

Las pérdidas por caídas óhmicas estarán presentes tanto en los tramos de corriente continua como de corriente alterna de la instalación que son producto de pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión debido a la circulación de una determinada cantidad de corriente por un conductor de sección y material determinado.

Estas pérdidas pueden minimizarse seleccionando conductores de acuerdo a la corriente que circula por ellos.

1.4.5.6. *Pérdidas por temperatura.*

Las pérdidas por temperatura se encuentran ligadas directamente con la irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y de la posición de los módulos fotovoltaicos o aireación por la parte posterior. Generalmente se estima que los módulos representan una pérdida del 4% de su potencia por cada 10 °C de aumento de su temperatura (Martinez & Bautista, 2012).

1.4.5.7. *Pérdidas por rendimiento del inversor.*

Estas pérdidas vienen determinadas por las características constructivas del equipo, es por ello que para lograr reducirlas es necesario elegir un inversor con la potencia adecuada en función de la potencia del generador fotovoltaico; además, de un alto rendimiento en condiciones nominales de operación.

1.4.5.8. Pérdidas en el transformador.

Aunque a los transformadores se los considera máquinas muy eficientes pueden existir pérdidas de diversos tipos que afectan a su rendimiento.

Las pérdidas existentes en un transformador son las siguientes:

c) Pérdidas en el cobre: Para lograr determinar estas pérdidas es necesario realizar un ensayo de cortocircuito en el cual el transformador es conectado a tensión nominal, cortocircuitando de esta manera el secundario. De esta manera se mide la potencia que es consumida por el transformador en esas condiciones. A esta potencia que es la consumida por los arrollamientos cuando por ellos circula la intensidad nominal es la denominada pérdidas en el cobre a máxima potencia (CATEDU, 2019).

d) Pérdidas en el hierro: Este tipo de pérdidas son producto del flujo magnético que varía en función de la tensión y que suele ser constante; y por tanto se puede asegurar que estas pérdidas en el hierro son constantes ya sea en vacío o en carga nominal. La corriente en vacío suele determinarse del ensayo de vacío, en el que se cuantifica la potencia absorbida y la tensión aplicada. El transformador es conectado sin ninguna carga en el secundario (en vacío) (CATEDU, 2019).

1.5. Softwares utilizados

1.5.1. PVSYS (PHOTOVOLTAIC SYSTEM).

PVsyst es una herramienta de modelado comúnmente usada que considera una serie de factores de rendimiento. PVsyst se puede usar para modelar optimizadores de complemento y módulos inteligentes integrados, como también los nuevos TS4-O y TS4-L que son modelos de plataforma Tigo (Tigo energy, 2018).

Se trata de un software bastante bueno en el campo de la energía fotovoltaica. Permite simular la producción y el comportamiento de cualquier tipo de instalación fotovoltaica con todo tipo de detalle.

En su base de datos cuenta con valores de radiación para cualquier localización del mundo que obtiene de NASA y Meteonorm. También permite introducir manualmente valores mensuales climatológicos o archivos TMY (Typical Meteorological Year Data) aportados por otras bases de datos. En el caso de introducir valores mensuales utiliza el modelo Erbs para calcular valores horarios con los que llevar a cabo la simulación. Introducidos los valores de radiación y temperatura necesarios para describir una localización, PVsyst permite establecer todos los factores de diseño de una planta fotovoltaica y, lo que es aún más importante, simular su diferente comportamiento a lo largo de un año tipo en función de los parámetros climatológicos asignados a la localización. La base de datos de PVsyst también incluye los componentes fotovoltaicos principales como son más de 750 tipos de módulos, y más de 500 tipos de inversores. Estos componentes pertenecen a marcas de fabricantes que crean los archivos única y exclusivamente para simular su comportamiento en el PVsyst. De hecho, es bastante habitual que los fabricantes incluyan junto con la oferta los archivos con formato: PAN y OND para simular módulos e inversores respectivamente.

PVsyst permite añadir otros inputs como las pérdidas por cableado en DC y AC, las pérdidas del transformador, pérdidas por polvo y suciedad sobre los paneles, etc. Para todas estas pérdidas PVsyst ofrece valores por defecto, pero lo más aconsejable es calcular cada una y luego incorporar el dato obtenido. Del mismo modo, gracias a PVsyst se pueden simular diferentes tipos de estructuras como estructura fija inclinada (orientada al sur si estamos en el hemisferio norte u orientada al norte en el caso de encontrarse la instalación en el hemisferio sur), seguidor solar con eje Norte-Sur, con eje Este-Oeste, o doble eje.

Para terminar con el diseño hay que incorporar las sombras que afectan a la instalación. PVsyst permite calcular las sombras cercanas y las sombras lejanas o de horizonte. Para las primeras basta con definir el tipo de instalación (fija o seguidor), la distancia entre puntos homólogos de la estructura e incorporar elementos que se encuentren a menos de 100 metros de la instalación y puedan producir sombrar como árboles, edificios, etc. Por otro lado, si se utiliza la opción de incorporar el layout generado mediante Sketchup, también se incorporan los desniveles que tenga en terreno. Para el estudio de sombrar de horizonte hay que introducir la altura solar en grados (medida angular).

Por último, una vez realizas la simulación, PVsyst ofrece todo tipo de datos más allá de la producción y el rendimiento de la planta. Ofrece valores horarios de la gran mayoría de parámetros de afectados durante la simulación, así como tablas resumen con valores mensuales (Figura 17) (PVsyst, 2018).



Figura 17. Ventana principal de PVsyst.
Fuente:(PVsyst, 2018).

1.6. Indicadores financieros

Según (Sapag Chain & Sapag Chain, 2013) en su libro “Preparación y evaluación de proyectos” establece cuatro tipos de indicadores financieros: VAN, TIR y Plazo de recuperación de la inversión.

1.6.1. Valor Actual Neto (VAN).

El valor actual neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés net present value), cuyo acrónimo es VAN (en inglés, NPV), 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 (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del p en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha

equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1 + R)^n} \quad (\text{Ecuación 23})$$

Donde:

I_0 = Es el valor de desembolso inicial de la inversión

F_n = Representa los flujos de caja en cada período

R = Es el tipo de interes

n = Es el número de períodos considerados

Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utilizará el coste de oportunidad. Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

Interpretación

Tabla 2. Interpretación del VAN.

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: Propia del autor.

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión. Una empresa suele comparar diferentes alternativas para comprobar si un proyecto le conviene o no. Normalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor para la entidad; pero no siempre tiene que ser así. Hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo debido a

diversas razones como podrían ser la imagen que le aportará a la empresa, por motivos estratégicos u otros motivos que en ese momento interesen a dicha entidad. Puede considerarse también la interpretación del VAN, en función de la creación de valor para la empresa:

- Si el VAN de un proyecto es positivo, el proyecto crea valor.
- Si el VAN de un proyecto es negativo, el proyecto destruye valor.
- Si el VAN de un proyecto es cero, el proyecto no crea ni destruye valor.(Sapag Chain & Sapag Chain, 2013)

1.6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actualizado Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

La tasa interna de retorno (TIR) proporciona una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. El principal problema radica en su cálculo, ya que el número de periodos dará el orden de la ecuación a resolver. Para resolver este problema se puede acudir a diversas aproximaciones, utilizar una calculadora financiera o un programa informático.

➤ Cómo se calcula la TIR

También se puede definir basándonos en su cálculo, la TIR es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1+R)^n} = 0 \quad (\text{Ecuación 24})$$

➤ Criterio de selección de proyectos según la Tasa interna de retorno

El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

Tabla 3. Interpretación del TIR.

Valor	Decisión a tomar	Interpretación
$TIR > k$	El proyecto de inversión será aceptado.	En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
$TIR < k$	El proyecto de inversión deberá rechazarse.	No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.
$TIR = k$	El proyecto de inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.

Fuente: Propia del autor.

➤ **Representación gráfica de la TIR**

Como hemos comentado anteriormente, la Tasa Interna de Retorno es el punto en el cual el VAN es cero. Por lo que si dibujamos en un gráfico el VAN de una inversión en el eje de ordenadas y una tasa de descuento (rentabilidad) en el eje de abscisas, la inversión será una curva descendente. El TIR será el punto donde esa inversión cruce el eje de abscisas, que es el lugar donde el VAN es igual a cero (Figura 18):

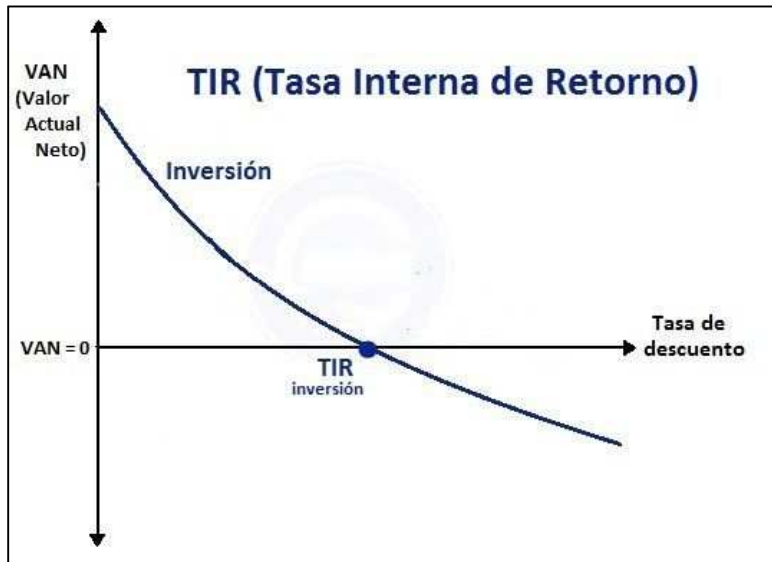


Figura 18. Representación de la TIR.
Fuente: (Sapag Chain & Sapag Chain, 2013).

1.6.3. Plazo de recuperación de la inversión (Payback).

El plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Por medio del plazo de recuperación sabemos el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no.

➤ **Cómo calcular el plazo de recuperación de la inversión**

Si los flujos de caja son iguales todos los años la fórmula para calcular el payback será esta:

$$\text{Plazo de recuperación de la inversión} = \frac{I_0}{F} \quad (\text{Ecuación 25})$$

Donde:

F = es el valor de flujos de caja

Si por el contrario, los flujos de caja no son iguales todos los periodos, habrá que ir restando a la inversión inicial los flujos de caja de cada periodo, hasta que lleguemos al periodo en que recuperamos la inversión. Entonces aplicamos la siguiente fórmula:

$$\text{Plazo de recuperación de la inversión} = a + \frac{I_0 - b}{F} \quad (\text{Ecuación 26})$$

Donde:

a = Número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial

b = Suma de los flujos hasta el final del periodo "a"

F = Flujo de caja del año en que se recupera la inversión

Lógicamente será preferible una inversión en donde el plazo de recuperación sea menor

1.6.4. Costo Nivelado de Energía (LCOE).

Según (INDIAN ENERGY, 2013) esta metodología del costo nivelado de energía es utilizada para determinar el precio mínimo de comercialización de la energía, mediante el cual se cubre los costos producto de la inversión, operación, mantenimiento y administración de la central fotovoltaica, obteniendo a su vez un retorno con relación a la inversión realizada. Esto se realiza determinando la tasa de descuento para el proyecto.

Utilizando esta metodología es posible determinar el costo de producción de la energía a partir de diversas fuentes de energía.

El costo nivelado se expresa matemáticamente como “el precio de equilibrio único donde los futuros egresos descontados a valor presente son iguales a la producción energética también descontada” (INDIAN ENERGY, 2013).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1 + R)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1 + R)^t}} \quad (\text{Ecuación 27})$$

Donde:

I_t = Gastos de inversión en el año t (USD)

M_t = Gastos de operación y mantenimiento en el año t (USD)

E_t = Generación de electricidad en el año t (kWh)

R = Tasa de descuento (pu)

n = Número de periodos considerados (años)

1.7. Normativa y Reglamentación aplicada

El diseño del presente proyecto será enfocado en base a las siguientes normas y disposiciones legales vigentes y no vigentes (referencial) citadas a continuación:

1.7.1. Nacionales.

- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Regulación No. CONELEC 004/11- “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales” (no vigente).
- Regulación No. ARCONEL 004/15- “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución” (vigente).
- Regulación No. ARCONEL 001/16- “Sistema de Medición Comercial-SISMEC-del Sector Eléctrico Ecuatoriano” (vigente).
- Regulación No. ARCONEL 004/18- “Distribución y comercialización de energía eléctrica” (vigente).
- Regulación No. ARCONEL 005/18- “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” (vigente).
- Norma Ecuatoriana de la Contrucción-NEC-11

- Norma NTE INEN 2115:2004 “Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito” (vigente).
- Norma NTE INEN 1869 “Tubos de cloruro de polivinilo rígido (PVC) para canalizaciones telefónicas y eléctricas. Requisitos” (vigente).
- Norma NTE INEN 2227 “Tubos de cloruro de polivinilo rígido (PVC) de pared estructurada e interior lisa y accesorios para canalizaciones telefónicas y eléctricas. Requisitos” (vigente).
- Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales EERSSA (vigente)
- Manual de Construcción del Sistema de Distribución Eléctrica de Redes Subterráneas Establecidas por el MEER (vigente).

1.7.2. Internacionales.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Norma ANSI/IEEE C57.92-1981: “Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C average winding rise”.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).
- Norma IEEE 80, std-2000 “Guía de seguridad de la IEEE en Puesta a tierra de subestaciones de CA”.
- Norma UNE 21123 “Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 2: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de policloruro de vinilo”.

1.8. Métodos estadísticos

Para realizar la evaluación del recurso solar presente en lugar de emplazamiento es necesario hacer un análisis estadístico que permita determinar cuál es comportamiento que tienen los datos utilizados, para ello se utiliza varios criterios estadísticos.

De acuerdo con (SPIEGEL, 1988) en su libro denominado “Teoría y problemas de ESTADÍSTICA” establece los siguientes criterios:

1.8.1. La media aritmética.

La media de un conjunto de N números o media aritmética de N números $X_1, X_2, X_3, \dots, X_N$ es denotado por \bar{X} y se define como:

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + \dots + X_N}{N} = \frac{\sum_{j=1}^N X_j}{N} = \frac{\sum X}{N} \quad (\text{Ecuación 28})$$

En el caso de que los números $X_1, X_2, X_3, \dots, X_K$ aparecen $f_1, f_2, f_3, \dots, f_K$ veces o en otra forma de interpretación, aparecen con frecuencia $f_1, f_2, f_3, \dots, f_K$, la media logarítmica vendrá expresada de la siguiente manera:

$$\bar{X} = \frac{f_1 X_1 + f_2 X_2 + \dots + f_K X_K}{N} = \frac{\sum_{j=1}^K f_j X_j}{\sum_{j=1}^K f_j} = \frac{\sum fX}{N} \quad (\text{Ecuación 29})$$

Donde $N = \sum f$ es la frecuencia total, es decir, el número total de casos.

1.8.1.1. *Propiedades de la media aritmética.*

- La suma algebraica de las desviaciones de un conjunto de su media aritmética es cero
- La suma de los cuadrados de las desviaciones de un conjunto de números X_j de cualquier número a es un mínimo si y solo si $a = \bar{X}$
- Si f_1 números tienen la media m_1 , f_2 números tienen la media m_2 , ..., f_K números tienen la media m_K , la media de todos los números es:

$$\bar{X} = \frac{f_1 m_1 + f_2 m_2 + \dots + f_K m_K}{f_1 + f_2 + \dots + f_K} \quad (\text{Ecuación 30})$$

Es decir, una media aritmética ponderada de todas las medias.

- Supongamos que A es una media aritmética y si $d_j = X_j - A$ son las desviaciones de X_j con respecto a A , entonces las (Ecuación 28) y (Ecuación 29) quedarían de la siguiente manera:

$$\bar{X} = A + \frac{\sum_{j=1}^N d_j}{N} = A + \frac{\sum d}{N} \quad (\text{Ecuación 31})$$

$$\bar{X} = A + \frac{\sum_{j=1}^K f_j d_j}{\sum_{j=1}^K f_j} = A + \frac{\sum f d}{N} \quad (\text{Ecuación 32})$$

Donde $N = \sum_{j=1}^K f_j = \sum f$ (SPIEGEL, 1988).

1.8.2. Desviación estándar.

La desviación estándar de un conjunto de números $X_1, X_2, X_3, \dots, X_N$ viene denotada por s y se define de la siguiente manera:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N (X_j - \bar{X})^2}{N}} = \sqrt{\frac{\sum X^2}{N}} = \overline{(X - \bar{X})^2} \quad (\text{Ecuación 33})$$

Donde X va a ser la representación de cada uno de los números X_j de la media \bar{X} .

De esta manera s es la raíz media cuadrática de las desviaciones de la media.

En el caso de que los números $X_1, X_2, X_3, \dots, X_K$ aparecen con frecuencias $f_1, f_2, f_3, \dots, f_K$, la desviación estándar vendrá expresada de la siguiente manera.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N f_j (X_j - \bar{X})^2}{N}} = \sqrt{\frac{\sum f X^2}{N}} = \overline{(X - \bar{X})^2} \quad (\text{Ecuación 34})$$

Donde $N = \sum_{j=1}^N f_j = \sum f$ es la frecuencia total, es decir, el número total de casos (SPIEGEL, 1988).

CAPÍTULO II

MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Materiales

En este trabajo de investigación se han utilizado los siguientes materiales, para este trabajo se ha utilizado algunos materiales los mismos que han facilitado el proceso investigativo.

- Laptop.
- Google Maps.
- Google Earth.
- AutoCAD.
- AutoCAD Electrical.
- Mendeley.
- Global Mapper.
- ArcMap.
- Camtasia Studio.
- Matlab.
- ProfiCAD.
- Metereonorm.
- ClickCharts Diagram.
- PVsyst.
- Catálogos.

2.2. Métodos

Las actividades realizadas en el presente trabajo de tesis son las siguientes:

- a) Revisión bibliográfica: en esta sección se realiza la búsqueda de bibliografía correspondiente para definir las normas y procedimientos que permite diseñar una central fotovoltaica.
- b) Recopilación de información: en este apartado se efectúa la selección y descripción de los métodos y herramientas que pueden utilizarse para el desarrollo del proyecto, identificando:
 - Radiación solar
 - Sistemas fotovoltaicos

➤ Software PVsyst

- c) Diseño y simulación: En este momento de cálculo del proyecto haciendo uso del software PVsyst y la base de datos de radiación solar se analiza el dimensionamiento de los equipos y componentes que conforman la central fotovoltaica.

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

3.1. Lugar de emplazamiento

A continuación, se realiza una descripción detallada del lugar de emplazamiento de la central fotovoltaica:

País: Ecuador

Provincia: Loja

Localidad: Zapotillo

Latitud: -4,386652

Longitud: -80,244576

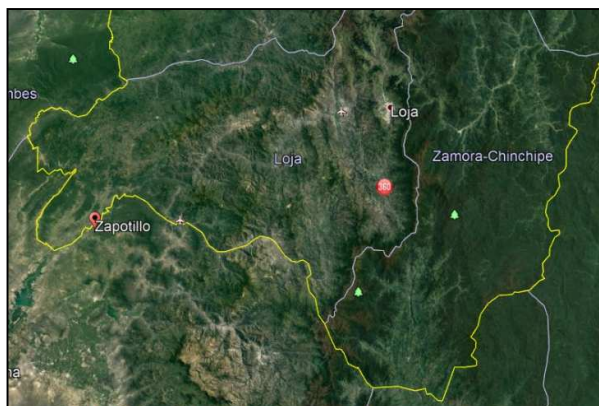


Figura 19. Lugar del emplazamiento solar fotovoltaico.
Fuente: (Earth, 2019).

Contexto: Zapotillo está ubicado al sur del Ecuador, se encuentra situado en la parte occidental de la provincia de Loja en la frontera con Perú. Es considerado en Ecuador, como el sitio con mayor potencial para aplicaciones de tecnologías solares, además posee una vegetación y un clima privilegiado, la temperatura promedio anual es aproximadamente 24°C, permite unas condiciones saludables para quienes habitan allí. Según el último “Censo de la Población y Vivienda la población del cantón Zapotillo” realizado por INEC la población es de 13 918 habitantes (INEC, 2018).

3.2. Bases de datos de radiación solar

En el momento de llevar a cabo el desarrollo de una instalación de energía solar el estudio del recurso solar debe de ser el punto de partida ya que este constituirá la base esencial para llevar a cabo nuestro proyecto permitiéndonos así tener una visión clara y realista del potencial de energía solar que existe en el lugar de emplazamiento. Para llevar a cabo

dicho estudio, es necesario recopilar datos históricos que permitan estimar la cantidad de radiación en dicha localización; para ello es necesario recurrir a diferentes bases de datos que podrán llegar a tener un cierto porcentaje de variación dependiendo de la fuente de información.

En la actualidad existen una variada base de datos a las cuales se puede acceder fácilmente desde internet e incluso empresas privadas especializadas que venden esta información. Pero lo más esencial a la hora de la realización de un estudio de este tipo es poder hacer una estimación lo más cercana a la realidad contrastando con la mayor cantidad de bases de datos posibles, pues ninguna de ellas es infalible. Una vez contrastados los datos podremos emitir un juicio de valor que permita determinar una base de datos representativa, pero nunca se debe aceptar una única base de datos sin haber sido contrastada con anterioridad.

3.2.1. Bases de datos gratuitas.

Existen un sinnúmero de bases de datos que se pueden acceder desde internet, las cuales se encuentran en una constante actualización y crecimiento, brindando así información cada vez más precisa y confiable. El sector referente a la energía solar se encuentra evolucionando a un ritmo frenético y el perfeccionamiento del estudio avanza al mismo ritmo.

En este apartado se pondrá en manifiesto 4 de las fuentes de datos que se pueden encontrar en la WEB, presentando los datos de radiación pertenecientes para el cantón Zapotillo, que nos servirán para realizar el estudio del recurso solar, presentando promedios mensuales de irradiación global horizontal en Wh/m^2 :

➤ **NASA:** De la página web: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>

La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio cuenta con los datos satelitales recopilados desde el año 1983 hasta 2005 para toda la tierra. Al ingresar a esta dirección web podremos obtener promedios mensuales de radiación global horizontal. Estos datos debido a que son satelitales no pueden compararse a datos tomados mediante estaciones meteorológicas, pero pueden llegar a ser de suma utilidad al comparar con otras bases; este cuenta con una resolución de cuadrícula de $1^\circ \times 1^\circ$ a lo largo del mundo (1° de latitud suponen 111 km) (NASA, 2018).



Figura 20. Página principal de la NASA.

Fuente:(NASA, 2018).

➤ **SODA:** De la página web: <http://www.soda-pro.com/>

El servicio SODA ofrece acceso a un amplio conjunto de información relacionada con la radiación solar y su uso. Construye enlaces a otros servicios que se encuentran en varios países. Para poder obtener información basta con ingresar coordenadas geográficas del lugar y el servicio SODA invocará varios recursos para elaborar la respuesta adecuada y garantiza el flujo y el intercambio de información entre los servicios y sí mismo, así como con el cliente.

Proporciona datos meteorológicos de diferentes fuentes, principalmente de la base de datos Helioclim, administrada por Mines PariTech. Los datos se computan a partir de imágenes satelitales geoestacionarias y son representativas de años reales promediados en los años 1990 a 2004 (SODA, 2018).



Figura 21. Página principal de SODA.

Fuente: (SODA, 2018).

➤ **Atlas Solar Del Ecuador:** Disponible en formato PDF.

La información base que se utilizó para el desarrollo del Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, fue generada por el Nacional Renewable Energy Laboratory - NREL de los Estados Unidos, cuyas acciones están orientadas a la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética.

Dentro de este marco, el NREL desarrolló el modelo CRS (Climatological Solar Radiation Model), que permite conocer la insolación diaria total sobre una superficie horizontal en celdas de aproximadamente 40 km x 40 km alrededor del mundo y cuyos resultados han sido validados a través de la medición de datos efectuados por estaciones, estableciéndose que el error de los datos es del 10%. Utiliza información sobre traza de gases, vapor de agua atmosférico, nubosidad, cantidad de aerosoles. El NREL publica, en forma periódica, los valores de insolación promedio, para una locación dada usando colectores fijos con cinco ángulos de inclinación: horizontal: (0°), latitud del lugar menos 15°, latitud, latitud más 15°, y vertical (90°). Estos datos son complementados con mediciones tomadas usando superficies colectoras móviles, las que son montadas en aparatos que, automáticamente, siguen la trayectoria del sol.

La información disponible, corresponde al período entre el 1 de enero de 1985 y el 31 de diciembre de 1991, y fue publicado en Julio del 2006. Los datos representan la energía solar promedio mensual y anual de los valores diarios la insolación total (directa y difusa) e insolación global sobre una superficie horizontal y contiene los promedios mensuales (dentro del período mencionado) de cada una de ellas, expresados en Wh/m²/día.

La Corporación para la Investigación Energética – CIE, utiliza la información generada por el modelo CRS, filtrando en primera instancia el amplio volumen de información proveniente de este modelo, hasta seleccionar aquellos que corresponden únicamente al territorio continental ecuatoriano, y mediante códigos, ser exportados a una base de datos para que sean compatibles con la plataforma de trabajo que se escogió, en este caso, un Sistema de Información Geográfica (SIG). A través del SIG se convirtió las referencias geográficas al Sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, en este caso Universal Transverse de Mercator, WGS84, Zona 17 Sur.

La filtración de celdas, dio una cobertura de 472 puntos sobre el territorio continental ecuatoriano en celdas de 40 km x 40 km, que provienen de los datos originales. Esta versión del Atlas contiene al momento información sobre el Ecuador continental, se está trabajando para en una futura versión, incorporar a la región insular del país.

Los datos así, a través de su base de datos de respaldo, fueron analizados estadísticamente para conocer su comportamiento y de esta manera escoger el interpolador que se asemeje de mejor manera al fenómeno analizado, una vez escogido el interpolador, se obtuvieron celdas de información con una resolución de 1 km².

Este proceso se repitió para cada mes dentro de las insolaciones directa, difusa y global, obteniéndose un total de 36 mapas mensuales, más 3 que corresponden a los promedios anuales, dando un juego de 39 mapas.

Cada grilla obtenida a través de este proceso, generó una base de datos de aproximadamente 248 000 puntos para cada cobertura en celdas de 1 km², dando un total de 9 600 000 registros con información de los tres tipos de insolaciones (CONELEC, 2018).

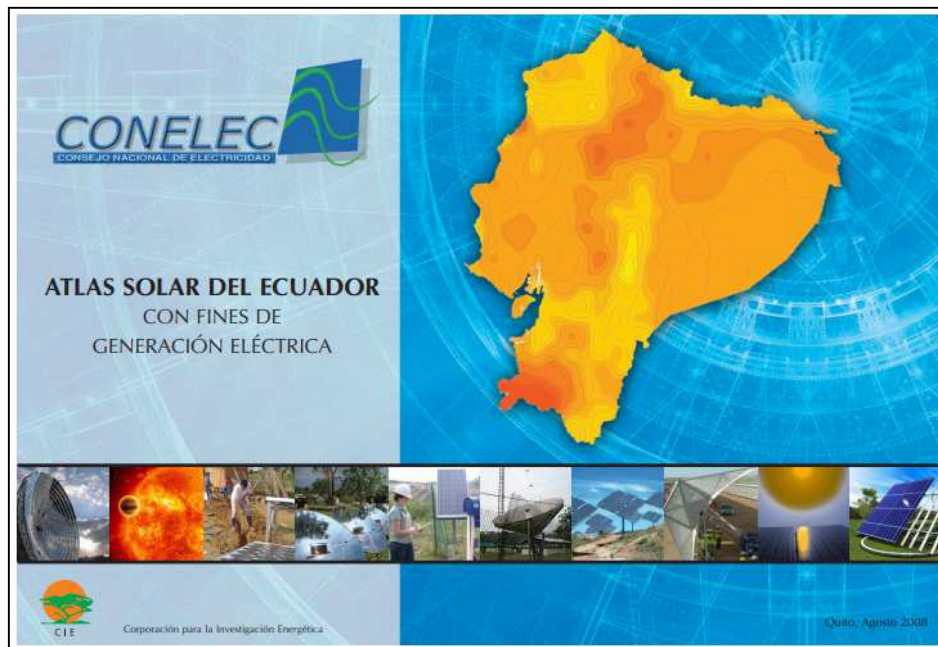


Figura 22. Portada del Atlas Solar.
Fuente: (CONELEC, 2018).

➤ **Meteonorm:** De la página web: <https://meteonorm.com/>

Meteonorm no es precisamente una herramienta gratuita, sin embargo, hemos podido acceder a la información a través de PVsyst sin que nos cueste dinero. Esta herramienta suministra datos meteorológicos precisos para cualquier lugar en la Tierra: irradiación, temperatura, humedad, viento, precipitación y más parámetros climáticos.

Con datos de 8 325 estaciones meteorológicas, cinco satélites geoestacionarios y 30 años de experiencia, Meteonorm incluye los modelos de interpolación más avanzados que permiten la entrega de los datos climáticos más precisos en el mercado, este exporta datos climáticos en más de 35 formatos distintos y además usa Excel para el análisis manual de los datos o escoge entre los formatos estándar utilizados en fotovoltaica, software de simulación térmica, simulación de edificios o de energía solar mediante la interpolación de las 6 bases más cercanas. La mayoría de sus bases se encuentran en Estados Unidos y Europa por lo que cuenta con mayor precisión en estas regiones (AIGUASOL, 2016).



Figura 23. Página principal de Meteonorm.

Fuente: (Meteonorm, 2018).

NOTA: Las fuentes de datos de PVGIS y SIAR, no proporcionan datos para América Latina.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y DEL CONSUMO PER CÁPITA DE ENERGÍA EN EL CANTÓN ZAPOTILLO

La demanda de energía eléctrica es decisiva en el desarrollo económico y social de nuestro país; debido a que, la mayoría de actividades se encuentran ligadas directamente o indirectamente con la tecnología y por ende con el uso de la energía eléctrica; se puede afirmar que gracias a la utilización de esta ha mejorado el nivel de vida de los seres humanos. La variación del comportamiento de la demanda energética depende de diversos factores en los cuales están involucrados los ámbitos personales.

Se ha creído conveniente realizar un análisis de la demanda de energía, potencia y del consumo per cápita existente en el cantón con la finalidad de conocer el consumo de energía. Para realizar un análisis adecuadamente estructurado, hemos tomado como base los últimos cuatro años.

A continuación, se presenta las tablas con los valores de la demanda de energía, potencia y de consumo per cápita representado por años:

- 2014 (Tabla 4 y Tabla 5).
- 2015 (Tabla 6 y Tabla 7).
- 2016 (Tabla 7 y 8).
- 2017 (Tabla 9 y 10).

4.1. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2014

Tabla 4. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2014.

AÑO	SECTOR ECONÓMICO	GRUPO TARIFA	CONSUMO kWh
2014	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	ALUMBRADO PÚBLICO	553 627
2014	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	ALUMBRADO PÚBLICO	15
2014	OTROS	ASISTENCIA SOCIAL	72 270
2014	OTROS	BENEFICIO PÚBLICO	134 953
2014	OTROS	BOMBEO DE AGUA	766 002
2014	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	COMERCIAL	573 816
2014	OTROS	CULTO RELIGIOSO	11 994
2014	OTROS	ENTIDAD OFICIAL	214 901
2014	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL	65 442
2014	OTROS	LOCAL DEPORTIVO	178
2014	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	2 617 497
RESULTADOS			
CONSUMO kWh			5 010 665,0
Factor de conversión kWh a GWh			0,000001
Factor de conversión GWh a kBEP			1,613944
CONSUMO GWh			5,011
CONSUMO kBEP			3,105
PERDIDAS GWh			0,57
PERDIDAS kBEP ¹			0,35
TOTAL GWh			5,58
TOTAL kBEP			3,46
Número de habitantes			13 471
Demanda per cápita kWh/hab			414,17

Fuente: (Rojas, 2017).

¹ KBEP (Kilo Barriles Equivalentes de Petróleo)

4.2. Demanda de potencia para el año 2014

Tabla 5. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2014.

DEMANDAS MÁXIMAS COINCIDENTES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA S/E PINDAL EN EL DÍA Y HORA DE DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA DE LA EERSSA			
2014			
MES	1813 ZAPOTILLO		
	Factor de potencia	Potencia activa	Potencia aparente
	fp	kW	kVA
Enero	0,95	477	501
Febrero	0,92	310	337
Marzo	0,94	477	506
Abril	0,95	517	542
Mayo	0,95	522	547
Junio	0,95	479	503
Julio	0,97	450	466
Agosto	0,96	477	496
Septiembre	0,96	508	530
Octubre	0,96	503	524
Noviembre	0,96	504	526
Diciembre	0,96	538	560
PROMEDIO ANUAL	0,95	480	503

Fuente: (ERRSSA, 2019).

4.3. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2015

Tabla 6. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2015.

AÑO	SECTOR ECONÓMICO	GRUPO TARIFA	CONSUMO kWh
2015	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	ALUMBRADO PÚBLICO	608 920
2015	OTROS	ASISTENCIA SOCIAL	77 203
2015	OTROS	BENEFICIO PÚBLICO	138 345
2015	OTROS	BOMBEO DE AGUA	761 982
2015	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	COMERCIAL	591 209
2015	OTROS	CULTO RELIGIOSO	15 267
2015	OTROS	ENTIDAD OFICIAL	220 238
2015	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL	124 645
2015	OTROS	LOCAL DEPORTIVO	185
2015	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	2 858 430
RESULTADOS			
CONSUMO kWh			5 396 424,0
Factor de conversión kWh a GWh			0,000001
Factor de conversión GWh a kBEP			1,613944
CONSUMO GWh			5,396
CONSUMO kBEP			3,344
PERDIDAS GWh			0,61
PERDIDAS kBEP			0,38
TOTAL GWh			6,01
TOTAL kBEP			3,72
Número de habitantes			13 624
Demanda per cápita kWh/hab			441,05

Fuente: (Rojas, 2017).

4.4. Demanda de potencia eléctrica para el año 2015

Tabla 7. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2015.

DEMANDAS MÁXIMAS COINCIDENTES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA S/E PINDAL EN EL DÍA Y HORA DE DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA DE LA EERSSA			
2015			
MES	1813 ZAPOTILLO		
	Factor de potencia	Potencia activa	Potencia aparente
	fp	kW	kVA
Enero	0,96	523	547
Febrero	0,95	524	552
Marzo	0,95	528	556
Abril	0,95	515	543
Mayo	0,93	373	400
Junio	0,95	520	551
Julio	0,96	503	527
Agosto	0,94	568	604
Septiembre	0,95	581	613
Octubre	0,95	573	601
Noviembre	0,94	568	606
Diciembre	0,95	534	560
PROMEDIO ANUAL	0,95	526	555

Fuente: (ERRSSA, 2019).

4.5. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2016

Tabla 8. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2016.

AÑO	SECTOR ECONÓMICO	GRUPO TARIFA	CONSUMO kWh
2016	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	ALUMBRADO PÚBLICO	688 390
2016	OTROS	ASISTENCIA SOCIAL	80 922
2016	OTROS	BENEFICIO PÚBLICO	142 344
2016	OTROS	BOMBEO DE AGUA	1 019 907
2016	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	COMERCIAL	682 352
2016	OTROS	CULTO RELIGIOSO	18 306
2016	OTROS	ENTIDAD OFICIAL	282 908
2016	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL	187 345
2016	OTROS	LOCAL DEPORTIVO	183
2016	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	3 162 615
RESULTADOS			
CONSUMO kWh			6 265 272,0
Factor de conversión kWh a GWh			0,000001
Factor de conversión GWh a kBEP			1,613944
CONSUMO GWh			6,265
CONSUMO kBEP			3,882
PERDIDAS GWh			0,71
PERDIDAS kBEP			0,44
TOTAL GWh			6,98
TOTAL kBEP			4,32
Número de habitantes			13 774
Demanda per cápita kWh/hab			506,48

Fuente: (Rojas, 2017).

4.6. Demanda de potencia eléctrica para el año 2016

Tabla 9. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2016.

DEMANDAS MÁXIMAS COINCIDENTES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA S/E PINDAL EN EL DÍA Y HORA DE DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA DE LA EERSSA			
2016			
MES	1813 ZAPOTILLO		
	Factor de potencia	Potencia activa	Potencia aparente
	fp	kW	kVA
Enero	0,94	588	628
Febrero	0,94	626	669
Marzo	0,93	637	681
Abril	0,94	581	618
Mayo	0,94	609	645
Junio	0,94	600	636
Julio	0,95	621	655
Agosto	0,94	653	698
Septiembre	0,95	708	749
Octubre	0,94	603	641
Noviembre	0,94	677	719
Diciembre	0,95	613	644
PROMEDIO ANUAL	0,94	626	665

Fuente: (ERRSSA, 2019).

4.7. Demanda de energía eléctrica y de consumo per cápita para el año 2017

Tabla 10. Demanda de energía eléctrica y consumo per cápita correspondientes al año 2017.

AÑO	SECTOR ECONÓMICO	GRUPO TARIFA	CONSUMO kWh
2017	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	ALUMBRADO PÚBLICO	756 936
2017	OTROS	ASISTENCIA SOCIAL	71 471
2017	OTROS	BENEFICIO PÚBLICO	109 211
2017	OTROS	BOMBEO DE AGUA	1 023 343
2017	COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	COMERCIAL	695 395
2017	OTROS	CULTO RELIGIOSO	13 825
2017	OTROS	ENTIDAD OFICIAL	258 636
2017	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL	267 577
2017	OTROS	LOCAL DEPORTIVO	335
2017	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	3 060 137
RESULTADOS			
CONSUMO kWh			6 256 866,0
Factor de conversión kWh a GWh			0,000001
Factor de conversión GWh a kBEP			1,613944
CONSUMO GWh			6,257
CONSUMO kBEP			3,877
PERDIDAS GWh			0,71
PERDIDAS kBEP			0,44
TOTAL GWh			6,97
TOTAL kBEP			4,32
Número de habitantes			13 471
Demanda per cápita kWh/hab			517,18

Fuente: (Rojas, 2017).

4.8. Demanda de potencia eléctrica para el año 2017

Tabla 11. Demanda de potencia eléctrica correspondientes al año 2017.

DEMANDAS MÁXIMAS COINCIDENTES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA S/E PINDAL EN EL DÍA Y HORA DE DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA DE LA ERRSSA			
2017			
MES	1813 ZAPOTILLO		
	Factor de potencia	Potencia activa	Potencia aparente
	fp	kW	kVA
Enero	0,95	656	693
Febrero	0,95	632	664
Marzo	0,95	576	605
Abril	0,94	893	948
Mayo	0,94	548	583
Junio	0,94	585	620
Julio	0,94	581	617
Agosto	0,95	645	682
Septiembre	0,94	613	655
Octubre	0,95	597	629
Noviembre	0,95	605	638
Diciembre	0,94	631	668
PROMEDIO ANUAL	0,95	630	667

Fuente: (ERRSSA, 2019).

Al analizar la demanda de energía del cantón Zapotillo desde el año 2014 al 2017 se identifica la existencia de un crecimiento lineal. Los datos del año 2018 no se han presentado debido a que no se han presentado los informes por parte de la ERRSSA.

ANÁLISIS DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL CANTÓN ZAPOTILLO

Dentro del estudio para el diseño de una central fotovoltaica de estas características lo principal es saber hacia dónde vamos a entregar la energía que generemos de la central fotovoltaica, por lo cual es necesario conocer la infraestructura eléctrica del lugar de estudio. Para garantizar la veracidad de la información se procedió a solicitarla a la empresa encargada del sector eléctrico en mención, la Empresa Eléctrica Regional del Sur. Al analizar la primera parte de la información brindada; en donde consta un mapa de la infraestructura eléctrica de la provincia de Loja (ANEXO 3) y en conjunto con el personal técnico de dicha empresa, se pudo establecer que la única subestación disponible a la cual se le puede entregar energía es la subestación Pindal (Figura 24) que es la que se encuentra más cercana a nuestro sitio de emplazamiento.

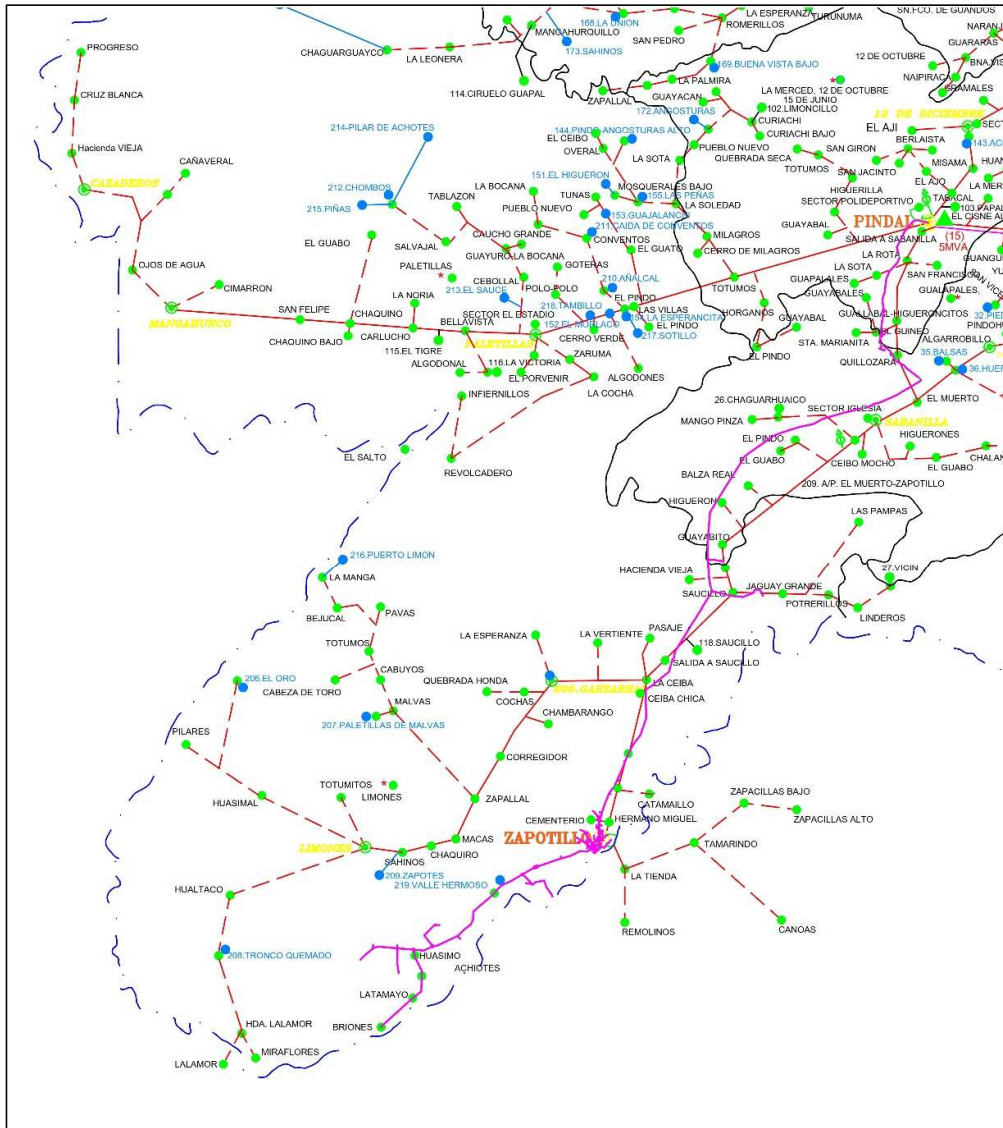


Figura 24. Infraestructura eléctrica del cantón Zapotillo.
Fuente: (ERRSA, 2019).

Esta subestación ubicada en Pindal es una subestación de tipo reducción a 13,8 kV, la cual suministra energía a los sectores como Pozul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla (Figura 24 y Figura 25), como se puede apreciar en un extracto del diagrama unifilar de la provincia en donde se logra evidenciar la subestación. Dentro de este estudio, los alimentadores de energía que son de interés van a ser los que lleguen al cantón Zapotillo que son en este caso 2, el primero denominado red ZAPOTILLO #1 813 (color magenta) y la cual según personal técnico de la EERSSA fue creado hace poco tiempo con el fin de suministrar energía de manera directa al cantón y el segundo alimentador de red

denominado SABANILLA #1 815 (color rojo) que distribuye energía a Zapotillo, pero haciendo derivaciones en otros sectores.

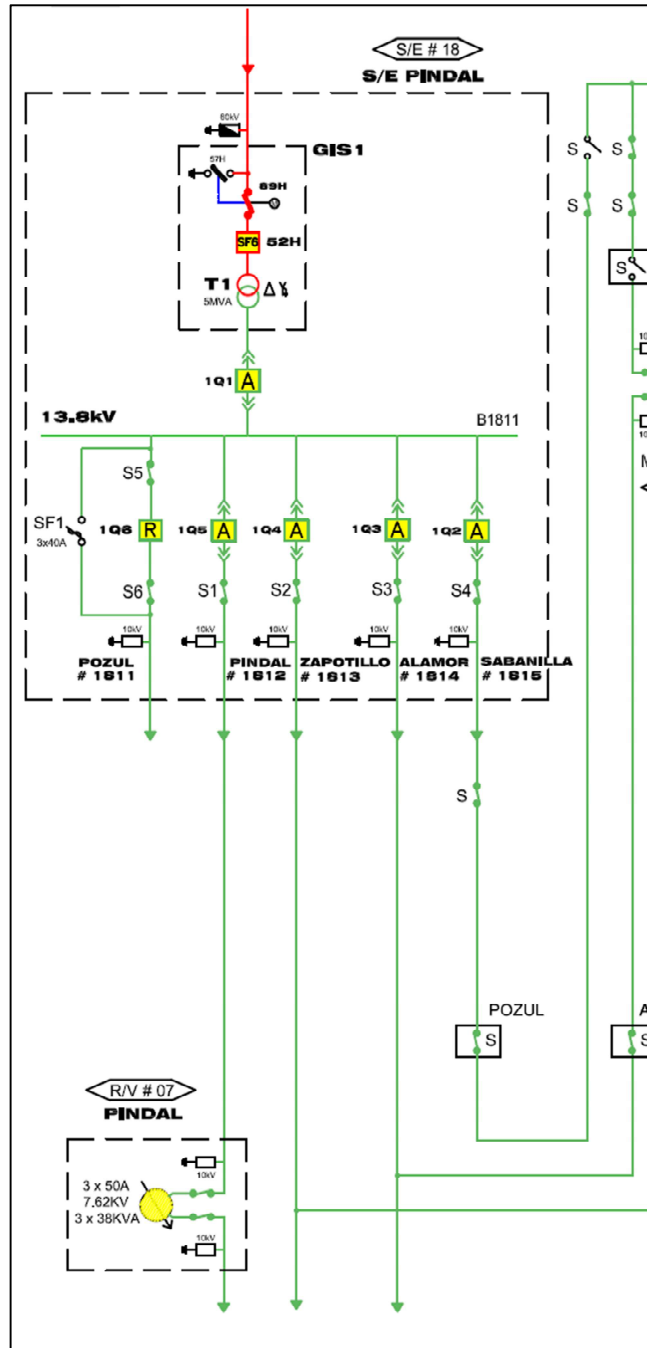


Figura 25. Diagrama unifilar de la subestación Pindal.
Fuente: (ERRSSA, 2019).

Para poder definir de manera correcta cuál de estas será la mejor opción en lo concierne a la interconexión a la red se hace referencia a los criterios y experticia de personas capacitadas de esta empresa anteriormente mencionada. Al analizar la información

detenidamente se dedujo que la red de distribución que era más apropiada para el proyecto y la cual podría brindar una mayor confiabilidad era la red ZAPOTILLO #1 813, ya que está en primera instancia lleva la energía de manera directa desde la subestación Pindal; por tanto existe un menor número de cargas para esta red, lo que nos llevaría a tener una menor pérdida de energía y por ende no existiría una sobrecarga a la red de distribución, evitando así cual tipo de interrupciones; además cuenta con la infraestructura eléctrica adecuada para realizar la conexión.

CAPÍTULO V

DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN EN PVSYST

En este capítulo vamos a realizar el modelado de la instalación fotovoltaica. Para analizar el escenario propuesto es necesario ajustar cada uno de los parámetros del software lo más cercano a la situación real. Es necesario agregar las características de cada uno de los componentes que se va a utilizar en el diseño de la central y además se introduce los datos de irradiación diaria global horizontal obtenidos mediante el estudio del recurso solar.

A continuación, en la Figura 26 se presenta un flujograma del proceso que se debe seguir para realizar la simulación.

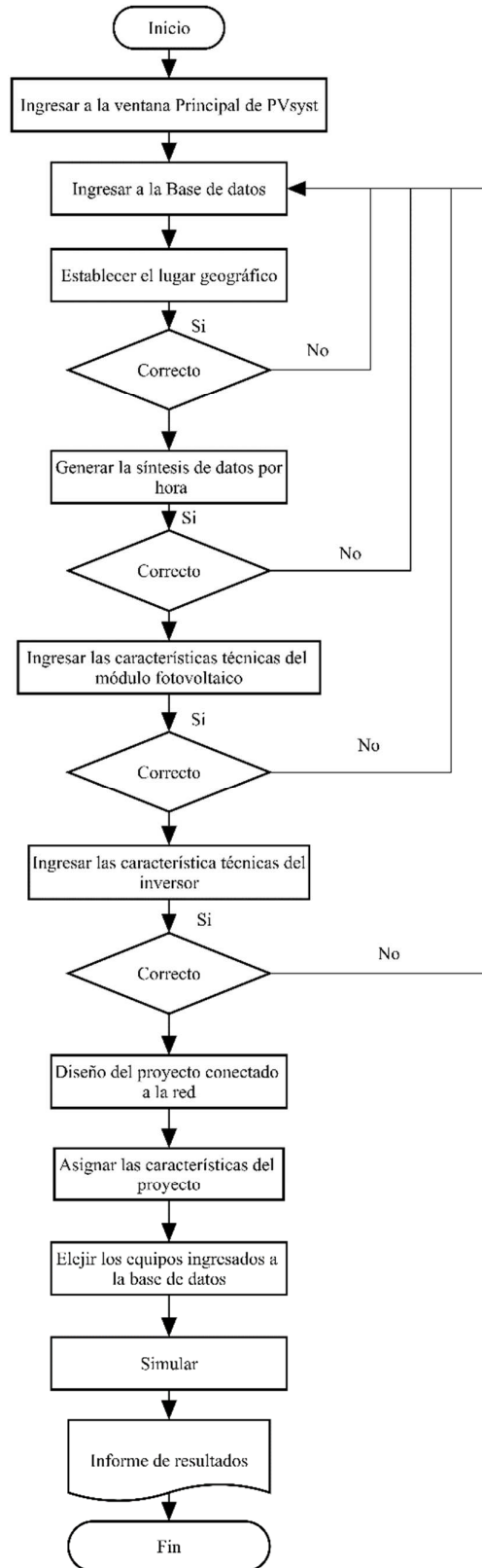


Figura 26. Flujograma de simulación de PVsyst.
Fuente: Propia del autor.

5.1. Información ingresada en la base de datos

Para iniciar con la simulación del proyecto en la interfase de usuario del software hay que dirigirse a la opción “Bases de datos”, para ingresar los valores de radiación que se obtuvo aplicando diversas metodologías, como se indicó en el capítulo III.

En este proyecto se realiza la simulación de los datos de irradiación diaria global horizontal del Atlas Solar; para este cometido se deberá ubicar el lugar geográfico en la base de datos de PVSyst para así asignar los valores de radiación correspondiente. Primeramente, PVSyst mostrará la pantalla principal (Figura 27), en donde se tendrá las opciones “Pre-dimensionado”, “Diseño del proyecto”, “Bases de datos” y “Herramientas”.

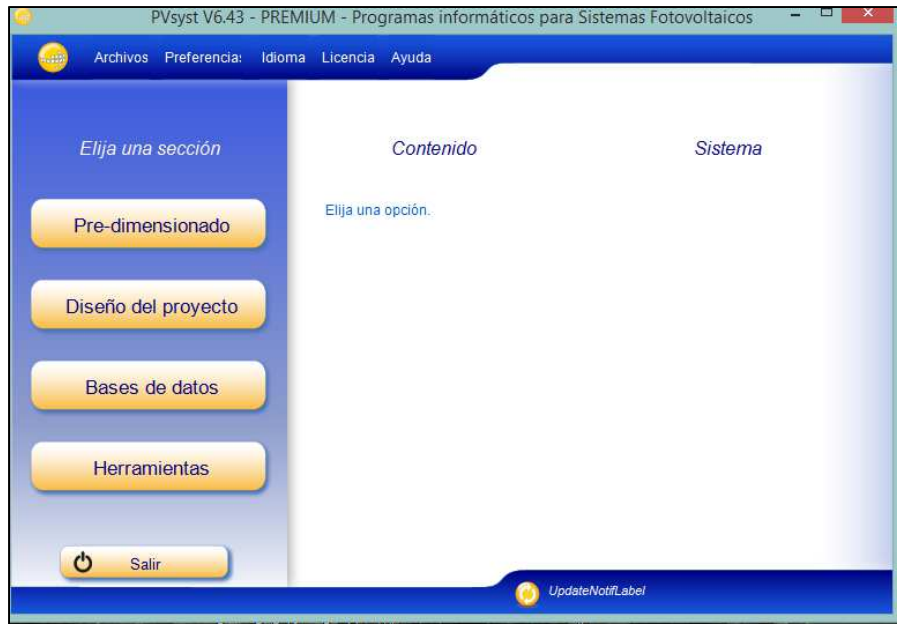


Figura 27. Ventana principal de simulación PVsyst.
Fuente: Propia del autor.

Para crear el lugar geográfico mencionado es necesario ubicar el cursor en la opción “Bases de datos”, la cual desplegará una ventana de opciones (Figura 28), en donde se tendrá un casillero el cual se denomina “Lugares geográficos”, aquí daremos clic en esta opción para ingresar.

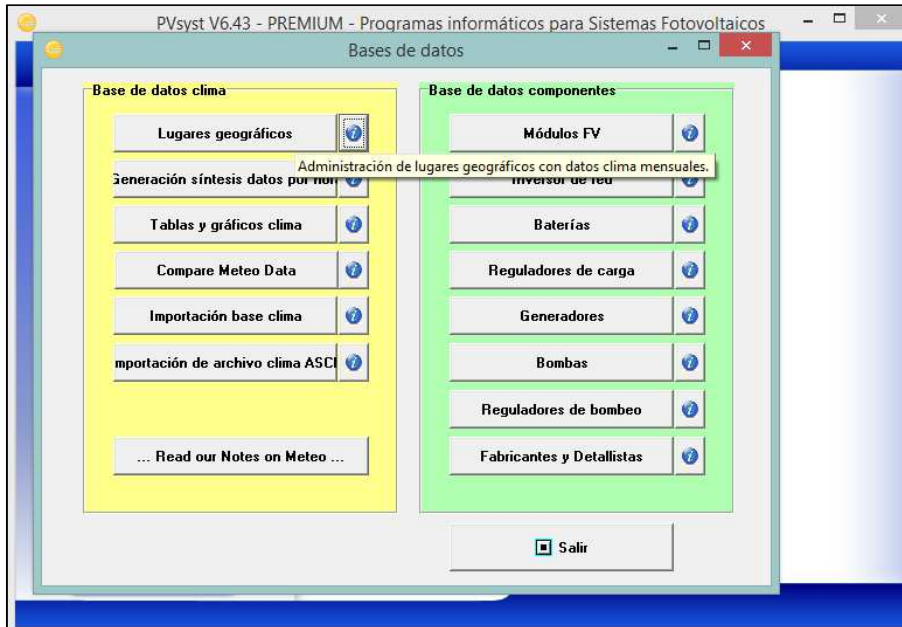


Figura 28. Ventana de base de datos.

Fuente: Propia del autor.

En esta pantalla aparecerá un sin número de los lugares geográficos que por defecto están configurados en PVsyst. Para poder crear el lugar geográfico el cual se le asigna los datos meteorológicos obtenidos del Atlas Solar es necesario dar un clic en el ícono “Nuevo” (Figura 29) de la ventana para así proceder a la creación del mismo.

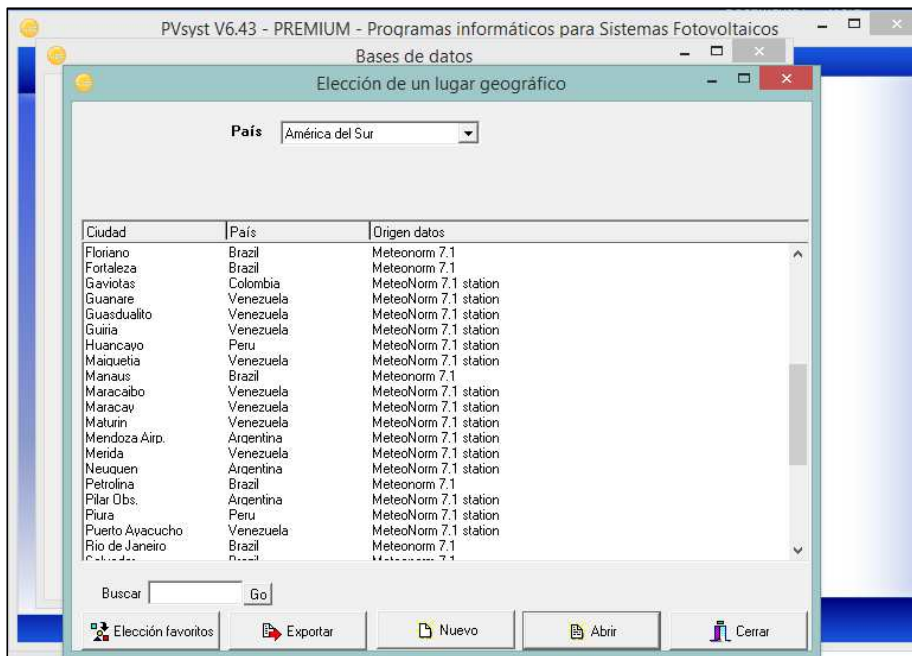


Figura 29. Lugares geográficos por defecto en la base de datos.

Fuente: propia del autor.

En la opción “Nuevo” se empieza a agregar el lugar de emplazamiento del proyecto y para ello Pvsyst mostrará una ventana en la cual amuestra un mapa interactivo que permitirá desplazarse a lo largo de este hasta lograr llegar al lugar de emplazamiento deseado, en este caso Zapotillo (Figura 30).

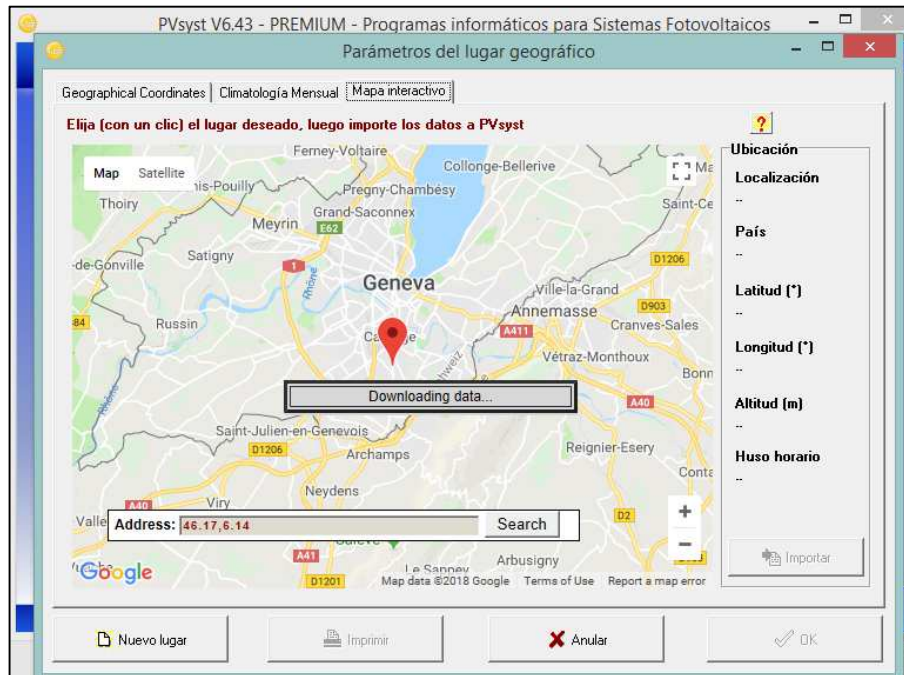


Figura 30. Mapa interactivo para la ubicación del lugar de emplazamiento.

Fuente: Propia del autor.

Una vez seleccionado el lugar exacto (Figura 31), se procede a ingresar a la opción de “Climatología Mensual” en la cual se asigna los datos meteorológicos promedio de radiación solar manualmente obtenidos mediante el Atlas Solar (Tabla 12), la ventana mostrará una tabla en la cual se tiene la opción para ingresar cada uno de los datos de radiación que se le asigna a cada mes (Figura 32).

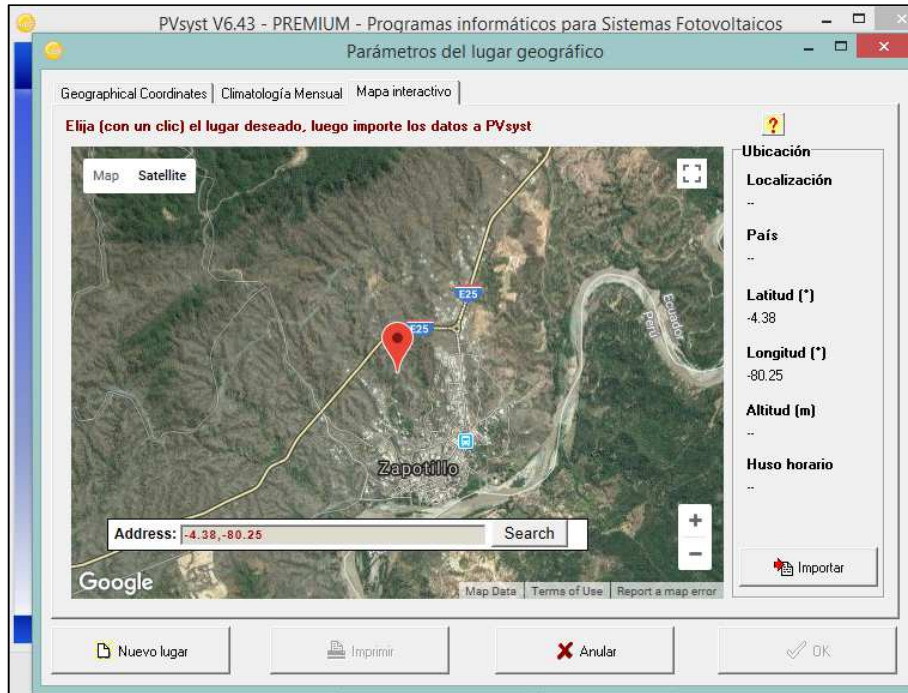


Figura 31. Ubicación del lugar de emplazamiento en el mapa.
Fuente: Propia del autor.



Figura 32. Ingreso de los datos de radiación Atlas Solar.
Fuente: Propia del autor.

Una vez completada toda la información de radiación se procede a ingresar el nombre del lugar y toda la información del proyecto en la pestaña de “Geographical Coordinates”. Cabe destacar que los datos de coordenadas geográficas se autocompletan una vez que se

selecciona el lugar; luego, para concluir con la creación del lugar y para que este sea más fácil de reconocer se lo designará como Zapotillo (ATLAS SOLAR) (Figura 33), luego se da clic en “OK” para que se agregue el lugar.

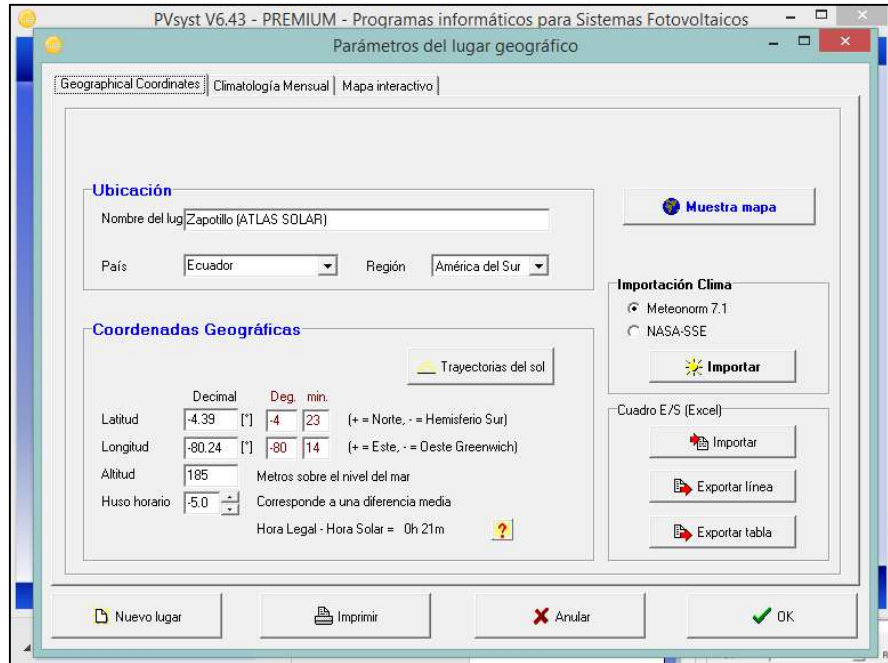


Figura 33. Ingreso de datos de coordenadas geográficas.

Fuente: Propia del autor.

Al realizar el procedimiento descrito se asignará a la biblioteca de PVsyst la información. Ahora se generan los datos en resolución horaria para que el software pueda trabajar correctamente, es por ello que se ingresa a la opción de “Generación síntesis datos por hora”(Figura 28), en donde lo que se hace es elegir los datos de radiación generados y se le dará clic a la opción “ejecutar generación”, permitiendo de esta manera utilizarlos en la simulación así (Figura 34).

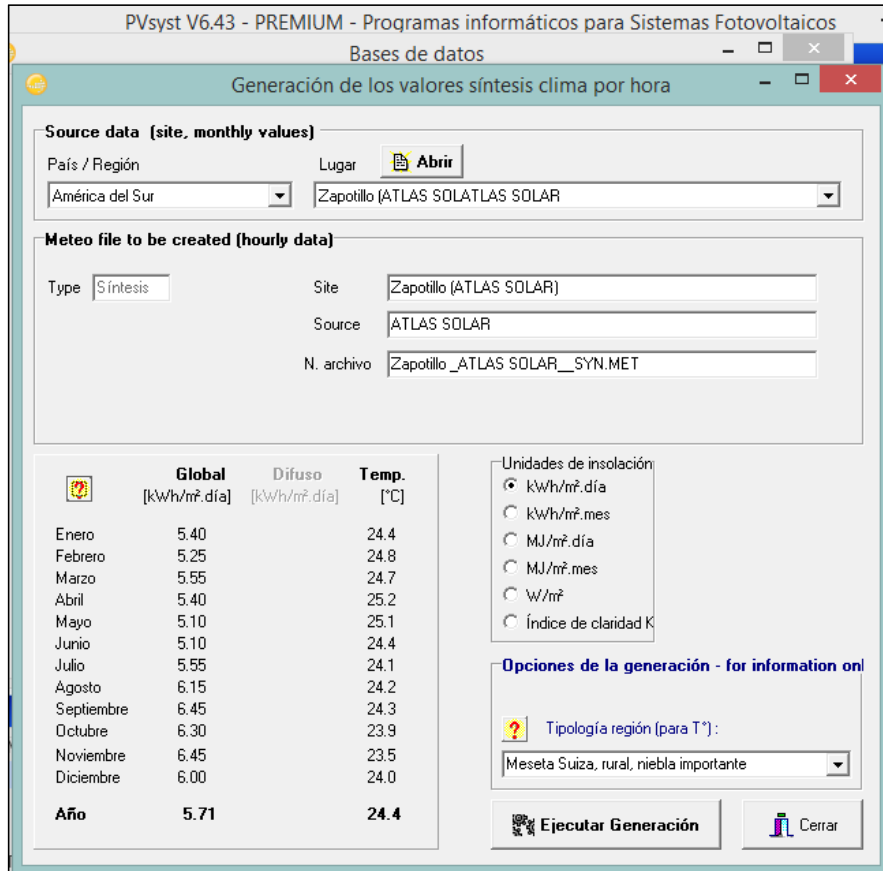


Figura 34. Generación de los valores síntesis clima por hora para la radiación del Atlas Solar.
Fuente: Propia del autor.

Hasta este momento de cálculo en el software se ha generado los datos de radiación, a continuación, se agrega los componentes necesarios para la creación de la central fotovoltaica como son paneles solares y el inversor.

Para hacer esto se debe ubicar en la ventana que de la “Base de datos” de PVsyst y se selecciona la opción “módulos FV” (Figura 28). Una vez aquí PVsyst mostrará los paneles que se encuentran ingresados por defecto en el software, por ello se hará clic en la opción “Nuevo” y aparecerá una ventana (Figura 35), en la cual se puede ingresar los datos del módulo fotovoltaico que se vaya a utilizar, detallando cada una de las características de este (Figura 36 y ANEXO 5).

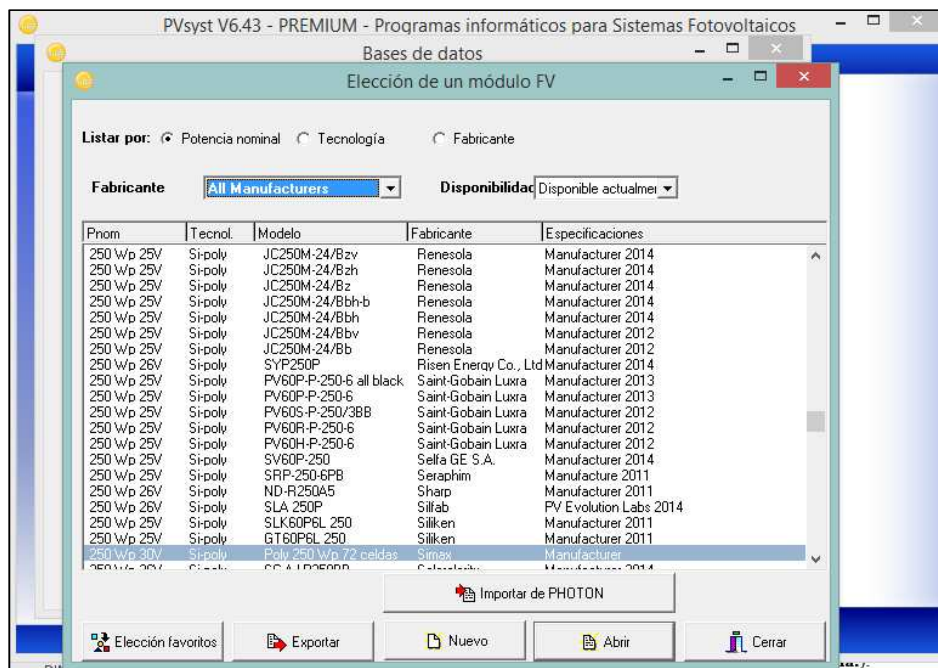


Figura 35. Listado de módulos fotovoltaicos por defecto.
Fuente: Propia del autor.



Figura 36. Ingreso de información del panel solar seleccionado.
Fuente: Propia del autor.

Una vez ingresada la información del módulo se dará clic a “OK” y quedará registrado en la base de datos el módulo fotovoltaico.

Ahora corresponde agregar la información del inversor con el que se va a trabajar en el proyecto (ANEXO 6). Esto se lo realiza bajo el mismo procedimiento anterior (Figura 37).

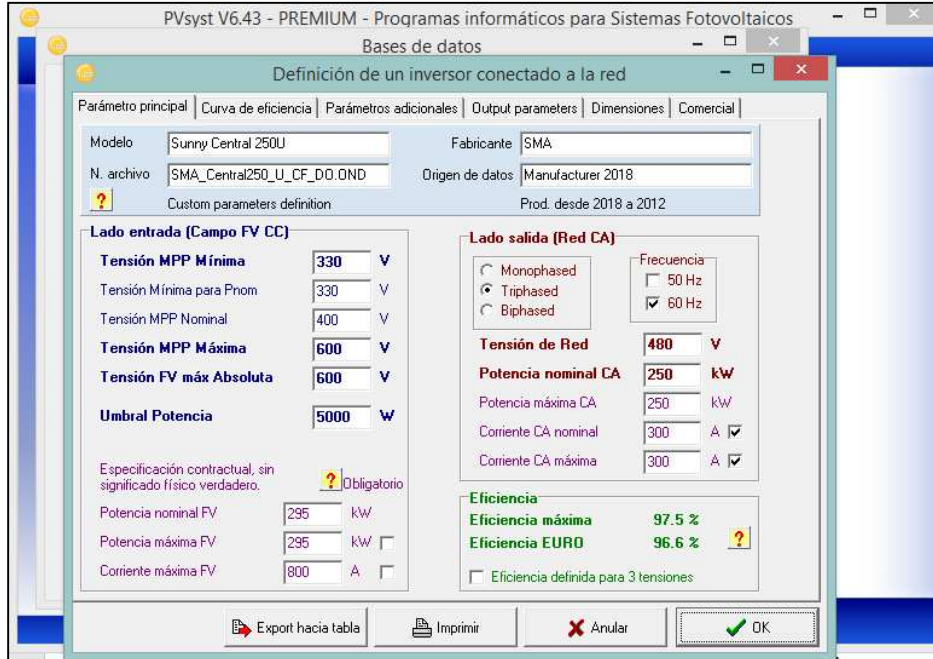


Figura 37. Ingreso de la información del inversor seleccionado.

Fuente: Propia del autor.

5.1.1. Simulación del escenario utilizando datos de radiación proporcionados por el Atlas Solar.

En este acápite se explica el procedimiento para el diseño del proyecto. Para ello es necesario salir de la ventana de base de datos e ingresar a la opción de “Diseño del proyecto — Conectado a la red” (Figura 27).

Se tendrá la ventana interactiva en la cual se va a realizar la simulación, en donde a “Designación del proyecto” se le asignará el nombre de “Proyecto SFV conectado a la red Zapotillo (Atlas Solar)” (Figura 38).

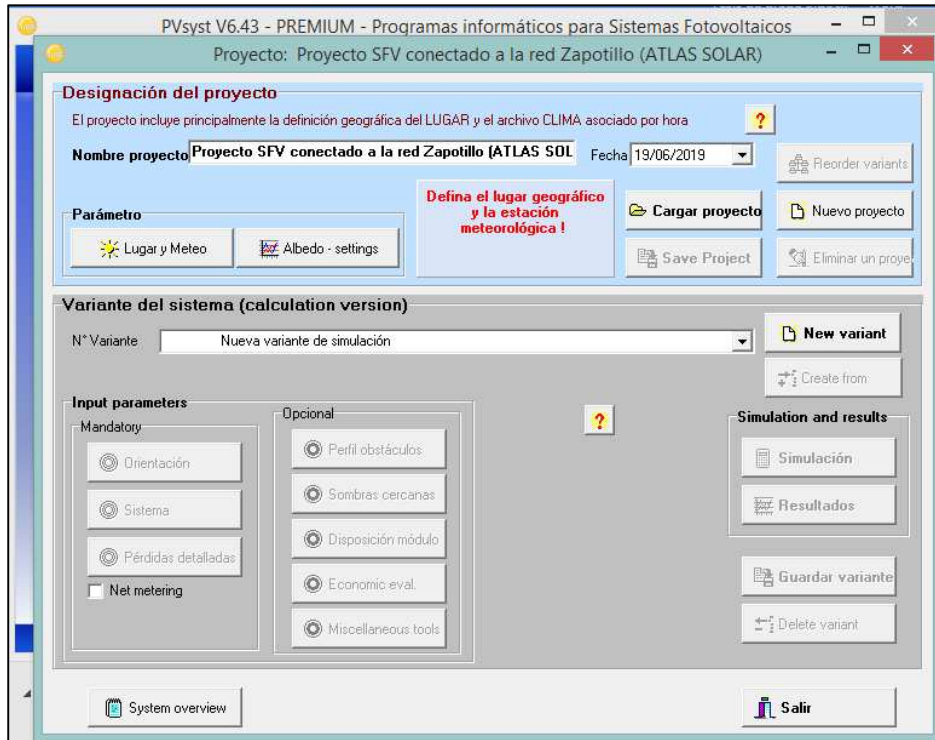


Figura 38. Asignación del nombre del proyecto.
Fuente: Propia del autor.

Se procederá a definir los parámetros: Seleccionar la opción de “lugar y Meteo” en la cual se elige los datos que creamos para Zapotillo con la radiación promedio del Atlas Solar (Figura 39), posteriormente se da clic a “OK” para concluir con la asignación.

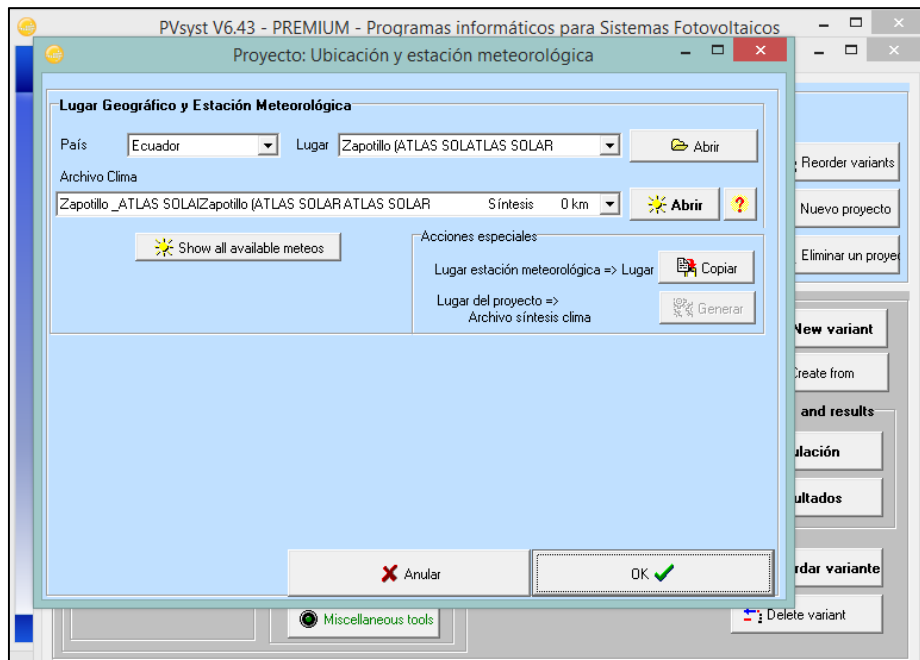


Figura 39. Ingreso de los datos de lugar geográfico y de estación meteorológica.
Fuente: Propia del autor.

Al proporcionarle esta información a PVsyst, este habilitará una opción para poder asignarle las características al proyecto como lo son: orientación, sistema, perdidas detalladas, etc. A medida que se vaya asignando las características a cada uno de los parámetros por orden, este va a ir habilitando el siguiente parámetro. El hecho de que la casilla se encuentre en verde significa que está correcta la asignación.

Se debe empezar asignándole las características en las cuales va a funcionar el panel, es decir la inclinación más adecuada para que este pueda absorber mayor la cantidad de radiación solar posible, aprovechándolo al máximo a nuestro panel. Para ello PVsyst proporciona la productividad del clima anual según los grados de inclinación que este tenga basándose en la (Ecuación 8), considerando la latitud de nuestro lugar de emplazamiento que en este caso sería de $-4,386652^\circ$ correspondiéndonos un ángulo de inclinación de 15° y observando que en estas condiciones el panel dará una pérdida con respecto al óptimo del 0%; es decir que está correcta nuestra asignación (Figura 40).

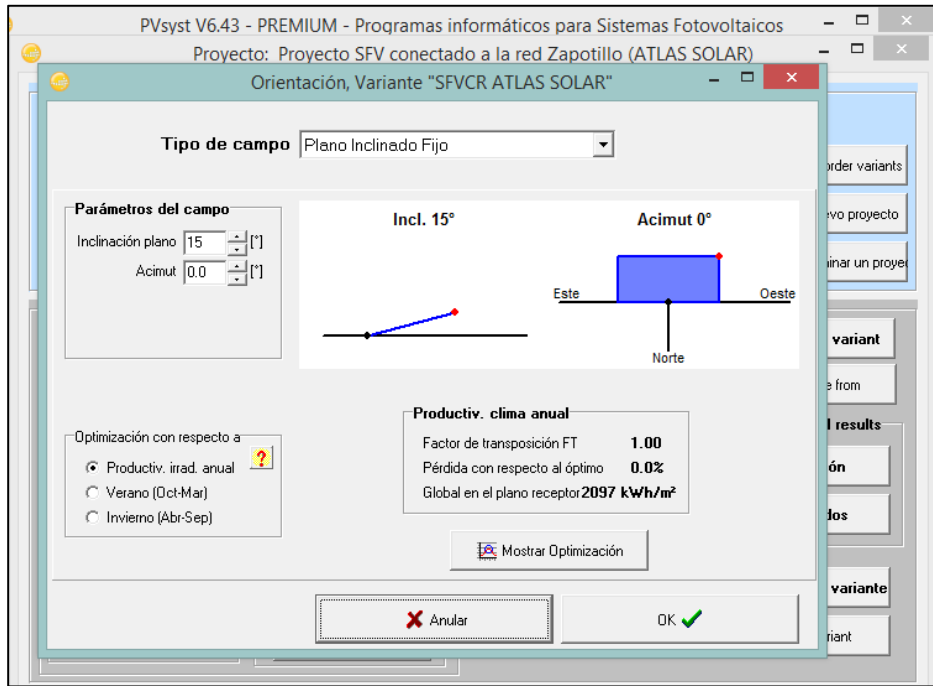


Figura 40. Orientación del panel fotovoltaico.

Fuente: Propia del autor.

Una vez asignada la orientación óptima de los paneles; al presionar “OK” se observará que esta casilla se iluminó de color verde, indicando que los valores asignados son los correctos.

Se continuará con la asignación de las características del sistema; es decir asignación del número de subcampos, selección del módulo fotovoltaico, selección del inversor, etc. (Figura 41).

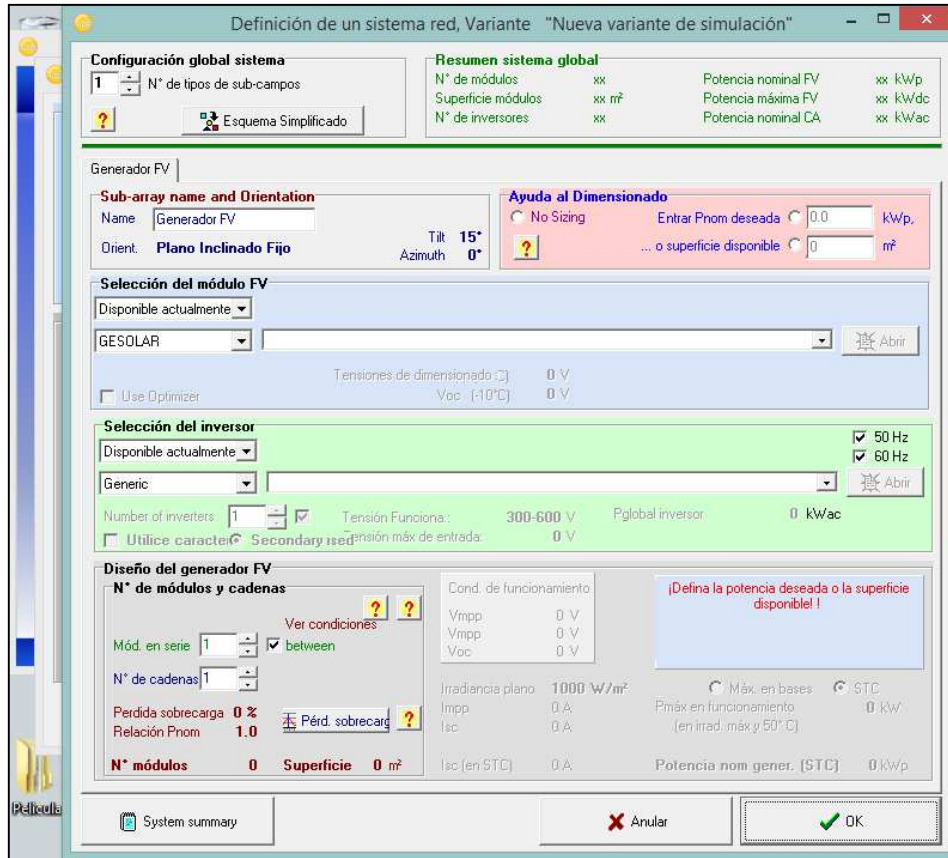


Figura 41. Ventana para la definición del sistema.
Fuente: Propia del autor.

En “Configuración global sistema” se seleccionará el “Nº de tipos de sub-campos”; en este caso se asigna 1. Ahora se irá a la sección de “Ayuda al Dimensionado” en donde PVsyst brinda asistencia para poder realizar el diseño; en ella se podrá asignar la cantidad de área de la cual se dispone para la implementación de la central fotovoltaica o la cantidad de potencia que queremos generar, se asigna la potencia de 1 000 kWp (Figura 42).



Figura 42. Ingreso de la información de producción de energía.
Fuente: Propia del autor.

Ahora se procede a ubicarse en la sección de “Selección del módulo FV” en donde podremos asignar el tipo de módulo que queremos con la marca deseada. Para este caso se selecciona el módulo agregado en la base de datos de marca Simax® por ser una marca reconocida en el país con la descripción SIMAX 156 Solar module SQP672-250W (Figura 43).

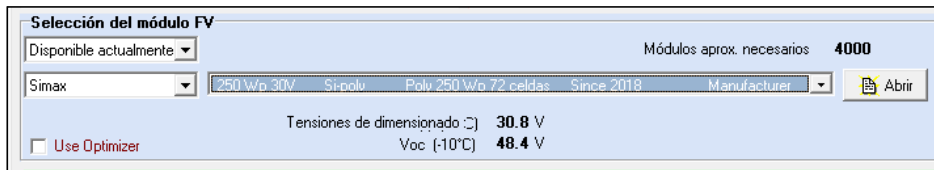


Figura 43. Selección del módulo fotovoltaico.
Fuente: Propia del autor.

La potencia total instalada en este caso sería justificada mediante la siguiente ecuación utilizada por PVsyst:

$$Potencia\ Total\ [Wp] = Potencia\ del\ módulo\ [Wp] \times N^\circ\ de\ módulos \quad (Ecuación\ 35)$$

La siguiente sección constituye la selección del inversor y sus características. En este proyecto se utilizará 4 inversores, por tanto, éste deberá tener una potencia igual o superior a la instalada. Para una potencia de 1 000 kWp se escogerá cada inversor de 250 kW. Se deben tener en cuenta también las tensiones de funcionamiento y la de entrada máxima, así como también los valores de intensidad nominal, ya que afectarán a la disposición de los módulos, que se ajustarán para cumplir estas condiciones (Figura 44).

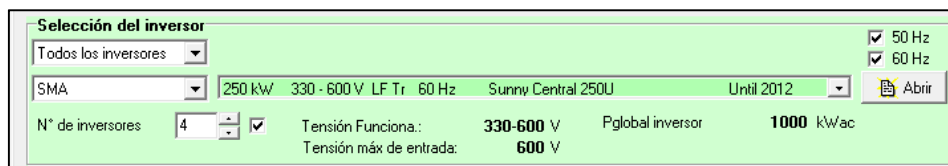


Figura 44. Selección del inversor.
Fuente: Propia del autor.

En el apartado “Diseño del generador FV” (Figura 45), se muestra una serie de opciones de configuración que el programa estima óptima, en este caso se tendrá 11 módulos en serie y 364 cadenas (ramas en paralelo), para un total de 4 004 módulos. El número de paneles en serie determina la tensión total del generador fotovoltaico, que se ajustará a los niveles de entrada del inversor. Las ramas en paralelo condicionan la corriente de funcionamiento, a mayor número de ramas mayor será la intensidad total. En esa sección el software permite observar las pérdidas que se producirían por sobrecarga (Figura 46).

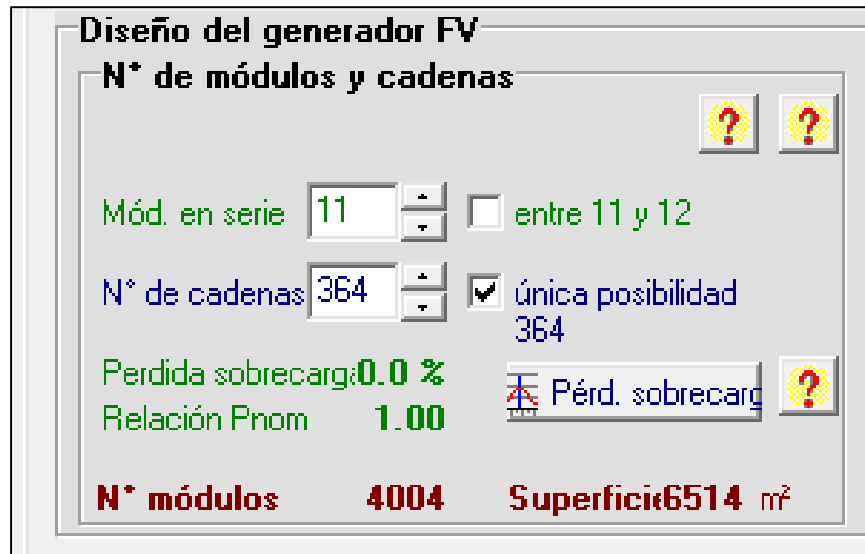


Figura 45. Sección del número de módulos requeridos.
Fuente: Propia del autor.

La cantidad de módulos en serie conectados en la instalación garantizará que la tensión de funcionamiento sea la adecuada para el inversor seleccionado, el software la determina haciendo uso de la siguiente ecuación.

$$Tensión\ de\ funcionamiento[V] = Tensión\ del\ módulo\ [V] \times módulos\ en\ serie \quad (Ecuación\ 36)$$

De la misma manera los módulos en paralelo garantizan que la corriente total de funcionamiento sea la adecuada, se determina la corriente del módulo.

$$Corriente\ del\ módulo[A] = \frac{Potencia\ del\ módulo\ [Wp]}{Tensión\ del\ módulo\ [V]} \quad (Ecuación\ 37)$$

$$Corriente\ Total[A] = Corriente\ del\ módulo\ [A] \times ramas\ en\ paralelo \quad (Ecuación\ 38)$$

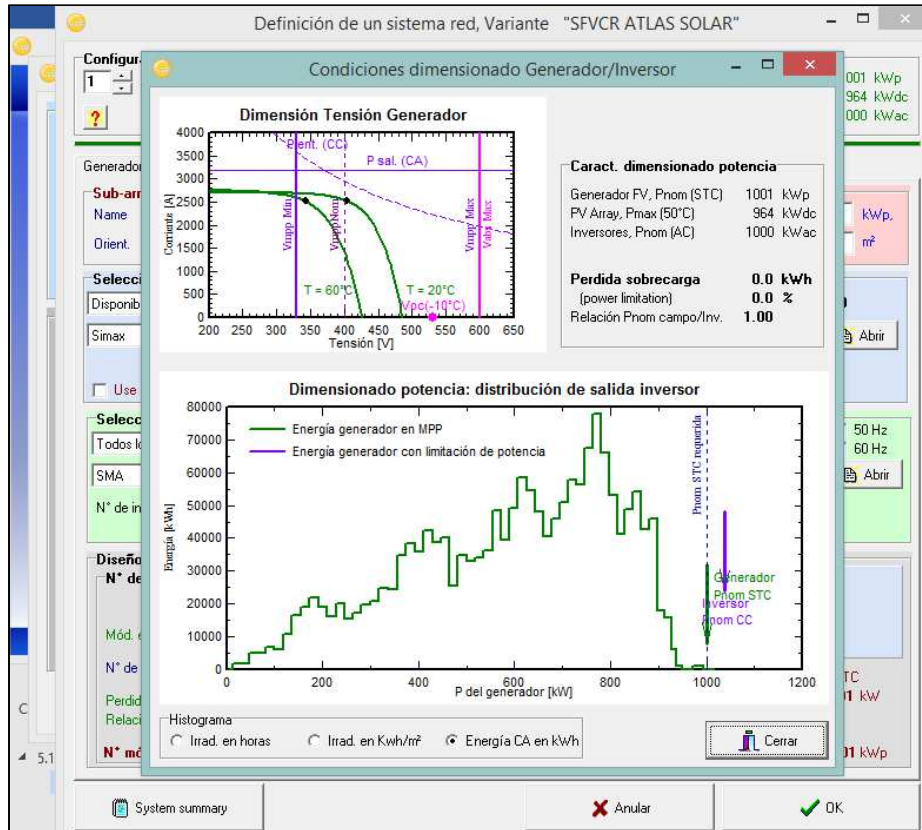


Figura 46. Condiciones de dimensionado del generador/inversor.

Fuente: Propia del autor.

A continuación se tiene que definir las pérdidas que se encuentran estipuladas para el sistema, para ello se ingresará en el casillero en donde indica los parámetros de “Pérdidas detalladas”(Figura 38), y se puede asignar los valores de pérdida convenientes; desde factores de pérdida por parámetros térmicos hasta las pérdidas por indisponibilidad del sistema (Figura 47), se irá detallando los valores de pérdida según se crea conveniente y se selecciona “OK”.

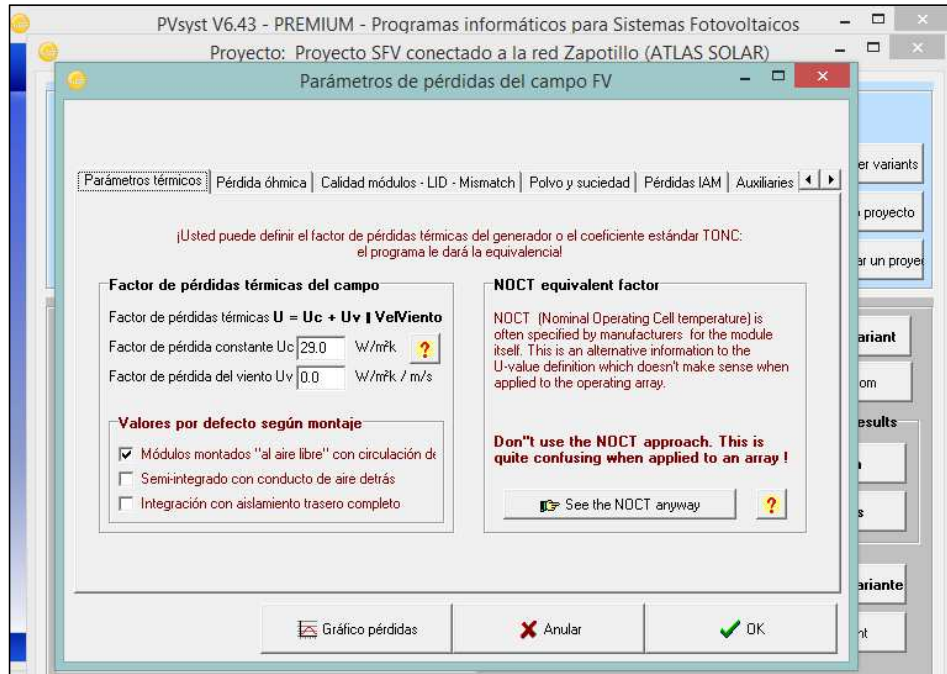


Figura 47. Parámetros de pérdida del campo FV.

Fuente: Propia del autor.

PVsyst permite definir de manera manual las pérdidas que pueden llegar a producirse en el sistema, pero en el caso de que no se las defina se las pueden obtener por defecto. Para determinar estas pérdidas PVsyst utiliza ecuaciones que le ayudan a determinarlas.

Las pérdidas por temperatura tienen una gran repercusión en el rendimiento del sistema ya que estas influyen en la temperatura de la célula. Para poder determinar estas pérdidas, el software necesita realizar un balance (Ecuación 39) entre la temperatura ambiente (T_{amb}), la temperatura de la célula (T_{cell}) y la irradiancia en el plano de los módulos (G_{inc}), estableciendo relación además con el coeficiente de absorción solar $Alpha$, el rendimiento del módulo $Effic$, el factor de las pérdidas por temperatura U que es afectado por la constante de temperatura (U_c) y por la velocidad del viento (U_v).

$$U \times (T_{cell} - T_{amb}) = Alpha \times G_{inc} \times (1 - Effic) \quad (\text{Ecuación 39})$$

$$U = U_c + U_v \times v \quad (\text{Ecuación 40})$$

Las pérdidas óhmicas por cableado se proponen por defecto un 1,5% de pérdidas.

Las pérdidas inducidas por potencial se estimarán de acuerdo a una degradación de un 20% sobre el rendimiento en un periodo de 25 años de vida útil.

Las pérdidas de calidad del módulo dependerán de las especificaciones del fabricante; de la misma manera otro tipo de perdidas van a ser producto de valores normalizados. Ahora se irá al casillero de perfil de obstáculos (Figura 38), en el cual es posible asignar el perfil adecuado manejando lo que es el acimut y la altura (Figura 48).

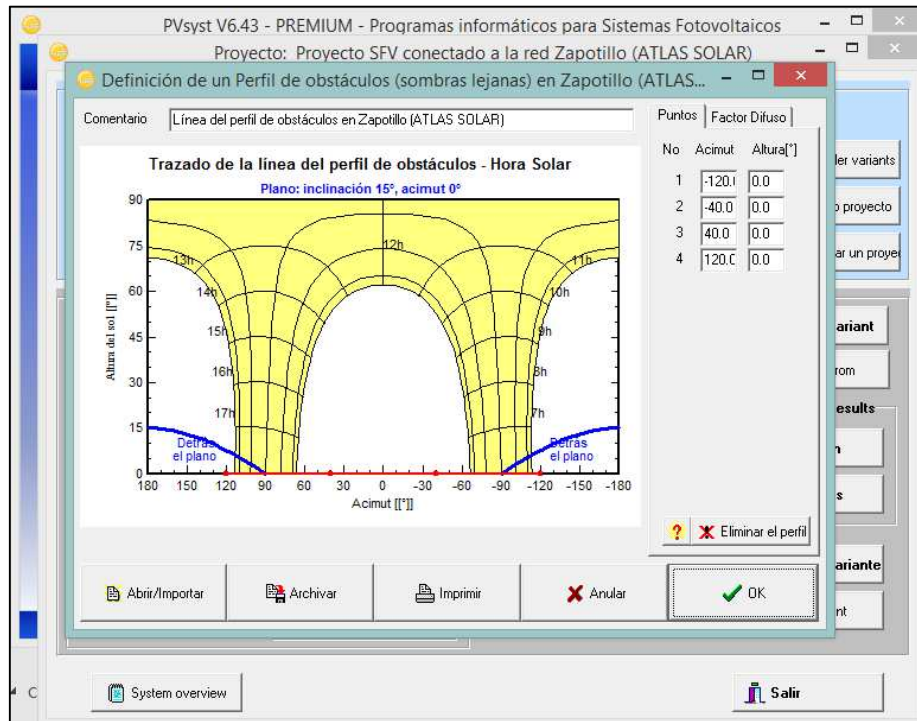


Figura 48. Definición del perfil de obstáculos.

Fuente: Propia del autor.

Una vez que se efectúa la selección de parámetros e ingreso de datos al software, es posible efectuar la simulación, en la interface de usuario en el software para este momento de cálculo se selecciona la opción “Simulación” (Figura 38), el software PVsyst llevará a otra ventana en donde se debe seleccionar otra vez la opción “Simulación” (Figura 49).

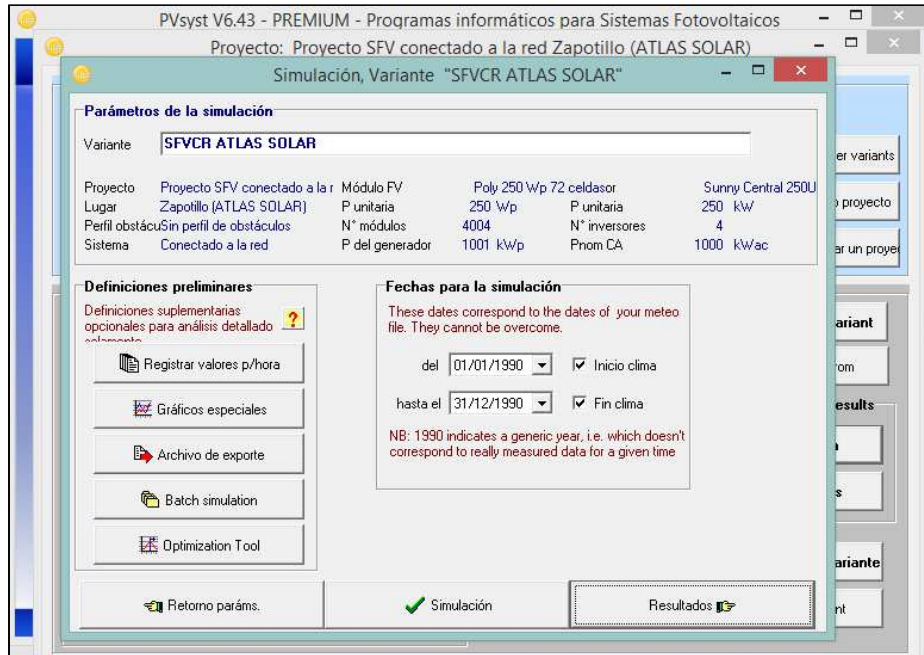


Figura 49. Ventana de la simulación.

Fuente: Propia del autor.

Una vez terminada la simulación, aparecerá un mensaje indicando que la simulación terminó con éxito (Figura 50), ahora el software permite observar los resultados obtenidos en función de cuanta energía se va a generar al año (Figura 51), las cantidades de pérdidas de energía que vayan a existir; además mostrará un diagrama diario de entrada/salida (Figura 52).

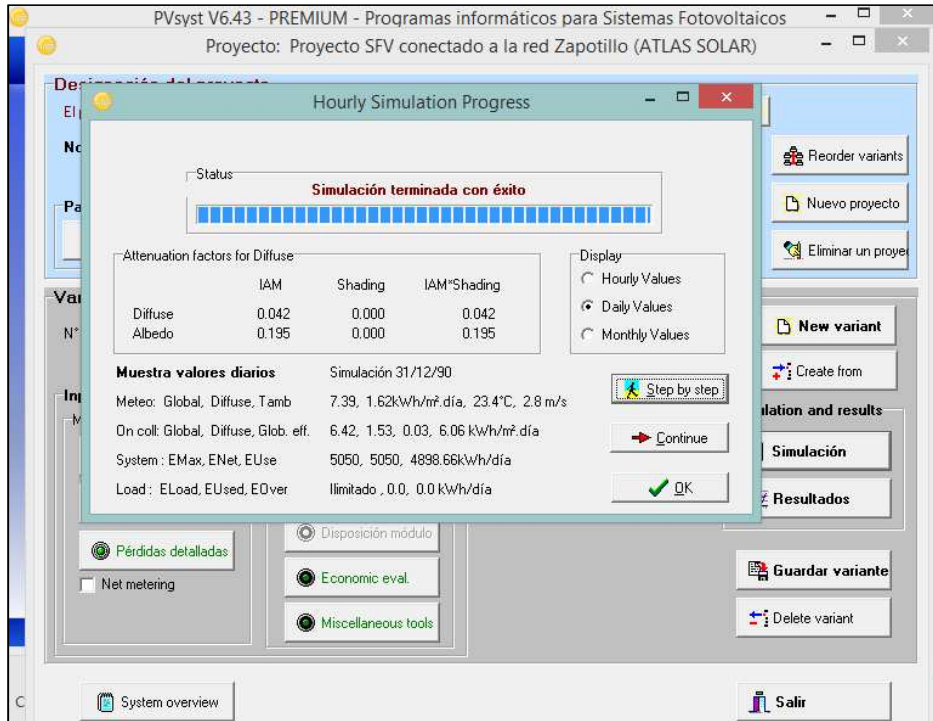


Figura 50. Simulación del escenario.
Fuente: Propia del autor.

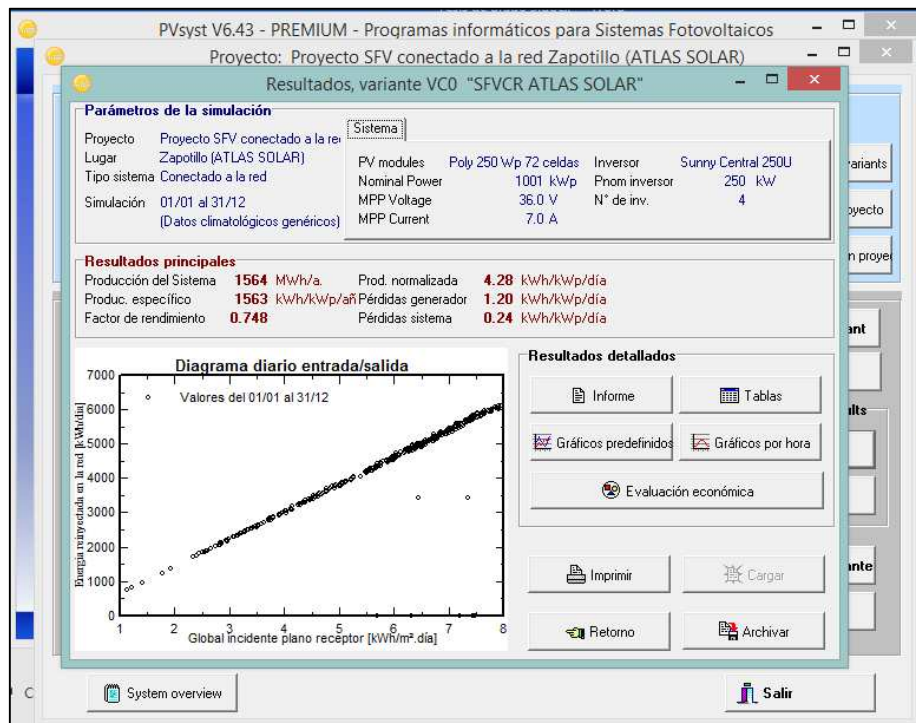


Figura 51. Resultados preliminares de la simulación.
Fuente: Propia del autor.

Diagrama diario entrada/salida

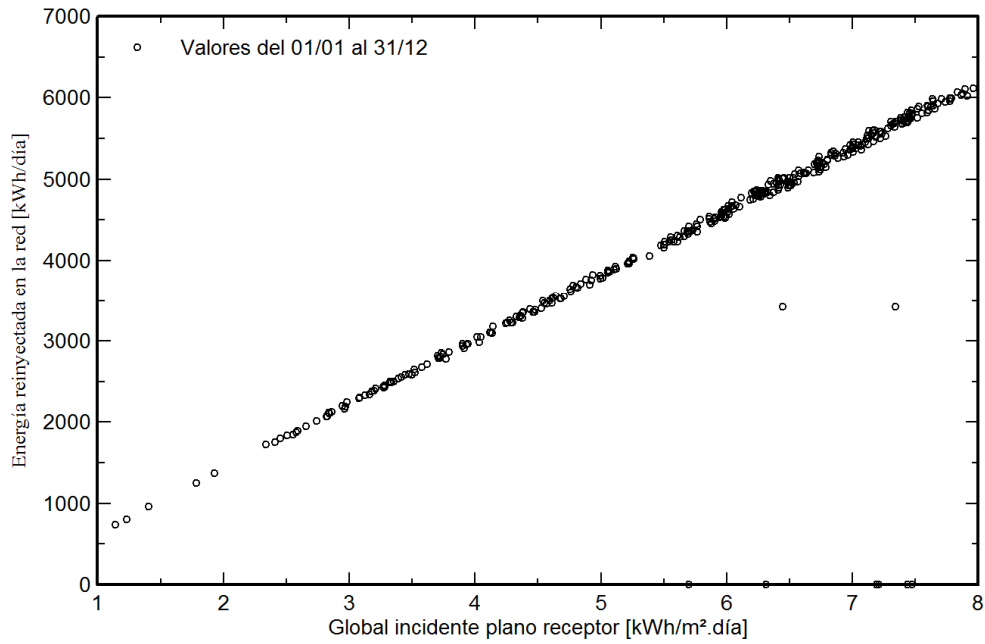


Figura 52. Diagrama diario entrada/salida.

Fuente: Propia del autor.

En la Figura 52 se obtiene la estimación de la producción media diaria que permite determinar cuál será la producción anual. La ecuación que utiliza PVsyst para este cálculo es la ecuación 41.

$$\text{Producción anual} \left[\frac{Wh}{\text{año}} \right] = \text{Producción media diaria} \left[\frac{Wh}{\text{día}} \right] \times 365 \text{ días} \quad (\text{Ecuación 41})$$

Luego de la simulación el software permite al usuario obtener un informe en donde se detallan los resultados principales y gráficas características de la simulación.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS FINANCIERO Y AMBIENTAL

6.1. Análisis financiero

Se realiza un análisis financiero utilizando indicadores de rentabilidad el cual permita determinar cuál será el grado de viabilidad y de rentabilidad que va a tener el proyecto con una vida útil de 15 años, debido a que este es el periodo de tiempo de contrato que en su momento estableció CONELEC para este tipo de proyectos (CONELEC, 2011), . Para ello se determina en primera instancia cual será el monto de inversión del proyecto, el precio del kWh establecido por la ARCONEL, los gastos por mantenimiento y el deterioro de los módulos fotovoltaicos.

Análisis ambiental

Uno de los motivos primordiales de la implementación de la central fotovoltaica es el ámbito ambiental, pues permite prescindir de la energía generada por las centrales termoeléctricas que emiten aproximadamente 0,319 kg de dióxido de carbono por cada kWh producido (ARCONEL, 2018a).

El análisis será enfocado para determinar la cantidad de CO₂ que se dejará de emitir mediante el funcionamiento de la central fotovoltaica de 1 MW.

CAPÍTULO VII

RESULTADOS

7.1. Selección del lugar de emplazamiento de la central fotovoltaica

Para realizar este trabajo fue necesario analizar el relieve existente en el sector, además tomar en consideración cual sería el costo económico que podría representar ubicarlo en ese lugar; es por ello que al momento de elegir el lugar de emplazamiento se dará prioridad al factor económico; ya que el principal objetivo del proyecto es que sea rentable.

Para la selección del lugar de emplazamiento del proyecto se consideró la proximidad de la red eléctrica de media tensión existente en la zona, el terreno seleccionado se encuentra ubicado en las coordenadas: latitud -4,271298 y longitud -80,1921, además se identificó que a 318 m se encuentra el alimentador Zapotillo perteneciente a la Subestación Pindal y de acuerdo a la información del catastro rural brindada por el Gobierno Autónomo descentralizado del cantón Zapotillo, se determinó que este terreno puede ser utilizado para implementar el proyecto (Figura 53).

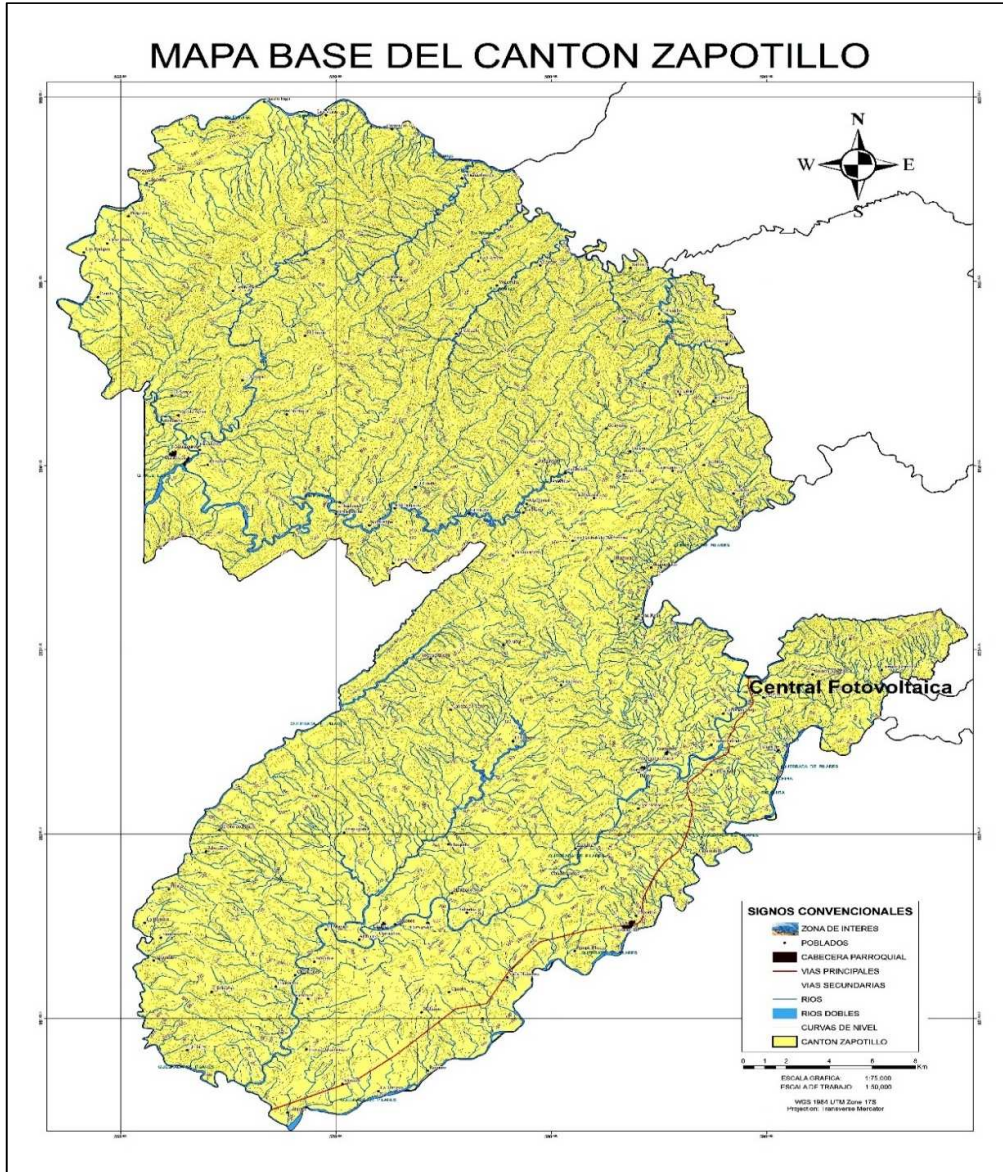


Figura 53. Lugar del emplazamiento solar fotovoltaico.
Fuente: Propia del autor.

7.2. Evaluación del recurso solar

El objetivo de este estudio es analizar las diferentes fuentes de información y poder realizar una estimación del recurso solar existente, para ello se identifica los valores de irradiación diaria global horizontal que presentan en sus informes de pronóstico las plataformas WEB de SODA, NASA, Meteonorm y el Atlas de Generación Solar de Ecuador, en la Tabla 12 se describe el análisis efectuado:

Tabla 12. Promedios mensuales de Irradiación Diaria Global Horizontal en Wh/m².

Lugar: Zapotillo					Latitud: -4,386652				Longitud: -80,244576				
FUENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
NASA	5 540	5 310	5 660	5 410	5 130	5 150	5 150	5 620	6 010	6 150	6 160	5 910	5 600
SODA	5 761	5 808	6 000	5 761	5 425	5 039	5 425	5 664	5 375	5 328	5 328	5 472	5 532.2
ATLAS SOLAR	5 400	5 250	5 550	5 400	5 100	5 100	5 550	6 150	6 450	6 300	6 450	6 000	5 725
METEONORM	5 600	5 880	6 270	6 010	5 390	5 230	5 040	5 780	6 520	6 670	6 210	6 000	5 880

Fuente: Propia del autor.

De acuerdo a los datos de la Tabla 12 se realiza una representación gráfica de los valores, en donde se visualiza que el comportamiento de las variables a lo largo del año es el siguiente:

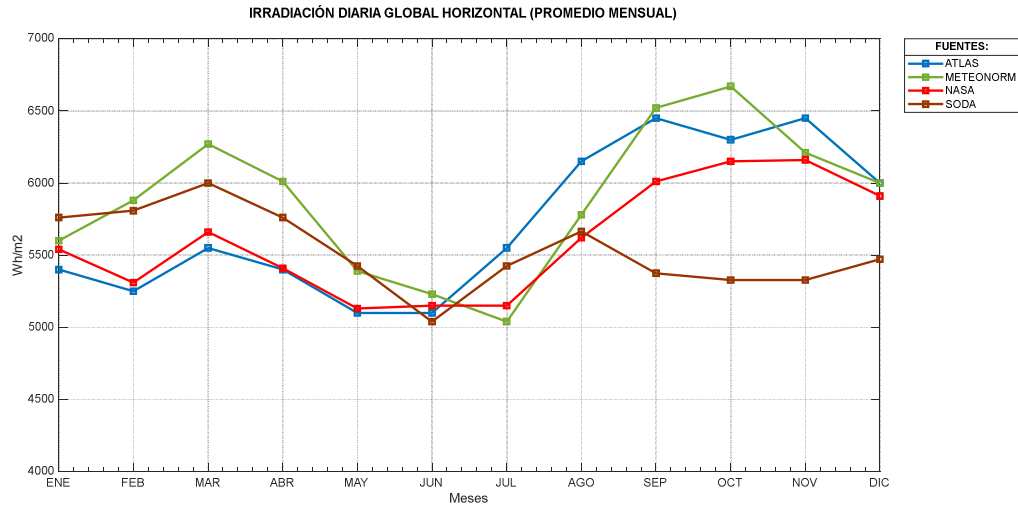


Figura 54. Irradiación diaria global horizontal (Promedio mensual).
Fuente: Propia del autor.

En la Figura 54, se puede observar que los valores oscilan entre 5 000 y 6 670 Wh/m², siendo los máximos alcanzados en el último cuatrimestre del año y que el mes coincidente con menor irradiación es el mes de junio. Se observa que los valores de irradiación diaria global horizontal tomados de plataformas WEB (ATLAS SOLAR, METEONORM, NASA, SODA) son similares entre sí de acuerdo a lo expuesto en la Figura 54, Figura 55 y Tabla 13.

Tabla 13. Irradiación Diaria Global Horizontal promedio en Wh/m².

	Promedio	Límite inferior	Límite superior	Desviación estándar
Enero	5 575,25	5 425,73	5 724,77	149,52
Febrero	5 562,00	5 234,13	5 889,87	327,87
Marzo	5 870,00	5 541,67	6 198,33	328,33
Abril	5 645,25	5 349,77	5 940,73	295,48
Mayo	5 261,25	5 091,33	5 431,17	169,92
Junio	5 129,75	5 048,96	5 210,54	80,79
Julio	5 291,25	5 054,66	5 527,84	236,59
Agosto	5 803,50	5 562,84	6 044,16	240,66
Septiembre	6 088,75	5 562,09	6 615,41	526,66
Octubre	6 112,00	5 545,49	6 678,51	566,51
Noviembre	6 037,00	5 547,68	6 526,32	489,32
Diciembre	5 845,50	5 592,91	6 098,09	252,59

Fuente: Propia del autor.

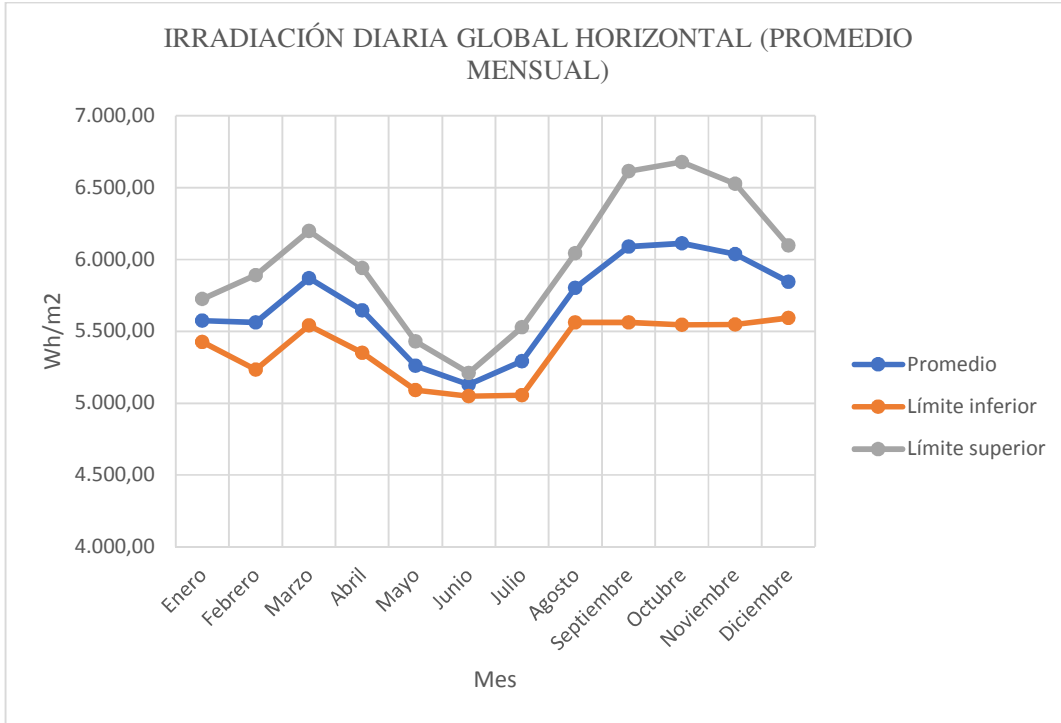


Figura 55. Irradiación diaria global horizontal promedio.
Fuente: Propia del autor.

En la Figura 56 se muestra la irradiancia solar de horas al día promedio del mes de septiembre, en donde se identifica que la irradiancia inicia desde las 06H00 de la mañana y va en ascenso hasta aproximadamente las 12H03 del día; posteriormente hay descenso con leves variaciones producto de la disminución de la irradiancia en el sector hasta las 19H00 que no genera ningún valor.

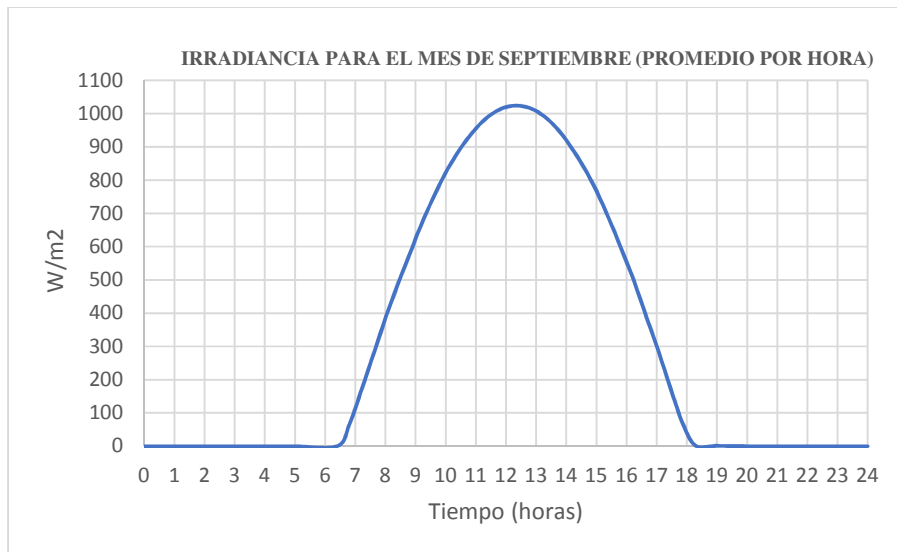


Figura 56. Valores de irradiancia solar vs horas del día del mes de septiembre.
Fuente: Propia del autor.

Para llevar a cabo el diseño de la central fotovoltaica se decide considerar la irradiación diaria global horizontal que se presenta el “Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica”, debido a que es un documento elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC); compañía estatal que en la actualidad ha sido reemplazada por la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) basado en mapas mensuales de insolación directa, global y difusa, con el fin de ubicar proyectos locales que permitan aprovechar de forma efectiva el recurso solar existente en el país (CONELEC, 2018).

Durante el estudio de esta base de datos se determina que el porcentaje promedio de variación con la media en comparación con las demás bases de irradiación es de aproximadamente $\pm 4,3\%$ (Figura 57).

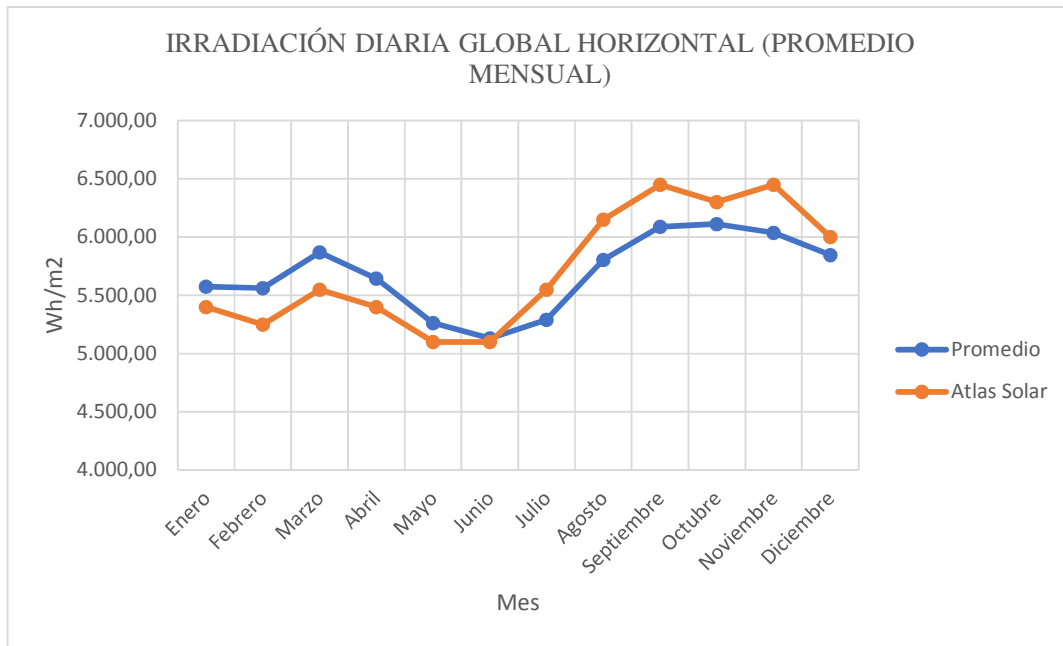


Figura 57. Irradiación diaria global horizontal promedio vs Atlas Solar.
Fuente: Propia del autor.

7.3. Demanda de energía y del consumo per cápita de energía en el cantón Zapotillo

La demanda de energía eléctrica en el cantón ha crecido linealmente en el tiempo. En las Figura 58 y Figura 59 se muestra que el consumo de energía eléctrica ha incrementado en un 19,94% desde el año 2014 al 2017 lo que representa un valor de 1 390 MWh, el consumo per cápita aumentó en un 19,91%, lo que representa 103,01 kWh/hab y finalmente la demanda de potencia eléctrica activa aumentó en un 23,8% representando

150 kWh desde el año 2014 al 2017, existe un considerable aumento del consumo eléctrico en el cantón.

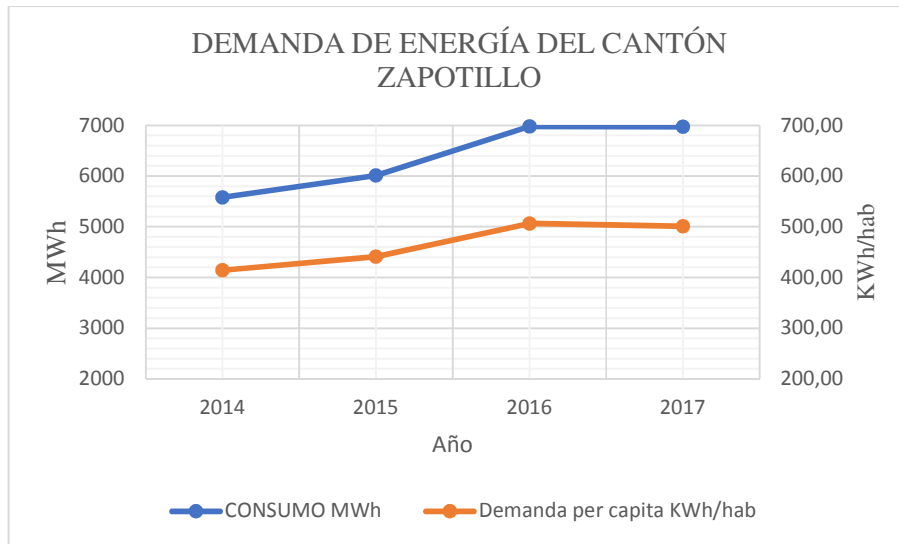


Figura 58. Demanda de energía eléctrica del cantón Zapotillo.
Fuente: Propia del autor.

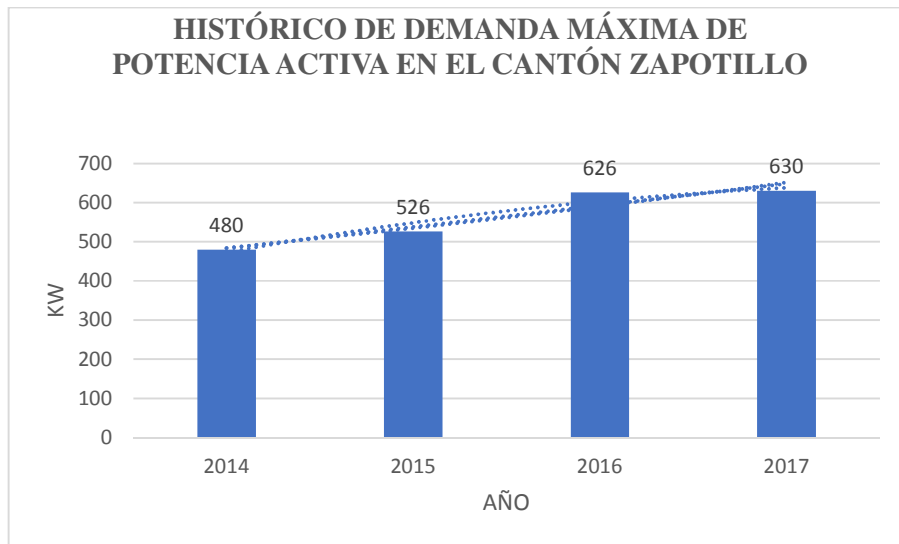


Figura 59. Demanda máxima de potencia eléctrica activa en el cantón Zapotillo.
Fuente: (ERRSSA, 2019).

Al realizar el análisis de demanda de potencia eléctrica activa y conociendo los valores de irradiancia que se producen en un día típico, se procede a identificar el comportamiento que alcanzará la producción de energía de la central fotovoltaica frente a la demanda de potencia activa que se genera en el cantón Zapotillo en ese mismo periodo; considerado la curva de demanda del alimentador Zapotillo proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional del Sur.

En la Figura 60 se puede observar que la producción de energía de la central fotovoltaica va desde las 6H00 hasta las 19H00 en un día típico, en el cual se realiza un estudio en ese intervalo de tiempo, determinando que se llega a cubrir en un 85,87 % de la demanda de energía, esto sería en el caso hipotético de que la central estuviese suministrando energía de manera directa a Zapotillo. El flujo de carga eléctrica desde la Subestación Pindal hacia Zapotillo se da en los intervalos de tiempo que van de 1H00 a 8H00 y de 16H00 hasta las 0H00; debido a que en estos períodos de tiempo la demanda de energía eléctrica de Zapotillo es mayor a la energía eléctrica generada por la central fotovoltaica (Tabla 14). El periodo de tiempo en el cual la generación fotovoltaica es mayor a la demanda eléctrica de Zapotillo se produce en el horario de 9H00 hasta las 15H00 dando como resultado que el flujo de carga eléctrica sea desde Zapotillo hacia la Subestación Pindal (Tabla 14).

Tabla 14. Flujo de carga eléctrica.

Hora Promedio	Carga Zapotillo (kW)	Generación fotovoltaica (kW)	NETO	Flujo de carga
1:00:00	328,78	0,00	328,78	S/E Pindal-Zapotillo
2:00:00	308,78	0,00	308,78	S/E Pindal-Zapotillo
3:00:00	298,80	0,00	298,80	S/E Pindal-Zapotillo
4:00:00	295,40	0,00	295,40	S/E Pindal-Zapotillo
5:00:00	304,33	0,00	304,33	S/E Pindal-Zapotillo
6:00:00	337,78	13,50	324,28	S/E Pindal-Zapotillo
7:00:00	357,19	55,30	301,89	S/E Pindal-Zapotillo
8:00:00	351,38	228,57	122,81	S/E Pindal-Zapotillo
9:00:00	373,84	414,28	-40,44	Zapotillo-S/E Pindal
10:00:00	397,28	550,10	-152,82	Zapotillo-S/E Pindal
11:00:00	411,38	642,32	-230,94	Zapotillo-S/E Pindal
12:00:00	420,74	665,13	-244,39	Zapotillo-S/E Pindal
13:00:00	412,49	682,56	-270,07	Zapotillo-S/E Pindal
14:00:00	409,62	601,03	-191,41	Zapotillo-S/E Pindal
15:00:00	420,48	512,20	-91,72	Zapotillo-S/E Pindal
16:00:00	425,91	328,56	97,35	S/E Pindal-Zapotillo
17:00:00	427,28	198,54	228,74	S/E Pindal-Zapotillo
18:00:00	437,03	28,84	408,19	S/E Pindal-Zapotillo
19:00:00	551,11	2,53	548,58	S/E Pindal-Zapotillo
20:00:00	630,00	0,00	630,00	S/E Pindal-Zapotillo
21:00:00	590,78	0,00	590,78	S/E Pindal-Zapotillo
22:00:00	523,49	0,00	523,49	S/E Pindal-Zapotillo
23:00:00	443,88	0,00	443,88	S/E Pindal-Zapotillo
0:00:00	373,50	0,00	373,50	S/E Pindal-Zapotillo

Fuente: Propia del autor.

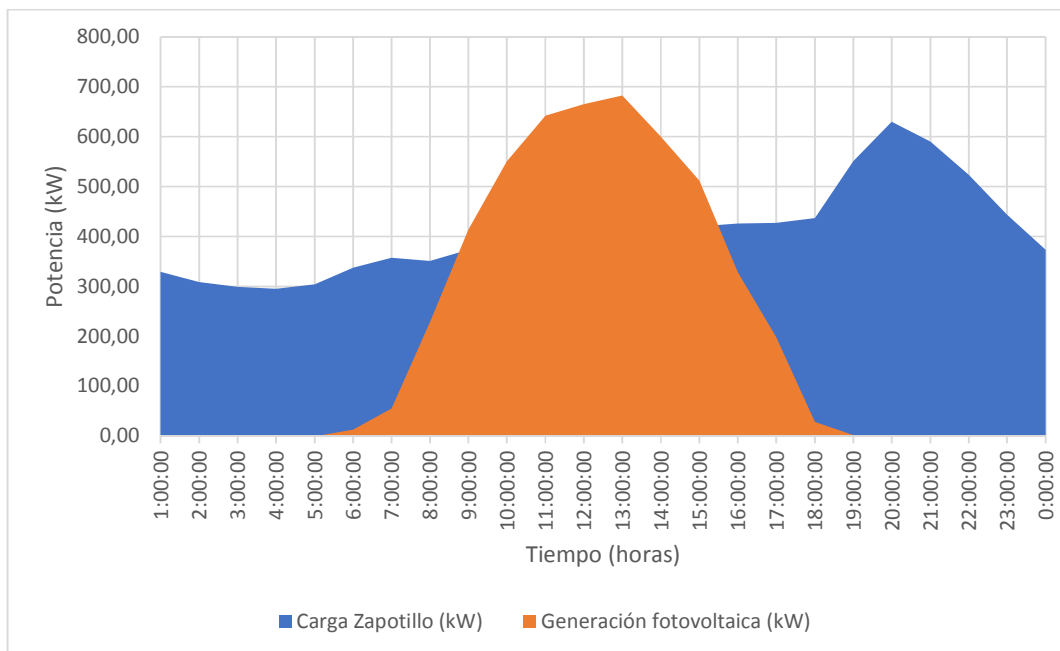


Figura 60. Demanda máxima de potencia eléctrica activa vs producción de la central fotovoltaica en el cantón Zapotillo.
Fuente: Propia del autor.

7.4. Conexión a la red eléctrica

7.4.1. Punto de conexión

En la actualidad, existe una red trifásica de 13,8 kV que se encuentra ubicada a 318 m del lugar de emplazamiento central fotovoltaico. La red en mención presenta una configuración $CO\emptyset\emptyset B3 \times 4/0 (2/0)$ con conductor de aluminio de tipo ACSR, y es perteneciente al alimentador primario ZAPOTILLO #1 813 de la subestación Pindal S/E #18, que es el punto en donde se realizará la evacuación de la energía.

El poste identificado y que presenta las condiciones adecuadas para poder realizar la conexión de la central fotovoltaica con la red es el poste No. 156 243 en el cual se encuentran las estructuras 1ED, 3CDT (Figura 61), en donde se proyecta la colocación de un poste junto a este de 14 m de altura con un peso de 500 kg, el cuál contendrá todos los elementos necesarios para la interconexión a la red de media tensión como se muestra en el ANEXO 19.



Figura 61. Punto de conexión.
Fuente: Propia del autor.

7.5. Estimación de producción de energía mediante la simulación en PVsyst

La simulación efectuada en el software PVsyst permitió identificar que el número de módulos a utilizar en la central fotovoltaica es de 4 004 módulos, los cuales estarán dispuestos en arreglos de 11 módulos en serie y 364 cadenas, ocupado un área de 6 514 m² y un total de 4 inversores, como se puede observar en el resumen de la simulación efectuada que se presenta en la Figura 62.

PVSYST V6.43		19/06/19	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Proyecto SFV conectado a la red Zapotillo (ATLAS SOLAR)		
Lugar geográfico	Zapotillo (ATLAS SOLAR)	País	Ecuador
Ubicación	Latitud	4.4°S	Longitud 80.2°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud 185 m
	Albedo	0.20	
Datos climatológicos:	Zapotillo (ATLAS SOLAR)	ATLAS SOLAR - Síntesis	
Variante de simulación : SFVCR ATLAS SOLAR			
	Fecha de simulación	19/06/19 15h01	
	Simulation for the	first year of operation	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	15°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteororm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	Poly 250 Wp 72 celdas
<small>Custom parameters definition</small>		Fabricante	Simax
Número de módulos FV		En serie	11 módulos
N° total de módulos FV		N° módulos	4004
Potencia global generador		Nominal (STC)	1001 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	358 V
Superficie total		Superficie módulos	6514 m²
		En paralelo	364 cadenas
		Pnom unitaria	250 Wp
		En cond. funciona.	901 kWp (50°C)
		I mpp	2518 A
Inversor			
<small>Custom parameters definition</small>		Modelo	Sunny Central 250U
		Fabricante	SMA
Características	Tensión Funciona.	330-600 V	Pnom unitaria 250 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	4 unidades	Potencia total 1000 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	2.3 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.2 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas 2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Module average degradation	Year no	1	Loss factor 0.4 %/year
Mismatch due to degradation	Imp dispersion RMS	0.4 %/year	Voc dispersion RMS 0.4 %/year
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 2 períodos		Fracción de tiempo 2.0 %

Figura 62. Detalle de los resultados de la simulación.
Fuente: (PVsyst, 2018).

En el siguiente apartado se visualiza una serie de gráficas y tablas que serán un resumen de los resultados obtenidos. Se presenta las producciones normalizadas de energía por

kWh instalado, donde se puede apreciar tanto la generación como las pérdidas que se producen a lo largo del año por parte del generador fotovoltaico y del inversor, que en este caso se representa un 1,2 kWh/kWp/día de pérdida colectada (pérdidas generador FV) y un 0,24 kWh/kWp/día de pérdidas en el sistema y se tendría una energía útil producida a la salida del inversor de 4,28 kWh/kWp/día; las pérdidas son mayoritarias en las épocas que hay una mayor cantidad de producción de energía eléctrica (Figura 63).

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1001 kWp

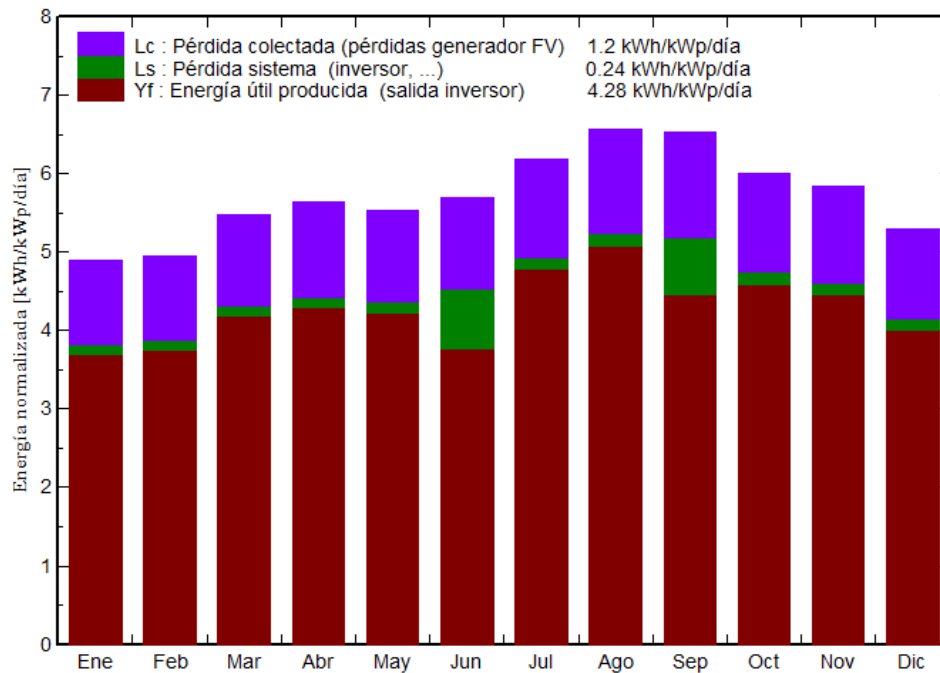


Figura 63. Producciones normalizadas por kWp instalado.
Fuente: Propia del autor.

En la segunda gráfica se muestra el factor de rendimiento del sistema, que expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible el cual se encontrará por alrededor del 75% aproximadamente (Figura 64).

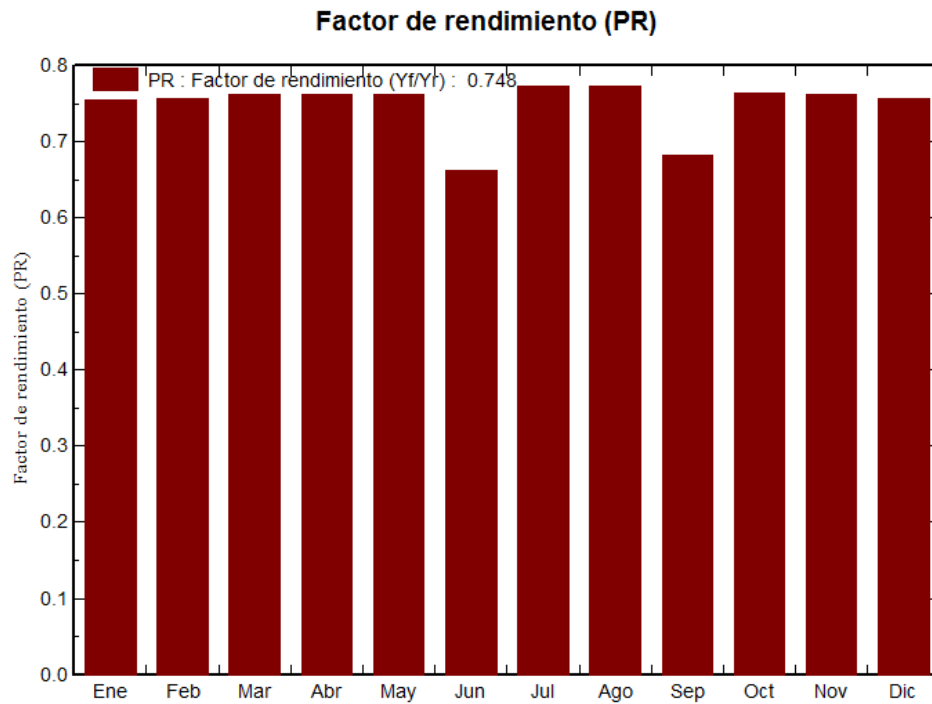


Figura 64. Factor de rendimiento producto del primer escenario.

Fuente: Propia del autor.

En la Figura 65 (diagrama de Sankey) se detalla cada una de las pérdidas descritas con y además las pérdidas que se producen por las condiciones en las que va a funcionar la central fotovoltaica, obteniendo un valor de producción de energía eléctrica anual de 1 564 MWh la cual se va a inyectar al alimentador ZAPOTILLO #1 813.

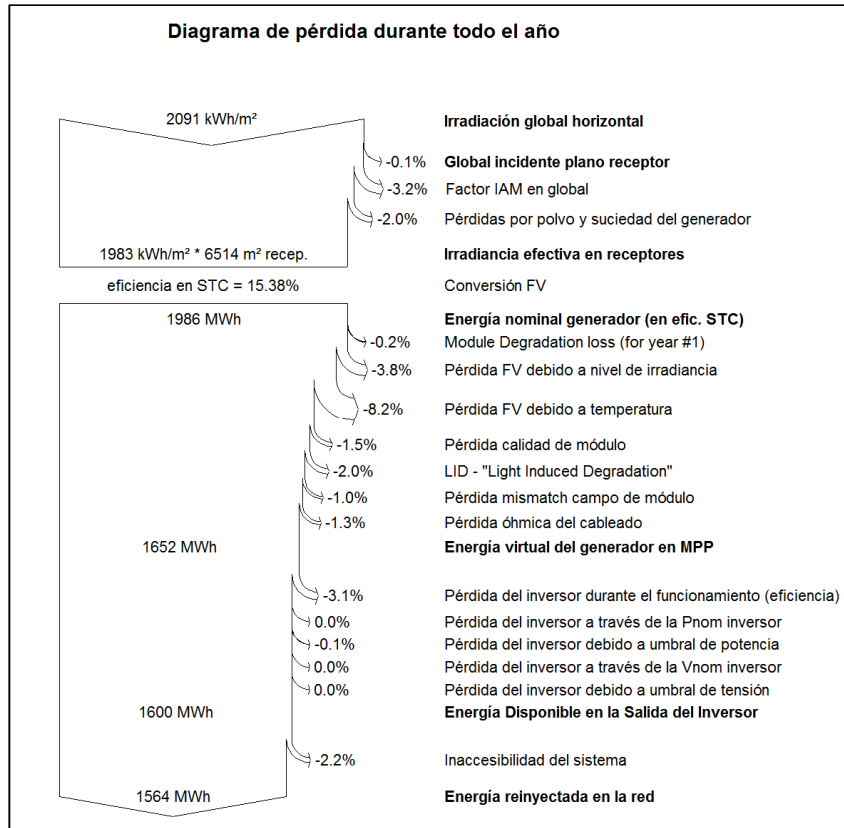


Figura 65. Diagrama de pérdidas durante todo el año.
Fuente: Propia del autor.

7.6. Descripción técnica de la central generadora

De acuerdo al diseño propuesto la central solar fotovoltaica presentará una potencia nominal de 1 000 kW; la instalación será un sistema de tipo fijo, sin seguimiento solar la cual estará conformado por 4 004 módulos fotovoltaicos, que se encontrarán distribuidos para 4 inversores de 250 kW. En la Figura 66 se presenta el diagrama unifilar de la propuesta de la central fotovoltaica.

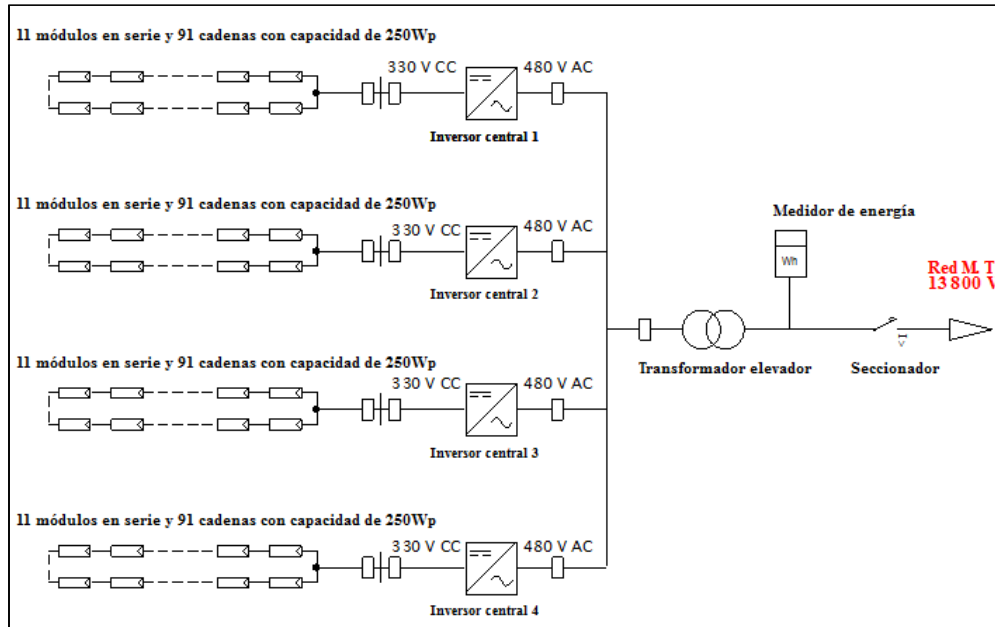


Figura 66. Diagrama unifilar de la central fotovoltaica.
Fuente: Propia del autor.

Además, en el ANEXO 16 se presenta un diagrama unifilar detallado de la conexión de los componentes que integran la central fotovoltaica hasta llegar al punto de conexión con la red trifásica de 13,8 kV del alimentador primario ZAPOTILLO #1 813.

7.6.1. Actuaciones previas.

Para llevar a cabo la implantación de esta central fotovoltaica es necesario realizar una adecuación del terreno; es decir tomar en cuenta la vegetación existente en la zona destinada a la construcción y también de la vegetación que se encuentre alrededor de la misma ya que son susceptibles de provocar zonas de sombreado en la hilera de módulos proyectados que pueda llegar a impedir la captación de radiación solar óptima de los módulos fotovoltaicos.

Además, previa a la implantación del proyecto se deberá realizar un movimiento de tierra con el fin de que el terreno quede uniforme y de esta manera facilite las labores de instalación. Este trabajo va a ser mínimo debido a que no existe mayores desniveles en el mismo como queda evidenciado en el ANEXO 13. El terreno donde se pudo implantar el proyecto es de 12 825,64 m².

7.6.2. Camino perimetral y vías interiores.

Para facilitar las labores de operación y mantenimiento es necesario que en el proyecto se considere la construcción de caminos perimetrales y vías interiores con el fin de poder realizar un mantenimiento adecuado.

7.6.3. Módulos fotovoltaicos.

El generador fotovoltaico estará constituido por un total de 4 004 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino modelo SIMAX 156 solarmodule SQP672-250W (ANEXO 14, Figura 67 y Figura 68) que tiene las siguientes características:

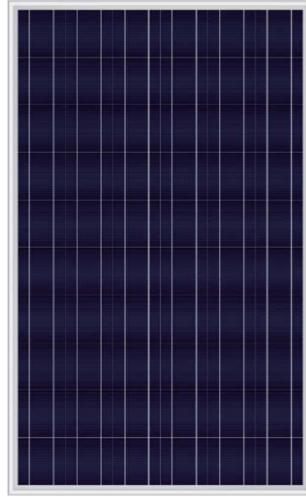


Figura 67. Módulo fotovoltaico.
Fuente:(PROVIENTO SA, 2019).

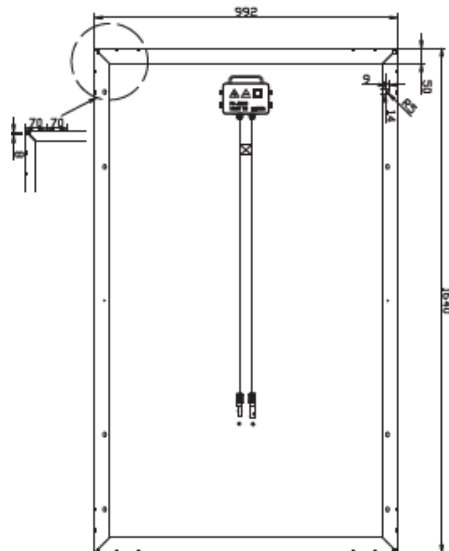


Figura 68. Medidas del módulo fotovoltaico (mm).
Fuente: (PROVIENTO SA, 2019).

➤ Características mecánicas del módulo

Tabla 15. Características mecánicas del módulo.

Celdas solares	Silicon policristalino 156x156 (mm)
Número de celdas	72 (6x12)
Dimensiones	1640 x 992 x40 (mm)
Peso	19,2 kg
Cristal frontal	3,2 mm vidrio templado
Estructura	Aleación de aluminio anodizado

Fuente: (PROVIENTO SA, 2019).

➤ **Características eléctricas del módulo**

Tabla 16. Características eléctricas del módulo.

Parámetros	SQP672-250W
Potencia pico [Wp] Pmpp	250 W
Tolerancia de potencia	0~+/-3%
Eficiencia del módulo (%)	15,20%
Tensión circuito abierto [V] Voc	43,5
Tensión máxima de potencia [V] Vmpp	36,2
Corriente máxima de potencia [A] Impp	6,91
Corriente de corto circuito [A] Isc	7,52

Fuente: (PROVIENTO SA, 2019).

Cada uno de estos módulos tendrá una potencia de 250 Wp. Los módulos fotovoltaicos se instalarán de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor, disminuyendo la temperatura de trabajo de las células y mejorando así el rendimiento del módulo.

Para facilitar su mantenimiento y principalmente por motivos de seguridad vamos se instalará los elementos necesarios para su desconexión como lo son fusibles, interruptores, etc, esto de forma independiente y en ambos terminales de cada una de las ramas del resto del generador.

7.6.4. Estructura soporte.

La estructura soporte tiene las funciones principales de servir de soporte y fijación segura de los módulos fotovoltaicos y además proporcionar al panel fotovoltaico la inclinación y orientación adecuadas con el fin de obtener el máximo aprovechamiento de la radiación solar incidente.

La inclinación de los módulos fotovoltaicos va a ser de 15°.

Mediante la (Ecuación 8):

$$\beta = |-4,3866| + 10^\circ$$

$$\beta = 14,38^\circ \cong 15^\circ$$

El generador fotovoltaico estará formado por estructuras metálicas corridas denominadas hileras, de tipo fija, sin ningún tipo de seguimiento solar, ancladas al terreno mediante hincado simple en bloque de hormigón prefabricado y sobre las cuales irán colocados 4 004 módulos fotovoltaicos.

Teniendo en cuenta que el factor sombreado es descartable en cuanto los módulos serán coplanarios al suelo, se ha establecido una distancia entre filas de 1,5 m, esto con el fin de facilitar los labores en lo que a mantenimiento y limpieza se refiere.

Se ha creído conveniente la utilización de estructuras prefabricadas que puedan cumplir con los criterios de seguridad y calidad ya contrastados en la práctica como lo son las estructuras Hilti (ANEXO 7 y Figura 69); que son estructuras construidas en acero galvanizado y aluminio diseñadas para soportar, además del peso de los módulos, una velocidad de viento de 120 km/h, cumpliendo con las Normas NEC-11. Capítulo 1. Cargas Materiales en cuanto al cálculo de presión de viento a tener en cuenta en el diseño (COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN, 2013). Además, estas estructuras están diseñadas para soportar un esfuerzo extra en el diseño original de las mismas, esto cumpliendo con lo establecido en las normas NEC-11. Capítulo 2. Peligro Sísmico y Requisitos de Diseño Sismorresistente (COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN, 2011).

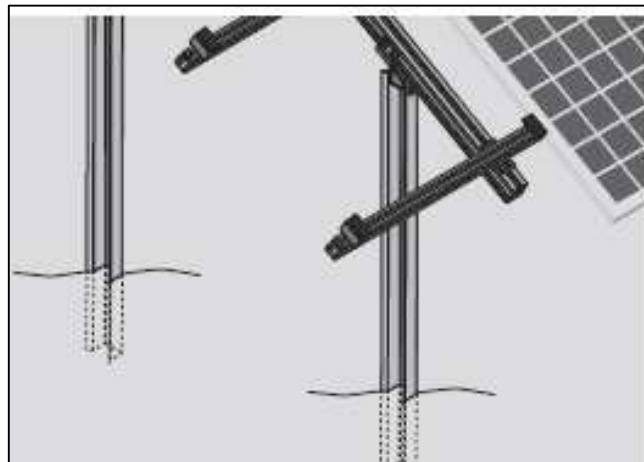


Figura 69. Estructura de soporte Hilti.
Fuente: (Hilti, 2019).

No se realizará ningún tipo de soldaduras ni taladros sobre las estructuras después de estar galvanizadas. El montaje se realizará con tornillería de acero inoxidable y con los orificios destinados a tal efecto; es decir siguiendo el diseño original, evitando así la formación de pares galvánicos y/o efectos de corrosión. Para garantizar la correcta fijación de los módulos a la estructura, el anclaje se lo va a realizar con arandela y doble tuerca o tuerca simple de seguridad.

7.6.5. Inversor.

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua que procede del generador fotovoltaico y que a su vez envía a un transformador elevador, este será de las mismas características que la red de media tensión. Además, será de la potencia nominal de la instalación y la conexión a la red será en trifásico.

Se instalará cuatro inversores trifásicos modelo SUNNY CENTRAL 250U, de la serie SMA®, especializada en aplicaciones de conexión a plantas generadoras fotovoltaicas a la red. El modelo seleccionado tendrá una potencia nominal de 250 kW y cumple con los requerimientos establecidos en la Regulación No. ARCONEL-004/15 (ARCONEL, 2015b).

Este modelo Sunny Central (Figura 70) tienen transformadores de aislamiento integrados y ofrecen altas eficiencias. Presenta una interfaz de usuario completamente actualizada mediante una pantalla LCD que proporciona una vista gráfica diaria de producción de la planta, así como el estado del inversor y la red eléctrica. Con la Sunny WebBox opcional, los usuarios ahora pueden elegir entre comunicaciones basadas en RS485 o Ethernet.

El funcionamiento de los inversores va a ser automático. Una vez que se encuentren en funcionamiento los módulos solares fotovoltaicos y generen suficiente potencia, la electrónica de potencia de los inversores se encargará de controlar la tensión, frecuencia de red y producción de energía.



Figura 70. Inversor seleccionado.
Fuente: (PROVIENTO SA, 2019).

El equipo contará con las siguientes características:

➤ **Características físicas del inversor**

Tabla 17. Características físicas del inversor.

Anchura	2 794 mm
Altura	2 032 mm
Espesor	838,2 mm
Peso	1 905 kg

Fuente:(PROVIENTO SA, 2019).

➤ **Características eléctricas del inversor**

Tabla 18. Características eléctricas del inversor.

Parámetros de entrada	
Potencia máxima recomendada	295 kW
Rango de tensión CC MPPT	330 V - 600 V
Voltaje de arranque fotovoltaico (300-600V)	400 V
Máxima tensión admisible CC	600 V
Máxima corriente admisible CC	800 A
Parámetros de salida	
Potencia nominal de salida de CA	250 kW
Tensión operativa de red	480 V WYE
Corriente nominal CA	300 A (@ 480 V)
Frecuencia CA (nominal)	60 Hz
Factor de potencia	> 0,99
Distorsión armónica de la corriente de red	< 5%
Eficiencia pico	97,50%
Pérdidas en reposo	< 69 W

Fuente:(PROVIENTO SA, 2019).

Cuando la radiación solar no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor para su funcionamiento. Se encontrará equipado con un transformador de aislamiento trifásico de baja frecuencia, imposibilitando de este modo inyectar componente de corriente continua a la red.

Además, se encontrará equipado con las siguientes protecciones:

- Protección contra sobre temperatura en el equipo.
- Protección contra fallos de aislamiento en continua.
- Protección contra polarización inversa.
- Protección contra sobretensiones transitorias en la entrada y salida.
- Protección magnetotérmica en alterna.

- Protección contra cortocircuitos y sobrecargas en salida.
- Protección anti-isla (por tensión o frecuencia de red fuera de rango).
- Protecciones fusibles de entrada y salida.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas en entrada y salida.

7.6.6. Centro de transformación.

Para poder realizar la evacuación de energía se va a dotar de un centro de transformación de 1 250 kVA. La función principal de este transformador va a ser de elevar el voltaje de baja tensión que es generado por los inversores hasta media tensión, para de esta manera poder realizar la interconexión hacia la subestación Pindal (S/E#18). El estudio se realizará siguiendo la norma **ANSI/IEEE C57.92-1981**: “Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C average winding rise”(ANSI/IEEE, 1981).A continuación se detallan las características técnicas del transformador:

Tabla 19. Características eléctricas del transformador.

Parámetros	Descripción
Potencia (kVA)	1 250 kVA
Tensión primario	13,8 kV
Tensión secundario	480 V
Protección AT	si
Fase conexión	ABC
Configuración BT	Delta
Configuración lado Media	Estrella
Normativa	IEEE C57.12.00, IEEE C57.12.34, IEEE C57.12.28, IEEE C57.12.70, IEEE C57.12.80, IEEE C57.12.90, IEEE C57.13, ANSI/IEEE 386, ASTM D877, NEMA AB1, NEMA TR1, NTE INEN 2115:2004
Temperatura de aislamiento	120 °C
Aumento de la temperatura devanados	65 °C
Refrigeración	ONAN
Rendimiento	99,3 %

Fuente: Propia del autor.

7.6.6.1. Edificios de transformación.

El edificio de transformación va a ser de hormigón armado y deberá asegurar la estanquidad; esto se garantizará mediante la unión de las partes utilizando juntas de goma esponjosa. Se realizará una excavación de las dimensiones correspondientes para poder

colocar los pozos tipo D de entrada y salida de los conductores y en el fondo se compactará y nivelará arena de unos 150 mm de espesor.

Las dimensiones del centro de transformación van a ser de 650x480x310 mm. Este va a estar dotado de una celda de seccionamiento que funcionará como elemento de protección y seccionamiento; los detalles se podrán observar en el ANEXO 17.

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial de la envolvente del centro será accesible desde el exterior. Las puertas y rejillas estarán aisladas eléctricamente, con una resistencia menor a 10 k Ω respecto a la tierra de la envolvente de tierras del centro. Todas las piezas metálicas expuestas al exterior estarán convenientemente tratadas contra la corrosión.

El centro de transformación deberá tener una iluminación mínima de 300 lux, así como una luz de emergencia de autonomía que pueda brindar una iluminación mínima de 5 lux, colocada encima de la puerta.

En el techo no debe existir ningún tipo de filtración y mucho menos acumulación de agua y se realizará un pintado de las fachadas exteriores con pintura que proteja de la corrosión (Roger & Parera, 2008).

El diseño del centro de transformación se rige al Manual De Construcción Del Sistema De Distribución Eléctrica De Redes Subterráneas (MEER, 2013).

7.6.7. Aspectos constructivos.

El diseño de la derivación proyectada seguirá las normas establecidas por la Empresa Eléctrica Regional del Sur (ERRSSA), rigiéndose en la normativa vigente MEER y la regulación No. ARCONEL 001/16 (ARCONEL, 2016).

7.6.7.1. Pozos de revisión.

Se construirá 63 pozos de revisión tipo D: 52 pozos correspondientes a los conductores de entrada y salida provenientes de las cajas de concentración. Se ubicarán 1 pozo para cada una de las entradas de los inversores así como también 4 pozos adicionales hasta llegar a los inversores debido a la distancia que necesitan recorrer los conductores; además 2 pozos en el centro de transformación donde se ubicarán los conductores entrada de BT y los conductores de salida de MT (ANEXO 17) y otro pozo en la base del poste P3 desde donde parte la celda de seccionamiento ubicada en la cabina donde se encuentra el centro de transformación.- Los pozos de revisión y tapas, cumplirán con las normas de

diseño establecidas en la SECCIÓN 2 del manual de construcciones de sistemas de distribución eléctrica de redes subterráneas (ANEXO 24).

7.6.7.2. *Canalización.*

La zanja tendrá las siguientes dimensiones constructivas; ancho 0,57 m, profundidad 0,60 m, cumpliendo con lo establecido en la norma de diseño establecida en la SECCIÓN 2 del manual de construcciones de sistemas de distribución eléctrica de redes subterráneas Cumpliendo con la Norma NTE INEN 2227 (NTE INEN, 1999b) y NTE INEN 1869 (NTE INEN, 1999a), la canalización entre pozos se la realizara mediante tubería PVC corrugada de 160 mm de diámetro (ANEXO 23).

7.6.8. *Cableado.*

En este apartado se detallarán cada una de las secciones del cableado que son correspondientes tanto a los tramos de corriente continua como de corriente alterna.

El conductor que nos permite la conexión es un elemento fundamental para el efectivo transporte de energía eléctrica entre los elementos de la central fotovoltaica.

El sistema de conexión que se va a llevar a cabo va a ser el siguiente:

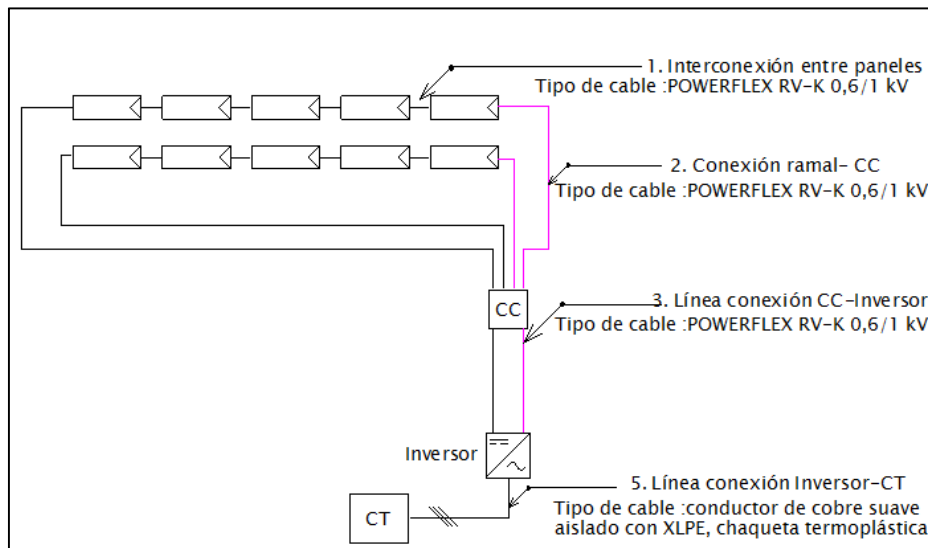


Figura 71. Diagrama del cableado.

Fuente: Propia del autor.

7.6.8.1. *Cableado de corriente continua.*

El cableado de corriente continua vendrá desde los generadores fotovoltaicos hasta la entrada de corriente continua del inversor que le corresponda.

Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores tendrán una sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% (REBT, 2013d).

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas(Fotovoltaica, 2011).

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado.

Las condicionantes de diseño adicionales serán los siguientes:

- La intensidad admisible de los conductores será 1,25 I_{sc}.
- Los conductores irán en canales con grado de protección al agua adecuado, se recomienda similar a nivel IP4.
- El conductor será de tensión asignada de 0,6/1 kV con un aislamiento XLPE tipo DIX 3 que garantice las adversidades frente a intemperie.
- Las cajas de conexionado utilizadas en el campo solar tendrán una protección intemperie IP65, de poliéster reforzado en fibra de vidrio, prensado caliente. (REBT, 2013d)

En esta parte del generador fotovoltaico, los tramos se encontrarán expuestos en canaletas en el exterior y se va a considerar los mismos como redes subterráneas para distribución en baja tensión, por lo que tomaremos en cuenta la instrucción ITC-BT-07 (REBT, 2013b).

a. Interconexión entre paneles

Se agrupará 11 módulos en serie hasta una caja de conexión parcial. Como norma de protección en lo que se refiere a la posterior detección de fallos en serie y con el fin de poder llevar acabo las labores de mantenimiento, reparación o sustitución de módulos se dispondrá de un puente seccionable con base fusible a la entrada de cada caja de conexión parcial para los conductores tanto de polaridad positiva como de polaridad negativa. Existirán por lo tanto 364 cajas de conexión parcial.

Los cables se encontrarán directamente fijados de acuerdo a las especificaciones de la norma UNE 21123.(UNE, 2017). Los cálculos para determinar el calibre del conductor son los siguiente:

Criterio de la caída de tensión

Mediante la (*Ecuación 13*)

$$U = U_{mpp}$$

$$I_{nom} = I_{sc}$$

$$e(\%) = \frac{2 \times 1,8 \text{ m} \times 7,52 \text{ A} \times 100}{44 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2 \times 6 \text{ mm}^2 \times 36,2 \text{ V}}$$

$$e(\%) = 0,28 \%$$

Criterio térmico

Mediante la (Ecuación 14)

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \times 7,52 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{a}x} = 9,4 \text{ A}$$

El conductor utilizado para este tramo será el RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 6 mm² que garantizará una intensidad máxima admisible de 53 A (ANEXO 8).

b. Línea ramal – Caja de concentración

En el tramo correspondiente entre la salida de cada ramal (agrupación de 11 módulos en serie) se agruparán 7 salidas de caja de conexión parcial hasta una caja de concentración (string box). Existirán en total 52 cajas de concentración. El conductor a instalar debe cumplir con los siguientes criterios:

Criterio de la caída de tensión

Mediante la (Ecuación 13)

$$U = U_{mpp} \times \text{módulos en serie}$$

$$U = 36,2 \text{ V} \times 11$$

$$U = 398,2 \text{ V}$$

$$I_{nom} = I_{sc} = 7,52 \text{ A}$$

$$e(\%) = \frac{2 \times 35 \text{ m} \times 7,52 \text{ A} \times 100}{44 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2 \times 25 \text{ mm}^2 \times 398,2 \text{ V}}$$

$$e(\%) = 0,12\%$$

Criterio térmico

Mediante la (Ecuación 14)

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \times 7,52 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{a}x} = 9,4 \text{ A}$$

El conductor utilizado para este tramo será el RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 25 mm², que garantizará una intensidad máxima admisible de 135 A.

c. Caja concentradora -Inversor

Cada una de las cajas concentradoras irá conectada a su respectivo inversor, y para realizar esta conexión el conductor utilizado para este tramo debe cumplir con los siguientes criterios:

Criterio de la caída de tensión

Mediante la (Ecuación 13)

$$U = U_{mpp} \times \text{módulos en serie}$$

$$U = 36,2 V \times 11$$

$$U = 398,2 V$$

$$I_{nom} = I_{sc} \times \text{módulos en cadena}$$

$$I_{nom} = 7,52 A \times 91$$

$$I_{nom} = 684,32 A$$

$$e(\%) = \frac{2 \times 41 m \times 684,32 A \times 100}{44 m/\Omega mm^2 \times 500 mm^2 \times 398,2 V}$$

$$e(\%) = 0,64\%$$

Criterio térmico

Mediante la (Ecuación 14)

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \times 684,32 A$$

$$I_{m\acute{a}x} = 855,40 A$$

El conductor utilizado será el RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 500 mm² el cual nos soportará una intensidad máxima admisible de 946 A (ANEXO 8).

d. Caída de tensión total generada en el tramo de corriente continua

$$e_{Total}(\%) = 0,28\% + 0,12\% + 0,64\%$$

$$e_{Total}(\%) = 1,04\%$$

La caída de tensión total es menor que 1,5%, cumpliendo con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, 2013a).

7.6.8.2. **Cableado de corriente alterna.**

De la misma manera que en el cableado de corriente continua deberemos cumplir con los requerimientos que se establece la instrucción ITC-BT-40 (REBT, 2013d) para el tramo de baja tensión. El tramo de corriente alterna de baja tensión se considerará desde la salida de los inversores hasta el centro de transformación.

Los tramos se encontrarán enterrados dentro de tubos en zanjas y se considerarán como redes subterráneas para distribución de baja tensión, rigiéndonos a la instrucción ITC-BT-07.(REBT, 2013b).

Para la sección existente entre el centro de transformación y el punto de conexión con la red se cumplirá con tener una caída de tensión menor al 7% de acuerdo a las Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales (EERSSA, 2012).

a) Línea inductor – Centro de transformación

Para este tramo de corriente alterna el conductor debe de cumplir con los siguientes criterios de funcionamiento:

Criterio de la caída de tensión

Mediante la (Ecuación 16)

$$U = U_{salida\ del\ inductor}$$

$$U = 480\ V$$

$$P = 250\ KW$$

$$I_{nom} = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi}$$

$$I_{nom} = \frac{250\ 000}{\sqrt{3} \times 480\ V \times 1}$$

$$I_{nom} = 300\ A$$

$$e(\%) = \frac{L \times I_{nom} \times 100}{\gamma \times S_{cc} \times U_{funcionamiento}}$$

$$e(\%) = \frac{195\ m \times 300\ A \times 100}{27\ m/\Omega mm^2 \times 107,2\ mm^2 \times 480\ V}$$

$$e(\%) = 1,46\%$$

Criterio térmico

Mediante la (*Ecuación 17*):

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \times 300 A$$

$$I_{m\acute{a}x} = 375 A$$

Se ha elegido el conductor de cobre suave, aislado con XLPE, chaqueta termoplástica PVC, Calibre #500 MCM, el cual va a soportar una intensidad máxima admisible de 380 A (ANEXO 8).

La caída de tensión total es menor que 1,5%, cumpliendo con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, 2013a).

b) Tramo subterráneo desde Centro de transformación – Poste 3

De acuerdo con las Normas Técnicas para El Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales (EERSSA, 2012), se va a utilizar un conductor XLPE calibre #2 AWG para un tramo de 22 m y que va a tener una caída de tensión de 0,008% ANEXO 1.

c) Tramo aéreo de Media tensión Tramo 1 – 2 - 3

De acuerdo con las Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales (EERSSA, 2012), se va a utilizar un conductor ACSR calibre #2 AWG para un tramo de 318 m y que va a tener una caída de tensión de 0,161% ANEXO 1.

d) Caída total en el tramo de Media Tensión

La caída de tensión total es de 0,168% menor que 7%, cumpliendo con lo establecido en las Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales EERSSA (EERSSA, 2012).

7.6.9. Sistema de medición y facturación.

Según lo expuesto en el Regulación No. ARCONEL 004/18 sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica (ARCONEL, 2018e), se procederá a instalar un contador de salida homologado por la empresa eléctrica distribuidora el cual tendrá capacidad de medir en ambos sentidos, y, en su defecto, se conectará entre el contador de salida y el interruptor general un contador de entrada. La energía eléctrica que la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica.

Para la medición de la energía generada por la central fotovoltaica se utilizará un trafomix el cual presenta las siguientes características técnicas:

Tabla 20. Características eléctricas del trafomix.

Número de elementos	3
Relación de transformación de tensión	13800 / 120 FN
Relación de transformación de corriente	50 / 5
Bobinados de tensión	simple
Bobinados de corriente	simple
Conexión de los bobinados	estrella
Clase de precisión	0,2
Potencia de los bobinados de tensión	50 VA
Potencia de los bobinados de corriente	15 VA
Frecuencia	60 Hz
Altura de utilización	3000 msnm

Fuente: Propia del autor.

El trafomix de la central se montará en el poste P1 proyectado (ANEXO 22), con todos los equipos indicados en el diseño presentado en el ANEXO 19.

Para la protección del trafomix se implementará tres seccionadores portafusibles 15kV-100A, y en lo concerniente a protección contra descargas atmosféricas se tendrá tres pararrayos tipo polimérico de óxido de Zn clase 10 kV con disparador.

El medidor electrónico de la planta será el ION 7 550 de la marca PowerLogic® (ANEXO 12), el cual se encontrará en una caja de 40x70x25 cm y se instalará a 1,5 m sobre el nivel del suelo, en el poste P1 proyectado, se instalarán dos medidores de acuerdo a lo establecido en la regulación No. ARCONEL 001/16 (ARCONEL, 2016) Y regulación No. ARCONEL 005/18 (ARCONEL, 2018d).

El medidor de energía va a ser calibrado por el CENACE, el cual permitirá la medición de calidad de energía y armónicos, de acuerdo al acta de acondicionamientos básicos del proyecto, el medidor posee las siguientes características.

Tabla 21. Especificaciones técnicas para medidor bidireccional.

Características eléctricas		
Tipo de medición		Rms reales hasta 1.024 muestras/ciclo
Precisión de medición	Corriente y tensión	±0,01% de lectura + ±0,025% de la escala completa
	Alimentación	±0,075% de lectura + ±0,025% de la escala completa
	Frecuencia	±0,005 Hz
	Factor de potencia	±0,002 de 0,5 de lectura a 0,5 de retraso
	Energía	IEC 62053-22 0,2S, 1 A y 5 A
Velocidad de actualización de datos		1/2 ciclo o 1 segundo
Características de la tensión de entrada	Tensión medida	Rango automático de 57 V a 347 V F-N/600 V F-F
	Rango de medición	85 a 240 Vca y 110 a 330 Vcc
	Impedancia	5 MΩ / fase (fase-Vref)
	Rango de medición de frecuencia	De 47 a 63 Hz
Características de la corriente de entrada	Corriente nominal	1 A, 2 A, 5 A, 10 A
	Rango de medición	Rango automático 0,005-20 A (rango estándar) Rango automático 0,001-10 A (rango opcional)
	Sobrecarga admitida	500 A rms durante 1 s, no recurrente (a 5 A) 50 A rms durante 1 s, no recurrente (a 1 A)
	Impedancia	0,002 Ω por fase (5 A) 0,015 Ω por fase (1 A)
	Carga	0,05 VA por fase (a 5 A) 0,015 VA por fase (a 1 A)
Alimentación	CA	85-240 Vca ±10% (47-63 Hz)
	CC	110-300 Vcc ±10%
	Baja tensión de CC (opcional)	20-60 Vcc ±10%
	Tiempo de transporte	100 ms mín. a 120 Vcc
	Carga	Estándar: típica 15 VA, máx. 35 VA Baja tensión de CC: típica 12 VA, máx. 18 VA
Entradas/salidas (1)	Estándar	8 entradas digitales (120 Vcc) 3 salidas de relé (250 Vca/30 Vcc) 4 salidas digitales (estado sólido)
	Opcional	8 entradas digitales adicionales 4 salidas analógicas y/o 4 entradas analógicas

Fuente:(Schneider Electric, 2019).

Tabla 22. Especificaciones técnicas para medidor bidireccional en comunicación.

Comunicación	
Puerto RS-232/485 (1)	Hasta 115.200 baudios (57.600 baudios para RS-485), ION, DNP 3.0, Modbus, GPS, EtherGate, ModemGate, Modbus Master
Puerto RS-485 (1)	Hasta 57.600 baudios, ION, DNP 3.0, Modbus, GPS, EtherGate, ModemGate, Modbus Master
Puerto de infrarrojos (1)	ANSI tipo 2, hasta 19.200 baudios, ION, Modbus, DNP 3.0
Puerto Ethernet	10 Base-T, conector RJ45, enlace de 100 m
Enlace de fibra óptica Ethernet	10 Base-FL, conector dúplex LC, 1.300 nm, FO multimodo con índice de gradiente 62.5/125 μm o 50/125 μm, enlace de 2.000 m
Protocolo	ION, Modbus, TCP/IP, DNP 3.0, Telnet
EtherGate	Se comunica directamente con hasta 62 dispositivos esclavos a través de puertos serie disponibles
ModemGate	Se comunica directamente con hasta 31 dispositivos esclavos
WebMeter	5 páginas personalizables, nuevas funciones de creación de páginas, compatible con HTML/XML

Fuente:(Schneider Electric, 2019).

Por cumplimiento de la regulación No. ARCONEL 001/16 (ARCONEL, 2016) los parámetros operativos y las lecturas eléctricas podrán ser monitorizadas localmente a través de pantalla incluida en el equipo o mediante PC a través de salida RS-485, o enviarlos a un receptor a través de modem de telefonía fija o GSM; además las pérdidas

de energía que se produzcan en la línea de evacuación proyectada estarán sujetas a las regulaciones establecidas por el ARCONEL y CENACE.

7.6.9.1. Monitorización y control de la planta fotovoltaica.

Para realizar un control de la central fotovoltaica se dotará de un sistema que permitirá capturar datos de producción de energía a partir de los inversores, esto se realiza por medio de dispositivos que se comunicarán mediante radiofrecuencia y llevarán la información correspondiente hacia el Centro de Control.

El sistema de control debe ser capaz de capturar y almacenar datos como mínimo de las siguientes variables:

- Energía Total Acumulada entregada a la Red
- Tiempo total N° de Horas en estado operativo.
- Número total de conexiones a la Red.
- Número total de errores.
- Estado de las alarmas del Inversor
- Estado de funcionamiento interno del Inversor
- Tensión de Entrada de Paneles solares.
- Intensidad de Entrada de los Paneles solares.
- Tensión de Bus
- Intensidad alterna de salida a la Red.
- Potencia alterna de salida a la Red.
- Coseno de Phi
- Signo del seno de Phi
- Tensión de la Red
- Frecuencia de la Red
- Fecha actual
- Hora actual
- Posición del sol

Los parámetros operativos y las lecturas eléctricas podrán ser monitorizadas localmente a través de pantalla incluida en el equipo o mediante PC a través de salida RS-485, o enviarlos a un receptor a través de modem de telefonía fija o GSM cumpliendo con la regulación No. ARCONEL 001/16 (ARCONEL, 2016).

7.6.10. Protecciones.

7.6.10.1. *Protecciones de corriente continua.*

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas en el tramo de corriente continua debido a que en corriente alterna existe un paso natural de la corriente, pasando por cero en cada semiperiodo, lo que provoca un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. Cuando ocurre esto en corriente continua, es necesario que disminuya hasta anularse; siendo necesario que la interrupción se realice gradualmente para así evitar sobretensiones.

7.6.10.1.1. *Protecciones incluidas en la caja concentradora*

Las protecciones que van a estar incluidas en cada caja concentradora serán descritas a continuación y se establecerá las condiciones de funcionamiento a las que van a encontrarse expuestas:

➤ *Protecciones en la línea ramal*

La protección de este tramo contra sobreintensidades se va a realizar mediante la utilización de fusibles, los cuales provocarán la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible para la cual fueron diseñados, estos corresponderán a cada una de las conexiones de los ramales de módulos de los generadores.

Cada ramal estará equipado con dos fusibles de características eléctricas idénticas, los cuales estarán ubicados en el conductor de polaridad positiva y el de polaridad negativa.

El conductor utilizado para este tramo será el RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 6 mm², teniendo las siguientes características para su dimensionado:

$$I_B = I_{MMP} = 6,91 A$$

$$I_Z = 53 A$$

Por lo tanto, mediante la (*Ecuación 19*), la corriente nominal del fusible será:

$$6,91 A \leq I_N \leq 53 A$$

$$I_N = 10 A$$

Se deberá cumplir con la condición establecida en la (*Ecuación 26*).

$$I_2 = 1,6 \times 10 A$$

$$I_2 = 16 A$$

Y con la (Ecuación 20) se obtiene:

$$I_2 \leq 1,45 \times 53 A$$

$$16 A \leq 76,85 A$$

El interruptor termomagnético que se ha elegido como posibilidad va a ser uno con capacidad de 10 A, pero podría encontrar en el rango desde 6,91 A hasta 48 A.

➤ **Descargador**

Las instalaciones fotovoltaicas están expuestas a descargas atmosféricas y a sobretensiones transitorias, esto debido a que ocupan extensas superficies.

Los denominados protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten por medio de los cables de la instalación eléctrica.

Las protecciones contra sobreintensidades de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

Clase I: Los protectores de este tipo están destinados a instalarse en las extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica con el fin de protegerla contra impactos directos de rayos.

Clase II: Este tipo de protecciones se destinan a la protección de redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias producto de descargas atmosféricas indirectas.

Al encontrarse la central fotovoltaica cerca del punto de conexión se utilizará una protección clase II, ya que se encontrará debidamente protegido este punto mediante pararrayos, es por ello que para dimensionar el equipo de protección se tomará en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que se puede producir en el generador fotovoltaico. Esta tensión máxima se da cuando los módulos trabajan a circuito abierto, y es de:

$$Tensión\ máxima = 11 \times 43,5 V$$

$$Tensión\ máxima = 478,5 V$$

➤ **Interruptor-Seccionador**

Se instalarán estos equipos con el fin de aislar zonas del generador con el fin de que se pueda realizar labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de los mismos.

A la central fotovoltaica le corresponderán 52 interruptores de este tipo, uno por cada 7 conexiones serie de módulos, proporcionando un aislamiento eficaz del circuito.

Para la elección de los interruptores seccionadores se van a tomar en cuenta dos parámetros como lo son la tensión de servicio de línea y la corriente que se desea interrumpir que viene dada por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en los módulos multiplicado por el número de asociaciones serie que se conecta al interruptor seccionador y la tensión máxima vendrá dada por la tensión máxima de servicio, entonces tendremos lo siguiente:

$$I_{sc} = 7 \times 7,52 A$$

$$I_{sc} = 52,64 A$$

$$Tensión\ máxima = 478,5 V$$

➤ **Fusible**

Además de los elementos de protección anteriormente mencionados, cada línea de este tramo vendrá protegida con una serie de fusibles para de esta manera evitar que se sobrepasen valores de corriente de los admisibles.

De igual manera estos fusibles vendrán incorporados uno para conductor tanto para polaridad positiva como para polaridad negativa.

El conductor utilizado para este tramo será el RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 25 mm², teniendo las siguientes características para su dimensionado:

$$I_B = 7 \times I_{MMP}$$

$$I_B = 7 \times 6,91 A$$

$$I_B = 48,37 A$$

$$I_Z = 135 A$$

Por lo tanto, mediante la (Ecuación 19), la corriente nominal del fusible será:

$$48,37 A \leq I_N \leq 135 A$$

$$I_N = 50 A$$

Se deberá cumplir con la condición establecida en la (Ecuación 26).

$$I_2 = 1,6 \times 50 A$$

$$I_2 = 80 A$$

Y con la (Ecuación 20) se obtiene:

$$I_2 \leq 1,45 \times 135 A$$

$$80 A \leq 195,75 A$$

El tipo de fusible que se ha elegido como posibilidad va a ser uno con capacidad de 50 A, pero podría encontrar en el rango desde 48,37 A hasta 122,34 A.

7.6.10.1.2. Protecciones para el inversor

En este tramo podremos identificar los siguientes elementos de protección:

➤ **Controlador permanente de aislamiento**

Este tipo de protecciones son utilizadas con el fin de detectar posibles faltas de aislamiento de los conductores positivo y negativo contra tierra, los cuales estarán incorporados en el inverso SUNNY CENTRAL 250U.

Este dispositivo en si se forma por los siguientes elementos de protección:

Vigilante de aislamiento

El vigilante de aislamiento cumple con la función de medir de manera continua el aislamiento que posee entre el conductor de polaridad positiva y el de polaridad negativa, midiendo la resistencia que existe entre ambos conductores y emitiendo una señal al interruptor de corriente continua cuando esta es inferior a un valor determinado.

Las condiciones de funcionamiento a las que va a estar expuesto el equipo son la tensión máxima en circuito abierto que es de 478,5 Vcc.

Interruptor de corriente continua

Este interruptor funciona sincronizadamente con el vigilante de aislamiento, debido a que abre el circuito en el momento en el cual recibe la señal del mismo, permitiendo desconectar el inversor y drenando la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, evitando así riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación.

El interruptor de corriente continua con el que se va a trabajar va a tener una tensión de corte de hasta 1 000 Vcc.

➤ **Interruptor magnetotérmico diferencial general**

Estos dispositivos tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, que actúa sobre un dispositivo de corte, la lámina bimetálica y el electroimán. En el caso

de existir sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica; mientras que para sobreintensidades elevadas actúa la protección magnética.

Las condiciones de funcionamiento que debe de cumplir este equipo son las mencionadas en la (Ecuación 19) y (Ecuación 20) .

El conductor utilizado para este tramo será el RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 300 mm², teniendo las siguientes características para su dimensionado:

$$I_B = 855,4 A$$

$$I_Z = 946 A$$

Por lo tanto, mediante la (Ecuación 19), la corriente nominal del interruptor termomagnético será:

$$684,32 A \leq I_N \leq 946 A$$

$$I_N = 700 A$$

Se deberá cumplir con la condición establecida en la (Ecuación 26).

$$I_2 = 1,6 \times 700 A$$

$$I_2 = 1120 A$$

Y con la (Ecuación 20) se obtiene:

$$I_2 \leq 1,45 \times 703 A$$

$$1120 A \leq 1577,6 A$$

Se utilizarán en total 4 interruptores termomagnéticos de la marca LG Industrial Systems® modelo ABS-803a. Las características técnicas del equipo se las puede observar en el ANEXO 9.

En la construcción se cumplirá con lo señalado en las Norma del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, 2013a).

7.6.10.2. Protecciones de corriente alterna.

Estas protecciones estarán ubicadas luego del inversor, para de esta manera proteger el circuito y realizar la conexión a la red de media tensión.

Este sistema de protección se deberá acoger a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de media tensión. Además, se dimensionará adicionalmente las protecciones generales manual e interruptor automático diferencial.

7.6.10.2.1. Protecciones para el inversor

Las protecciones con las que el inversor cuenta son las siguientes:

➤ ***Interruptor automático de interconexión***

Este interruptor va a ser el encargado de realizar la conexión-desconexión de manera automática de la instalación fotovoltaica cuando llegue a producirse ya sea caída de tensión o frecuencia de la red.

Este equipo incorpora un relé de enclavamiento que es accionado cuando se producen variaciones de tensiones y/o frecuencia.

Debido a que el inversor SUNNY CENTRAL 250U tiene las funciones de protección en las cuales se puede establecer la máxima y mínima tensión y máxima y mínima frecuencia se podrá producir el rearme del sistema de conmutación y por ende una vez establecida la tensión de red dispuesta por la empresa distribuidora la conexión con la red de baja tensión va a ser automática.

➤ ***Aislamiento galvánico***

El inversor seleccionado cuenta con un transformador de aislamiento que permite dotar a la instalación de una separación galvánica entre la red de distribución y el campo fotovoltaico, separando de esta manera los circuitos de corriente continua de los circuitos de corriente alterna.

➤ ***Funcionamiento en isla***

Para impedir el funcionamiento en isla del sistema el inversor SUNNY CENTRAL 250U posee un interruptor automático de la interconexión que desconecta la instalación fotovoltaica de la red cuando no se presta las condiciones de funcionamiento reglamentadas en lo que a tensión y/o frecuencia se refiere.

7.6.10.3. Protección y seccionamiento.

Con fines de seccionamiento y protección de sobre corriente en la red proyectada se ha previsto la instalación en el punto de conexión (P1), de tres seccionadores-barra 15kV-100 A que serán accesibles a la empresa eléctrica distribuidora para cuando se requiera desconectar del Sistema Nacional Interconectado la central fotovoltaica. Así mismo, para protección de sobretensión se instalarán tres pararrayos tipo válvula de 10 kV- 5kA, el montaje se realizará de acuerdo al detalle de montaje presentado el ANEXO 19.

La conexión a la red de media tensión del alimentador Zapotillo #1 813 se la realizará mediante grapa de línea energizada para conductor 4/0 AWG.

En la construcción se cumplirá con lo señalado en las Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales, estipulado por la EERSSA (EERSSA, 2012).

7.6.10.4. *Protección para el centro de transformación.*

A la salida del transformador se ubicará una celda de seccionamiento y protección de la denominación 15 KV 630 A tipo SM6 (Ref- Cat- Schneirder).

Esta gama SM6 se encuentra integrada por unidades modulares bajo envolventes metálicas equipadas con aparatos de corte y seccionamiento que utilizan el hexafloruro de azufre (SF₆) como elemento aislante y agente de corte en los siguientes componentes:

- Seccionadores bajo carga
- Interruptores automáticos Fluarc SF1 o SFset,
- Contactores Rollarc 400 o 400D
- Seccionadores de aislamiento

Las dimensiones de las unidades SM6 que están concebidas para instalaciones de interior (IP2XC) son las siguientes:

- Ancho entre 375 y 750 mm,
- Altura 1 600 mm,
- Profundidad 840 mm.

Normas que cumple:

Las unidades SM6 cumplen con las siguientes recomendaciones internacionales:

IEC 298, 265, 129, 694, 420, 56.

Se cumplirá con el Manual de Construcción del Sistema de Distribución Eléctrica de Redes Subterráneas Establecidas por el MEER (MEER, 2013).

7.6.10.5. *Protección para el transformador de potencia.*

Para la protección del transformador de 1 250 kVA se utilizará un relé de protección SEPAM tipo 1 000+, con tecnología digital (modelo S41) que se encontrará ubicado en el centro de seccionamiento de 13,8 kV, el cual tendrá las siguientes características:

Tabla 23. Especificaciones técnicas del relé de protección SEPAM.

Funciones	Modelo de Sepam	Subestación						
		Código ANSI	S40	S41	S42	T40	T42	M41
Máxima intensidad de fase	50/51	4	4	4	4	4	4	4
Máxima corriente de fase con retención de tensión	50V/51V							1
Máxima corriente de tierra	50N/51N	4	4	4	4	4	4	4
Fallo disyuntor (breaker failure)	50BF	1	1	1	1	1	1	1
Máximo de componente inversa	46	2	2	2	2	2	2	2
Máxima corriente de fase direccional	67			2		2		
Máxima corriente de tierra direccional	67N/67NC		2	2		2	2	2
Máxima potencia activa direccional	32P		1	1			1	1
Máxima potencia reactiva direccional	32Q/40						1	1
Imagen térmica	49RMS				2	2	2	2
Mínima intensidad de fase	37							1
Arranque demasiado largo, bloqueo rotor	48/51LR							1
Limitación del número de arranques	66							1
Mínima tensión directa	27D							2
Mínima tensión remanente	27R							1
Mínima tensión ⁽⁹⁾	27/27S	2	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión ⁽⁹⁾	59	2	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión residual	59N	2	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión inversa	47	1	1	1	1	1	1	1
Máxima frecuencia	81M	2	2	2	2	2	2	2
Mínima frecuencia	81m	4	4	4	4	4	4	4
Reenganchador (4 ciclos)	79	□	□	□				
Control de temperatura (8 sondas o 16 sondas, 2 umbrales por sonda)	38/49T				□	□	□	□
Termostato / Buchholz					□	□		

Fuente: (Schneider Electric, 2019).

7.6.10.6. *Protección trafomix de la central fotovoltaica.*

El trafomix estará protegido mediante la utilización de tres seccionadores-fusible 15kV-100A, con tira fusible de 50 A-K, que a su vez servirán con fines de seccionamiento.

En lo referente a protección contra sobretensión se utilizarán tres pararrayos tipo válvula de 10 kV-5kA mencionado anteriormente. El montaje se lo realizará según lo descrito en el ANEXO 19.

Se cumplirá con lo señalado en las Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales, estipulado por la EERSSA (EERSSA, 2012).

7.6.11. Puesta a tierra.

7.6.11.1. *Puesta a tierra para el centro de transformación.*

Para realizar el diseño de la malla de puesta a tierra que corresponde al centro de transformación se hará uso de la norma IEEE 80 std-2000 (IEEE std 80, 2000) , y además el manual de construcción MEER.

Para realizar el cálculo respectivo tomaremos en cuenta las características relevantes del transformador propuesto de 1 250 kVA:

- Potencia: 1 250 kVA
- Voltaje de Media Tensión: 13 800 V
- Voltaje de Baja Tensión: 480 V

Los valores de impedancia están referidos a la norma NTE INEN 2115:2004 (NTE INEN, 2004).

a. Cálculo de la corriente de corto-circuito

Para baja tensión:

Se calcula la corriente de corto-circuito en el secundario del centro de transformación haciendo uso de la siguiente expresión.

$$I_{sec} = \frac{kVA \times 1\,000}{\sqrt{3} \times E} \quad (\text{Ecuación 42})$$

Donde:

I_{sec} = Corriente de corto-circuito en el secundario

E = Voltaje de operación del transformador en el secundario

Mediante la (Ecuación 42), se tiene:

$$I_{sec} = \frac{1250 \times 1\,000}{\sqrt{3} \times 480} = 1503,51 \text{ Amp.}$$

Se determina la corriente de corto-circuito simétrica máxima en baja tensión mediante la siguiente expresión:

$$ICC_{m\acute{a}x} = \frac{100\%}{Z\%} \times I_{sec} \quad (\text{Ecuación 43})$$

Obteniendose:

$$ICC_{m\acute{a}x} = \frac{100\%}{1,5\%} * 1503,51 = 100234,42 \text{ Amp.}$$

b. Cálculo de la corriente asimétrica de falla

La corriente de corto-circuito asimétrica de falla I_f se calcula para la $ICC_{m\acute{a}x}$ para baja tensión, mediante:

$$I_f = ICC_{m\acute{a}x} \times D_f \quad (\text{Ecuación 44})$$

Donde:

D_f = Factor de decremento o factor de asimetría.

Teniendo en cuenta lo recomendado por la norma IEEE 80 , se toma como valor de la relación X/R para mallas de puesta a tierra en subestación transformadora como 10 y el tiempo de duración de la falla $t_f = 0,5 \text{ seg}$, teniendo un valor para $D_f = 1,026$ según la Tabla 24.

Mediante la (Ecuación 44), se obtiene:

$$I_f = 100\,234,42 * 1,026 = 102\,840,52 \text{ Amp Simétricos}$$

Tabla 24: Duración de falla y Factor de Decremento.

Duración de falla, t_f		Factor de decremento, D_f			
Segundos	Ciclos en 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0,00833	0,5	1,576	1,648	1,675	1,688
0,05	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0,10	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0,20	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0,30	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0,40	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0,50	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1,00	60	0,013	1,026	1,039	1,052

Fuente: (Comisión Federal de Electricidad, 2004).

Cálculo de corto circuito en media tensión:

Se determinará la corriente la corriente de corto-circuito en el primario del centro de transformación haciendo uso de la siguiente expresión:

$$I_{pri} = \frac{kVA \times 1\,000}{\sqrt{3} \times E} \quad (\text{Ecuación 45})$$

Donde:

I_{pri} = Corriente de corto-circuito en el primario.

E = Voltaje de operación del transformador en el primario.

Mediante la (Ecuación 45), se tiene:

$$I_{pri} = \frac{1\,250 \times 1\,000}{\sqrt{3} \times 13\,800} = 52,30 \text{ Amp}$$

Para obtener la corriente de corto-circuito simétrica máxima en media tensión se hace uso de la siguiente expresión:

$$ICC_{m\acute{a}x-MT} = \frac{100\%}{Z\%} \times I_{pri} \quad (\text{Ecuación 46})$$

Mediante la (Ecuación 46) se obtiene:

$$ICC_{m\acute{a}x-MT} = \frac{100\%}{1,5\%} \times 52,30 = 3\,486,41 \text{ Amp.}$$

c. Cálculo del calibre del conductor de puesta a tierra

El calibre del conductor de puesta a tierra para subestaciones es calculado la siguiente ecuación:

$$A = I_f \times \sqrt{\frac{33 \times t_f}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}} \quad (\text{Ecuación 47})$$

Donde:

A = Sección del calibre conductor para malla de puesta a tierra. [cmil]

I_f = Corriente de falla asimétrica [Amp]

t_f = Tiempo durante el cual fluye la corriente de falla [seg].

T_m = Temperatura máxima de fusión del cobre. [°C]

T_a = Temperatura ambiente [°C]

Mediante la (Ecuación 47) Aplicando la ecuación 37 se tiene:

$$A = 102\,840,52 \times \sqrt{\frac{33 \times 0,5}{\log\left(\frac{1\,083 - 25,2}{234 + 25,2} + 1\right)}} = 497\,186,15 \text{ cmils}$$

El calibre del conductor se obtiene en 'cmil', para transformarlo a mm² se aplica la siguiente relación: 1 cmil = 0,0005067 mm².

La norma IEEE std 80 – 2000 (IEEE std 80, 2000) recomienda calibres mínimos 2/0 AWG.

Teniendo un calibre de conductor de 251,92 mm²; los calibres de conductor cercanos a este valor son los siguientes: 400 MCM = 202,7 mm² y 500 MCM = 253,4 mm². Por esta razón el conductor de puesta a tierra será de cobre de 500 MCM.

d. Datos de campo

Para calcular la resistividad del suelo se utilizó el método de Wenner, para lo cual se obtuvieron valores de resistividad del suelo del lugar de emplazamiento esto en función de la profundidad y espaciamiento del terreno, del cual se obtuvo los valores mostrados en la Tabla 25.

Tabla 25: Valores de resistividad del terreno de estudio aplicando el método de Wenner.

Medida Numero	a(m)	R(Ω)	$\rho_a=2\pi aR(\Omega m)$
1	1	18,57	116,68
2	2	10,53	132,32
3	3	13,76	259,37
4	4	14,57	366,18
5	5	13,19	414,38
6	6	12,81	482,93
7	7	14,07	618,83
8	8	18,05	907,29
9	9	16,56	936,45
10	10	16,33	1 026,04

Fuente: Propia del autor.

La resistividad promedio del terreno es determinada mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_{a \text{ prom}} = \frac{\rho_{a1} + \rho_{a2} + \rho_{a3} + \rho_{an}}{n} \quad (\text{Ecuación 48})$$

Obteniendo:

$$\rho_{a \text{ prom}} = 526,05 \text{ } \Omega \cdot \text{m} = \rho$$

Teniendo en cuenta que la capa superior va a ser de concreto utilizaremos el valor de resistividad del concreto que es de $\rho_s = 3\,000 \Omega m$, que es el valor que dicta la norma IEEE 80 (IEEE std 80, 2000), con un espesor de 0,15 m.

e. Tensiones de paso y contacto máximos tolerables

Para determinar el factor de reducción de la resistividad de la capa superficial de concreto se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \times h + 0,09} \quad (\text{Ecuación 49})$$

Obteniendo un valor de:

$$C_s = 0,932$$

Donde:

h = Profundidad de enterramiento del conductor de la malla.

Se toma como el peso mínimo de las personas que van a ingresar con un valor de 50 kg y como valor de $h= 0,5$, haciendo referencia a la norma IEEE 80.

Por tanto, la tensión tolerable de paso $Vp_{tolerable}$ se determina mediante la siguiente ecuación:

$$V_{p_{tolerable}} = \frac{(1\,000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_f}} \quad (\text{Ecuación 50})$$

Obteniendo:

$$V_{p_{tolerable}} = 2\,916,13\,V$$

De la misma manera se determina la tensión tolerable de contacto $V_{c_{tolerable}}$ mediante la siguiente ecuación:

$$V_{c_{tolerable}} = \frac{(1\,000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_f}} \quad (\text{Ecuación 51})$$

$$V_{c_{tolerable}} = 852,07\,V$$

f. Diseño de la malla para puesta a tierra

El centro de transformación consta de las siguientes dimensiones:

- Largo: 6 metros
- Ancho: 4,3 metros

De acuerdo a la disponibilidad del terreno se trabajará con un área de 10 x 10 m, en la cual constarán de 12 retículas: 6 horizontales de 2 metros y 6 verticales de igual dimensión, como se aprecia en el ANEXO 18.

La Longitud del conductor horizontal sería la siguiente $(L_c) = (6 \times 10\,m) + (6 \times 10\,m) = 120\,m$.

En cada esquina de la malla se ha creído conveniente soldar de manera vertical un electrodo tipo varilla de 5/8" x 2 400 mm.

Longitud total del conductor se determinará mediante:

$$L_T = L_c + N \times L_v \quad (\text{Ecuación 52})$$

Donde:

N = Número de electrodos verticales.

L_v = Longitud del electrodo [m]

Obteniendo:

$$L_T = 120 + (4 \times 2,4) = 129,6\,m$$

g. Resistencia de la malla de puesta a tierra

El valor de resistencia de la malla se determina utilizando la siguiente expresión:

$$Rg = \rho \times \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \times \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (\text{Ecuación 53})$$

Obteniendo:

$$Rg = 25,43 \Omega \geq 10 \Omega$$

Para establecer los valores de resistencia máximos permitidos se hizo referencia a la IEEE 80 que a su vez este hace referencia al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) (RETIE, 2008).

El valor de resistencia de la malla de puesta tierra con este tipo de suelo supera al valor máximo permitido para subestaciones de media tensión según el RETIE por lo tanto será necesario aumentar el área de la malla o a su vez disminuir la resistividad del terreno.

Para este caso en específico se optará por disminuir la resistividad del terreno cambiándolo a una tierra de cultivo en un radio de 0,5 m y una profundidad de 3 m alrededor de los electrodos de puesta a tierra y sobre el conductor de puesta a tierra a una profundidad de 0,6 m. Este tipo de suelo se lo eligió debido a que su valor de resistividad es bastante bajo $\rho = 50 \Omega\text{m}$, esto basándonos en la Tabla 26.

h. Cálculo de malla de puesta a tierra con cambio de terreno

Utilizando la (Ecuación 49) tendremos un valor de factor de reducción de la resistividad:

$$C_s = 0,919$$

La tensión tolerable de paso determinada mediante la (Ecuación 50):

$$V_{p_{tolerable}} = 2\,877,74 \text{ V}$$

La tensión tolerable de contacto (Ecuación 51):

$$V_{c_{tolerable}} = 842,47 \text{ V}$$

Resistencia de la malla de puesta a tierra (Ecuación 53):(Ecuación 52)

$$Rg = 2,42 \Omega \leq 10 \Omega$$

Tabla 26: Valores de resistividad de algunas clases de terreno.

Naturaleza del suelo	Resistividad Ωm
Terrenos pantanosos	10 a 30
Humus (tierra vegetal)	10 a 150
Limo (barro o cieno)	5 a 100
Turba húmeda (material de descomposición)	10 a 150
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3 000
Suelo pedregoso desnudo	1 500 a 3 000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1 000 a 5 000
Calizas agrietadas	500 a 1 000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo (sílice o cristal de roca)	500 a 8 000
Granitos (piedra de cantera)	1 500 a 10 000
Hormigón (piedra y mortero)	2 000 a 3 000
Grava	3 000 a 5 000

Fuente:(Falcón, 2016).

i. Corriente máxima a disipar por la malla

El valor máximo que se utiliza para el diseño de la corriente de falla a tierra que fluye a través de la malla de la subestación hasta la tierra circundante es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$I_G = 3I_{m\acute{a}x-MT} \times D_f \times S_f \times C_p \quad (\text{Ecuación 54})$$

Donde:

D_f = Factor de decremento (Factor de asimetría).

S_f = Factor divisor de la corriente de falla

C_p = Factor de crecimiento

Se utilizará un valor de división de corriente $S_f = 20$ que corresponde al porcentaje de corriente que disipará la malla de tierra, el restante de la corriente retornará al sistema para de esta manera ser despejado. (Mora Villagómez & Muñoz Valencia, 2010).

Para motivos de cálculo se utilizará un factor de crecimiento $C_p = 1$ esto sin consideran aumentos futuros de carga ni de alimentadores en la subestación.

Entonces mediante la (Ecuación 54) tendremos lo siguiente:

$$I_G = (3 \times 3\,486,67) \times 1,026 \times 0,2 \times 1$$

$$I_G = 2\,146,39 \text{ A}$$

j. Cálculo del máximo potencial de tierra “GPR”

Para ofrecer una conexión segura será necesario regirse bajo las condiciones de falla, en donde el gradiente de potencial expresado en V/m (GPR) sobre la superficie del suelo no debe exceder los valores de los voltajes de paso y contacto. El máximo potencial de tierra se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$GPR = I_G \times Rg \quad (\text{Ecuación 55})$$

Donde:

GPR = Máximo potencial de tierra.

I_G = Corriente máxima a disipar por la malla.

Rg : Resistencia de la malla de puesta a tierra.

Obteniendo:

$$GPR = 2\,146,39 \times 4,39 = 1\,271,47 \text{ V}$$

Ya que $GPR > V_{C_{tolerable}}$ deberá calcularse las tensiones de la malla y de paso en caso de falla para asegurar una conexión segura.

k. Cálculo de tensión de malla en caso de falla

Para determinar la tensión de malla en caso de falla se utilizará la siguiente ecuación:

$$V_{malla} = \frac{\rho \times I_G \times K_m \times K_i}{L_c + \left[1,55 + 1,22 \times \left(\frac{L_v}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \times N \times L_v} \text{ [V]} \quad (\text{Ecuación 56})$$

En donde K_m es el factor geométrico y es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \times \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 \times h \times d} + \frac{(D + 2 \times h)^2}{8 \times D \times d} - \frac{h}{4 \times d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \times \ln \left[\frac{8}{\pi \times (2 \times n - 1)} \right] \right] \quad (\text{Ecuación 57})$$

El factor K_{ii} utilizado tendrá un valor de 1, que es el valor que establece la IEEE 80 para malla con electrodos tipo varilla lo largo del perímetro, en las esquinas o dentro de la malla.

El valor de K_h que es el factor de corrección por la profundidad de enterramiento de la malla será calculado mediante la ecuación:

$$K_h = \sqrt{1 + h} \quad (\text{Ecuación 58})$$

El valor de K_i que es el factor de corrección por la geometría de la malla será calculado mediante la siguiente ecuación:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \times n \quad (\text{Ecuación 59})$$

El valor de ng es el factor de geometría de la malla, el cual para mallas cuadradas estará determinado mediante la siguiente ecuación:

$$ng = n_a = \frac{2 \times L_c}{L_p} \quad (\text{Ecuación 60})$$

Donde:

D = Es el espaciamiento paralelo entre conductores [m]

d = Es el diámetro de los electrodos de puesta a tierra [m]

h = Profundidad de enterramiento de la malla [m]

Utilizando las ecuaciones expresadas anteriormente y tomando en cuenta las dimensiones de la malla: D=2 m, d=0,01587 m y h=0,5 m, tendremos los siguientes valores:

$$n = 6; K_i = 1,5320; K_{ii} = 1; K_h = 1,2247 \text{ y } K_m = 0,4590$$

Por tanto, tomando en cuenta la (Ecuación 56) tendremos el siguiente valor de voltaje de malla:

$$V_{malla} = 552,71 \text{ V}$$

Este valor de voltaje de malla cumple con la condición de que $V_{malla} < V_{Ctolerable}$, entonces el sistema es considerado seguro.

l. Cálculo de tensión de paso en caso de falla

Para calcular la tensión de paso en caso de falla del sistema de puesta a tierra utilizaremos la siguiente ecuación:

$$V_{paso} = \frac{\rho \times I_G \times K_S \times K_i}{0,75 \times (L_c + 0,85) \times N \times L_p} [V] \quad (\text{Ecuación 61})$$

El valor de K_S que es el factor de espaciamiento para tensión de paso, se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$K_S = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \times h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \times (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (\text{Ecuación 62})$$

En donde se obtiene un valor mediante la (Ecuación 62) de:

$$K_s = 0,5948$$

Teniendo un valor para el voltaje de paso en caso de falla utilizando la (Ecuación 61) de:

$$V_{paso} = 74,93 V$$

Al realizar el cambio del terreno se cumple la condición de que $V_{paso} < V_{p_{tolerable}}$, diseñando de esta manera un sistema seguro.

m. Equipotencialidad en el C.T. subterráneo

Las armaduras metálicas que se encontrarán embebidas en el hormigón formarán un sistema equipotencial, pudiendo unir o no los herrajes de la envolvente con la cubierta dependiendo de las especificaciones de cada compañía eléctrica.

Los elementos metálicos que se encontrarán en los interiores se encontrarán conectados al sistema de puesta a tierra mediante cable de cobre desnudo # 500 MCM. Se tomará en cuenta las exigencias impuestas por la compañía eléctrica para realizar la conexión de las partes metálicas con el anillo equipotencial, realizando las conexiones mediante bridas crimpadas.

El sistema implementado debe garantizar las siguientes condiciones:

- Al aplicar un voltaje de 500 Vcc el sistema deberá garantizar un aislamiento de las partes metálicas externas en el cual la resistencia entre estos elementos y el sistema equipotencial sea mayor a 10 kohmios.
- Se debe comprobar la equipotencialidad del sistema, verificando que todos los elementos metálicos internos estén unidos a la red de tierras y que el valor de la resistencia entre ellos sea de 0 ohmios.

El detalle del sistema de puesta a tierra utilizado se encuentra detallado en el ANEXO 18.

7.6.11.2. Puesta a tierra para el generador fotovoltaico y equipos electrónicos.

Para realizar el diseño de la malla de puesta a tierra que corresponde al centro de transformación se hará uso de la norma IEEE 80-2000 (IEEE std 80, 2000), y además el manual de construcción MEER (MEER, 2013).

La distribución del conductor va a ser de forma lineal a lo largo de la central en 3 tramos que corresponden a 218 m cada uno y a los cuales estarán conectados todos los elementos

del generador fotovoltaico. El cálculo se realizará cumpliendo con la condición de tener una resistencia menor o igual a 5 ohmios (S:FLEX, 2018). El conductor que utilizaremos será uno de especificación 1/0 AWG que tiene un diámetro de 8,2518 mm y a una profundidad de 0,5 m utilizando la siguiente ecuación.

$$R_g = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\ln \left(\frac{16L^2}{dh} \right) + \ln \frac{L}{2h} \right] \quad (\text{Ecuación 63})$$

Obteniendo el siguiente valor:

$$R_g = 1,77 \Omega$$

Debido a que se cumple con la condición previamente exigida, el sistema será completamente seguro.

7.6.12. Línea de evacuación de la energía.

La línea de evacuación de la energía está diseñada en base al punto de conexión previamente establecido, en donde se construirá una línea de media tensión que interconecte el centro de transformación con la red trifásica situada a 318 m de la central fotovoltaica.

La red de media tensión proyectada va a constar de 3 tramos en los cuales se propone la instalación de postes de 14 m con un peso de 500 kg. Para el punto de arranque se va a colocar el primer poste junto al poste No. 156 243, en donde constará con una estructura de las características descritas en el ANEXO 22 y en el cual se instalarán los equipos correspondientes al sistema de medición ANEXO 19.

La red desde el tramo 2 al tramo 3 va a ser aérea, la cual tendrá un conductor 3F - 4C ACSR calibre # 2 AWG, mientras que el tramo 1 va a ser subterráneo, correspondiente a la conexión con el centro de transformación, se instalará un conductor 3F - 4C XLPE calibre # 2 AWG.

7.7. Análisis económico y ambiental

Se realiza el análisis económico y ambiental del escenario producto de la radiación obtenida en el Atlas Solar:

7.7.1. Costo del proyecto.

Una vez diseñada la central fotovoltaica y seleccionado sus componentes se ha procedido a realizar un análisis de precios unitarios (ANEXO 2) para determinar el costo de implementación del proyecto.

En la presente tabla se detalla cada uno de los rubros, unidades, cantidades y precios.

Tabla 27. Descripción del costo inversión.

Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYS					
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja					
TABLA DE DESCRIPCIÓN DE RUBROS, UNIDADES, CANTIDADES Y PRECIOS					
RUBRO No.	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
CFV001	Adecantamiento del lugar	m ²	12 825,64	0,98	12 569,13
CFV002	Montaje de estructuras HILTI	U	91,00	8 273,63	752 900,33
CFV003	Montaje de los módulos fotovoltaicos de Silicio Policristalino SIMAX® SQP672-250W	U	4 004,00	322,55	1 291 479,19
CFV004	Montaje del Inversor SMA® SUNNY CENTRAL 250-US	U	4,00	86 778,08	347 112,32
CFV005	Instalación del conductor RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 6 mm ² para la interconexión de módulos fotovoltaicos	m	7 207,20	2,00	14 419,81
CFV006	Instalación del conductor RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 25 mm ² para la conexión de los módulos con la caja de concentración	m	7 439,46	5,56	41 368,98
CFV007	Instalación del conductor RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 500 mm ² para la conexión desde la caja de concentración hasta el inversor	m	4 300,66	82,46	354 635,65
CFV008	Tendido del conductor de cobre suave, aislado con XLPE, chaqueta termoplástica PVC, Calibre #500 MCM	km	1,16	35 376,48	40 895,21
CFV009	Tendido del conductor de cobre suave, aislado con XLPE, chaqueta termoplástica PVC, Calibre #2 AWG	km	0,09	9 416,48	828,65
CFV010	Tendido del conductor de aluminio, cableado, desnudo #2 AWG ACSR	km	1,27	1 369,23	1 741,66
CFV011	Ubicación de postes de 14 m para red de Media Tensión	U	3,00	406,21	1 218,63
CFV012	Estructura EST-3CD	U	2,00	831,58	1 663,16
CFV013	Estructura EST-3CR	U	1,00	496,70	496,70
CFV014	Montaje de Cajas Concentradoras (String Boxes)	U	52,00	403,50	20 982,00
CFV015	Ducto para Caja Concentradora	m	54,77	32,14	1 760,31
CFV016	Ducto canal principal	U	649,09	44,95	29 176,60
CFV017	Sistema de puesta a tierra del generador fotovoltaico	U	1,00	6 082,28	6 082,28
CFV018	Sistema de puesta a tierra del Centro de Transformación	U	1,00	5 625,13	5 625,13
CFV019	Montaje del Centro de Transformación	U	1,00	109 179,34	109 179,34
CFV020	Ubicación de pozos tipo D	U	63,00	392,02	24 697,26
CFV021	Montaje del sistema de medición y seccionamiento	U	1,00	29 067,588	29 067,588
CFV022	Adquisición del terreno	m ²	12 825,64	1,17	15 000,00
TOTAL					3 102 899,91

Fuente: Propia del autor.

7.7.2. Valor Actual Neto (VAN).

Este indicador financiero servirá para determinar la viabilidad económica del proyecto, y vamos a utilizar la (Ecuación 23) para calcularlo. Para poder determinar el VAN del proyecto debemos considerar:

- El coste de inversión.
- Producción anual de energía (kWh/año).
- Precio de venta del kWh.
- Vida útil del proyecto.
- Deterioro de producción de energía en los módulos fotovoltaicos.

En la Tabla 27 se detalla cada uno de los costos en lo referente a la inversión del proyecto. El valor de producción de energía que se considera va a ser el obtenido a partir de la simulación en PVsyst, la vida útil establecida por el fabricante de los módulos fotovoltaicos es de 25 años, en los cuales cada año va a existir una reducción de producción anual de energía del 0,8% (PROVIENTO SA, 2019).

En lo referente al valor del kWh de energía eléctrica, debido a que en la actualidad no existe una regulación por parte del ARCONEL la cual establezca un valor determinado para el kWh producido de energía eléctrica, vamos a tomar como referencia la Regulación No. CONELEC - 004/11 de la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (CONELEC, 2011) y además nos valdremos del artículo “INCENTIVO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR” (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018) estableciendo un valor de precio de venta de energía de $0,40 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$.

Además, la tasa de descuento ha sido fijada con un valor del 12%, esto debido a que se considera el porcentaje de interés pasivo como un 6% que establece el Banco Central del Ecuador aduciendo además un 3% de inflación y un 3% de riesgo para el proyecto, debido a que esta sería la tasa mínima que el inversionista recibiría por su inversión.

En la Tabla 28 se detalla cual será el Valor Actual Neto para el año 15, debido a que este es el periodo de tiempo de contrato que en su momento estableció CONELEC para este tipo de proyectos (CONELEC, 2011), tomando en consideración la degradación producida en los módulos fotovoltaicos.

7.7.3. Tasa Interna de Retorno (TIR) y precio del kWh generado.

De igual manera se presentará el valor de la Tasa Interna de Retorno que se obtendrá para este proyecto (Tabla 28).

Tabla 28. Análisis financiero de la central fotovoltaica.

Proyecto conectado a la red en el cantón zapotillo utilizando la radiación del Atlas Solar						
Año	Degradación	Producción de energía (KWh)	Ingreso de Venta de Energía (USD/Kwh)	Costo de mantenimiento y puesta en marcha	Flujo de Caja	Flujo de Acumulado
0,00	0,0%	0,00	0,00	0,00	-3 087 899,91	
1,00	0,8%	1 564 000,00	625 600,00	29 700,00	595 900,00	-2 555 846,33
2,00	1,6%	1 554 192,00	621 676,80	29 970,00	591 706,80	-2 084 141,30
3,00	2,4%	1 544 384,00	617 753,60	30 240,00	587 513,60	-1 665 960,72
4,00	3,2%	1 534 576,00	613 830,40	30 510,00	583 320,40	-1 295 250,06
5,00	4,0%	1 524 768,00	609 907,20	30 780,00	579 127,20	-966 637,73
6,00	4,8%	1 514 960,00	605 984,00	31 050,00	574 934,00	-675 358,28
7,00	5,6%	1 505 152,00	602 060,80	31 320,00	570 740,80	-417 184,12
8,00	6,4%	1 495 344,00	598 137,60	31 590,00	566 547,60	-188 365,05
9,00	7,2%	1 485 536,00	594 214,40	31 860,00	562 354,40	14 425,58
10,00	8,0%	1 475 728,00	590 291,20	32 130,00	558 161,20	194 138,55
11,00	8,8%	1 465 920,00	586 368,00	32 400,00	553 968,00	353 391,11
12,00	9,6%	1 456 112,00	582 444,80	32 670,00	549 774,80	494 504,61
13,00	10,4%	1 446 304,00	578 521,60	32 940,00	545 581,60	619 537,83
14,00	11,2%	1 436 496,00	574 598,40	33 210,00	541 388,40	730 316,63
15,00	12,0%	1 426 688,00	570 675,20	33 480,00	537 195,20	828 460,18
	Ingreso por venta de terreno y valor residual de componentes				1 256 159,96	1 482 007,56
					VAN	1 482 007,56
					TIR	17,63%
					Precio de KWh generado	USD 0,137

Fuente: Propia del autor.

Al realizar el análisis financiero se logra evidenciar que el escenario es bastante favorable debido a que existe un Valor actual Neto de 1 482 007,56 tomando en consideración la tasa de descuento del 12 %, teniendo una Tasa Interna de Retorno del 17,63% que representa un buen margen de ganancias.

El precio del kWh generado es de USD 0,137, es decir el hecho de vender la energía generada a un precio superior a este representaría ganancia.

7.7.4. Plazo de Recuperación de la inversión (PAYBACK).

Aquí se realiza el análisis de recuperación de la inversión para el escenario correspondiente a la simulación, tomando en cuenta 15 años de funcionamiento de la central fotovoltaica.

Tabla 29. Análisis de los flujos de efectivo.

Año	Flujo de Caja	Flujo acumulado
0	-3 102 899,91	
1	595 900,00	-2 570 846,33
2	591 706,80	-2 099 141,30
3	587 513,60	-1 680 960,72
4	583 320,40	-1 310 250,06
5	579 127,20	-981 637,73
6	574 934,00	-690 358,28
7	570 740,80	-432 184,12
8	566 547,60	-203 365,05
9	562 354,40	-574,42
10	558 161,20	179 138,55
11	553 968,00	338 391,11
12	549 774,80	479 504,61
13	545 581,60	604 537,83
14	541 388,40	715 316,63
15	1 793 355,16	1 482 007,56

Fuente: Propia del autor.

Tabla 30. Valores del Periodo de Recuperación de la inversión.

		Unidad
Período anterior al cambio de signo	8,00	USD
Valor absoluto del flujo acumulado	203 365,05	USD
Flujo de caja en el siguiente periodo	562 354,40	USD
Período de Recuperación de la inversión	8,36	Años

Fuente: Propia del autor.

Se puede concluir que a través del análisis financiero del período de recuperación de la inversión se identifica que, mediante la utilización de los datos de radiación solar correspondientes al Atlas Solar, el período de recuperación de la inversión será aproximadamente 8 años con 4 meses teniendo un periodo de ganancias de 6 años con 8 meses.

7.7.5. Análisis ambiental.

Para realizar el análisis ambiental nos enfocaremos en la cantidad de CO₂ que se dejará de emitir en comparación de generar energía mediante una central termoeléctrica frente a generarla mediante esta central fotovoltaica, cabe destacar que en el país existe prioridad para la producción de energía haciendo uso de fuentes naturales renovables, dando como resultado que se deje de lado las centrales térmicas.

El ARCONEL ha establecido que por cada kWh de energía generado producto de una central fotovoltaica una central térmica genera 0,319 kg de dióxido de carbono.

Por tanto, en la Tabla 31 se muestra que al tener una producción de 1 564 MWh al año se dejarán de emitir 498,916 Toneladas de dióxido de carbono, dando como resultado que durante un periodo de 15 años de funcionamiento se dejarán de emitir 7 155,22 Toneladas de dióxido de carbono, tomando en consideración la degradación de los paneles que afecta a la producción de energía.

Tabla 31. Análisis ambiental central fotovoltaica Zapotillo.

Central fotovoltaica Zapotillo		
Descripción	Valor	Unidades de medida física
Producción	1 564	MWh
Factor de conversión	0,000319	TCO ₂ /kWh
Toneladas de carbono que dejaran de emitirse por año	498,916	TCO ₂
Años de funcionamiento	15	años
Total de toneladas de carbono que dejaran de emitirse por año	7 155,22	TCO ₂

Fuente: Propia del autor.

DISCUSIÓN

En el Ecuador se está proyectando un cambio generalizado de la matriz energética donde se prioriza el uso de las energías renovables; para poder realizar el diseño de una central fotovoltaica es primordial tener claro cuál es el valor del recurso solar existente en el lugar de emplazamiento.

El hecho de tomar en cuenta los valores de radiación solar producto de diferentes plataformas WEB conlleva a tener una visión inexacta de la producción de energía de la central debido a que son valores tomados a partir de imágenes satelitales geoestacionarias. Una de las mejores opciones a tener en cuenta son los datos que puede proporcionar una estación meteorológica; pero no existe una estación en las coordenadas geográficas donde estará ubicada la central y en el caso de implantar una, tendríamos que esperar un tiempo determinado para poder tener la información completa del lugar. Es por ello que en el país se cuenta con el Atlas Solar con Fines de Generación Eléctrica cuyas acciones fueron orientadas a la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética utilizando el modelo CRS (Climatological Solar Radiation Model) que permite obtener valores aproximados.

Al realizar el proyecto se estimó un valor de 0,40 USD/kWh generado, debido a que, la ARCONEL no ha establecido un reglamento que estipule un precio fijo en la actualidad para la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos y se establece este valor considerando valores identificados en otros países y las consideraciones emitidas en la regulación 004/11 (CONELEC, 2011). Al establecer este precio por kWh el proyecto resulta ser viable, esto debido a que el precio por kWh generado tomando en consideración el costo del proyecto es de USD 0,137.

La normativa y reglamentación utilizadas para el diseño de la central fotovoltaica fueron la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Regulación No. CONELEC 004/11, Regulación No. ARCONEL 004/15, Regulación No. ARCONEL 001/16, Regulación No. ARCONEL 004/18, Regulación No. ARCONEL 005/18, Norma Ecuatoriana de la Contrucción-NEC-11, Norma NTE INEN 2115:2004, Norma NTE INEN 1869, Norma NTE INEN 2227, Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales EERSSA, Manual de Construcción del Sistema de Distribución Eléctrica de Redes Subterráneas establecidas por El MEER, Reglamento

Electrotécnico para Baja Tensión, norma ANSI/IEEE C57.92-1981, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Norma IEEE 80, std-2000, Norma UNE 21123.

CONCLUSIONES

➤ Mediante la utilización de diferentes bases de datos del recurso solar se logró determinar el recurso solar existente en el cantón Zapotillo. Llegando a determinar que el promedio anual de irradiación diaria global horizontal de la zona es de 5 725 Wh/m².

➤ El análisis de la demanda de energía del sector permitió identificar que en la zona existe un consumo promedio de energía eléctrica anual de 6 970 MWh, teniendo un consumo per cápita anual de 500,57 kWh/hab y finalmente una demanda de potencia anual de 630 kW.

La red eléctrica trifásica de media tensión será aérea y tendrá un recorrido de 318 m desde la subestación de la central fotovoltaica hacia el poste proyectado instalarse en el alimentador Zapotillo #1 813.

En el poste proyectado como punto de frontera para evacuar la energía generada se instalarán el medidor de energía ION 7 550, este registrará la energía entregada a la red por la central fotovoltaica.

➤ La simulación efectuada en el software PVsyst permitió identificar una producción anual de energía de 1 564 MWh/año con un factor de rendimiento de 75 %.

La configuración de la central fotovoltaica será de 4 004 paneles fotovoltaicos de 250 Wp y 4 inversores de 250 kW de capacidad, los cuales estarán distribuidos en una conexión de 11 módulos fotovoltaicos en serie y 92 cadenas.

➤ Se determinó que el proyecto tendrá una inversión inicial de USD 3 102 899,91; obteniéndose un Valor Actual Neto (VAN) de 1 482 007,56 con una tasa de descuento de 12 % que es la establecida en el Ecuador para este tipo de proyectos, el precio por el kWh generado es de USD 0,137 de acuerdo con la inversión realizada.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es de 17,63%, teniendo un periodo de recuperación de la inversión de 8 años con 4 meses, identificándose un periodo de ganancia de 6 años con 8 meses, considerando que el tiempo de concesión del proyecto es de 15 años de acuerdo a lo que establece la regulación 004/11 (CONELEC, 2011), obteniéndose como resultado un proyecto económicamente rentable.

- El proyecto aporta al medio ambiente, ya que, no tiene efectos negativos por su implantación en el sector seleccionado, además por la implementación de este tipo de proyectos se dejarían de emitir 7 155,22 toneladas de CO₂ durante el tiempo de funcionamiento del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Obtener datos confiables de radiación solar para lograr un correcto dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red; pues esta será la base para la realización del proyecto y permitirá acercarnos a la producción que podría existir al implementar el proyecto.
- Tener en cuenta la calidad y la eficiencia durante la selección de los equipos, ya que por un menor costo se arriesgará la funcionalidad del sistema, teniendo a futuro un sistema deficiente, por lo tanto, una correcta inversión inicial garantizará, un correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico.
- Programar mantenimientos preventivos con el fin de garantizar el buen funcionamiento del sistema y por ende mejorar la vida útil del mismo.
- Impulsar la creación de un reglamento electrotécnico de energía solar fotovoltaica en el Ecuador en el cual nuevos proyectistas puedan basarse y así evitar utilizar reglamentos internacionales que se basan en muchos de los casos en realidades distintas. De la misma manera la creación de una regulación que determine un precio por kWh generado estable, para de esta manera permitir realizar un análisis económico sustentado de los proyectos futuros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera Nieves, A. (2011). *Montaje mecánico en instalaciones solares fotovoltaicas*. Vértice.
- AIGUASOL. (2016). Datos climáticos para cualquier lugar en la Tierra, Meteonorm - Aiguasol. Retrieved January 29, 2019, from <https://aiguasol.coop/es/software-energia/meteonorm-7-2-datos-climaticos-globales/>
- Almeida, M. P. (2012). *Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da Universidade de São Paulo, São Paulo. <https://doi.org/10.11606/D.86.2012.tde-28062012-102236>
- ANSI/IEEE. (1981). IEEE C57.92-1981: "Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C average winding rise."
- Aparicio, M. P. (2010). *Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada*. Marcombo.
- ARCONEL. (2015a). Regulación No.-004/15. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>
- ARCONEL. (2015b). Regulación No. ARCONEL-004/15. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>
- ARCONEL. (2016). Regulación No. ARCONEL 001/16. Retrieved July 19, 2019, from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- ARCONEL. (2018a). ARCONEL.
- ARCONEL. (2018b). Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano – ARCONEL. Retrieved March 1, 2019, from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/boletines-estadisticos/>
- ARCONEL. (2018c). Plan Maestro de Electrificación 2017-2025.
- ARCONEL. (2018d). Regulación No. ARCONEL-005/18. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>
- ARCONEL. (2018e). Resolución Nro ARCONEL-004/18. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/03/004-18-Conocimiento-y-aprobación-del-Acta-Nro.-01-18-correspondiente-a-la-sesión-de-Directorio-de-5-de-enero-de-2018.pdf>
- ARCONEL. (2018f). *Resolución Nro ARCONEL-042/18*. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/042-18.pdf>

- Arteaga Santana, J., & Veliz Párraga, J. (2013). *GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE USO DE PANELES FOTOVOLTAICO EN VIVIENDAS RURALES DE MANABÍ*. Retrieved from <http://sigloxxi.espm.edu.ec/Ponencias/III/ponencias/simposio4/7.pdf>
- AUTOSOLAR. (2018). AUTOSOLAR. Retrieved from <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos>
- Ballesteros, C. O. (2012). *ANÁLISIS COMPARATIVO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED CON POTENCIA IGUAL O SUPERIOR A 100 kW*. Retrieved from https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/15497/PFC_Clara_Ormaechea_Ballesteros.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Barbosa, S. M. K. (2016). *A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de learning curves: uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis*. Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da Universidade de São Paulo, São Paulo. <https://doi.org/10.11606/T.106.2016.tde-14042016-094140>
- Barreto, G. de A. (2014). *Metodologia de aplicação de geração distribuída fotovoltaica em baixa tensão nos reticulados subterrâneos das distribuidoras de energia elétrica*. Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da Universidade de São Paulo, São Paulo. <https://doi.org/10.11606/T.86.2014.tde-05082014-140306>
- Bordeaux. (2016). *Radiación Solar*. Retrieved from http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es02/chapter_2_ES.pdf
- CATEDU. (2019). Pérdidas en un transformador. Retrieved June 17, 2019, from http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/3000/3015/html/135_prdidas_en_un_transformador.html
- Colmenar Santos, A., & Borge Diez, D. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. UNED - Universidad Nacional de Educación a Distancia.
- COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN. (2011). *NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN NEC CAPÍTULO 2 PELIGRO SÍSMICO Y REQUISITOS DE DISEÑO SISMO RESISTENTE*. Retrieved from <http://giec.espe.edu.ec/wp-content/uploads/2013/09/NEC2011-CAP2-PELIGRO-SISMICO-Y-REQUISITOS-DE-DISENO-SISMO-RESISTENTE-2013.pdf>
- COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN. (2013). *NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN NEC CAPÍTULO 1 CARGAS Y MATERIALES*. Retrieved from http://giec.espe.edu.ec/wp-content/uploads/2013/09/NEC2011-CAP1-CARGAS-Y-MATERIALES_2013.pdf

- Componentes, A. solar. (2018). COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. Retrieved January 13, 2019, from <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes2.htm>
- CONDUMEX, G. (2012). Los sistemas fotovoltaicos “Curso de introducción.”
- CONELEC. (2011). Regulación No. CONELEC - 004/11.
- CONELEC. (2013). *Regulación No. CONELEC 001/13*. Retrieved from www.conelec.gob.ec
- CONELEC. (2018). ATLAS SOLAR.
- Cuba Solar. (2016). Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Retrieved January 13, 2019, from <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia40/HTML/articulo05.htm>
- Earth, G. (2019). Google Earth Pro. Retrieved from <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- EERSSA. (2012). *Normas Técnicas para El Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales EERSSA*. Retrieved from http://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2018/mayo/archivos/a3/Normas_tecnicas_diseno_redes_electricas_urbanas_rurales.pdf
- Energía Solar. (2017). ALTURA SOLAR Y AZIMUT SOLAR. Grados de altura solar. Angulo solar. Retrieved January 13, 2019, from <http://solete.nichese.com/altura.html>
- Energías Renovables acciona. (n.d.). ENERGÍA SOLAR. Retrieved May 30, 2019, from <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/>
- ERRSSA. (2019). Demanda de energía del cantón Zapotillo. LOJA: 2019.
- Falcón, J. L. (2016). *El electrodo de puesta a tierra*. México.
- Fotovoltaica, E. S. (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. *Instituto Para La Diversificación y Ahorro de La Energía (IDAE)*.
- Hilti. (2019). Especializado en herramientas profesionales - Hilti Española. Retrieved February 27, 2019, from <https://www.hilti.es/>
- IEEE std 80. (2000). IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. Retrieved from <http://www.dee.ufrj.br/~acsl/grad/equipamentos/IEEE-std80.pdf>
- INDIAN ENERGY. (2013). *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>
- INEC. (2018). Proyecciones Poblacionales. Retrieved January 29, 2019, from <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/>
- Instalaciones autónomas. (2017). AISLADOS. Retrieved January 13, 2019, from http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/calculo_aislados4.htm
- IRENA. (2017). Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Solar PV. */Publications/2017/Jun/Renewable-Energy-Benefits-Leveraging-Local-Capacity-for-*

- Solar-PV*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2017/Jun/Renewable-Energy-Benefits-Leveraging-Local-Capacity-for-Solar-PV>
- Lamigueiro, O. P. (2011). Energía solar fotovoltaica. *Creative Commons Ebook*.
- Martinez, E., & Bautista, Y. (2012). *Diseño de una planta generadora solar fotovoltaica de 20 MW*.
- MEER. (2013). *MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE REDES SUBTERRÁNEAS CONTENIDO*. Retrieved from [http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Subterranas/Manual de construccion.pdf](http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Subterranas/Manual%20de%20construccion.pdf)
- Meteonorm. (2018). Meteonorm. Retrieved January 29, 2019, from <https://meteonorm.com/>
- Mora Villagómez, E. G., & Muñoz Valencia, C. E. (2010). Análisis del sistema de puesta a tierra de la Casa de la Cultura Núcleo del Guayas. Retrieved from <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2198>
- Muñoz-Vizhñay, J. P., Rojas-Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, (19), 60–68.
- NASA. (2018). NASA POWER Data Access Viewer. Retrieved January 29, 2019, from <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NTE INEN. (1999a). NTE INEN 1869: Tubos de cloruro de polivinilo rígido (PVC) para canalizaciones telefónicas y eléctricas. Requisitos: Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN): Descarga gratuita, préstamo y transmisión: Internet Archive. Retrieved July 18, 2019, from <https://archive.org/details/ec.nte.1869.1999>
- NTE INEN. (1999b). *NTE INEN 2227: Tubos de cloruro de polivinilo rígido (PVC) de pared estructurada e interior lisa y accesorios para canalizaciones telefónicas y eléctricas. Requisitos: Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN): Descarga gratuita, préstamo y transmisión: Internet Archive*. Retrieved from <https://archive.org/details/ec.nte.2227.1999>
- NTE INEN. (2004). *NTE INEN 2115: Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito : Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN) : Free Download, Borrow, and Streaming : Internet Archive*. Retrieved from <https://archive.org/details/ec.nte.2115.2004>
- PROVIENTO SA. (2019). PROVIENTO SA. Retrieved January 13, 2019, from <https://www.proviento.com.ec/>
- PVsystem. (2018). PVSystem - Logiciel Photovoltaïque. Retrieved January 13, 2019, from <https://www.pvsyst.com/>
- REBT. (2013a). REBT – Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión | PLC Madrid.

- Retrieved February 17, 2019, from <https://www.plcmadrid.es/rebt/#itcs>
- REBT. (2013b). *REBT norma ITC-BT-07*. Retrieved from http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_07.pdf
- REBT. (2013c). REBT norma ITC-BT-19.
- REBT. (2013d). REBT norma ITC-BT-40.
- REBT. (2019). *ITC-BT 22 Protección contra sobreintensidades*. Retrieved from <https://www.plcmadrid.es/wp-content/uploads/rebt/itc22/ITC-BT-22.pdf>
- Renovables, E. (2018). Energías Renovables, la revista de la Energía limpia. Retrieved March 1, 2019, from <http://www.energias-renovables.info/>
- RETIE. (2008). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE*. Retrieved from www.sptingenieria.com
- Roger, A. :, & Parera, G. (2008). *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1,1 MW*
TITULACIÓN: Ingeniería Técnica Industrial en Electricidad. Retrieved from <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1276pub.pdf>
- Rojas, M. (2017). *Diagnóstico y Prospectiva del Sistema Energético que Interactúa en la Zona 7 del Ecuador*. LOJA.
- S:FLEX. (2018). S:FLEX - Sistemas de fijación para plantas fotovoltaicas - Cubierta plana. Retrieved January 13, 2019, from <http://www.sflex.com/htdocs/index.php/es/estructuras/cubierta-plana>
- Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (2013). *Preparación y evaluación de proyectos*. McGraw Hill,.
- Schneider Electric. (2019). ION7550/ION7650 | Schneider Electric. Retrieved June 26, 2019, from <https://www.se.com/ar/es/product-range-presentation/1460-ion7550-ion7650/>
- SMA Solar Technology AG. (2019). SMA Solar Technology AG - Tecnología en energía fotovoltaica para plantas fotovoltaicas de cualquier tamaño. Retrieved June 11, 2019, from <https://www.sma.de/es/>
- SODA. (2018). SODA - www.soda-pro.com. Retrieved January 29, 2019, from <http://www.soda-pro.com/>
- SPIEGEL, M. R. (1988). *Teoría y problemas de ESTADÍSTICA*.
- Tigo energy. (2018). PVsyst – Tigo Resource Center. Retrieved January 13, 2019, from <https://support.tigoenergy.com/hc/es-mx/articles/215348938-PVsyst>
- TODOPRODUCTIVIDAD. (2019). Caracterización de pérdidas en los sistemas fotovoltaicos. Retrieved June 14, 2019, from <http://todoproduktividad.blogspot.com/2015/08/caracterizacion-de-perdidas-en-los.html>
- Tumbrl. (2017). Panel Solar Fotovoltaico. Retrieved January 13, 2019, from

<http://eliseosebastian.tumblr.com/page/19>

UNE. (2017). Norma UNE 21123.

ANEXOS

ANEXO 1. Computo de caída de voltaje.

A.. PRIMARIO	ESTUDIO ELECTRICO PARA CFV ZAPOTILLO COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE REDES PRIMARIAS				ANEXO : 1			
				HOJA: 1				
PROVINCIA: LOJA	CANTÓN: ZAPOTILLO	PARROQUIA: SAUCILLO	BARRIO:	FECHA: jul-19				
LONGITUD TOTAL (km) : 0,340	NÚMERO DE ABONADOS : 1	PROYECTISTA : <u>DEIVYOCHOA</u>						
VOLTAJE (kV) : 13,8	SPARD : 0	RESPONSABLE : <u>DEIVYOCHOA</u>						
NÚMERO DE FASES : 3	DV DE ARRANQUE : 0	REVISÓ :						
ESQUEMA:								
<p style="text-align: center;"> El diagrama muestra un triángulo que representa el CFV ZAPOTILLO conectado a un círculo que representa POSTE 3. Desde POSTE 3, una línea horizontal de 115 m conecta con otro círculo que representa POSTE 2. Desde POSTE 2, una línea diagonal de 203 m conecta con un tercer círculo que representa POSTE 1. </p>								
TRAMO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	No. FASE / No. CONDUCT	CALIBRE (AWG)	FDV (kVA x Km)	M.P. (kVA x km)	DV% PARCIAL	DV% ACUMULADO
0 - 1	0,022	1000	3F - 4C XLPE	2 (2)	2879	22,000	0,008	0,008
1-2	0,115	1000	3F - 4C ACSR	2 (2)	1977	115,000	0,058	0,066
2 -3	0,203	1000	3F - 4C ACSR	2 (2)	1977	203,000	0,103	0,168
NOTA:						DV% = 0,168		
NOTA: REFERENCIAS: PARA CALCULAR LA CAIDA DE VOLTAJE, SE UTILIZO EL MANUAL DE NORMAS TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS URBANAS Y RURALES, ESTABLECIDO POR LA EERSSA.								

ANEXO 2. Rubros y precios unitarios.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYSY						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV1						
Detalle: Adcentamiento						
						Hoja 1 de 22
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,004
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,004
3	Tractor D7	1,00	45,00	45,00	0,02	0,90
SUBTOTAL (M)						0,908
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Operador de tractor	1,00	3,82	3,82	0,02	0,08
SUBTOTAL (N)						0,08
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1						
SUBTOTAL (O)						
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						0,98
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						0,98
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						0,98

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV2						
Detalle: Montaje de estructuras HILTI						
						Hoja 2 de 22
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				375,00
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				375,00
SUBTOTAL (M)						750,00
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante electricista	2,00	3,62	7,24	2,10	15,20
2	Ingeniero electromecánico	1,00	4,01	4,01	2,10	8,42
SUBTOTAL (N)						23,63
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Estructuras Hilti	U	1,00	7500,00	7 500,00	
SUBTOTAL (O)						7 500,00
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						8 273,63
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						8 273,63
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						8 273,63

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV3						
Detalle: Montaje de los módulos fotovoltaicos de Silicio Policristalino SIMAX® SQP672-250W						
Hoja 3 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,18
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,18
SUBTOTAL (M)						0,37
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	0,25	0,91
2	Peón	2,00	3,58	7,16	0,25	1,79
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,01	4,01	0,25	1,00
SUBTOTAL (N)						3,70
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Panel solar de Silicio Policristalino SIMAX® SQP672-250W	U	1,000	312,00	312,00	
2	Conector Multi-Contact MC4-Macho 6 mm	U	2,000	1,62	3,24	
3	Conector Multi-Contact MC4-Hembra 6 mm	U	2,000	1,62	3,24	
SUBTOTAL (O)						318,48
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						322,55
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						322,55
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						322,55

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV4						
Detalle: Montaje del Inversor SMA® SUNNY CENTRAL 250-US						
Hoja 3 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				2,43
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				2,43
3	Grúa	1,00	45,00	45,00	1,00	45,00
SUBTOTAL (M)						49,86
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	2,00	3,62	7,24	3,00	21,72
2	Electricista	1,00	3,62	3,62	3,00	10,86
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	3,00	12,03
4	Operador de grúa	1,00	4,01	4,01	1,00	4,01
SUBTOTAL (N)						48,62
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Inversor SMA® SUNNY CENTRAL 250-US	U	1,00	85999,00	85 999,00	
2	Interruptor termomagnético de la marca LG Industrial Systems® modelo ABS-803a	U	1,00	680,60	680,60	
SUBTOTAL (O)						86 679,60
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						86 778,08
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						86 778,08
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						86 778,08

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV5						
Detalle: Instalación del conductor RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 6 mm ² para la interconexión de módulos fotovoltaicos						
Hoja 5 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,03
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,03
SUBTOTAL (M)						0,06
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	0,05	0,18
2	Supervisor eléctrico general	1,00	4,02	4,02	0,05	0,20
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	0,05	0,20
SUBTOTAL (N)						0,58
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 6 mm ²	m	1,00	1,36	1,36	
SUBTOTAL (O)						1,36
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						2,00
UTILIDADES INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						2,00
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						2,00

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYSY						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV6						
Detalle: Instalación del conductor RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 25 mm ² para la conexión de los módulos con la caja de concentración						
Hoja 6 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,03
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,03
SUBTOTAL (M)						0,06
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	0,05	0,18
2	Supervisor eléctrico general	1,00	4,02	4,02	0,05	0,20
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	0,05	0,20
SUBTOTAL (N)						0,58
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 25 mm ²	m	1,00	4,92	4,92	
SUBTOTAL (O)						4,92
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						5,56
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						5,56
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						5,56

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV7						
Detalle: Instalación del conductor RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 300 mm ² para la conexión desde la caja de concentración hasta el inversor						
Hoja 7 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,03
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,03
SUBTOTAL (M)						0,06
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	0,05	0,18
2	Supervisor eléctrico general	1,00	4,02	4,02	0,05	0,20
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	0,05	0,20
SUBTOTAL (N)						0,58
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	RV-K 0,6/1 kV de la marca POWERFLEX® con una sección de 500 mm ²	m	1,00	81,82	81,82	
SUBTOTAL (O)						81,82
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						82,46
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						82,46
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						82,46

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV8						
Detalle: Tendido del conductor de aluminio, aislado con XLPE, chaqueta termoplástica PVC, Calibre #500 MCM						
Hoja 8 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				17,11
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				17,11
SUBTOTAL (M)						34,23
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	2,00	3,62	7,24	18,50	133,94
2	Electricista	2,00	3,62	7,24	18,50	133,94
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,02	4,02	18,50	74,37
SUBTOTAL (N)						342,25
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Conductor de cobre suave, aislado con XLPE, chaqueta termoplástica PVC, Calibre #500 MCM	km	1,00	35 000,00	35 000,00	
SUBTOTAL (O)						35 000,00
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						35 376,48
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						35 376,48
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						35 376,48

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV9						
Detalle: Tendido del conductor de cobre suave, aislado con XLPE, chaqueta termoplástica PVC, Calibre #2 AWG						
Hoja 9 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				17,11
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				17,11
SUBTOTAL (M)						34,23
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	2,00	3,62	7,24	18,50	133,94
2	Electricista	2,00	3,62	7,24	18,50	133,94
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,02	4,02	18,50	74,37
SUBTOTAL (N)						342,25
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Conductor de cobre suave, aislado con XLPE, chaqueta termoplástica PVC, Calibre #2 AWG	km	1,00	8 500,00	8 500,00	
2	Puntas terminales para exterior para 15 kV, BILL 95	U	3,00	90,00	270,00	
3	Puntas terminales para interior para 15 kV, BILL 95	U	3,00	90,00	270,00	
SUBTOTAL (O)						9 040,00
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						9 416,48
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						9 416,48
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						9 416,48

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV10						
Detalle: Tendido del conductor de aluminio, cableado, desnudo. ACSR #2 AWG						
Hoja 10 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				15,42
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				15,42
SUBTOTAL (M)						30,84
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	2,00	3,62	7,24	16,67	120,69
2	Electricista	2,00	3,62	7,24	16,67	120,69
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,02	4,02	16,67	67,01
SUBTOTAL (N)						308,40
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Conductor desnudo de aluminio ACSR #2 AWG	km	1,00	1 030,00	1 030,00	
SUBTOTAL (O)						1 030,00
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						1 369,23
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						1 369,23
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						1 369,23

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV11						
Detalle: Ubicación de postes de 14 m para red de Media Tensión						
Hoja 11 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				3,17
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				3,17
3	Grúa	1,00	45,00	45,00	1,00	45,00
SUBTOTAL (M)						51,35
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	2,00	3,62	7,24	4,00	28,96
2	Electricista	1,00	3,62	3,62	4,00	14,48
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	4,00	16,04
4	Operador de grúa	1,00	4,01	4,01	1,00	4,01
SUBTOTAL (N)						63,49
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Poste de 14 m - 500 kg	U	1,00	291,37	291,37	
SUBTOTAL (O)						291,37
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						406,21
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						406,21
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						406,21

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV12						
Detalle: Estructura EST-3CD						
Hoja 12 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				2,67
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				2,67
SUBTOTAL (M)						5,34
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Técnico liniero eléctrico	1,00	3,62	3,62	7,00	25,34
2	Maestro eléctrico/ liniero/ subestación	1,00	4,01	4,01	7,00	28,07
SUBTOTAL (N)						53,41
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Cruceta de acero galvanizado, perfil "L" 75X75X6 mm	U	3,00	80,87	242,61	
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38X38X6X700 mm	U	6,00	24,50	147,00	
3	Perno ojo de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16x254 mm	U	2,00	3,58	7,16	
4	Tuerca ojo ovalado de acero galvanizado, perno de 16 mm	U	2,00	1,28	2,56	
5	Perno pin punta de poste simple de acero galvanizado, con accesorios de sujeción, 19x457 mm	U	1,00	8,40	8,40	
6	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 4 pernos, 38x4x140 mm	U	3,00	9,00	27,00	
7	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16x38 mm	U	4,00	0,54	2,16	
8	Perno rosca corrida de acero galvanizada, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16x306 mm	U	2,00	2,54	5,08	
9	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 15 kV, ANSI 55-5	U	3,00	10,17	30,51	
10	Aislador espiga (pin), caucho siliconado, 15 kV, ANSI DS-15	U	6,00	5,79	34,74	
11	Grapa de aleación de Al, terminal apernado, tipo pistola	U	6,00	35,00	210,00	
12	Horquilla de acero galvanizado, para anclaje 16x75 mm	U	4,00	8,00	32,00	
13	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura 4 AWG	m	6,00	0,65	3,90	
14	Conector de aleación de Al, compresión tipo "H"	U	3,00	6,57	19,71	
SUBTOTAL (O)						772,83
TRANSPORTE						

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
1					
		SUBTOTAL (P)			
		TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)			831,58
		UTILIDADES			0,00
		INDIRECTOS			0,00
		COSTO TOTAL DEL RUBRO			831,58
		PRECIO UNITARIO ADOPTADO			831,58

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV13						
Detalle: Estructura EST-3CR						
Hoja 13 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				2,67
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				2,67
SUBTOTAL (M)						5,34
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Técnico liniero eléctrico	1,00	3,62	3,62	7,00	25,34
2	Maestro eléctrico/ liniero/ subestación	1,00	4,01	4,01	7,00	28,07
SUBTOTAL (N)						53,41
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Cruceta de acero galvanizado, perfil "L" 75X75X6 mm	U	2,00	80,87	161,74	
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38X38X6X700 mm	U	4,00	24,50	98,00	
3	Perno ojo de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16X254 mm	U	2,00	3,58	7,16	
4	Tuerca ojo ovalado de acero galvanizado, perno de 16mm	U	1,00	1,28	1,28	
5	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38X4X140 mm	U	1,00	7,16	7,16	
6	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 4 pernos, 38X4X140 mm	U	1,00	9,00	9,00	
7	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16X38 mm	U	4,00	0,54	2,16	
8	Perno rosca corrida de acero galvanizada, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16X306 mm	U	2,00	2,54	5,08	
9	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 15 kV, ANSI DS-15	U	3,00	5,79	17,37	
10	Grapa de aleación de Al, terminal apertado, tipo pistola	U	3,00	35,00	105,00	
11	Horquilla de acero galvanizado, para anclaje 16X75 mm	U	3,00	8,00	24,00	
SUBTOTAL (O)						437,95

TRANSPORTE					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
1					
SUBTOTAL (P)					
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)					496,70
UTILIDADES					0,00
INDIRECTOS					0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO					496,70
PRECIO UNITARIO ADOPTADO					496,70

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV14						
Detalle: Montaje de Cajas Concentradoras (String Boxes)						
Hoja 14 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,84
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,84
SUBTOTAL (M)						1,68
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Albañil	1,00	3,62	3,62	1,50	5,43
2	Peón	1,00	3,58	3,58	1,50	5,37
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,01	4,01	1,50	6,02
SUBTOTAL (N)						16,82
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Caja concentradora de 7 strings	U	1,000	350,00	350,00	
2	Estructura de soporte para Cajas concentradoras	U	1,000	35,00	35,00	
SUBTOTAL (O)						385,00
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						403,50
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						403,50
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						403,50

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV15						
Detalle: Ducto para Caja Concentradora						
Hoja 15 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,56
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,56
3	Retroexcavadora	1,00	25,00	25,00	0,01	0,25
SUBTOTAL (M)						1,38
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	1,00	3,62
2	Peón	1,00	3,58	3,58	1,00	3,58
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,01	4,01	1,00	4,01
3	Operador de retroexcavadora	1,00	4,01	4,01	0,01	0,04
SUBTOTAL (N)						11,25
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Tubo PVC pared estructurada interior lisa y exterior corrugada de 110 mm	m	2,000	3,45	6,90	
2	Separador de tubería PVC 1 Filas x 2 columnas ancho 320 mm x 90 mm de alto	U	1,000	0,66	0,66	
3	Arena	m ³	0,099	18,00	1,78	
4	Material de relleno	m ³	0,141	12,00	1,69	
5	Ripio	m ³	0,047	14,50	0,68	
6	Hormigón de 140 kg/cm2	m ³	0,047	83,50	3,92	
7	Cinta de señalización ancho 250 mm x 0,175 mm de espesor	U	1,000	0,01	0,01	
8	Tubo de polietileno triducto de 40 mm	m	1,000	3,86	3,86	
SUBTOTAL (O)						19,51
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						

	TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)	32,14
	UTILIDADES	0,00
	INDIRECTOS	0,00
	COSTO TOTAL DEL RUBRO	32,14
	PRECIO UNITARIO ADOPTADO	32,14

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYSY						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV 16						
Detalle: Ducto canal principal						
Hoja 16 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				0,56
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				0,56
3	Retroexcavadora	1,00	25,00	25,00	0,015	0,38
SUBTOTAL (M)						1,50
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	1,000	3,62
2	Peón	1,00	3,58	3,58	1,000	3,58
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,01	4,01	1,000	4,01
3	Operador de retroexcavadora	1,00	4,01	4,01	0,015	0,06
SUBTOTAL (N)						11,27
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Tubo PVC pared estructurada interior lisa y exterior corrugada de 160 mm	m	4,000	3,90	15,60	
2	Separador de tubería PVC 2 Filas x 2 columnas ancho 420 mm x 240 mm de alto	U	1,000	1,25	1,25	
3	Arena	m ³	0,212	18,00	3,82	
4	Material de relleno	m ³	0,171	12,00	2,05	
5	Ripio	m ³	0,057	14,50	0,83	
6	Hormigón de 140 kg/cm2	m ³	0,057	83,50	4,76	
7	Cinta de señalización ancho 250 mm x 0,175 mm de espesor	U	1,000	0,01	0,01	
8	Tubo de polietileno triducto de 40 mm	m	1,000	3,86	3,86	
SUBTOTAL (O)						32,17
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	

	SUBTOTAL (P)	
	TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)	44,95
	UTILIDADES	0,00
	INDIRECTOS	0,00
	COSTO TOTAL DEL RUBRO	44,95
	PRECIO UNITARIO ADOPTADO	44,95

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV17						
Detalle: Sistema de puesta a tierra del generador fotovoltaico						
Hoja 17 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				19,17
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				19,17
3	Retroexcavadora	1,00	25,00	25,00	4,00	100,00
SUBTOTAL (M)						138,34
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	20,00	72,40
2	Peón	3,00	3,58	10,74	20,00	214,80
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	20,00	80,20
3	Operador de retroexcavadora	1,00	4,01	4,01	4,00	16,04
SUBTOTAL (N)						383,44
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Cable de Cu, Desnudo 1/0 AWG	m	840,00	6,16	5 174,40	
2	Lug ilsco de cobre para cable de tierra	U	143,00	2,70	386,10	
SUBTOTAL (O)						5 560,50
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						6 082,28
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						6 082,28
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						6 082,28

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV18						
Detalle: Sistema de puesta a tierra del Centro de Transformación						
Hoja 18 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				7,75
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				7,75
3	Retroexcavadora	1,00	25,00	25,00	2,00	50,00
SUBTOTAL (M)						65,50
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	8,00	28,96
2	Peón	3,00	3,58	10,74	8,00	85,92
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	8,00	32,08
3	Operador de retroexcavadora	1,00	4,01	4,01	2,00	8,02
SUBTOTAL (N)						154,98
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Cable de Cu, Desnudo 500 MCM	m	120,00	35,00	4 200,00	
2	Varilla Copperweld 5/8 para puesta a tierra, Acero con Recubrimiento de Cu, 16 X 2400 mm	U	4,00	16,00	64,00	
3	Suelda Exotérmica (500 MCM)	U	36,00	12,00	432,00	
4	Terminal aleación de Cu, de compresión tipo ojo, calibre 500 MCM	U	12,00	3,00	36,00	
5	Barra equipotencial de Cu, para sistema de puesta a tierra 2"x10"x1/4"	U	3,00	57,55	172,65	
6	Tierra de cultivo, máximo 50 Ωm de resistividad	m ³	50,00	10,00	500,00	
SUBTOTAL (O)						5 404,65
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						

	TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)	5 625,13
	UTILIDADES	0,00
	INDIRECTOS	0,00
	COSTO TOTAL DEL RUBRO	5 625,13
	PRECIO UNITARIO ADOPTADO	5 625,13

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV 19						
Detalle: Montaje del Centro de Transformación						
Hoja 19 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				6,15
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				6,15
3	Grúa	1,00	45,00	45,00	1,00	45,00
SUBTOTAL (M)						57,30
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	2,00	3,62	7,24	8,00	57,92
2	Electricista	1,00	3,62	3,62	8,00	28,96
3	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	8,00	32,08
4	Operador de grúa	1,00	4,01	4,01	1,00	4,01
SUBTOTAL (N)						122,97
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO 13800/480V, 1250 KVA, Estrella primario-Delta secundario, BILL 95 kV	U	1,00	95892,00	95 892,00	
2	Celda de seccionamiento y protección 15 kV 630 A tipo SM6	U	1,00	5745,00	5 745,00	
3	Obra civil	U	1,00	6954,67	6 954,67	
4	Elbow conector 15 kV 3M	U	3,00	120,00	360,00	
5	Tubería de 160 mm	m	12,00	3,95	47,40	
SUBTOTAL (O)						108 999,07
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						109 179,34
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						109 179,34
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						109 179,34

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV20						
Detalle: Ubicación de pozos tipo D						
Hoja 20 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				1,72
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				1,72
3	Retroexcavadora	1,00	20,70	20,70	0,20	4,14
SUBTOTAL (M)						7,58
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Peón	1,00	3,58	3,58	3,00	10,74
2	Supervisor eléctrico general	1,00	4,01	4,01	3,00	12,03
3	Albañil	1,00	3,62	3,62	3,00	10,86
4	Operador de retroexcavadora	1,00	4,01	4,01	0,20	0,80
SUBTOTAL (N)						34,43
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Pozo tipo D	U	1,00	350,00	350,00	
SUBTOTAL (O)						350,00
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						392,02
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						392,02
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						392,02

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
Proyecto: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST						
Ubicación: Zapotillo - Provincia de Loja						
Rubro: CFV21						
Detalle: Montaje del sistema de medición y seccionamiento						
Hoja 21 de 22						
EQUIPO						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Herramientas manuales (5% Mano de obra)	1,00				4,07
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1,00				4,07
SUBTOTAL (M)						8,15
MANO DE OBRA						
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/HORA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
1	Ayudante de electricista	1,00	3,62	3,62	7,00	25,34
2	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1,00	4,01	4,01	7,00	28,07
3	Supervisor eléctrico general	1,00	4,01	4,01	7,00	28,07
SUBTOTAL (N)						81,48
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNIT.	COSTO	
1	Seccionador fusible 15/27 kV-100 A-95 kV BILL	U	3,00	126,00	378,00	
2	Pararrayo autoválvula clase distribución 10 Kv	U	3,00	83,32	249,96	
3	Trafomix 13,8 kV	U	1,00	8500,00	8500,00	
4	Medidor de energía trifásico ION 7550	U	2,00	9550,00	19100,00	
5	Seccionador de barra 15/27 kV-100 A-95 kV BILL	U	3,00	250,00	750,00	
SUBTOTAL (O)						28 977,96
TRANSPORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL (P)						
TOTAL COSTOS DIRECTOS (M+N+O+P)						29 067,59
UTILIDADES						0,00
INDIRECTOS						0,00
COSTO TOTAL DEL RUBRO						29 067,59
PRECIO UNITARIO ADOPTADO						29 067,59

ANEXO 3. Plano de la infraestructura eléctrica de la provincia de Loja.

ANEXO 4. Diagrama unifilar de las subestaciones existentes en la provincia de Loja.

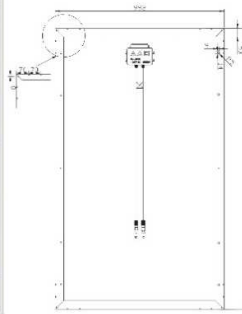
ANEXO 5. Catálogo del módulo fotovoltaico.

EN

Specification | Photovoltaic Module



SIMAX 156 Solarmodule SQP672-250W



Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 156x156(mm)
No. of Cells	72 (6 x 12)
Dimensions	1640 x 992 x 40 (mm)
Weight	19.2 kg
Front Glass	3.2mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy

Output

Cable Type	Ø = 4 mm ²
Lengths	L = 900 mm
Junction Box	PV - JB003 MC4

Temperature Coefficients

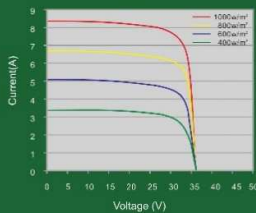
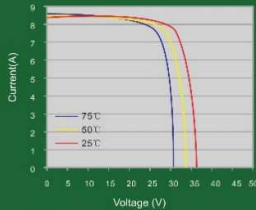
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2°C
Temperature Coefficient of (P _{max})	-0.39% / °C
Temperature Coefficient of (V _{oc})	-0.34% / °C
Temperature Coefficient of (I _{sc})	0.035% / °C



Photon

Parameters	SQP672-250W
Peak power [Wp] P _{mp}	250W
Power Tolerance	0~±/-3%
Module Efficiency (%)	15.2%
Open circuit voltage [V] V _{oc}	43.5
Maximum Power Voltage [V] (V _{mp})	36.2
Maximum Power Current [A] (I _{mp})	6.91
Short circuit Current [A] (I _{sc})	7.52

STC: Irradiance : 1000 W/m²; Spectrum AM 1.5; Cell temperature: 25°C; Wind 0 m/s



- Provide the best solutions for photovoltaic power generation and technical support
- Provide Cost-effective products
- Provide 12 Years Quality Warranty
- Power out ≥ 90% in 10 years
- Power out ≥80% in 25 years

Simax Green New Energy (Europa) GmbH
 Mergenthaler Allee 23 / 25
 65760 Eschborn / Germany
 Tel.: +49 6196 9739 525
 Fax: +49 6196 5929 684
 info@simaxsolar.com
 www.simaxsolar.de

Simax (Suzhou) Green New Energy Co.,Ltd
 Address: No. 567 Suzhou Road, Taicang city,
 Jiangsu province, China
 P.C.: 215400
 Tel: +86 512 5337 8555
 Fax: +86 512 5337 8556
 info@simaxsolar.com
 www.simaxsolar.com

Simax (Australia) Green New Energy Pty Ltd
 5/78 Frankston Gardens Drive,
 Carrum Downs, VIC 3210
 Tel: +61 03 9708 2400
 Fax: +61 03 9708 2482
 info@simaxsolar.com
 www.simaxsolar.com.au

ANEXO 6. Catálogo del inversor.



SUNNY CENTRAL 250U / 500U



SUNNY CENTRAL 250U / 500U

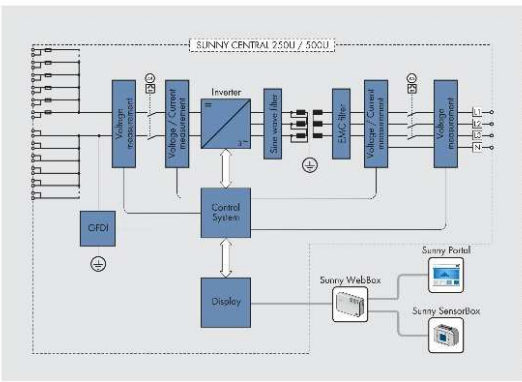
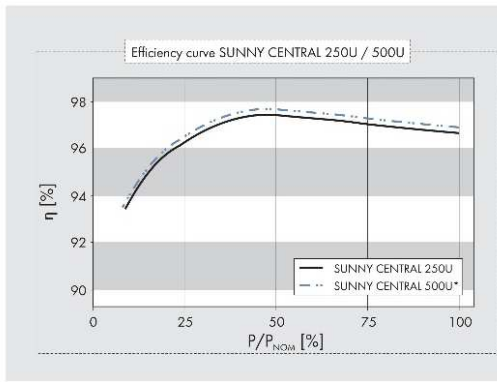
The ideal inverters for large scale PV power systems

The new Sunny Centrals have integrated isolation transformers and deliver the highest efficiencies available for large PV inverters. A completely updated user interface features a large LCD that provides a graphical view of the daily plant production as well as the status of the inverter and the utility grid. With the optional Sunny WebBox, users can now choose from either RS485 or Ethernet based communications. Designed for easy installation, operation and performance monitoring, the new Sunny Central is the ideal choice for your large scale PV project.

Technical Data

	Sunny Central 250U	Sunny Central 500U
Input data		
Max. PV power (recommended)	295 kW	580 kW
DC voltage range MPPT	330 V - 600 V	330 V - 600 V
PV start voltage (Configurable from 300 - 600 V)	400 V	400 V
Max. permissible DC voltage	600 V	600 V
Max. permissible DC current	800 A	1600 A
Number of DC inputs / connection point	6 / DC fuse	9 / DC fuse
Output data		
Nominal AC output power	250 kW	500 kW
Operating grid voltage	480 V WYE / Δ*	480 V WYE / Δ
Nominal AC current	300 A (@ 480 V)	600 A (@ 480 V)
AC frequency (nominal)	60 Hz	60 Hz
Power factor	> 0.99	> 0.99
Harmonic distortion of grid current	< 5%	< 5%
Power consumption		
Internal consumption in operation	< 1000 W	< 1500 W
Internal consumption in Standby	< 69 W	< 69 W
Mechanics		
Width / height / depth (in)	110 / 80 / 33	140 / 80 / 37
Weight	4200 lbs	7165 lbs
Efficiency		
Peak efficiency	97.5%	97.4%
CEC weighted efficiency	97.0%	97.0%
Euro-Eta	96.6%	96.9%
Permits		
Certificates	UL 1741, UL 1998, IEEE 1547	UL 1741, UL 1998, IEEE 1547
EMC	FCC Part 15 Class A	FCC Part 15 Class A
Ambient conditions		
Ambient temperature	-4 °F to 113 °F	-4 °F to 113 °F
Max. Temperature for P_{max}	113 °F	113 °F
Enclosure	NEMA 3R	NEMA 3R
Rel. humidity	15% ... 95%	15% ... 95%
Interfaces		
Display	LCD	LCD
Communication (Sunny WebBox, optional)	Ethernet, analog, GSM	Ethernet, ISDN, GSM
Connection Sunny String-Monitor U	RS485	RS485
System monitoring	Sunny Portal	Sunny Portal
*Quarter 1, 2010		
Type designation	SC 250U	SC 500U

SUNNY CENTRAL 250U/500U is a registered trademark of SMA Solar Technology AG. All other trademarks are the property of their respective owners. © SMA Solar Technology AG 2010.



Tel. +1 916 625 0870
 Toll Free +1 888 4 SMA USA
www.SMA-America.com

SMA America, LLC

ANEXO 7. Catálogo de las estructuras de soporte para los módulos fotovoltaicos.

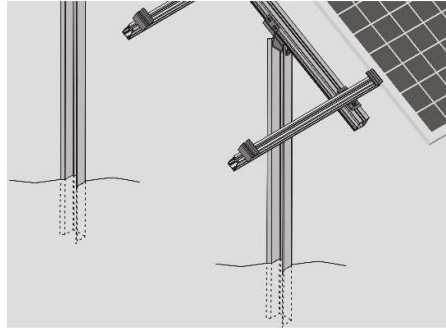
MSP-HDG-RP ramming profile

Applications

- Driven-pile foundations for ground-mounted panel support structures in solar parks

Advantages

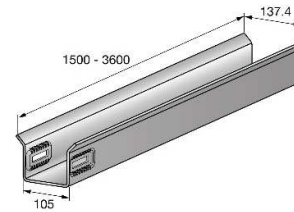
- Available in various lengths from 1500 to 3600mm
- Serrated surface at bolting points for positive engagement and higher loading capacity
- In hot-dip galvanized steel for optimum corrosion resistance
- Oblong holes for height adjustment



Technical data

Material:	S355 J2 steel
Thickness:	5 mm
Surface finish:	Hot-dip galvanized, min. coating 45 µm
Weight per meter:	10.8 kg
Standard lengths available:	1500, 1800, 2100, 2400, 2700, 3000, 3300, 3600 mm
Height adjustment:	30 mm
Lead time for special lengths on request	

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-HDG-RP 1.5 m	Ramming profile	1	90	406801
MSP-HDG-RP 1.8 m	Ramming profile	1	80	406802
MSP-HDG-RP 2.1 m	Ramming profile	1	60	406803
MSP-HDG-RP 2.4 m	Ramming profile	1	60	406804
MSP-HDG-RP 2.7 m	Ramming profile	1	50	406805
MSP-HDG-RP 3.0 m	Ramming profile	1	40	406806
MSP-HDG-RP 3.3 m	Ramming profile	1	40	406807
MSP-HDG-RP 3.6 m	Ramming profile	1	40	406808



Ramming profile connecting parts

Applications

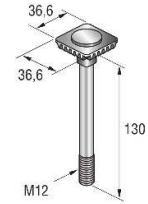
- Fastening connectors to ramming profiles

MSP-HDG M12x130 bolt with toothed head

Technical data

Material:	8.8 grade steel as per DIN EN ISO 898-1
Surface finish:	Hot-dip galvanized, min. coating 45 μm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-HDG M12x130	Bolt with toothed head	50	150	408771

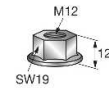


M12 HDG hex nut with flange

Technical data

Material:	8 grade steel as per DIN EN 20898-1
Surface finish:	Hot-dip galvanized, min. coating 45 μm
Tightening torque:	50 Nm
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12 HDG	Hex nut with flange	100	400	408772

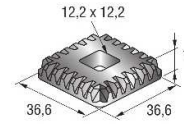


MSP-HDG-TP toothed plate

Technical data

Material:	ENG-GJMV-400-5 as per DIN EN 156
Surface finish:	Hot-dip galvanized, min. coating 45 μm
Weight:	53 g

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-HDG-TP	Toothed plate	100	400	408774



MSP-AL-SP support post

Applications

- Panel support structures in solar parks on concrete foundations
- Support post between the base plate and transversal channel

Advantages

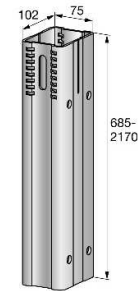
- Available in various lengths from 685 to 2170mm
- Serrated surface at bolting points for positive engagement and higher loading capacity
- Oblong holes for height adjustment



Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6005 T6
Thickness:	3.5 mm
Weight per meter:	3.7 kg
Standard lengths available:	685, 855, 1020, 1110, 1175, 1320, 1465, 1610, 1745, 1890, 2035, 2170 mm
Height adjustment:	40 mm
Lead time for special lengths on request	

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-SP 0.685 m	Support post	1	70	406809
MSP-AL-SP 0.855 m	Support post	1	70	406810
MSP-AL-SP 1.020 m	Support post	1	70	406811
MSP-AL-SP 1.110 m	Support post	1	70	406812
MSP-AL-SP 1.175 m	Support post	1	70	406813
MSP-AL-SP 1.320 m	Support post	1	70	406814
MSP-AL-SP 1.465 m	Support post	1	70	406815
MSP-AL-SP 1.610 m	Support post	1	70	406816
MSP-AL-SP 1.745 m	Support post	1	70	406817
MSP-AL-SP 1.890 m	Support post	1	70	406818
MSP-AL-SP 2.035 m	Support post	1	70	406819
MSP-AL-SP 2.170 m	Support post	1	70	406820



MSP-AL-BP base plate

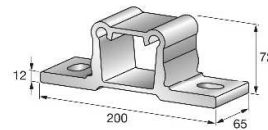
Applications

- Panel support structures in solar parks on concrete foundations
- Fastening support posts to concrete

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6005 T6
-----------	------------------------------------

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-BP M12	Base plate	32	32	409922
MSP-AL-BP M16	Base plate	32	32	412781



MSP-AL-BPI insulating plate

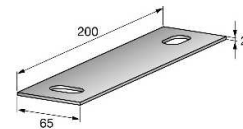
Applications

- Prevention of contact corrosion on the base plate

Technical data

Material:	EPDM rubber
Hardness:	70 Shore A ±5

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-BPI	Insulating plate	100	800	406799



Support post connecting parts

Applications

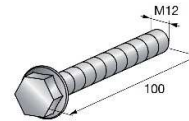
- Fastening support posts to base plates

M12x100 A2 hex bolt with flange

Technical data

Material:	A2-70 stainless steel as per DIN EN ISO 3506-1
Tightening torque:	50 Nm
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12x100 A2	Hex bolt with flange	50	150	406846

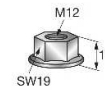


M12 A4 hex nut with flange

Technical data

Material:	A4-70 stainless steel as per DIN EN ISO 3506-2
Tightening torque:	50 Nm
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12 A4	Hex nut with flange	100	400	408770



Applications

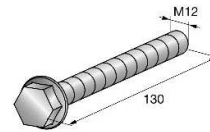
- Fastening top connectors to support posts

M12x130 A2 hex bolt with flange

Technical data

Material:	A2-70 stainless steel as per DIN EN ISO 3506-1
Tightening torque:	50 Nm
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12x130 A2	Hex bolt with flange	50	150	408769

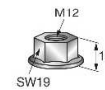


M12 A4 hex nut with flange

Technical data

Material:	A4-70 stainless steel as per DIN EN ISO 3506-2
Tightening torque:	50 Nm
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12 A4	Hex nut with flange	100	400	408770

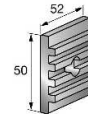


MSP-AL-TP toothed plate

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6005 T6
Weight:	50 g

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-TP	Toothed plate	100	500	408773



MSP-AL-SC support channel

Applications

- Panel support structures in solar parks on concrete foundations
- Diagonal brace between front and rear support posts

Advantages

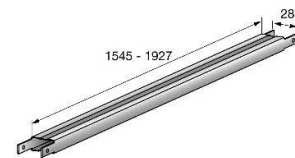
- Only one bolt required at each support post
- Available in various lengths from 1555 to 1940 mm

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6063 T66 (F25)
Weight per meter:	1.9 kg
Standard lengths available:	1555, 1635, 1750, 1765, 1820, 1940 mm
Lead time for special lengths on request	



Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-SC 1.555 m	Support channel	1	171	406822
MSP-AL-SC 1.635 m	Support channel	1	171	406823
MSP-AL-SC 1.750 m	Support channel	1	171	410390
MSP-AL-SC 1.765 m	Support channel	1	171	406824
MSP-AL-SC 1.820 m	Support channel	1	171	406825
MSP-AL-SC 1.940 m	Support channel	1	171	406826



Support channel connecting parts

Applications

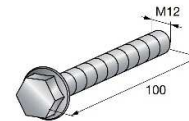
- Fastening the support channel (diagonal brace) between front and rear support posts

M12x100 A2 hex bolt with flange

Technical data

Material:	A2-70 stainless steel as per DIN EN ISO 3506-1
Tightening torque:	50 Nm rear / 25 Nm front
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12x100 A2	Hex bolt with flange	50	150	406846



M12 A4 hex nut with flange

Technical data

Material:	A4-70 stainless steel as per DIN EN ISO 3506-2
Tightening torque:	50 Nm rear / 25 Nm front
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12 A4	Hex nut with flange	100	400	408770



MSP-AL-LC longitudinal channel

Applications

- Installation of ground-mounted solar park structures
- Horizontal support for mounting photovoltaic panels

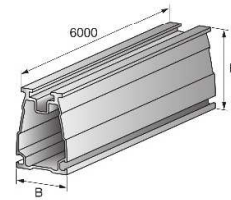
Advantages

- Easy to assemble – all connectors, bolts and nuts accessible from above
- Channel dimensions match all system components exactly
- Middle and end clamps can be fitted in one quick, easy operation

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6063 T66
Standard lengths available:	6000 mm
Lead time for special lengths on request	

Ordering designation	Description	Height (mm)	Width (mm)	Weight per meter (kg)	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-LC 80 6.0m	Longitudinal channel	80	56	2.1	1	100	406821
MSP-AL-LC 88 6.0m	Longitudinal channel	88	62	2.3	1	90	412782
MSP-AL-LC 100 6.0m	Longitudinal channel	100	70	2.5	1	108	412783
MSP-AL-LC 105 6.0m	Longitudinal Channel	105	73	2.7	1	77	410392



MSP-AL-LS sleeve

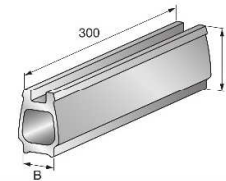
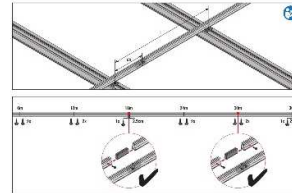
Applications

- Connecting longitudinal channels in solar panel support structures
- Optimum loading capacity when placed at the quarter points of the panel length*

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6063 T66
-----------	-------------------------------------

Ordering designation	Description	Height (mm)	Width (mm)	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-LS 80	Sleeve	65	35	27	27	406794
MSP-AL-LS 88	Sleeve	73	57	21	21	412784
MSP-AL-LS 100	Sleeve	85	65	14	14	410695
MSP-AL-LS 105	Sleeve	98	62	14	14	410391



* Please observe our detailed installation instructions.

S-MD 43 S self-drilling screw

stainless steel, with 14 mm dia. sealing washer

Application

- Securing the push-in sleeve connector in the longitudinal channel

Technical data

Material:	Stainless steel
Screw point:	No. 3, self-drilling
Drive type:	Hex
Screw head:	Hex

Ordering designation	Description	Screw head dia.	Fastenable thickness max. (mm)	Drilling thickness (mm)	Package contents	Export package contents	Item no.
S-MD 43 S 5.5x25	Self-drilling screw	8	8	2 - 6	500	1500	378259



MSP-AL-TC transversal channel

Applications

- Installation of ground-mounted solar park structures
- Inclined support for mounting photovoltaic panels

Advantages

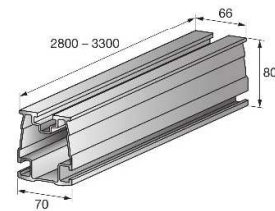
- Channel dimensions match system components exactly
- Available in three standard lengths

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6063 T66
Weight per meter:	2.7 kg
Standard lengths available:	2800, 3000, 3300 mm
Lead time for special lengths on request	



Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-TC 2.8 m	Transversal channel	1	110	406827
MSP-AL-TC 3.0 m	Transversal channel	1	110	406828
MSP-AL-TC 3.3 m	Transversal channel	1	110	414513



MSP-AL-XC cross connector

Applications

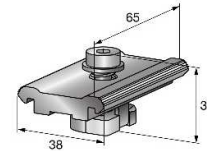
- Connecting longitudinal and transversal channels

Advantages

- Pre-assembled, no additional parts required
- Easy to fit into the transversal channel – insert, turn and slide into position
- Quick and secure – simply hook over the edge of the longitudinal channel and tighten to the specified torque

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6082 T6
Screw diameter:	M8
Screw length:	25 mm
Tightening torque:	20 Nm
Wrench size:	Hex socket 6 mm



Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-XC	Cross connector	100	400	406798

MSP-AL-GC ground connector

Applications

- Installation of ground-mounted solar park structures on concrete foundations
- Fitting longitudinal channels close to the foundation

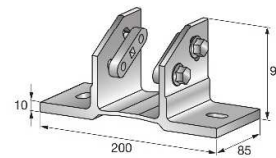
Advantages

- Two oblong holes provide easy adjustment for positioning with anchors or bolts
- Easy to fit to the transversal channel – simply slide the clamping plates into the side slots and pre-tighten one screw

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6063 T66
Screw diameter:	M10
Screw length:	20 mm
Tightening torque:	30 Nm
Wrench size:	15 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL GC	Ground connector	40	40	406795



MSP-AL-GCI insulating plate

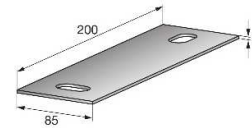
Applications

- Prevention of contact corrosion on the ground connector

Technical data

Material:	EPDM rubber
Hardness:	70 Shore A ± 5

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL-GCI	Insulating plate	100	600	406800



MSP-AL BC “basic” connector

Applications

- Mounting the transversal channel on the support post

Advantages

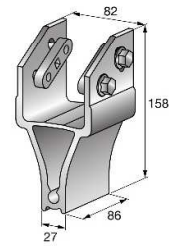
- Pre-assembled, no additional parts required
- Easy to fit to the transversal channel – simply slide the clamping plates into the side slots and pre-tighten one screw
- Allows height adjustment



Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6063 T66
Tightening torque:	30 Nm
Wrench size:	15 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL BC	“Basic” connector	32	32	406797



MSP-AL-CC “comfort” connector

Applications

- Mounting the transversal channel on the support post

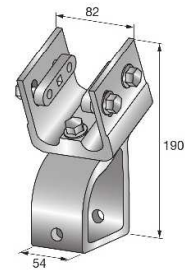
Advantages

- Pre-assembled, no additional parts required
- Easy to fit to the transversal channel – simply slide the clamping plates into the side slots and pre-tighten one screw
- Allows height and angle adjustment

Technical data

Material:	Aluminium as per DIN EN AW-6063 T66
Tightening torque:	30 Nm
Wrench size:	15 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-AL CC	“Comfort” connector	24	24	406796



MSP-HDG-CI cast-in profile

Applications

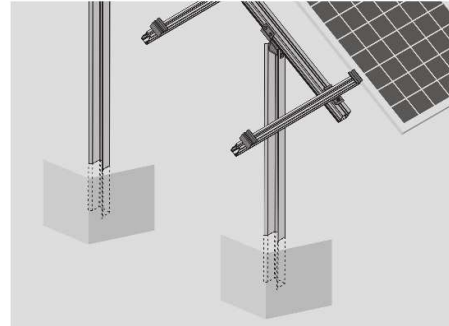
- Installation of ground-mounted solar park structures on cast-in profiles in concrete foundations

Advantages

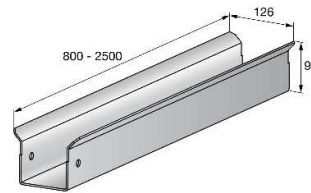
- Available in various lengths from 800 to 2500mm
- In hot-dip galvanized steel for optimum corrosion resistance

Technical data

Material:	S355 J2 steel
Thickness:	3 mm
Surface finish:	Hot-dip galvanized, min. coating 45 µm
Weight per meter:	6.5 kg
Standard lengths available:	800, 1200, 1500, 1800, 2200, 2500 mm
Lead time for special lengths on request	



Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
MSP-HDG-CI 0.8 m	Cast-in profile	1	90	413470
MSP-HDG-CI 1.2 m	Cast-in profile	1	90	413471
MSP-HDG-CI 1.5 m	Cast-in profile	1	90	413472
MSP-HDG-CI 1.8 m	Cast-in profile	1	90	413473
MSP-HDG-CI 2.2 m	Cast-in profile	1	90	413474
MSP-HDG-CI 2.5 m	Cast-in profile	1	90	413475



Cast-in profile connecting parts

Applications

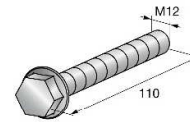
- Fastening connectors to cast-in profiles

M12x110 HDG hex bolt with flange

Technical data

Material:	8.8 grade steel as per DIN EN ISO 898-1
Surface finish:	Hot-dip galvanized, min. coating 45 µm
Tightening torque:	50 Nm
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12x110 HDG	Hex bolt with flange	50	150	412785



M12 HDG hex nut with flange

Technical data

Material:	8 grade steel as per DIN EN 20898-1
Surface finish:	Hot-dip galvanized, min. coating 45 µm
Tightening torque:	50 Nm
Wrench size:	19 mm

Ordering designation	Description	Package contents	Export package contents	Item no.
M12 HDG	Hex nut with flange	100	400	408772



ANEXO 8. Catálogo de conductores.



Powerflex
RV-K

POWERFLEX

RV-K 0,6/1kV

El cable flexible universal para la transmisión de potencia



a Aplicaciones

Este cable para distribución de energía es adecuado para todos los tipos de conexiones industriales de baja tensión, en redes urbanas, en instalaciones en edificios, etc. Su alta flexibilidad facilita substancialmente el proceso de instalación y, en consecuencia, es particularmente adecuado en trazados difíciles. Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional. Finalmente, el cable Powerflex RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua.

b Características

- 1.- Excelente flexibilidad:** El uso de conductores flexibles de cobre, así como los materiales de aislamiento y cubierta, hacen a este cable altamente flexible.
- 2.- Gran potencia:** El aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) permite una gran transmisión de potencia así como una mayor resistencia a sobrecargas. Adicionalmente, alcanza una temperatura máxima de servicio del conductor de 90 °C (vs. 70 °C en los cables tipo NYY, VV, N1VV-K).
- 3.- Menores costes de instalación:** El uso de cable flexible aumenta notablemente la velocidad de instalación, lo que en muchos casos significa menores costes de instalación.
- 4.- Propiedades frente al fuego:** La cualidad de no propagación de la llama del cable Powerflex RV-K contribuye a mejorar la seguridad general de la instalación.
- 5.- Protección:** La mezcla especial de PVC utilizada para la cubierta exterior proporciona un buen nivel de protección contra aceites minerales e hidrocarburos.
- 6.- Versatilidad:** El diseño del Powerflex RV-K permite instalar este cable en casi cualquier entorno: en el exterior, enterrado, en condiciones húmedas o incluso inmerso en agua.

Aplicaciones



Uso industrial



Intemperie



Enterrado



Entubado



Presencia
humedad



No
propagador
de la llama

Top Cable

C Datos técnicos

La tabla adjunta muestra el diámetro, peso, intensidad máxima admisible y caída de tensión detallada para cada cable.

Los valores de intensidad máxima admisible mostrados están basados en la norma IEC 60364. Las condiciones utilizadas para el cálculo son:

- Instalación al aire: se supone una instalación con ventilación adecuada y una temperatura ambiente de 30 °C (método de referencia F para unipolares y E para multiconductores).

- Instalación enterrada: cable en conducto enterrado a 70 cm, con una resistividad térmica del terreno de 2,5 °K·m/W y una temperatura del suelo de 20 °C (método de referencia D).

- Para cables de 2 y 3 conductores hasta 10 mm² se supone un circuito monofásico. Para el resto de cables se supone un circuito trifásico.

La caída de tensión es la máxima que puede ocurrir. Se ha calculado a la temperatura máxima del conductor y $\cos \phi = 1$.

Condiciones medioambientales



No propagador de la llama:
IEC 60332-1
EN 60332-1



Resistencia a los impactos:
AG 2
Impacto medio



Instalación al aire
libre: permanente



Resistencia al agua:
AD 7 Inmersión



Resistencia a los ataques químicos:
buena

Dimensiones					
Sección	Diámetro	Peso	Aire libre	Enterrado	Caída tensión
mm ²	mm	kg/km	a 30°C A	a 20°C A	V/A · km
1 x 1,5	5,7	41	21	22	29,5
1 x 2,5	6,2	53	29	29	17,7
1 x 4	6,7	69	40	37	11,0
1 x 6	7,2	89	53	46	7,32
1 x 10	8,2	134	74	61	4,23
1 x 16	9,3	193	101	79	2,68
1 x 25	10,9	284	135	101	1,73
1 x 35	12,1	377	169	122	1,23
1 x 50	13,8	522	207	144	0,860
1 x 70	15,9	721	268	178	0,603
1 x 95	17,6	913	328	211	0,457
1 x 120	19,5	1.156	383	240	0,357
1 x 150	21,7	1.450	444	271	0,286
1 x 185	23,9	1.745	510	304	0,235
1 x 240	26,9	2.285	607	351	0,178
1 x 300	29,6	2.844	703	396	0,142
1 x 400	33,8	3.726	823	464	0,108
1 x 500	37,4	4.728	946	525	0,085
1 x 630	42,7	6.088	1088	596	0,064
2 x 1,5	8,4	91	26	26	34,0
2 x 2,5	9,5	121	35	34	20,4
2 x 4	10,6	162	49	44	12,7
2 x 6	11,4	208	63	56	8,45
2 x 10	14,4	346	86	73	4,89
2 x 16	16,6	512	115	95	3,10
3 G 1,5	9	108	26	26	34,0
3 G 2,5	10	145	35	34	20,4
3 G 4	11,1	196	49	44	12,7
3 G 6	12,3	262	63	56	8,45
3 G 10	15,2	434	86	73	4,89
3 x 1,5	17,6	645	100	79	2,68
3 x 2,5	21,1	972	127	101	1,73
3 x 3,5	24,1	1.306	158	122	1,23
3 x 5,0	27,8	1.822	192	144	0,860
3 x 7,0	30,8	2.464	246	178	0,603
3 x 16/10	18,7	749	100	79	2,68
3 x 25/16	22,1	1.112	127	101	1,73
3 x 35/16	24,6	1.425	158	122	1,23
3 x 50/25	29,1	2.045	192	144	0,860
3 x 70/35	33,8	2.832	246	178	0,603
3 x 95/50	37,7	3.628	298	211	0,457
3 x 120/70	42,9	4.706	346	240	0,357
3 x 150/95	46,8	5.747	399	271	0,286
3 x 185/95	53,5	7.174	456	304	0,235
3 x 240/120	60,4	9.300	538	351	0,178
4 G 1,5	9,6	128	23	22	29,5
4 G 2,5	10,8	174	32	29	17,7
4 G 4	12,1	241	42	37	11,0
4 G 6	13,3	322	54	46	7,32
4 G 10	16,5	537	75	61	4,23
4 x 1,5	19,6	817	100	79	2,68
4 x 2,5	23,1	1.201	127	101	1,73
4 x 3,5	26,1	1.642	158	122	1,23
4 x 5,0	31,3	2.327	192	144	0,860
4 x 7,0	36,1	3.208	246	178	0,603
4 x 9,5	40,4	4.092	298	211	0,457
4 x 12,0	45,4	5.227	346	240	0,357
4 x 15,0	50,4	6.600	399	271	0,286
4 x 18,5	56,1	8.026	456	304	0,235
4 x 24,0	63,1	10.491	538	351	0,178
5 G 1,5	10,7	153	23	22	29,5
5 G 2,5	11,9	210	32	29	17,7
5 G 4	13,3	291	42	37	11,0
5 G 6	14,7	393	54	46	7,32
5 G 10	18,0	654	75	61	4,23
5 G 16	21,6	1.013	100	79	2,68
5 G 25	25,6	1.506	127	101	1,73
5 G 35	29,1	2.040	158	122	1,23
5 G 50	34,5	2.895	192	144	0,860

*Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación sin previo aviso

d Diseño

- **Conductor:** conductor de cobre electrolítico recocido, clase 5 según IEC 60228.
- **Aislamiento:** aislamiento de XLPE, tipo DIX 3 según HD 603. La identificación normalizada, según HD 308, es por colores.
- **Cubierta:** cubierta de PVC flexible, de color negro, tipo DMV 18 según HD 603. La mezcla especial de PVC utilizada ofrece una excelente protección al ataque químico y a la absorción de agua.

Características



Según la norma:
IEC 60502
UNE 21123-2



Conductor: flexible
clase 5



Tensión nominal:
0,6/1 kV



Temperatura máxima
de servicio: 90°C



Radio de curvatura:
5 x ϕ cable



Marcaje: metro
a metro



ILUMEYCO SRL
 SOLUCIONES ELECTRICAS Y DE ENERGIA
 SABANA LARGA NO. 160
 REPARTO OQUET, SANTIAGO REP. DOM.
 Tel: 809-583-4255
 Email: info@ilumeyco.com

TABLA DE AMPACIDAD PARA CABLE DE COBRE Y ALUMINIO (AWG/ MCM)						
AMPACIDAD DE THW, THHN- THWN,XHHW A UNA TEMPERATURA DE 75 C.			NÚMERO MÁXIMO DE 3 ALAMBRES EN UNA TUBERÍA METÁLICA		CAÍDA DE VOLTAJE POR CADA 100 PIES DE CABLE DE COBRE A UN 80% P.F	
			DIÁMETRO DE LA TUBERÍA METÁLICA			
CALIBRE DEL CABLE (AWG/MCM)	COBRE	ALUMINIO	THW (PULGADAS)	THHN- THWN,XHHW (PULGADAS)	CIRCUITO MONOFÁSICO (VOLTS/AMP)	CIRCUITO TRIFÁSICO (VOLTS/AMP)
14 AWG	20 A	-	1/2	1/2	0.4762	0.4167
12 AWG	25 A	20 A	1/2	1/2	0.3125	0.2632
10 AWG	35 A	30 A	1/2	1/2	0.1961	0.1677
8 AWG	50 A	40 A	3/4	1/2	0.1250	0.1087
6 AWG	65 A	50 A	1	3/4	0.0833	0.0714
4 AWG	85 A	65 A	1	1	0.0538	0.0463
2 AWG	115 A	90 A	1 1/4	1	0.0370	0.0323
1/0 AWG	150 A	120 A	1 1/2	1 1/4	0.0269	0.0231
2/0 AWG	175 A	135 A	1 1/2	1 1/2	0.0222	0.0196
3/0 AWG	200 A	155 A	2	1 1/2	0.0190	0.0163
4/0 AWG	230 A	180 A	2	2	0.0161	0.0139
250 MCM	255 A	205 A	2 1/2	2	0.0147	0.0128
300 MCM	285 A	230 A	2 1/2	2	0.0131	0.0114
350 MCM	310 A	250 A	2 1/2	2 1/2	0.0121	0.0106
400 MCM	335 A	270 A	3	2 1/2	0.0115	0.0091
500 MCM	380 A	310 A	3	3	0.0101	0.0088
600 MCM	420 A	340 A	3	3	0.0094	0.0082
700 MCM	460 A	375 A	3 1/2	3	0.0089	0.0077
750 MCM	475 A	385 A	3 1/2	3 1/2	0.0086	0.0075
1000 MCM	545 A	445 A	4	3 1/2	0.0079	0.0069





ILUMEYCO SRL
SOLUCIONES ELECTRICAS Y DE ENERGIA
SABANA LARGA NO. 160
REPARTO OQUET, SANTIAGO REP. DOM.
Tel: 809-583-4255
Email: info@ilumeyco.com



ilumeyco
SOLUCIONES ELECTRICAS
Ing. Domingo Díaz
Ilumeyco, Soluciones Eléctricas y de Energía
Gerente General
Of: 809-583-4255 / Cel. 809-657-4559
Email: d.diaz@ilumeyco.com
Av. Sabana Larga No.160, Reparto Oquet, Santiago Rep. Dom.
Tienda: Av. Bartolomé Colón, Plaza Jorge I Módulo 19, Ens. Julia Santiago Rep. Dom.
www.ilumeyco.com



ANEXO 9. Catálogo de protecciones.

Interruptores ABS

Amperes	Modelos Cap. Interruptiva Normal	
	SIN GABINETE	CON GABINETE

5	ABS 0053 005 Z	ABS 0053 005 G
10	ABS 0053 0010 Z	ABS 0053 0010 G
15	ABS 0053 0015 Z	ABS 0053 0015 G
20	ABS 0053 0020 Z	ABS 0053 0020 G
30	ABS 0053 0030 Z	ABS 0053 0030 G
40	ABS 0053 0040 Z	ABS 0053 0040 G
50	ABS 0053 0050 Z	ABS 0053 0050 G
60	ABS 0063 0060 Z	ABS 0063 0060 G
100	ABS 0103 0100 Z	ABS 0103 0100 G
125	ABS 0203 0125 Z	ABS 0203 0125 G
150	ABS 0203 0150 Z	ABS 0203 0150 G
175	ABS 0203 0175 Z	ABS 0203 0175 G
200	ABS 0203 0200 Z	ABS 0203 0200 G
225	ABS 0203 0225 Z	ABS 0203 0225 G
250	ABS 0403 0250 Z	ABS 0403 0250 G
300	ABS 0403 0300 Z	ABS 0403 0300 G
400	ABS 0403 0400 Z	ABS 0403 0400 G
500	ABS 0603 0500 Z	ABS 0603 0500 G
600	ABS 0603 0600 Z	ABS 0603 0600 G
700	ABS 0803 0700 Z	ABS 0803 0700 G
800	ABS 0803 0800 Z	ABS 0803 0800 G
1000	ABS 1003 1000 Z	ABS 1003 1000 G
1200	ABS 1203 1200 Z	ABS 1203 1200 G

Pregunte por otros productos de equipo de control como:

- ? Contactores magnéticos.
- ? Relevadores térmicos de sobrecarga y electrónicos.
- ? Arrancadores a tensión plena.
- ? Arrancadores combinados a tensión plena.
- ? Arrancadores a tensión reducida tipo autotransformador.
- ? Interruptores miniatura para montaje en riel Din.

Interruptores ABL

Amperes	Modelos Cap. Interruptiva ALTA	
	SIN GABINETE	CON GABINETE

15	ABL 0053 0015 Z	ABL 0053 0015 G
20	ABL 0053 0020 Z	ABL 0053 0020 G
30	ABL 0053 0030 Z	ABL 0053 0030 G
40	ABL 0053 0040 Z	ABL 0053 0040 G
50	ABL 0053 0050 Z	ABL 0053 0050 G
75	ABL 0103 0075 Z	ABL 0103 0075 G
100	ABL 0103 0100 Z	ABL 0103 0100 G
125	ABL 0203 0125 Z	ABL 0203 0125 G
150	ABL 0203 0150 Z	ABL 0203 0150 G
175	ABL 0203 0175 Z	ABL 0203 0175 G
200	ABL 0203 0200 Z	ABL 0203 0200 G
225	ABL 0203 0225 Z	ABL 0203 0225 G
250	ABL 0403 0250 Z	ABL 0403 0250 G
300	ABL 0403 0300 Z	ABL 0403 0300 G
350	ABL 0403 0350 Z	ABL 0403 0350 G
400	ABL 0403 0400 Z	ABL 0403 0400 G
500	ABL 0603 0500 Z	ABL 0603 0500 G
600	ABL 0603 0600 Z	ABL 0603 0600 G
700	ABL 0803 0700 Z	ABL 0803 0700 G
800	ABL 0803 0800 Z	ABL 0803 0800 G

Notas importantes:

- 1.- Todos los interruptores hasta 800 A. cuentan con zapatas de aluminio estañado con tornillo oprobador para cable de cobre.
- 2.- Los gabinetes son metálicos, para uso interior NEMA 1.
- 3.- Pueden fabricarse en gabinetes para intemperie NEMA 3R.
- 4.- Cuentan con una garantía contra defectos de fabricación de 5 años.
- 5.- Estos equipos cumplen con normas internacionales y han sido probados en los laboratorios eléctricos más grandes de Europa KEMA.

Interruptores Termomagnéticos



¡Usted ya conoce nuestra calidad, comprobada por nuestros productos de electrónica y línea blanca!

Haga la mejor compra, al mejor precio, con los productos industriales de LG.



Ventas en:

Diseño, impresión y distribución gratuita por: CONEL SA de CV

Interrupidores ABS

Amperes	Modelos Cap. Interruptiva Normal	
	SIN GABINETE	CON GABINETE
5	ABS 0053 005 Z	ABS 0053 005 G
10	ABS 0053 0010 Z	ABS 0053 0010 G
15	ABS 0053 0015 Z	ABS 0053 0015 G
20	ABS 0053 0020 Z	ABS 0053 0020 G
30	ABS 0053 0030 Z	ABS 0053 0030 G
40	ABS 0053 0040 Z	ABS 0053 0040 G
50	ABS 0053 0050 Z	ABS 0053 0050 G
60	ABS 0063 0060 Z	ABS 0063 0060 G
100	ABS 0103 0100 Z	ABS 0103 0100 G
125	ABS 0203 0125 Z	ABS 0203 0125 G
150	ABS 0203 0150 Z	ABS 0203 0150 G
175	ABS 0203 0175 Z	ABS 0203 0175 G
200	ABS 0203 0200 Z	ABS 0203 0200 G
225	ABS 0203 0225 Z	ABS 0203 0225 G
250	ABS 0403 0250 Z	ABS 0403 0250 G
300	ABS 0403 0300 Z	ABS 0403 0300 G
400	ABS 0403 0400 Z	ABS 0403 0400 G
500	ABS 0603 0500 Z	ABS 0603 0500 G
600	ABS 0603 0600 Z	ABS 0603 0600 G
700	ABS 0803 0700 Z	ABS 0803 0700 G
800	ABS 0803 0800 Z	ABS 0803 0800 G
1000	ABS 1003 1000 Z	ABS 1003 1000 G
1200	ABS 1203 1200 Z	ABS 1203 1200 G

Pregunte por otros productos de equipo de control como:

- † Contactores magnéticos.
- † Relevadores térmicos de sobrecarga y electrónicos.
- † Arrancadores a tensión plena.
- † Arrancadores combinados a tensión plena.
- † Arrancadores a tensión reducida tipo autotransformador.
- † Interruptores miniatura para montaje en riel Din.

Interrupidores ABL

Amperes	Modelos Cap. Interruptiva ALTA	
	SIN GABINETE	CON GABINETE
15	ABL 0053 0015 Z	ABL 0053 0015 G
20	ABL 0053 0020 Z	ABL 0053 0020 G
30	ABL 0053 0030 Z	ABL 0053 0030 G
40	ABL 0053 0040 Z	ABL 0053 0040 G
50	ABL 0053 0050 Z	ABL 0053 0050 G
75	ABL 0103 0075 Z	ABL 0103 0075 G
100	ABL 0103 0100 Z	ABL 0103 0100 G
125	ABL 0203 0125 Z	ABL 0203 0125 G
150	ABL 0203 0150 Z	ABL 0203 0150 G
175	ABL 0203 0175 Z	ABL 0203 0175 G
200	ABL 0203 0200 Z	ABL 0203 0200 G
225	ABL 0203 0225 Z	ABL 0203 0225 G
250	ABL 0403 0250 Z	ABL 0403 0250 G
300	ABL 0403 0300 Z	ABL 0403 0300 G
350	ABL 0403 0350 Z	ABL 0403 0350 G
400	ABL 0403 0400 Z	ABL 0403 0400 G
500	ABL 0603 0500 Z	ABL 0603 0500 G
600	ABL 0603 0600 Z	ABL 0603 0600 G
700	ABL 0803 0700 Z	ABL 0803 0700 G
800	ABL 0803 0800 Z	ABL 0803 0800 G

Notas importantes:

- 1.- Todos los interruptores hasta 800 A, cuentan con zapatas de aluminio estañado con tornillo opresor para cable de cobre.
- 2.- Los gabinetes son metálicos, para uso interior NEMA 1.
- 3.- Pueden fabricarse en gabinetes para intemperie NEMA 3R.
- 4.- Cuentan con una garantía contra defectos de fabricación de 5 años.
- 5.- Estos equipos cumplen con normas internacionales y han sido probados en los laboratorios eléctricos más grandes de Europa KEMA.

Interrupidores Termomagnéticos



¿Usted ya conoce nuestra calidad, comprobada por nuestros productos de electrónica y línea blanca?

Haga la mejor compra, al mejor precio, con los productos industriales de LG.



Ventas en:

Diseño, impresión y distribución gratuita por: CORNEL SA de CV

INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS



CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL	Marco	ABS-53a	ABS-63a	ABS-103a	ABS-203a	ABS-403a	ABS-803a	ABS-1203
Características generales. *								
Amperes nominales.	10, 15, 20, 30, 40 y 50	60	100	125, 150, 175, 200 y 225	250, 300, 350 y 400	500, 600, 700 y 800	1000 y 1200	
Voltaje de aislamiento.	690	690	690	690	690	690	690	690
Voltaje max. de operación.	600	600	600	600	600	600	600	600
Número de polos	3	3	3	3	3	3	3	3
Capacidad interruptiva en kA a 600 V	5	5	7.5	7.5	22	35	45	65
Capacidad interruptiva en kA a 500 V	7.5	7.5	7.5	7.5	25	45	50	65
Capacidad interruptiva en kA a 415 V	10	10	14	14	35	50	65	100
Capacidad interruptiva en kA a 240 V	25	25	25	25	50	100	100	100
Dimensiones en mm (frente X fondo con palanca X alto)	75 x 80 x 130	75 x 80 x 130	90 x 82 x 155	105 x 84 x 165	140 x 145 x 257	210 x 145 x 275	210 x 158 x 400	
CAPACIDAD INTERRUPTIVA ALTA								
	Marco	ABL-53a	-	ABL-103a	ABL-203a	ABL-403a	ABL-803a	ABL-1203
Características generales. *								
Amperes nominales.	10, 15, 20, 30, 40 y 50	-	75 y 100	125, 150, 175, 200 y 225	250, 300, 350 y 400	500, 600, 700 y 800	1000 y 1200	
Voltaje de aislamiento.	690	-	690	690	690	690	690	690
Voltaje max. de operación.	600	-	600	600	600	600	600	600
Número de polos	3	-	3	3	3	3	3	3
Capacidad interruptiva en kA a 600 V	35	-	35	35	35	42	65	75
Capacidad interruptiva en kA a 500 V	42	-	42	42	45	50	75	85
Capacidad interruptiva en kA a 415 V	65	-	65	65	65	65	125	125
Capacidad interruptiva en kA a 240 V	100	-	100	125	125	125	125	125
Dimensiones en mm (frente X fondo con palanca X alto)	105 x 109 x 165	-	105 x 109 x 165	105 x 127 x 165	140 x 145 x 257	210 x 145 x 275	210 x 158 x 400	

* Sujetas a cambio sin previo aviso.

ANEXO 10. Catálogo celda de seccionamiento SM6.

Distribución Media Tensión
Centros de Transformación
24 kV MT/BT



Catálogo

07/08



GM Merlin Gerin

The Guiding System

Un nuevo concepto en el mundo de la distribución eléctrica en baja y media tensión **Merlin Gerin**.

Un sistema creado a partir de una oferta completa de productos de alta calidad concebidos para funcionar conjuntamente.

Distribución primaria

Merlin Gerin dispone de una completa gama para aplicaciones de potencia: la gama **MCset** (de 7,2 kV a 24 kV y hasta 3.150 A y 50 kA) y la gama **Fluair 400** (36 kV y hasta 2.500 A y 31,5 kA). Su robustez, protección contra arco interno y elemento de corte extraíble las distingue para aquellas aplicaciones de abonado de elevada potencia y/o en las que sea importante la continuidad de servicio y la seguridad de explotación.

Distribución secundaria

Ponemos a su disposición los centros de transformación en 24 kV y 36 kV tanto para cliente como para distribución pública, disponiendo de una oferta de centro de transformación en su versión tradicional (componentes: SM6, RM6, CAS36) y en su versión compacta (**PLT**). En todos los casos donde sea necesario un centro de transformación de exterior, se dispone de la correspondiente envolvente de hormigón.



The Guiding System

dispone de una gama completa de herramientas: catálogos, guías técnicas, software de ayuda, cursos de formación, etc. para el diseño y concepción de centros de transformación, actualizadas periódicamente que le ayudarán a mejorar el conocimiento y la utilización de nuestros productos.



Catálogos y guías técnicas

The Guiding System es, ante todo, una oferta de productos de **Merlin Gerin** que responde a todas las necesidades de distribución eléctrica. Estos productos han sido concebidos para funcionar conjuntamente por ser **coherentes mecánica y eléctricamente** y estar adaptados para trabajar en la misma red de **comunicación**.

Transformadores de potencia

Destacada por sus reconocidas prestaciones de seguridad y fiabilidad, se encuentra la gama **Trihal**: transformadores secos encapsulados que aportan en exclusividad su singular tratamiento en alúmina trihidratada y su particular fórmula de fabricación del bobinado de MT, confiriéndoles cualidades excepcionales que han sido reconocidas mundialmente y avaladas con 55.000 unidades instaladas. Además la oferta se completa con la gama de transformadores de llenado integral en aceite.



Aparata de media tensión

Interruptores automáticos con las gamas LF (hasta 17,5 kV) y SF (de 24 a 36 kV), y contactores **Rollarc** (hasta 12 kV) tanto en versiones fijas como desenchufables, complementando la extensa oferta de media tensión en aquellas aplicaciones que lo requieran.



Protección y telemando en media tensión

Ofrecemos un amplio abanico de soluciones para la protección de transformadores, motores, generadores... y para el control de las redes eléctricas de media tensión mediante la combinación de relés de protección de la gama **Sepam**, la unidad de telemando **Easergy T200 I** y los detectores de paso de falta **Flair** y **Flite**.



Software



Formación

The Guiding System, combinado con su conocimiento y su creatividad, le permite llevar a cabo instalaciones personalizadas, fiables, optimizadas y compatibles con todas las normas.

Para más información sobre **The Guiding System**
www.merlengerin.es



 **MERLIN GERIN**
SM6



Celdas modulares gama SM6



1

Presentación

La gama SM6-24 está compuesta por celdas modulares equipadas con armamento fijo, bajo envoltorio metálico, que utiliza el hexafluoruro de azufre (SF6) como aislante y agente de corte en los aparatos siguientes:

- Interruptor-seccionador.
- Interruptor-automático Fluarc SF1.
- Seccionador.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Contactor ROLLARC.

La gama SM6-24 responde, en su concepción y fabricación, a la definición de armamento bajo envoltorio metálico compartimentada, de acuerdo con la norma UNE-EN 60298.

Las celdas SM6-24 permiten realizar la parte MT de los centros de transformación MT/BT de distribución pública y privada hasta 24 kV.

Además de sus características técnicas, SM6 aporta una respuesta a las exigencias en materia de seguridad de las personas, facilidad de instalación y explotación.

Las celdas SM6-24 están concebidas para instalaciones de interior (IP2XC según norma UNE 20324 o IEC 60529), beneficiándose de unas dimensiones reducidas:

- Anchuras de 375 mm (celdas de interruptor) a 750 mm (celdas de interruptor automático).
- Altura de 1600 mm.
- Profundidad a cota cero de 840 mm.

Lo que permite su ubicación en un local de dimensiones reducidas o en el interior de un edificio prefabricado de hormigón.

El grado de protección, según UNE 20324 o IEC 60529, de la envoltorio externa, así como para los tabiques laterales de separación de celdas en la parte destinada a la colocación de los terminales de cables y fusibles, es IP3X.

Para el resto de compartimentos es IP2X.

En lo referente a daños mecánicos, el grado de protección es "7" (UNE 20324 o IEC 60529).

Los cables se conectan desde la parte frontal de las celdas.

La explotación está simplificada por la reagrupación de todos los mandos sobre un mismo compartimento frontal.

Las celdas pueden equiparse con numerosos accesorios (bobinas, motorización, contactos auxiliares, transformadores de medida y protección, etc.).

La pintura utilizada en las celdas es RAL 9002 (blanco) y RAL 9030 (negro).

Normas

Las celdas de la gama SM6-24 responden a las siguientes recomendaciones, normas y especificaciones:

- Normas internacionales: IEC 60298, 62271-102, 60265, 62271, 60694, 62271-105.
 - Normas españolas: UNE-EN 60298, IEC 62271-102, 60265-1, 60694, 62271-100.
- Se ruega consultar cualquier otro tipo de normativa (UTE, HN, etc.).

Denominación

Las celdas SM6-24 se identifican por:

- La designación de la función: IM - QM - DM1 - SM...
- La intensidad asignada de la celda: 400 o 630 A.
- La tensión asignada: 7,2 - 12 - 24 kV.
- El valor de la intensidad asignada de corta duración admisible: 12,5 - 16 - 20 - 25 kA/1 s.

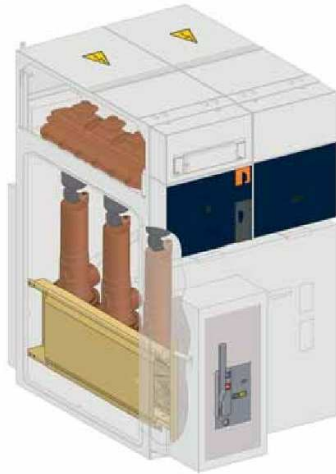
Ejemplo

Por una celda **IM 400 - 24 - 16**:

- **IM** designa una celda de línea.
- **400**, la intensidad asignada es de 400 A.
- **24**, la tensión asignada es de 24 kV.
- **16**, la intensidad asignada de corta duración admisible es de 16 kA/1 s.

Celdas modulares gama SM6

1



Características eléctricas de las celdas SM6

■ Tensión asignada (Un) - aislamiento.

Tensión asignada (kV)		7,2	12	24
50 Hz/1 mn (kV)	Aislamiento	20	28	50
	Seccionamiento	23	32	60
tipo rayo (kV cresta)	Aislamiento	60	75	125
	Seccionamiento	70	85	145

■ Tensión asignada (Un) - limite térmico (Ith) - intensidad asignada (In).

Serie 12,5 (12,5 kA 1 s)	400-630 A	400-630 A	400-630 A
Serie 16 (16 kA 1 s)	400-630 A	400-630 A	400-630 A
Serie 20 (20 kA 1 s)	400-630 A	400-630 A	400-630 A
Serie 25 (25 kA 1 s)	400-630 A	400-630 A	NO

(En las celdas de protección por fusibles tipo PM y QM, la intensidad asignada es de 200 A, ya que viene limitada por el calibre del fusible. Para armonizar nos referimos a la intensidad del interruptor.)

■ Valor de cresta de la intensidad de corta duración: $2,5 \times I_{th}$ (kA cresta).

■ Poder de corte (Pdc) máximo.

IM, IMC, IMPE, IMBD, IMBI, IMR	400-630 A
GCSD, GCSI, GCMD, GCM, NSM	
PM, PMBD, PMBI	400-630 A (interruptor) 25 kA-12 kV / 20 kA-24 kV (fusibles)
QM, QMC, QMBD, QMBI	400-630 A (interruptor) 25 kA-12 kV / 20 kA-24 kV (fusibles)
DM1-C, DM1-D, DM1-W, DM1-A	25 kA-12 kV / 20 kA-24 kV
DM2	25 kA-12 kV / 20 kA-24 kV
CRM sin fusibles	10 kA-7,2 kV / 8 kA-12 kV
CRM con fusibles	25 kA-7,2 kV / 12,5 kA-12 kV
SM, SME	No tiene Pdc

Nota: el poder de corte que se indica para las celdas PM, QM, CRM es el propio del aparato de maniobra (interruptor o contactor). El poder de corte en caso de cortocircuito será el propio de los fusibles.

■ Poder de corte (Pdc) del interruptor SF6:

□ Pdc transformador en vacío: 16 A.

□ Pdc cables en vacío: 25 A.

■ Poder de cierre del interruptor SF6: $2,5 \times I_{th}$ (kA cresta).

■ Poder de cierre del seccionador SF6: no tiene.

■ Poder de cierre de los seccionadores de puesta a tierra (Spat) en kA cresta.

IM, IMC, IMPE, IMBD, IMBI, GCSD	$2,5 \times I_{th}$
GCSI, GCMD, GCM, NSM, IMR	
PM, QM, QMC	Spat superior: $2,5 \times I_{th}$ Spat inferior: 2,5 kA cresta
PMBD, PMBI, QMBD, QMBI	Spat superior: $2,5 \times I_{th}$ Spat inferior: NO LLEVA
DM1-C, DM1-D, DM1-W, DM1-A, CRM	40 kA cresta / 50 kA cresta
DM1-D, DM2	Spat superior sin poder de cierre
SM	NO TIENE poder de cierre
SME	NO LLEVA Spat
GAM	$2,5 \times I_{th}$

Celdas modulares gama SM6



1

■ Endurancias.

Celdas	Endurancia mecánica	Endurancia eléctrica
IM, IMC, IMPE, IMBD, IMBI, IMR, GCSD, GCSI, GCMD, GCMi, NSM, PM, PMBD, PMBI	UNE-EN 60265-1, IEC 60265 1000 maniobras	UNE-EN 60265-1, IEC 60265 100 ciclos cierre-apertura a In cos $\varphi = 0,7$
QM, QMB, QMC	UNE-EN 60265-1, IEC 60265 1000 maniobras	UNE-EN 60265-1, IEC 60265 100 ciclos cierre-apertura a In cos $\varphi = 0,7$ IEC 62271-105 (ensayo de intensidad de transición) 3 aperturas (cos $\varphi = 0,2$) a: 1730 A / 12 kV 1400 A / 24 kV
DM1-C, DM1-D, DM1-A, DM2, DM1-W	IEC 62271-100, UNE-EN 62271-100 10.000 maniobras	IEC 62271-100, UNE-EN 62271-100 40 cortes a Pdc asignado 10.000 cortes a In, cos $\varphi = 0,7$
CRM	IEC 62271-100, UNE-EN 62271-100 300.000 maniobras (R400) 30.000 maniobras (R400 D)	IEC 62271-100, UNE-EN 62271-100 300.000 ciclos cierre-apertura a 250 A 100.000 ciclos cierre-apertura a 320 A

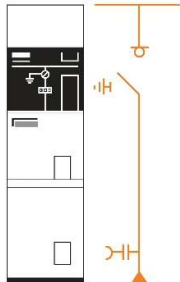
Compatibilidad electromagnética

- Para los relés (VIP, Sepam, T200 S): nivel 4 kV sobre la alimentación, según la recomendación IEC 60801-4.
- Para los compartimentos:
 - Campo eléctrico:
 - 40 dB de atenuación a 100 MHz.
 - 20 dB de atenuación a 200 MHz.
 - Campo magnético: 20 dB de atenuación por debajo de 30 MHz.
- Temperaturas:**
 - Almacenaje: de -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$.
 - Funcionamiento: de -5°C a $+40^{\circ}\text{C}$.
 - Otras temperaturas, consultar.
- Altitud:**
 - Estas celdas están concebidas para funcionar a una altitud igual o inferior a 1.000 m. Para otras altitudes se ruega consultar.

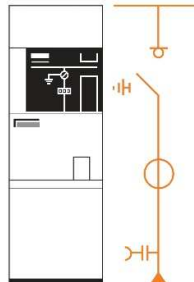
Presentación de funciones **Celdas modulares gama SM6**

1

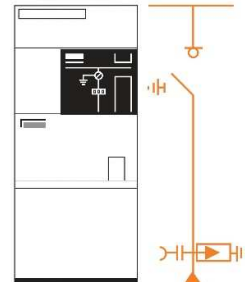
Celdas de interruptor y conmutación automática



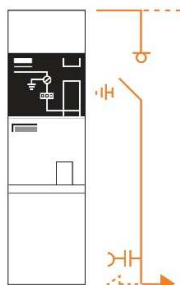
Llegada o salida de línea.
IM (375 mm).



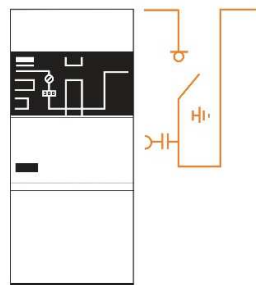
Llegada o salida de línea con 1 o 3 transformadores de intensidad.
IMC (500 mm).



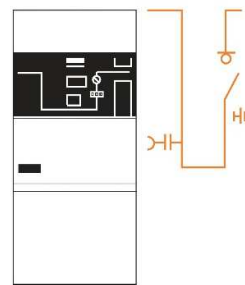
Llegada o salida de línea con autoválvulas.
IMPE (750 mm).



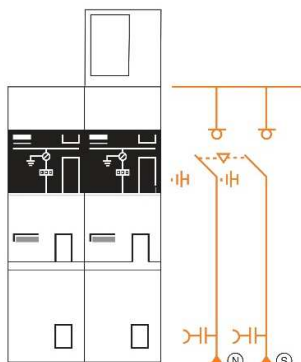
Celda de interruptor con salida lateral inferior por barras a derecha (IMBD) o izquierda (IMBI).
IMBD/IMBI (375 mm).



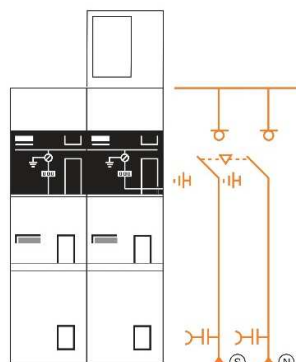
Celda de interruptor con salida lateral superior derecha por barras.
GCSD (750 mm).



Celda de interruptor con salida lateral superior izquierda por barras.
GCSI (750 mm).



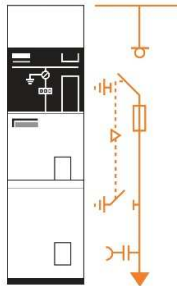
Conmutación automática de red prioritaria (N) y socorro de una red pública (S).
NSM-1 (750 mm).



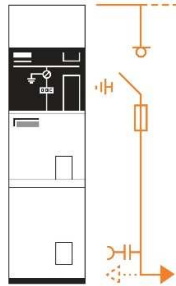
Conmutación automática de red prioritaria (N) y socorro de un grupo electrógeno (S).
NSM-2 (750 mm).

Celdas de protección

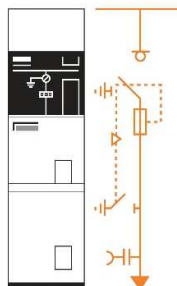
1



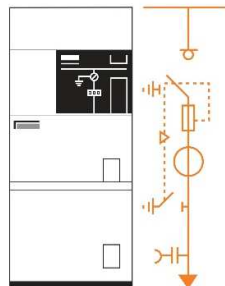
Interruptor-fusibles asociados salida cable.
PM (375 mm).



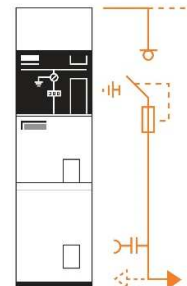
Interruptor-fusibles asociados salida por barras a derecha (PMBD) o izquierda (PMBI).
PMBD / PMBI (375 mm).



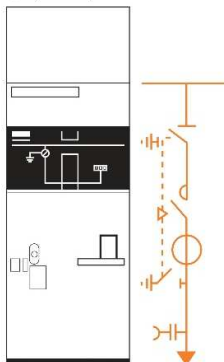
Interruptor-fusibles combinados salida por cables o por barras a la derecha.
QM (375 mm).



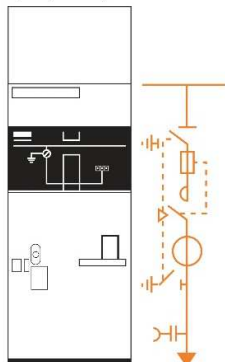
Interruptor-fusibles combinados con 3 transformadores de intensidad salida cable.
QMC (625 mm).



Interruptor-fusibles combinados salida por barras a derecha (QMBD) o izquierda (QMBI).
QMBD / QMBI (375 mm).



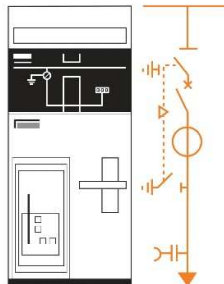
Contactador.
CRM (750 mm).



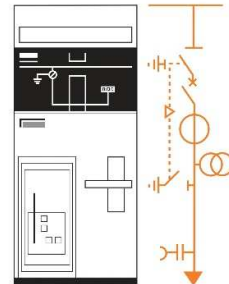
Contactador-fusibles.
CRM-F (750 mm).

1

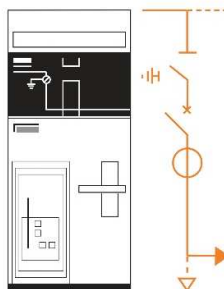
Celdas de protección (continuación)



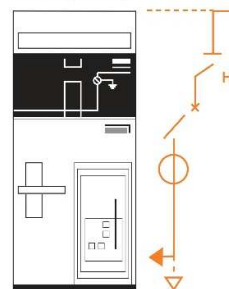
Interruptor automático protección transformador o salida de línea.
DM1-C (750 mm).



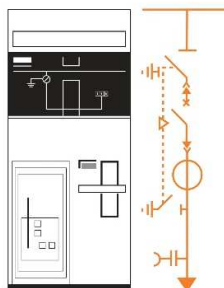
Interruptor automático protección transformador o salida de línea con transformadores de tensión e intensidad.
DM1-A (750 mm).



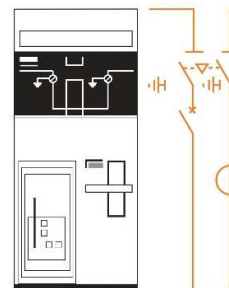
Interruptor automático protección general salida cable o inferior derecha por barras.
DM1-D (750 mm).



Interruptor automático protección general salida cable inferior o izquierda por barras.
DM1-D (750 mm).



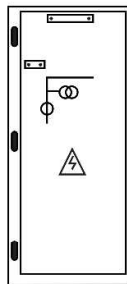
Interruptor automático extraíble salida inferior por cable.
DM1-W (750 mm).



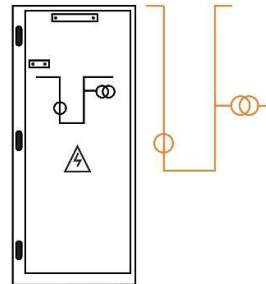
Interruptor automático doble seccionamiento salida superior por barras.
DM2 (750 mm).

Celdas de medida

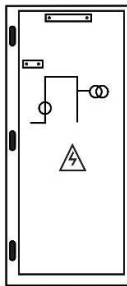
1



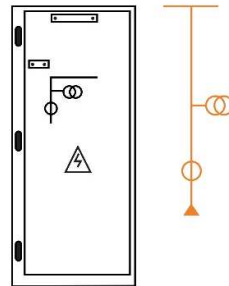
Medida de tensión e intensidad con entrada inferior y salida superior laterales por barras.
GBC-A (750 mm).



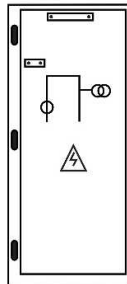
Medida de tensión e intensidad con entrada y salida superior lateral por barras.
GBC-B (750 mm).



Medida de tensión e intensidad salida inferior cable, entrada inferior lateral por barras.
GBC-C (750 mm).



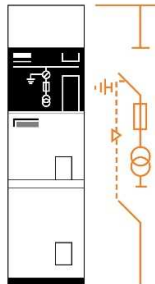
Medida de tensión e intensidad con entrada inferior por cable y salida lateral superior por barras.
GBC-D (750 mm).



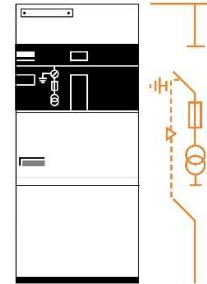
Medida de tensión e intensidad salida y entrada inferiores por cable.
GBC-2C (750 mm).

1

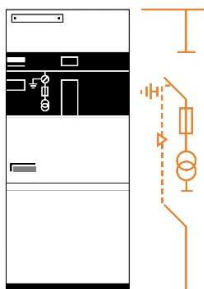
Celdas de medida (continuación)



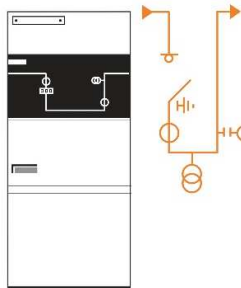
Medida de tensión en barras 12 kV.
CME 12 (375 mm).



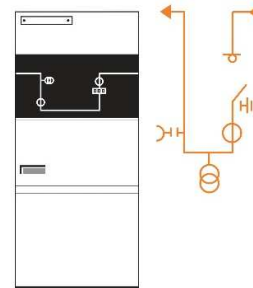
Medida de tensión en barras 24 kV.
CME 24 (750 mm).



Transformador MT/BT bipolar para
servicios auxiliares.
TME (750 mm).



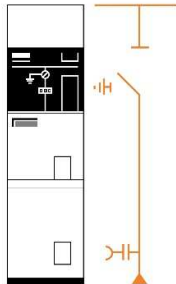
Interruptor y medida de tensión e
intensidad, salida derecha.
GCMD (750 mm).



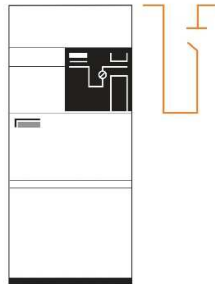
Interruptor y medida de tensión e
intensidad, salida izquierda.
GCM I (750 mm).

Celdas de seccionamiento y partición de barras

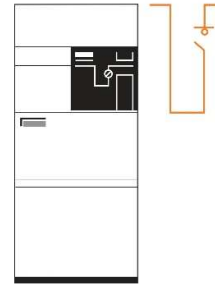
1



Seccionamiento.
SM (375 mm).

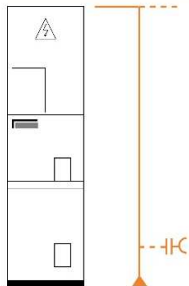


Seccionamiento y remonte con salida
barras derecha.
SME (625 mm).

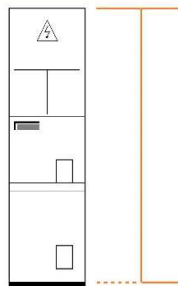


Interruptor y remonte con salida
barras derecha.
IMR (625 mm).

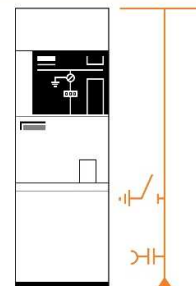
Celdas de remonte de cables



Remonte de cables con conexión superior
a derecha e izquierda por barras.
GAME / GAMEI (375 mm).



Remonte de cables con conexión superior
a derecha e izquierda por barras.
GAMET / GAMETI (375 mm).



Remonte de cables con
seccionador de puesta a tierra.
GAM (500 mm).

Celdas de remonte de barras y acoplamiento



Remonte de barras
GBM (375 mm).



Paso de barras.
GIM (125 mm).



Acoplamiento con VM6.
GEM (125 mm).

ANEXO 11. Catálogo del Trafomix.

INFORMACIÓN GENERAL

Tensión Máxima del Sistema	: en KV
Nivel del Aislamiento (BIL)	: 75, 95, 110, 125, 150, 170, 200, 250 KV
Neutro del Sistema	: Aislado o puesto a tierra
Frecuencia de la Red	: 50 ó 60 Hz
Altitud de la instalación	: m.s.n.m.
Nivel de Cortocircuito	: MVA
Montaje	: Exterior ó interior

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Potencia	: 15, 30 VA
Relación	: .../5, 2, 1A
Clase de Precisión	: 0.2, 0.5, 1.0 (para Medida)
Clase de Precisión con rango extendido	: 0.2S, 0.5S (para Medida)
Clase de Precisión	: 5P10, 5P20, 10P10 (para Protección)
Grupo de Conexión	: Delta Abierto ó Estrella (Ilyn0)
Corriente Térmica (Ith)	: 100 In (a falta de Especificación)
Corriente Dinámica (Idyn)	: 250 In (a falta de Especificación)

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Potencia	: 25, 50, 100 VA
Relación	: 2.2...., 36/ 0.1...., 0.23KV
Clase de Precisión	: 0.2, 0.5, 1.0 (para Medida)
Clase de Precisión	: 3P, 6P (para Protección)
Grupo de Conexión	: Delta Abierto ó Estrella con Neutro (YNyn0) Estrella sin Neutro (Yyn0)

El TRAFOMIX® puede trabajar en instalaciones desde el nivel del mar hasta los 5,000 m.s.n.m. dato que debe proporcionar el usuario del equipo. La altura de utilización sólo tiene influencia en el dimensionamiento del aislamiento externo del TRAFOMIX®, pues la disipación del calor producida por las pequeñas pérdidas del TRAFOMIX®, está garantizada por la superficie del tanque, a cualquier altitud sobre el nivel del mar.

ACCESORIOS NORMALES

- 1 Aisladores de Porcelana para uso exterior con larga línea de fuga para ambientes con alto contenido salino.
- 2 Indicador de nivel de aceite.
- 3 Válvula de Sobrepresión.
- 4 Conmutador para la selección del nivel de tensión (sólo para TRAFOMIX® previstos para trabajar en 2 niveles de tensión en A.T.)
- 5 Orejas de izamiento para levantar la Parte Activa o el TRAFOMIX® completo.
- 6 Válvula de extracción de muestras de aceite.
- 7 Bases con perfiles en "U" para su anclaje.
- 8 Borne para conexión de puesta a tierra del TRAFOMIX®.
- 9 Caja metálica en el lado de B.T., conteniendo en su interior lo siguiente:
 - Interruptor termomagnético, para la protección del Transformador de Tensión.
 - Seccionador para aislar el circuito de tensión y cortocircuitar el circuito de corriente
 - Resistencia antiferrorresonante (sólo para conexión Estrella).
- 10 Placa de Características.
- 11 Niple para el llenado de aceite dieléctrico.
- 12 Soportes para fijación a poste (Sólo para montaje exterior).

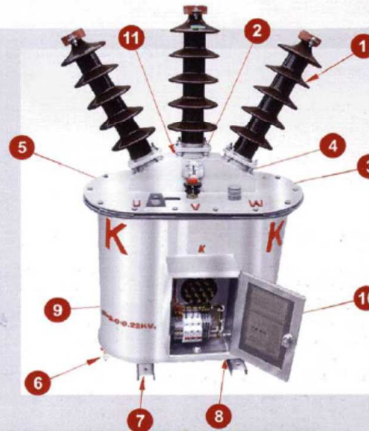
ACCESORIOS ESPECIALES

- * Abrazaderas para sujeción a poste.
- * Fusibles incorporados en el lado de alta tensión (sólo para montaje interior, hasta Un = 12 KV).
- * Pararrayos incorporados en el lado de alta tensión.

EL TRAFOMIX® TM I(E)A(B)-11

Este tipo merece especial mención pues se trata de un equipo constituido por un (01) Transformador de Tensión y uno (01) de Corriente.

Puede aplicarse en mediciones monofásicas así como trifásicas, resultando muy conveniente en el caso de mediciones en sistema con neutro a tierra (3 unidades conectadas en estrella como 12.47/7.2 KV y 22.9/13.2 KV).



ANEXO 12. Catálogo del medidor de energía ION 7550.

ION7550 RTU

The PowerLogic ION7550 RTU (remote terminal unit) is an intelligent web-enabled device ideal for combined utilities metering of water, air, gas, electricity and steam (WAGES). When combined with Power management software, the ION7550 RTU offers a seamless, end-to-end WAGES metering solution.

Featuring a large, high-visibility display and overall versatility of the PowerLogic system, the ION7550 RTU provides extensive analogue and digital I/O choices and is a cost-effective dedicated WAGES solution when compared to a traditional meter. The device automatically collects, scales and logs readings from a large number of connected meters or transducers and delivers information to one or more head-end systems through a unique combination of integrated Ethernet, modem or serial gateways.

Applications

- WAGES (water, air, gas, electricity, steam) metering
- Integrated utility metering with advanced programmable math functions
- Data concentration through multi-port, multi-protocol communications
- Equipment status monitoring and control
- Programmable set points for out-of-limit triggers or alarm conditions

1811242



P765CA0A

The solution for

All markets that can benefit from a solution that includes PowerLogic ION7550 RTU series meters:

- Buildings
- Industry
- Healthcare
- Education
- Etc.

Benefits

- Help reduce waste and optimise equipment operation to increase energy efficiency
- A large, intuitive display
- Extensive digital and analogue I/O
- Dedicated WAGES solution when compared to a traditional meter

Competitive advantages

- Data concentration through multi-port, multi-protocol communications
- Integrated utility metering with advanced programmable function

Power management solutions

As part of a complete enterprise energy management solution, the ION7550 RTU can be integrated with EcoStruxure™ Power Monitoring Expert, or other SCADA, information and automation systems.

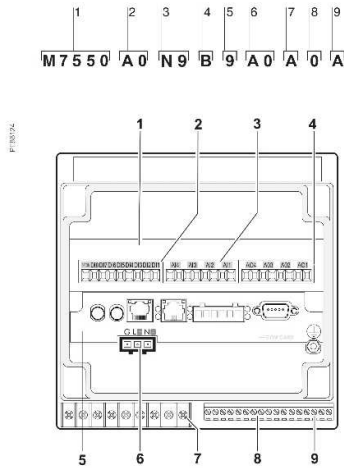
Conformity of standards

- EN 61010-1
- IEC 61000-4-2
- IEC 61000-4-3
- IEC 61000-4-4
- IEC 61000-4-5
- CISPR 22

Main characteristics

- Increase efficiency
 - Reduce waste and optimise equipment operation to increase efficiency.
- Easy to operate
 - Screen-based menu system to configure meter settings. Bright LCD display with adjustable contrast.
- Integrate with software
 - Easily integrated with PowerLogic or other energy management enterprises, including SCADA systems.
- Transducer and equipment condition monitoring
 - Versatile communications, extensive I/O points, clock synchronisation, event logging and sequence of events recording capabilities for transducer and equipment condition and status monitoring at utility substations.
- Set automatic alarms
 - Alarm setpoint learning feature for optimum threshold settings.
- Up to 10 Mbytes of memory
 - For archiving of data and waveforms.
- Notify alarms via email
 - High-priority alarms sent directly to the user's PC. Instant notification of power quality events by email.
- Modbus Master functionality
 - Aggregate and store data from downstream Modbus devices using serial or Ethernet connections

ION7550 RTU



PowerLogic® ION7550 RTU.

- 1 I/O expansion card.
- 2 Digital inputs.
- 3 Analogue inputs.
- 4 Analogue outputs.
- 5 Communications card.
- 6 Power supply.
- 7 Form C digital outputs.
- 8 Digital inputs.
- 9 Form A digital outputs.

Part numbers

Item	Code	Description
1	Model	7550 ION7550 device
2	Form Factor	A0 Integrated display with front optical port, 5 MB logging memory, and 512 samples/cycle resolution.
		B0 Integrated display with front optical port, 10 MB logging memory, and 512 samples/cycle resolution.
		T0 Transducer (no display) version, with 5 MB logging memory.
		U0 Transducer (no display) version, with 10 MB logging memory.
3	RTU option	N9 RTU option
4	Power Supply	D Standard power supply (85-240 VAC, ±10%/47-63 Hz / 110-330 VDC, ±10%)
		C Low voltage DC power supply (20-60 VDC)
5	Internal use	9 This field for internal use only
6	Communications	A0 Standard communications (1 RS-232/RS-485 port, 1 RS-485 port). Integrated display models also include 1 ANSI Type 2 optical communications port.
		C1 Standard communications plus 10BASE-T/100BASE-TX Ethernet (RJ-45), 56k universal internal modem (RJ-11). Ethernet, modem gateway functions each use a serial port.
		D7 Standard comms plus 10BASE-T/100BASE-TX Ethernet (RJ-45) and 100BASE-FX Ethernet Fiber, 56k universal internal modem (RJ-11). Ethernet and modem gateway functions each use a serial communications port.
		E0 Standard communications plus 10BASE-T/100BASE-TX Ethernet (RJ-45). Ethernet gateway function uses serial port.
		F1 Standard communications plus 10BASE-T/100BASE-TX Ethernet (RJ-45) and 100BASE-FX (SC fiber optic connection). Ethernet gateway uses a serial port.
		M1 Standard communications plus 56k universal internal modem (RJ-11). Modem gateway uses serial communications port.
7	I/O	A Standard I/O (8 digital inputs, 3 Form C relays, 4 Form A solid-state outputs)
		E Standard I/O plus Expansion I/O card (8 additional digital inputs & four 0 to 20 mA analogue inputs)
		K Standard I/O plus Expansion I/O card (8 additional digital inputs & four 0 to 20 mA analogue outputs)
		N Standard I/O plus Expansion I/O card (8 additional digital inputs & four 0 to 20 mA analogue inputs and four 0 to 20 mA outputs)
		P Standard I/O plus Expansion I/O card (8 additional digital inputs & four 0 to 1 analogue inputs and four -1 to 1 mA analogue outputs)
8	Security	0 Password protected, no hardware lock
		A None
9	Special Order	A None
		C Tropicalisation treatment applied

ION7550 RTU

Commercial ref. no.	Communication Card for ION7550RTU
P765CA0A	Standard Comms: 1 RS-232/RS-485 port (COM1), 1 RS-485 port (COM2), Front optical port (COM3)
P765CA0C	Standard Comms: 1 RS-232/RS-485 port (COM1), 1 RS-485 port (COM2), Front optical port (COM3), tropicalisation treatment applied
P765CC1A	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T), 56k universal internal modem (RJ11; shares COM3)
P765CC1C	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T), 56k universal internal modem (RJ11; shares COM3), tropicalisation treatment applied
P765CD7A	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T, 100BASE-FX), 56k internal modem (RJ11)
P765CD7C	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T, 100BASE-FX), 56k internal modem (RJ11), tropicalisation treatment applied
P765CE0A	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T)
P765CE0C	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T), tropicalisation treatment applied
P765CF1A	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T, 100BASE-FX)
P765CF1C	Standard plus Ethernet (10/100BASE-T, 100BASE-FX), tropicalisation treatment applied
P765CM1A	Standard plus 56k universal internal modem (RJ11; shares COM3)
P765CM1C	Standard plus 56k universal internal modem (RJ11; shares COM3), tropicalisation treatment applied
Commercial ref. no.	Analogue I/O cards
P760AEA	four 0 to 20 mA analogue inputs & 8 digital inputs
P760AEC	four 0 to 20 mA analogue inputs & 8 digital inputs, tropicalisation treatment applied
P760AKA	four 0 to 20 mA analogue outputs & 8 digital inputs
P760AKC	four 0 to 20 mA analogue outputs & 8 digital inputs, tropicalisation treatment applied
P760ANA	four 0 to 20 mA analogue inputs, four 0 to 20 mA analogue outputs & 8 digital inputs
P760ANC	four 0 to 20 mA analogue inputs, four 0 to 20 mA analogue outputs & 8 digital inputs, tropicalisation treatment applied
P760APA	four 0 to 1 analogue inputs, four -1 to 1 mA analogue outputs & 8 digital inputs
P760APC	four 0 to 1 analogue inputs, four -1 to 1 mA analogue outputs & 8 digital inputs, tropicalisation treatment applied

ION7550 RTU

Commercial ref. no.	OpenDAC rack, controllers, power supply
70LRCK16-48	OpenDAC rack. Holds up to 8 OpenLine modules to provide up to 16 I/O points. Requires communications controller
72-MOD-4000	OpenDAC OpenDAC RS-485 serial module. Communications controller for use in a Modbus RTU network. Supports up to 2 70LRCK16-48 OpenDAC racks
72-ETH-T000	OpenDAC Ethernet network module for use on an Modbus/TCP Ethernet network. Supports up to 2 OpenDAC racks
PS-240-15W	85-264 V AC/110-370 V DC 15 W power supply. Required for applying power to the racks and controllers
Commercial ref. no.	OpenLine digital I/O modules
70L-IAC	digital input, 120 V AC
70L-IACA	digital input, 220 V AC
70L-IDC	digital input, 3-32 V DC
70L-IDCB	digital input, fast switching
70L-IDCNP	digital input, 15-32 V AC/10-32 V DC
70L-IDC5S	dry contact closure-sensing DC input
70L-ISW	input test module
70L-OAC	digital output, 120 V AC
70L-OACL	digital output, 120 V AC inductive loads
70L-OACA	digital output, 220 V AC
70L-OACAL	digital output, 220 V AC inductive loads
70L-ODC	digital output, 3-60 V DC fast
70L-ODCA	digital output, 4-200 V DC
70L-ODCB	digital output, fast switching
70L-ODCSR	digital output, dry contact
Ordering reference	OpenLine analogue I/O modules
73L-II020	analogue input, current, 0-20 mA
73L-II420	analogue input, current, 4-20 mA
73L-ITCJ	analogue input, temperature, J-type TC
73L-ITCK	analogue input, temperature, K-type TC
73L-ITCT	analogue input, temperature, T-type TC
73L-ITR100	analogue input, temperature, RTD
73L-ITR3100	analogue input, temperature, 3wire RTD
73L-ITR4100	analogue input, temperature, 4wire RTD
73L-IV1	analogue input, voltage, 0-1 V DC
73L-IV10	analogue input, voltage, 0-10 V DC
73L-IV10B	analogue input, voltage, -10 to 10 V DC
73L-IV100M	analogue input, voltage, 0-100 V DC
73L-IV5	analogue input, voltage, 0-5 V DC
73L-IV5B	analogue input, voltage, -5 to 5 V DC
73L-IV50M	analogue input, voltage, 0-50 mV
73L-OI020	analogue output, current, 0-20 mA
73L-OI420	analogue output, current, 4-20 mA
73L-OV10	analogue output, voltage, 0-10 V DC
73L-OV10B	analogue output, voltage, -10 to 10 V DC
73L-OV5	analogue output, voltage, 0-5 V DC
73L-OV5B	analogue output, voltage, -5 to 5 V DC

ION7550 RTU

Features	ION7550 RTU
Data recording	
Min/max of instantaneous values	■
Data logs	■
Event logs	■
Trending	■
SER (Sequence of event recording)	■
Time stamping	■
GPS synchronisation (1 ms)	■
Memory (in Mbytes)	10
Display and I/O	
Front panel display	■
Pulse output	1
Digital or analogue inputs(max)	24
Digital or analogue outputs (max, including pulse output)	30
Communication	
RS-485 port	1
RS-485 / RS-232 port	1
Optical port	1
Modbus TCP Master / Slave (Ethernet port)	■ / ■
Modbus RTU Master / Slave (Serial port)	■ / ■
Ethernet port (Modbus/TCP/IP protocol)	1
Ethernet gateway (EtherGate)	1
Alarms (optional automatic alarm setting)	■
Alarm notification via email (Metermail)	■
HTML web page server (WebMeter)	■
Internal modem	1
Modem gateway (ModemGate)	■
DNP 3.0 through serial, modem, and I/R ports	■

ION7550 RTU

Electrical characteristics		
Data update rate		1/2 cycle or 1 second
Power supply	AC	85-240 V AC $\pm 10\%$ (47-63 Hz)
	DC	110-300 V DC $\pm 10\%$
	DC low voltage (optional)	20-60 V DC $\pm 10\%$
	Ride-through time	100 ms (6 cycles at 60 Hz) min. at 120 V DC
	Burden	Standard: typical 15 VA, max 35 VA Low voltage DC: typical 12 VA, max 18 VA
Input/outputs ⁽¹⁾	Standard	8 digital inputs (120 V DC) 3 relay outputs (250 V AC / 30 V DC) 4 digital outputs (solid state)
	Optional	8 additional digital inputs 4 analogue outputs, and/or 4 analogue inputs
Mechanical characteristics		
Weight		1.9 kg
IP degree of protection (IEC 60529)		IP52
Dimensions	Standard model	192 x 192 x 159 mm
	TRAN model	235.5 x 216.3 x 133.1 mm
Environmental conditions		
Operating temperature	Standard power supply	-20 to 70°C
	Low voltage DC supply	-20 to 50°C
	Display operating range	-20 to 70°C
Storage temperature	Display, TRAN	-40 to 85°C
Humidity rating		5 to 95 % non-condensing
Installation category		III (2000 m above sea level)
Dielectric withstand		As per EN 61010-1, IEC 62051-22A ⁽²⁾
Electromagnetic compatibility		
Electrostatic discharge		IEC 61000-4-2
Immunity to radiated fields		IEC 61000-4-3
Immunity to fast transients		IEC 61000-4-4
Immunity to surges		IEC 61000-4-5
Conducted and radiated emissions		CISPR 22
Safety		
Europe		IEC 61010-1

(1) Consult the ION7550 / ION7650 installation guide for complete specifications.

(2) IEC 62051-22B with serial ports only.

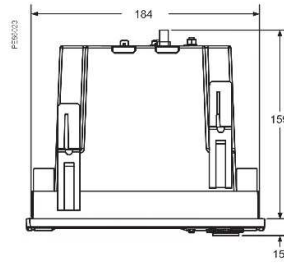
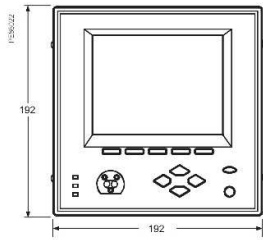
ION7550 RTU

Communication	
RS-232/RS-485 port ⁽¹⁾	Up to 115,200 bauds (57,600 bauds for RS-485), ION, DNP 3.0, Modbus, GPS, EtherGate, ModemGate, Modbus Master
RS-485 port ⁽¹⁾	Up to 115,200 bauds, ION, DNP 3.0, Modbus, GPS, EtherGate, ModemGate, Modbus Master
Infrared port ⁽¹⁾	ANSI type 2, up to 19,200 bauds, ION, Modbus, DNP 3.0
Ethernet port	10BASET, 100BASETX. RJ45 connector, 10/100 m link
Fibre-optic Ethernet link	100BASE FX, SC duplex connector, 1300 nm, FO multimode with gradient index 62.5/125 µm or 50/125 µm, 2000 m link
Protocol	ION, Modbus, Modbus Master, TCP/IP, DNP 3.0, Telnet
EtherGate	Communicates directly with up to 62 slave devices via available serial ports
ModemGate	Communicates directly with up to 31 slave devices
WebMeter	5 customisable pages, new page creation capabilities, HTML/XML compatible
Firmware characteristics	
High-speed data recording	Down to 5 ms interval burst recording, stores detailed characteristics of disturbances or outages. Trigger recording by a user-defined setpoint, or from external equipment.
Load profiling	Channel assignments (800 channels via 50 data recorders) are configurable for any measurable parameter. Trigger recorders based on time interval, calendar schedule, alarm/event condition, or manually.
Trend curves	Access historical data at the front panel. Display, trend and continuously update historical data with date and timestamps for up to four parameters simultaneously.
Alarms	Threshold alarms: adjustable pickup and dropout setpoints and time delays, numerous activation levels possible for a given type of alarm user-defined priority levels boolean combination of alarms is possible using the operators NAND, OR, NOR and XOR
Advanced security	Up to 16 users with unique access rights. Perform resets, time syncs, or meter configurations based on user privileges
Memory	5 to 10 MB (specified at time of order)
Firmware update	Update via the communication ports
Display characteristics	
Integrated display	Backlit LCD, configurable screens
Languages	English

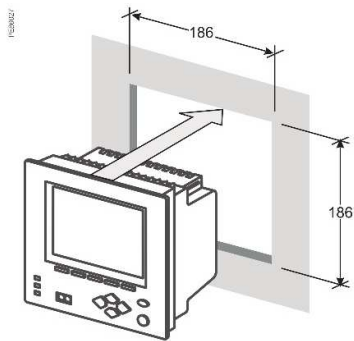
(1) All the communication ports may be used simultaneously.

ION7550 RTU

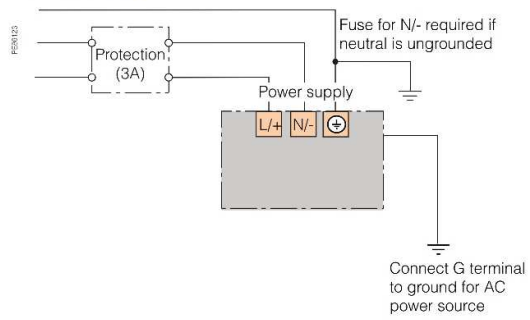
ION7550 RTU dimensions



Front-panel mounting




Power supply



Note: the current and voltage terminal strip (I52, I51, I42, I41, I32, I31, I22, I21, I12, I11, V4, V3, V2, V1, Vref) is not present on the RTU.

- ANEXO 13.** Plano de las curvas de nivel de la propiedad.
- ANEXO 14.** Plano de la central fotovoltaica.
- ANEXO 15.** Diagramas unifilares de conexión de los inversores.
- ANEXO 16.** Diagrama unifilar de conexión con la red de Media Tensión.
- ANEXO 17.** Plano del Centro de Transformación.
- ANEXO 18.** Plano de puesta a tierra del Centro de Transformación.
- ANEXO 19.** Plano de conexión con la red de Media Tensión.
- ANEXO 20.** Plano del detalle recorrido línea subterránea-conexión aérea hacia el centro de transformación.
- ANEXO 21.** Plano red de Media Tensión 13,8 kV Trifásica Actual.
- ANEXO 22.** Plano red de Media Tensión 13,8 kV Trifásica Proyectada.

ANEXO 23. Banco de ductos.

				Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		José Tamayo E10-25 y Lizardo García Telf.: + (593 2) 3976000 www.energia.gob.ec	
REVISIÓN: 01		SECCIÓN 4: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)					
FECHA: 2013-05-10		HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)					
HOJA 1 DE 2		ESTRUCTURAS EN REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCIÓN					
IDENTIFICADOR UP-UC EU0-0B1X2B1		BANCO DE DUCTOS EN ACERA CON CONFIGURACION 1X2 DE 110 mm					
IDENTIFICADOR UC 0B1X2B1							
LISTA DE MATERIALES							
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN				CANTIDAD	
1	c/u	Tubo PVC pared estructurada interior lisa y exterior corrugada de 110 mm				Nota 1-2	2
2	c/u	Separador de tubería PVC 1 Fila x 2 columnas ancho 320 mm x 90 mm de alto.				Nota 3	1
3	c/u	Cinta de señalización ancho 250 mm x 0,175 mm de espesor				Nota 1-2	1
4*	m3	Arena				Nota 1	0,099
5	m3	Material de relleno				Nota 1	0,141
6	m3	Ripio				Nota 1	0,047
7*	m3	Hormigón de 140 Kg/cm2				Nota 1	0,047
8	c/u	Tubo de polietileno Triducto de 40mm				Nota 1-2	1
SUSTITUTIVOS							
4*	m3	Hormigón de 140 Kg/cm2				Nota 4	0,047
7*	m2	Material de terminado de la acera				Nota 5	0,47
NOTAS: 1.- La unidad de construcción viene dada en metro lineal. 2.- La cantidad hace referencia al número de elementos utilizados 3.- La distancia entre cada separador será de 2.5m 4.- Si el material de relleno es hormigón, su base será ripio 5.- Si el material de terminado de acera es adoquín, su base será arena							

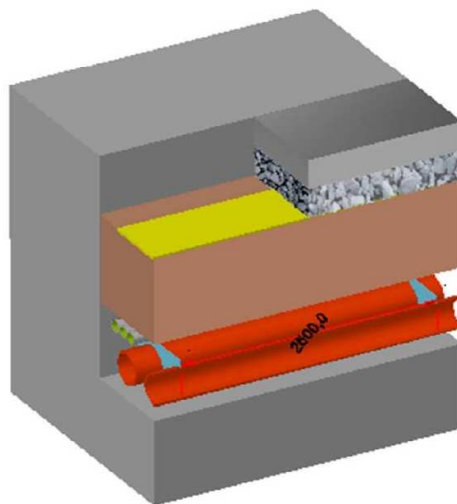
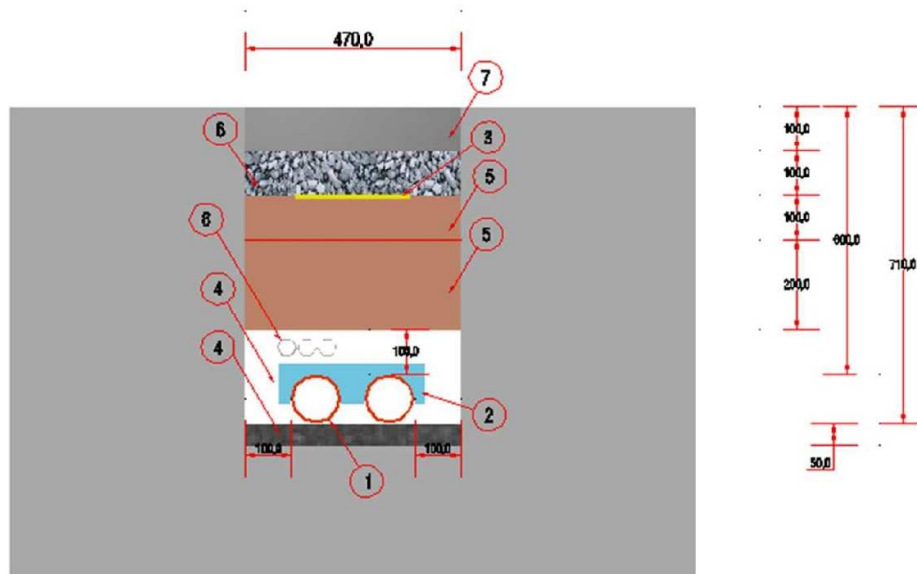


Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

José Tamayo E10-25 y Lizardo García
Telf.: + (593 2) 3976000
www.energia.gob.ec

00/01/1900	SECCIÓN 4: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC)
00/01/1900	
HOJA 1 DE 2	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)
IDENTIFICADOR UP-UC EU0-OB1X2B1	ESTRUCTURAS EN REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCIÓN
IDENTIFICADOR UC OB1X2B1	BANCO DE DUCTOS EN ACERA CON CONFIGURACION 1X2 DE 110 mm

GRAFICO



Unidades en mm



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

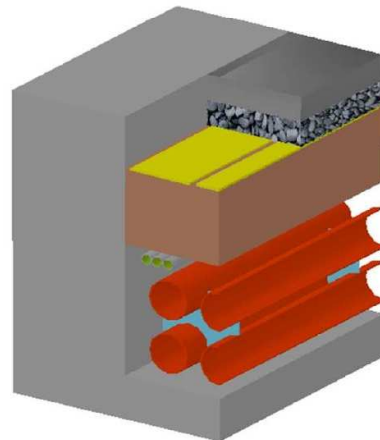
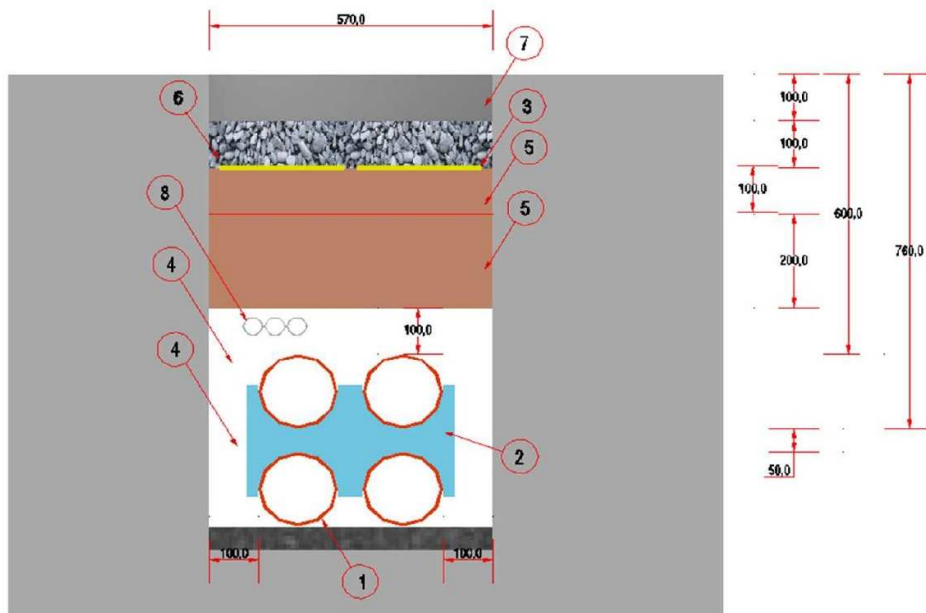
José Tamayo E10-25 y Lizardo García
Telf.: + (593 2) 3976000
www.energia.gob.ec

REVISIÓN: 01	SECCIÓN 4: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)		
FECHA: 2013-05-10	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)		
HOJA 1 DE 2	ESTRUCTURAS EN REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCIÓN		
IDENTIFICADOR UP-UC EU0-0B2X2C1	BANCO DE DUCTOS EN ACERA CON CONFIGURACION 2X2 DE 160 mm		
IDENTIFICADOR UC 0B2X2C1			
LISTA DE MATERIALES			
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	c/u	Tubo PVC pared estructurada interior lisa y exterior corrugada de 160 mm	Nota 1-2 4
2	c/u	Separador de tubería PVC 2 Filas x 2 columnas ancho 420 mm x 240 mm de alto.	Nota 3 1
3	c/u	Cinta de señalización ancho 250 mm x 0,175 mm de espesor	Nota 1-2 1
4*	m3	Arena	Nota 1 0,212
5	m3	Material de relleno	Nota 1 0,171
6	m3	Ripio	Nota 1 0,057
7*	m3	Hormigón de 140 Kg/cm2	Nota 1 0,057
8	c/u	Tubo de polietileno Triducto de 40mm	Nota 1-2 1
SUSTITUTIVOS			
4*	m3	Hormigón de 140 Kg/cm2	Nota 4 0,057
7*	m2	Material de terminado de la acera	Nota 5 0,57
NOTAS:			
1.- La unidad de construcción viene dada en metro lineal.			
2.- La cantidad hace referencia al número de elementos utilizados			
3.- La distancia entre cada separador será de 2.5m			
4.- Si el material de relleno es hormigón, su base será ripio			
5.- Si el material de terminado de acera es adoquín, su base será arena			



00/01/1900	SECCIÓN 4: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)
00/01/1900	
HOJA 1 DE 2	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)
IDENTIFICADOR UP-UC EU0-0B2X2C1	ESTRUCTURAS EN REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCIÓN
IDENTIFICADOR UC 0B2X2C1	BANCO DE DUCTOS EN ACERA CON CONFIGURACION 2X2 DE 160 mm

LISTA DE MATERIALES



Unidades en mm

ANEXO 24. Pozos para redes subterráneas tipo D.

				Ministerio de Electricidad y Energía Renovable José Tamayo E10-25 y Lizardo García Telf.: + (593 2) 3976000 www.energia.gob.ec	
REVISIÓN: 01		SECCIÓN 4: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC) HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) ESTRUCTURAS EN REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCIÓN POZOS PARA REDES SUBTERRANEAS TIPO D			
FECHA: 2013-06-19					
HOJA 1 DE 2					
IDENTIFICADOR UP-UC EU0-OPD					
IDENTIFICADOR UC OPD					
LISTA DE MATERIALES					
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN			CANTIDAD
1	m2	Mampostería de ladrillo con enlucido	NOTA 1		
2	c/u	SopORTE para cables		8	
3	c/u	Tapón ciego para ductos libres	NOTA 2		
4	c/u	Tapón para ductos con cables	NOTA 2		
5	c/u	Tapa para pozos de hormigón armado con losa de 70mm de espesor con marco y brocal metálico galvanizado espesor de 4mm y 50mm de base x 75mm de alto ,abertura de 110° (excepto un lado a 90°) de 850mm x 1700mm interior y 877mm x 1755mm exterior		2	
6	m2	Material filtrante para piso de pozo (grava)		0,009	
7	c/u	Sifon para desague	NOTA 3	1	
8	m	Tubo de desague	NOTA 3- 4		
SUSTITUTIVOS					
1*	m3	Hormigón armado de 210 Kg/cm2	NOTA 1		
1*	m2	Mampostería de bloque tipo pesado con enlucido	NOTA 1		
4*	c/u	Masilla moldeable sellante, retardante a la llama		1	
5*	c/u	Tapa doble para pozos de acero dúctil o acero esferoidal Clase D400-400 kN de 1600mm x 1200mm interior		2	
6*	m3	Hormigón de 140 Kg/cm2		0,19217	
NOTAS: 1.- La unidad de construcción viene dada en metro cuadrado. 2.- El número dependerá del diseño 3.- Estos materiales se utilizarán cuando se escoja el material sustitutivo de la referencia 6 4.- La cantidad de tubos dependerá de la distancia del desague.					



00/01/1900	SECCIÓN 4: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)
00/01/1900	
HOJA 1 DE 2	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)
IDENTIFICADOR UP-UC EUQ-OPD	ESTRUCTURAS EN REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCIÓN
IDENTIFICADOR UC OPD	POZOS PARA REDES SUBTERRANEAS TIPO D

GRÁFICO

