



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

**AUTORES:                   ÁLVAREZ YANCHAPANTA GALO XAVIER  
                                  VACA VALLEJO HÉCTOR ISRAEL**

**TEMA: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORED HIBRIDA A  
BASE DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y ENERGÍA TÉRMICA DIESEL EN  
LA EMPRESA TRACE OILFIELD SERVICES CIA LTDA PARA REDUCIR  
LA CONTAMINACIÓN AMBIENTAL**

**DIRECTOR: ING. FREIRE WASHINGTON**

**CODIRECTOR: ING. SÁNCHEZ WILSON**

**LATACUNGA, OCTUBRE 2014**

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE  
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

**CERTIFICADO**

ING. WASHINGTON FREIRE (DIRECTOR)  
ING. WILSON SÁNCHEZ (CODIRECTOR)

**CERTIFICAN:**

Que el trabajo titulado **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORED HIBRIDA A BASE DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y ENERGÍA TÉRMICA DIESEL EN LA EMPRESA TRACE OILFIELD SERVICES CIA LTDA PARA REDUCIR LA CONTAMINACION AMBIENTAL”**, realizado por los señores **GALO XAVIER ÁLVAREZ YANCHAPANTA** y **HÉCTOR ISRAEL VACA VALLEJO**, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE.

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico que ayudará a la aplicación de conocimientos y al desarrollo profesional, SI recomiendan su publicación.

El mencionado trabajo consta de UN documento empastado y UN disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat (pdf). Autorizan a los señores Galo Xavier Álvarez Yanchapanta y Héctor Israel Vaca Vallejo que lo entregue la señora Ing. Katya Torres Vásquez, en su calidad de Directora de la Carrera.

Latacunga, Octubre del 2014

.....  
Ing. Washington Freire

DIRECTOR

.....  
Ing. Wilson Sánchez

CODIRECTOR

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE  
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

**DECLARACIÓN DE AUTENCIDAD Y RESPONSABILIDAD**

Nosotros,  
GALO XAVIER ÁLVAREZ YANCHAPANTA  
HÉCTOR ISRAEL VACA VALLEJO

**DECLARAMOS QUE:**

El proyecto de grado titulado “**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORED HIBRIDA A BASE DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y ENERGÍA TÉRMICA DIESEL EN LA EMPRESA TRACE OILFIELD SERVICES CIA LTDA PARA REDUCIR LA CONTAMINACIÓN AMBIENTAL**”, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de nuestra autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga, Octubre del 2014

.....  
Galo Xavier Álvarez Yanchapanta  
C.C.: 1804557138

.....  
Héctor Israel Vaca Vallejo  
C.C.: 05033385775

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE  
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

**AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN**

Nosotros,

**GALO XAVIER ÁLVAREZ YANCHAPANTA  
HÉCTOR ISRAEL VACA VALLEJO**

**AUTORIZAMOS**

A la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE la publicación, en la biblioteca Virtual de la Institución del trabajo titulado: **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORED HIBRIDA A BASE DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y ENERGÍA TÉRMICA DIESEL EN LA EMPRESA TRACE OILFIELD SERVICES CIA LTDA PARA REDUCIR LA CONTAMINACIÓN AMBIENTAL”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga, Octubre del 2014

.....  
Galo Xavier Álvarez Yanchapanta  
C.C.: 1804557138

.....  
Héctor Israel Vaca Vallejo  
C.C.: 05033385775

## DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico primeramente a Dios quién es una luz a lo largo de toda mi vida, me da las fuerzas necesarias para superarme constantemente, perseverancia para no decaer ante los problemas y situaciones adversas y por ser esa fuente de sabiduría que guía mi camino.

A mi madre, quien me dio la vida y quien con su amor y comprensión estuvo siempre junto a mí brindándome su apoyo incondicional en todo momento.

A mi padre, quien es la cabeza de mi hogar y la persona que más admiro porque a pesar de las dificultades siempre velo por la felicidad mía y de mis hermanas.

A mis hermanas, Paola y Jenny ya que han sido un ejemplo a seguir y quienes me han demostrado su apoyo incondicional.

***Galo***

Dedico esta tesis principalmente a Dios, por haberme dado la vida, colmarme de bendiciones y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante en mi formación profesional.

Con mucho cariño a mis abuelitos Gustavo Olmedo y Laura Lucrecia (+) por ser mis mentores principales, ejemplo de humildad, amor y trabajo.

A mi madre, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar mis errores, excesos y nuestras diferencias de opiniones.

A mi padre, mi hermana y mi sobrina por estar siempre presentes, acompañándome en mi realización, brindándome siempre motivación y felicidad.

A mi pequeño hijo Gustavo Israel quien en sus pocos días de vida se ha convertido en una luz de motivación y amor inapagable.

A mi querida familia, porque me han brindado su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momento.

***Israel***

## AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por llenar mi vida de bendiciones, y no dejarme desmayar en los momentos difíciles, por haberme permitido culminar una meta más trazada hace mucho tiempo y que hoy al fin se hace realidad.

A toda mi familia padres, hermanas, primos, tíos, abuelos, novia quienes hicieron posible la culminación de mis estudios académicos, ya que con su apoyo y los incontables consejos que supieron brindarme a lo largo de todo este tiempo de preparación he logrado llegar hasta estas instancias.

A mi compañero y amigo Israel por no desmayar en el intento y haber llegado a culminar la elaboración de este proyecto, éxitos en esta nueva etapa laboral y familiar.

A mis amigos y compañeros por todos esos momentos inolvidables que quedaran grabados siempre en mi mente y por ese apoyo en los buenos y malos momentos.

***Galo***

Agradezco a Dios por bendecirme de incontables maneras entre ellas mi profesionalización, por ser mi fortaleza en aquellos momentos de desacierto, brindarme una vida colmada de aprendizajes, experiencias y felicidad manteniendo siempre mi mirada hacia el frente.

A mi amada familia por el inagotable amor, cariño y apoyo brindado en el transcurso de mi vida; por las constantes palabras de aliento brindadas.

A mi compañero y amigo Xavier por haber formado un gran equipo juntos y sacar adelante este proyecto, éxitos y muchas bendiciones en tu vida.

Son varias las personas que formaron parte de mi vida y mi ciclo de formación profesional a quienes me encantaría agradecerles su apoyo, amistad, consejos, aliento y compañía en momentos difíciles. Amigos, amigas, novia, compañeros en general quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que han compartido conmigo y por todas las bendiciones proporcionadas.

***Israel***

Nuestra gratitud a la Universidad, tutores de tesis Ing. Washington Freire, Ing. Wilson Sánchez y nuestros profesores en general, que con su amistad y apoyo han hecho posible que nos encontremos hoy culminando esta etapa de nuestras vidas; gracias por su tiempo, por su ayuda brindada, así como por la sabiduría que supieron transmitirnos en el desarrollo de nuestra formación profesional.

A la empresa Trace Oilfield Services Cia. Ltda. que en persona de su gerente, Ing. Marco Ramírez permitió, confió y respaldó el desarrollo del proyecto, haciendo de ésta una experiencia profesional única y muy satisfactoria.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA.....	i
CERTIFICADO .....	ii
DECLARACIÓN DE AUTENCIDAD Y RESPONSABILIDAD.....	iii
AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT .....	xviii
CAPÍTULO I.....	1
1. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN A ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	1
1.2. RADIACIÓN SOLAR. ....	1
1.2.1. Tipos de radiación Solar. ....	2
1.2.2. Irradiancia (G).....	3
1.2.3. Irradiación o Insolación (H). ....	3
1.2.4. Hora Solar Pico (HSP). ....	3
1.2.5. Día Solar (DS). ....	4
1.2.6. Constante Solar (ISC). ....	5
1.3. PANEL FOTOVOLTAICO. ....	5
1.3.1. Tipos de paneles fotovoltaicos. ....	5
1.3.2. Conexión de los módulos o paneles fotovoltaicos.....	6
1.3.3. Orientación de los paneles solares.....	8
1.3.4. Inclinación de los paneles solares. ....	9
1.4. TIPOS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA. ....	10
1.4.1. Sistemas aislados de la red eléctrica. ....	10
1.4.2. Sistemas conectados a la red eléctrica. ....	12
1.4.3. Sistemas Híbridos. ....	13
1.5. INVERSORES.....	14

1.5.1.	Configuraciones de los inversores.....	15
1.5.2.	Tipos de Inversores según la aplicación.....	18
1.5.3.	Seguimiento del punto de máxima potencia.....	20
1.6.	GRUPO ELECTRÓGENO O DE EMERGENCIA.....	21
1.6.1.	Partes componentes de un grupo electrógeno.....	22
1.6.2.	Requerimientos para la selección de un grupo electrógeno.....	24
1.7.	MICROREDES.....	24
1.7.1.	Componentes de una Micro-red.....	25
1.7.2.	Operación de una microred.....	27
	CAPÍTULO II.....	29
2.	DISEÑO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS.....	29
2.1.	DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE (IN-SITU).....	29
2.1.1.	Atlas Solar del Ecuador Irradiación Promedio Global.....	29
2.1.2.	Mapa Solar INAMHI Ecuador.....	30
2.1.3.	Datos proporcionados por la NASA.....	30
2.1.4.	Estudio de radiación de la Universidad de Massachusetts.....	31
2.1.5.	Selección del instrumento para realizar el estudio in-situ.....	32
2.2.	NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	33
2.3.	SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO.....	33
2.3.1.	Selección de módulos de celdas solares.....	33
2.3.2.	Selección del inversor.....	37
2.3.3.	Cálculo del número de paneles para el sistema fotovoltaico.....	38
2.3.4.	Cálculo del número de paneles conectados en serie.....	39
2.3.5.	Cálculo del número de ramales conectados en paralelo.....	39
2.3.6.	Generador Fotovoltaico.....	40
2.3.7.	Características de la estructura soporte y Orientación óptima.....	41
2.3.8.	Dimensionamiento de los conductores de corriente continua.....	43
2.3.9.	Dimensionamiento de los conductores de corriente alterna.....	44
2.4.	TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO (TTA).....	46
2.4.1.	Requerimientos para la selección del PLC.....	46
2.4.2.	Selección de los contactores para el TTA.....	48
2.5.	GRUPO ELECTRÓGENO.....	54



2.6.	<b>CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL.</b>	56
2.7.	<b>AHORRO DE TONELADAS DE CO<sub>2</sub> EMITIDAS A LA ATMÓSFERA.</b>	58
	<b>CAPÍTULO III.</b>	60
3.	<b>CONSTRUCCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA MICRORED.</b>	60
3.1.	<b>IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTVOLTAICA.</b>	60
3.1.1.	<b>Estructura para soporte de los paneles solares.</b>	60
3.1.2.	<b>Estructura para soporte de los inversores.</b>	63
3.1.3.	<b>Conexión del sistema fotovoltaico Paneles - Inversor.</b>	64
3.1.4.	<b>Conexión del sistema fotovoltaico Inversores – Red eléctrica.</b>	67
3.1.5.	<b>Comunicación de inversores.</b>	68
3.3.	<b>IMPLEMENTACIÓN DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO.</b>	70
3.4.	<b>IMPLEMENTACIÓN DEL PIRANÓMETRO.</b>	72
3.4.1.	<b>Escalamiento para la adquisición de datos.</b>	74
3.4.2.	<b>Software para la adquisición de datos.</b>	76
3.5.	<b>ETIQUETADO DEL CABLEADO</b>	78
	<b>CAPÍTULO IV</b>	80
4.	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PRUEBAS.</b>	80
4.1.	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE RADIACIÓN SOLAR (IN SITU).</b>	80
4.2.	<b>PRUEBAS EN VACIO DE LOS PANELES SOLARES.</b>	81
4.3.	<b>PRUEBAS INICIALES CON LOS INVERSORES.</b>	82
4.4.	<b>PRUEBAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTVOLTAICO.</b>	83
4.4.1.	<b>Parámetros del inversor A.</b>	84
4.4.2.	<b>Parámetros del inversor B.</b>	85
4.4.3.	<b>Parámetros del inversor C.</b>	86
4.4.4.	<b>Medición del ángulo de inclinación de los paneles.</b>	87
4.5.	<b>PRUEBAS DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO.</b>	88
4.6.	<b>PRUEBAS DEL GRUPO ELECTRÓGENO.</b>	89

<b>4.7.</b>	<b>ANÁLISIS DE AHORRO DE ENERGÍA .....</b>	<b>90</b>
<b>4.8.</b>	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	<b>96</b>
<b>4.8.1.</b>	<b>Valor actual neto.....</b>	<b>100</b>
<b>4.8.2.</b>	<b>Tasa interna de retorno.....</b>	<b>101</b>
	<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>104</b>
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>104</b>
<b>5.1.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>104</b>
<b>5.2.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>104</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>106</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>108</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

### CAPÍTULO I

FIGURA 1. 1	ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO.....	2
FIGURA 1. 2	TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR.....	3
FIGURA 1. 3	GRÁFICA DE LAS HORAS DE SOL PICO RESPECTO LA IRRADIACIÓN.....	4
FIGURA 1. 4	DÍA SOLAR DE 5 HORAS.....	4
FIGURA 1. 5	PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO.....	6
FIGURA 1. 6	PANEL DE SILICIO POLICRISTALINO.....	6
FIGURA 1. 7	MÓDULOS O CELDAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS EN CADENA.....	7
FIGURA 1. 8	MÓDULOS O CELDAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS EN PARALELO.....	8
FIGURA 1. 9	CONEXIÓN MIXTA DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	8
FIGURA 1. 10	ORIENTACIÓN DE UN PANEL SOLAR.....	9
FIGURA 1. 11	ÁNGULO DE POSICIONAMIENTO ÓPTIMO EN INVIERNO Y VERANO.....	10
FIGURA 1. 12	SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA.....	11
FIGURA 1. 13	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED. ...	13
FIGURA 1. 14	SISTEMA HIBRIDO.....	14
FIGURA 1. 15	DIAGRAMA INVERSOR, PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UN INVERSOR.....	16
FIGURA 1. 16	DIAGRAMA CONEXIÓN INVERSOR AUTÓNOMO.....	19
FIGURA 1. 17	DIAGRAMA CONEXIÓN INVERSOR NO AUTÓNOMO.....	19
FIGURA 1. 18	CURVA V - P DE LOS INVERSORES.....	21
FIGURA 1. 19	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA.....	22
FIGURA 1. 20	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN.....	23
FIGURA 1. 21	ALTERNADOR.....	23
FIGURA 1. 22	ELEMENTOS DE UNA MICRO-RED.....	26
FIGURA 1. 23	MICRO-RED CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN..	27
FIGURA 1. 24	MICRO-RED AISLADA.....	28

### CAPÍTULO II

FIGURA 2. 1	INSOLACIÓN GLOBAL ANUAL PROMEDIO DEL ECUADOR .....	29
FIGURA 2. 2	MAPA DE RADIACIÓN SOLAR ANUAL DE ECUADOR.....	30
FIGURA 2. 3	DATOS PROPORCIONADOS POR LA NASA .....	31

FIGURA 2. 4	RADIACIÓN MENSUAL Y PROMEDIO ANUAL DE VARIOS SECTORES DEL ECUADOR.....	31
FIGURA 2. 5	PIRANÓMETRO APOGEE SP-214 .....	32
FIGURA 2. 6	EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS.....	34
FIGURA 2. 7	ENCAPSULADO DE UN PANEL SOLAR. ....	35
FIGURA 2. 8	ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	41
FIGURA 2. 9	UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	42
FIGURA 2. 10	PLC S7-1200.....	47
FIGURA 2. 11	CIRCUITOS DE LA EMPRESA TRACE OILFIELD. ....	48
FIGURA 2. 12	CONTACTOR LC1D65A .....	49
FIGURA 2. 13	CONTACTOR MC-85A.....	50
FIGURA 2. 14	CONTACTOR TELEMECANIQUE LC1-F185.....	53
FIGURA 2. 15	RELÉ AUXILIAR SIEMENS .....	54
FIGURA 2. 16	UPS APC 1.5 KVA.....	54
FIGURA 2. 17	GRUPO ELECTRÓGENO MODASA MP-14.....	55
FIGURA 2. 18	PÉRDIDAS EN EL RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	57

### CAPÍTULO III

FIGURA 3. 1	VISTA LATERAL DE LA ESTRUCTURA PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	60
FIGURA 3. 2	SUJECIÓN DE PERFILES EN EL LADO IZQUIERDO DE LA CUBIERTA. ....	61
FIGURA 3. 3	SUJECIÓN DE PERFILES EN EL LADO DERECHO DE LA CUBIERTA. ....	61
FIGURA 3. 4	A) PUNTO DE FIJACIÓN SUPERIOR IZQUIERDO, B) PUNTO DE FIJACIÓN SUPERIOR DERECHO, C) PUNTO DE FIJACIÓN INFERIOR IZQUIERDO, D) PUNTO DE FIJACIÓN INFERIOR DERECHO.....	62
FIGURA 3. 5	FIJACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOBRE LOS PERFILES DE ALUMINIO.....	63
FIGURA 3. 6	SOPORTE PARA LOS INVERSORES. ....	63
FIGURA 3. 7	SUJECIÓN DE LOS INVERSORES. ....	64
FIGURA 3. 8	DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE LOS TRES GRUPOS FOTOVOLTAICOS.....	65
FIGURA 3. 9	DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES SOLARES EN LA CUBIERTA DE LAS OFICINAS. ....	66
FIGURA 3. 10	CONEXIÓN DE INVERSORES.....	66
FIGURA 3. 11	CONEXIÓN INTERNA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	67

FIGURA 3. 12	CONEXIÓN EN TRIÁNGULO DE LOS INVERSORES A LA CAJA PRINCIPAL. ....	67
FIGURA 3. 13	EZ-LOGGER GOODWE.....	68
FIGURA 3. 14	INTERFAZ DE USUARIO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	68
FIGURA 3. 15	BASE DESTINADA PARA EL GRUPO ELECTRÓGENO. ....	69
FIGURA 3. 16	CUBIERTA DEL GRUPO ELECTRÓGENO. ....	69
FIGURA 3. 17	GABINETE METÁLICO 40CM X 60CM.....	70
FIGURA 3. 18	DISTRIBUCIÓN DE ELEMENTOS EN EL TABLERO DE TRANSFERENCIA.....	70
FIGURA 3. 19	ELEMENTOS DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA.....	71
FIGURA 3. 20	INDICADORES DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA.....	72
FIGURA 3. 21	VISTA SUPERIOR DEL PIRANÓMETRO .....	73
FIGURA 3. 22	VISTA FRONTAL DEL PIRANÓMETRO.....	73
FIGURA 3. 23	ESCALAMIENTO DE LA SEÑAL. ....	74
FIGURA 3. 24	PROGRAMACIÓN DEL ESCALAMIENTO EN TIA PORTAL..	76
FIGURA 3. 25	COMUNICACIÓN CON EL NI OPC SERVER 2013.....	77
FIGURA 3. 26	INTERFAZ DE LA ADQUISICIÓN DE DATOS.....	78

#### CAPÍTULO IV

FIGURA 4. 1	MEDICIÓN DE VOLTAJE EN CIRCUITO ABIERTO. ....	82
FIGURA 4. 2	PRUEBAS INICIALES A LOS INVERSORES. ....	82
FIGURA 4. 3	TOMA DE PARÁMETROS EN LOS INVERSORES. ....	84
FIGURA 4. 4	TOMA DE PARÁMETROS DEL INVERSOR A AL MES DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA. ....	85
FIGURA 4. 5	TOMA DE PARÁMETROS DEL INVERSOR A AL MES DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA. ....	86
FIGURA 4. 6	TOMA DE PARÁMETROS DEL INVERSOR A AL MES DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA. ....	87
FIGURA 4. 7	INCLINACIÓN DE LOS PANELES SOLARES. ....	88
FIGURA 4. 8	CALIBRACIÓN TIEMPOS PARA TRANSFERENCIA. ....	89
FIGURA 4. 9	AJUSTE DE FRECUENCIA EN EL GRUPO ELECTRÓGENO.....	89
FIGURA 4. 10	CONEXIÓN DE FLUKE PARA REGISTRO DE CARGA CONSUMIDA POR TRACE OILFIELD.....	90
FIGURA 4. 11	REGISTRO DE POTENCIA CONSUMIDA POR TRACE OILFIELD SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	91
FIGURA 4. 12	POTENCIA PROMEDIO CONSUMIDA POR TRACE OILFIELD SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	91

FIGURA 4. 13	REGISTRO DE POTENCIA CONSUMIDA POR TRACE OILFIELD CON GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	92
FIGURA 4. 14	POTENCIA PROMEDIO CONSUMIDA POR TRACE OILFIELD CON GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	92
FIGURA 4. 15	POTENCIA CONSUMIDA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA CONSUMIDA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO – LUNES A VIERNES.....	93
FIGURA 4. 16	DIFERENCIA DE POTENCIAS CONSUMIDAS – LUNES A VIERNES.....	93
FIGURA 4. 17	POTENCIA CONSUMIDA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA CONSUMIDA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO – SÁBADO Y DOMINGO.....	94
FIGURA 4. 18	DIFERENCIA DE POTENCIAS CONSUMIDAS – SÁBADO Y DOMINGO.....	95
FIGURA 4. 19	REGISTRO DE APAGONES.....	95

## ÍNDICE DE TABLAS

### CAPÍTULO II

TABLA 2. 1	CARACTERÍSTICAS DEL PIRANÓMETRO SP-214 .....	32
TABLA 2. 2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	36
TABLA 2. 3	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	36
TABLA 2. 4	CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR. ....	38
TABLA 2. 5	CARACTERÍSTICAS DE CADA RAMAL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO. ....	41
TABLA 2. 6	ANGULO DE INCLINACIÓN DEL PANEL SOLAR EN FUNCIÓN DE LA LATITUD DEL LUGAR. ....	43
TABLA 2. 7	DISTANCIAS DE ARREGLOS FOTOVOLTAICOS A INVERSOR. ....	43
TABLA 2. 8	TABLA DE SECCIÓN DE CONDUCTORES AWG. ....	44
TABLA 2. 9	DISTANCIAS INVERSORES A LAS CARGAS. ....	45
TABLA 2. 10	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PLC SIEMENS S7-1200 .....	47
TABLA 2. 11	CARGAS CONECTADAS AL CIRCUITO HABITACIONES DE LA EMPRESA TRACE OILFIELD. ....	49
TABLA 2. 12	CARGAS CONECTADAS AL CIRCUITO TALLER DE LA EMPRESA TRACE OILFIELD. ....	50
TABLA 2. 13	CARGAS CONECTADAS AL CIRCUITO BODEGAS DE LA EMPRESA TRACE OILFIELD. ....	51
TABLA 2. 14	CARGAS CONECTADAS AL CIRCUITO OFICINAS DE LA EMPRESA TRACE OILFIELD. ....	51
TABLA 2. 15	CARGA TOTAL INSTALADA DE LA EMPRESA TRACE OILFIELD.....	51
TABLA 2. 16	DATOS TÉCNICOS DEL GRUPO ELECTRÓGENO MODASA. ....	55

### CAPÍTULO III

TABLA 3. 1	ELEMENTOS DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA. ....	71
------------	--	----

### CAPÍTULO IV

TABLA 4. 1	DATOS PROMEDIO POR HORAS MENSUALES OBTENIDOS ...	80
TABLA 4. 2	COMPARACIÓN DE DATOS OBTENIDOS CON DATOS YA EXISTENTES. ....	81

TABLA 4. 3 VALORES DE VOLTAJE MEDIDOS A CIRCUITO ABIERTO.....	82
TABLA 4. 4 PARÁMETROS TOMADOS DEL INVERSOR.....	83
TABLA 4. 5 LECTURAS TOMADAS UN MES DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN DEL INVERSOR A.....	84
TABLA 4. 6 LECTURAS TOMADAS UN MES DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN DEL INVERSOR B.....	85
TABLA 4. 7 LECTURAS TOMADAS UN MES DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN DEL INVERSOR C.....	86
TABLA 4. 8 TABLA DE SALARIOS DEL PERSONAL ADMINISTRATIVO....	97
TABLA 4. 9 GASTOS DE MATERIAL DE LA MICRO-RED.....	100
TABLA 4. 10 ANÁLISIS DE INGRESOS Y GASTOS DEL PROYECTO DESDE EL INICIO DEL PROYECTO HASTA EL AÑO 7.....	103



## RESUMEN

La presente tesis, fue elaborada con la finalidad de diseñar y construir una microred de distribución híbrida automática, en las instalaciones de la empresa Trace Oilfield Services que tiene un promedio de demanda de 18.4KW. Consta de tres fuentes de generación, la principal es la que provee el sistema nacional interconectado a través de la red de distribución, misma que es la encargada de controlar frecuencia y entregar la potencia que el sistema requiera en determinado momento. La segunda fuente es un generador de energía solar fotovoltaica propio, conectado a los bornes de acometida principal; cuya capacidad de potencia instalada es 8.4KWp. Consta además de un generador térmico diésel de 15KW como respaldo, el mismo que arranca y se conecta automáticamente en caso de corte de energía por parte de la Empresa de Eléctrica, tomando entonces el lugar del alimentador, regulando frecuencia a más de proveer la potencia necesaria; cuando se reanuda el servicio por parte de la distribuidora y éste se considera permanente, sale de operación el generador térmico y nuevamente el alimentador toma la carga como en un inicio. El generador fotovoltaico opera simultáneamente con la fuente que se encuentre conectada, puesto que cuenta con inversores adecuado para conexión a la red, entrega el máximo de generación en ese momento, en función de la radiación solar; realiza su interconexión y sincronizando únicamente encuentra un patrón de 60Hz y 220V en bornes. El alimentador de distribución o a su vez el grupo electrógeno son los encargados de proveer dicho patrón, a más de entregar la energía faltante para cubrir la demanda.

**Palabras Clave:** Microred, Energía solar fotovoltaica, Generador Fotovoltaico, Radiación Solar, Generador Térmico.

### ABSTRACT

The present document was elaborated in order to design and build a hybrid distribution microgrid controller, on the premises of the Company, Trace Oilfield Services has an average demand around 18.4KW. It consists of three generation sources, the main one that provides the national interconnected system through the distribution network, it is responsible for controlling the frequency and deliver the power required by the system at a given time. The second source is a generator of own photovoltaic solar energy, connected to the mains supply terminals; whose installed power capacity is 8.4KWp. It also comprises a heat 15KW diesel generator as backup, same which starts and automatically switches on when power cut by the electricity company, then taking the place of the feeder, regulating more often to provide the necessary power; when the service is resumed by the distributor and is considered permanent, departure from thermal generation operation and again the feeder takes charge as in the beginning. The PV generator operates simultaneously with the source that is connected, since investors have adequate network connection, delivers maximum generation at that time, depending on the solar radiation; interconnection and synchronizing takes only find a pattern of 60Hz and 220V terminals. The distribution feeder or turn the generator are responsible for providing this pattern, more than deliver the missing energy to meet demand.

Keywords: Micro-grid, Solar PV, Photovoltaic Generator, Solar Radiation, Thermal Generator.

## **CAPÍTULO I**

### **1. FUNDAMENTO TEÓRICO.**

#### **1.1. INTRODUCCIÓN A ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

La contaminación ambiental resultante de la utilización de diversos métodos de generación de energía eléctrica no amigables con el medio ambiente, ha venido aumentando en con el tiempo, debido a los avances tecnológicos que han acarreado un crecimiento exagerado en la adquisición de toda clase de aparatos eléctricos por parte de los consumidores, lo que ha generado un incremento acelerado y constante del consumo de energía entre la población e industria a nivel mundial. [1]

Por otra parte, las grandes industrias se han adjudicado el deterioro de los recursos no renovables utilizados para la generación de energía, mismos que se están agotando. Esta situación ha propiciado el desarrollo de fuentes de generación de energía eléctrica más limpias que no dependan de recursos que se agoten y que por el contrario, usen recursos de tipo renovable. Este tipo de fuentes de generación de energía son conocidas como Energías Renovables.

Las energías renovables como la eólica, la energía solar fotovoltaica y la energía hidráulica, son ejemplos donde se han desarrollado tecnologías que convierten la velocidad del viento, la radiación solar y el flujo del agua en energía eléctrica.

En la energía solar existen dos tipos de sistemas donde se puede aprovechar la radiación solar que es los sistemas fotovoltaicos o generadores solares y los otros muy conocidos como los colectores solares o más conocidos como calentadores solares.

#### **1.2. RADIACIÓN SOLAR.**

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, en todas las longitudes de onda existentes. Consta de luz visible, luz infrarroja y luz ultravioleta, según se observa en la Figura 1.1.

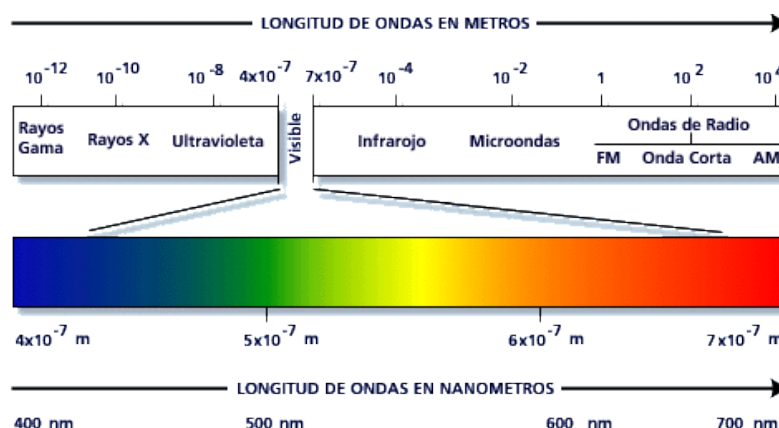


Figura 1. 1 Espectro Electromagnético.

Fuente: R. Garraud y E. D. , «Clase 3: Transferencia Radiativa,» de Curso FG11C Atmósfera, tiempo y clima, Semestre Otoño 2007.

La luz visible se compone de los colores rojo, naranja, amarillo, verde, azul y violeta, los cuales poseen una longitud de onda específica entre  $0,43 \mu\text{m}$  y  $0,69 \mu\text{m}$ . Por otra parte, las ondas que se encuentran en la parte infrarroja del espectro electromagnético se encuentran en un rango entre  $0,7 \mu\text{m}$  y  $5 \mu\text{m}$ , y las ondas que se encuentran en la zona ultravioleta están entre  $0,3 \mu\text{m}$  y  $0,4 \mu\text{m}$ . [1]

La radiación solar se divide en tres tipos, teniendo como base para dicha división la forma en cómo se recibe en la superficie de la tierra. La suma de todas las radiaciones recibe el nombre de radiación solar global (H).

### 1.2.1. Tipos de radiación Solar.

Los tipos de radiación solar dependen de la forma en cómo los rayos solares inciden en los objetos situados en la superficie de nuestro planeta, y estos son:

- a. **Radiación directa ( $H_b$ ).**- Es aquella radiación que es percibida por la superficie terrestre directamente del Sol, sin haber sufrido ningún cambio.
- b. **Radiación difusa ( $H_d$ ).**- Es aquella radiación que al momento de atravesar la atmósfera es absorbida o reflejada por las nubes y por ende, se dirige en todas las direcciones.
- c. **Radiación reflejada.**- Es aquella que al momento de llegar a la superficie terrestre, es reflejada por la misma. La cantidad de radiación reflejada

depende únicamente del coeficiente de reflexión de la superficie, al cual se le denomina Albedo. [1]

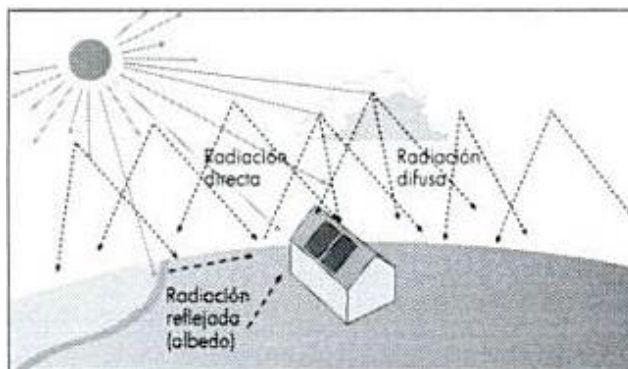


Figura 1. 2 Tipos de radiación solar.

Fuente: M. Romero, <<Energía Solar Térmica>>, CEAC técnico: Construcción Volumen 43 de Monografía de la construcción, 2009, p. 20.

### 1.2.2. Irradiancia (G).

Es la potencia instantánea de radiación solar recibida por unidad de superficie, su unidad según el Sistema Internacional de medidas (SI) es  $\text{kW}/\text{m}^2$ .

Con la irradiancia se puede calcular la generación de energía eléctrica proveniente de un panel fotovoltaico teniendo en cuenta la potencia de este. Para calcular dicha generación se debe expresar el día solar como un valor promedio fijo, el cual debe tener las variaciones de la irradiancia para el lugar donde se va a instalar el sistema fotovoltaico. [1]

### 1.2.3. Irradiación o Insolación (H).

Corresponde al valor obtenido al integrar la irradiancia en un determinado periodo, y se define como la potencia incidente por unidad de superficie en determinado tiempo. Según el sistema internacional de medidas, su unidad es el  $\text{kWh}/\text{m}^2$ . Se usa “H” para referirse a la insolación diaria e “I” para la insolación horaria. [1]

### 1.2.4. Hora Solar Pico (HSP).

La Hora Solar Pico se define como la energía recibida durante el periodo de una hora a una irradiancia promedio de  $1000 [\text{W}/\text{m}^2]$ .

Para determinar el número de horas en el que el panel fotovoltaico es capaz de generar la potencia máxima especificada por el fabricante, los paneles son evaluados teniendo en cuenta un valor de intensidad luminosa de  $1 \text{ [kW/m}^2\text{]}$  y la duración del día solar promedio.



Figura 1. 3 Gráfica de las Horas de Sol Pico respecto la irradiación.

Fuente: S. Romero, Metodología para la formulación de proyectos de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos

### 1.2.5. Día Solar (DS).

Es el valor promedio de horas en el cual un panel (con radiación constante de  $1 \text{ [kW/m}^2\text{]}$ ) es capaz de generar la misma energía entregada por el sol, en cierto tipo de zona.

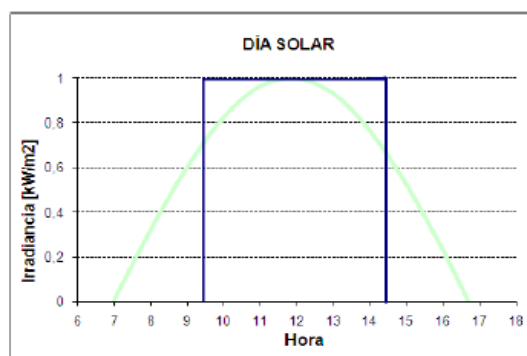


Figura 1. 4 Día solar de 5 horas.

Fuente: S. Romero, Metodología para la formulación de proyectos de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos

### 1.2.6. Constante Solar (ISC).

Es la energía solar incidente sobre una superficie normal a los rayos del sol a una distancia de una unidad astronómica (1 UA) en todas las longitudes de onda. Su valor según la escala del WRC (World Radiation Reference Centre) es de 1367 [W/m<sup>2</sup>].

## 1.3. PANEL FOTOVOLTAICO.

Los paneles solares son dispositivos que se encargan de transformar parte de la radiación solar que incide en ellos en energía eléctrica y sus principales componentes son las celdas de silicio. Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad, las cuales comúnmente son llamadas celdas fotovoltaicas y dependen del efecto fotovoltaico para transformar la energía del sol y hacer que una corriente pase entre dos placas con cargas eléctricas opuestas.

La conversión de las celdas fotovoltaicas oscila entre el 8% y el 29% de eficiencia. Pese a lo anterior, ha habido una tendencia en la disminución del precio de los sistemas modernos de electrónica de potencia y las celdas fotovoltaicas, lo que indica buenas promesas para las nuevas instalaciones. El rendimiento de un sistema fotovoltaico se ve influenciado por su potencia máxima, los cambios de temperatura, la intensidad solar y la carga conectada. [2]

### 1.3.1. Tipos de paneles fotovoltaicos.

Según los materiales de construcción se clasifican en paneles fotovoltaicos de silicio puro, silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo. A continuación se explicara los diversos tipos de células utilizadas para la fabricación de paneles fotovoltaicos.

- a. **Silicio puro.-** Las células solares de silicio se constituyen de cristales monocristalinos, policristalinos o de silicio amorfo. La diferencia entre ellas radica en la forma como están dispuestos los átomos de silicio en la estructura cristalina.
- b. **Monocristalino.-** Están formados en secciones con una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En algunos análisis desarrollados en laboratorios se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7%, a diferencia de los que actualmente existen en el mercado que alcanzan un 16%.



Figura 1. 5 Panel solar fotovoltaico monocristalino.

Fuente: A. Falk, C. Durrschner y K. Heinz, Fotovoltaica para profesionales.

- c. Policristalino.-** Los materiales son semejantes a los monocristalinos, sin embargo el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Su rendimiento es inferior al de los monocristalinos pero son de bajo costo alcanzando rendimientos comercialmente disponibles hasta de un 14%. [3]



Figura 1. 6 Panel de Silicio Policristalino.

Fuente: A. Falk, C. Durrschner y K. Heinz, Fotovoltaica para profesionales.

- d. Amorfo.-** Basados también en el silicio, pero a diferencia de los anteriores este material no sigue una estructura cristalina. Los paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos como calculadoras, relojes y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo ha sido del 13% y los de uso comercial sólo alcanzan el 8%. [3]

### 1.3.2. Conexión de los módulos o paneles fotovoltaicos.

La conexión de módulos fotovoltaicos sigue las reglas básicas de la electricidad. Los módulos se pueden conectar en serie o en paralelo, con la combinación más adecuada para obtener la corriente y el voltaje necesario para una determinada



aplicación. Todos los paneles conectados deben tener las mismas características eléctricas.

- a. Conexión en Serie.-** Cuando los paneles se conectan en serie la tensión resultante es la suma de todos los paneles, mientras que la intensidad será la proporcionada por uno solo de ellos. Si falla uno de los paneles conectado en serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bloqueo puentean ese modulo, haciendo que la corriente siga su camino. [4]

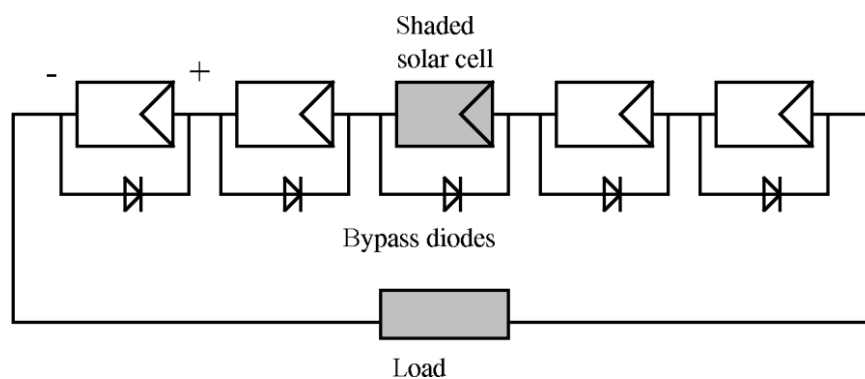


Figura 1. 7 Módulos o celdas Fotovoltaicas conectadas en cadena.

Fuente: M. Sánchez, Energía Solar Fotovoltaica, Primera ed., Mexico, D.F.: Limusa, 2008.

Normalmente se conectan módulos en serie para conseguir voltajes de 24 V o 48 V, en instalaciones autónomas de electrificación, y superiores, 96 V a 144 V, en instalaciones conectadas a la red o de alimentación para bombeos directos. El voltaje de un módulo fotovoltaico puede llegar a ser 1,4 veces el voltaje nominal, cuando funciona en el punto de máxima potencia.

- b. Conexión en Paralelo.-** Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo modulo, pero la intensidad será la suma de las intensidades de todos los módulos, de manera que el aumento de potencia se basa en mantener la potencia de un módulo y la suma de intensidades que proporcionen los módulos conectados. [4]

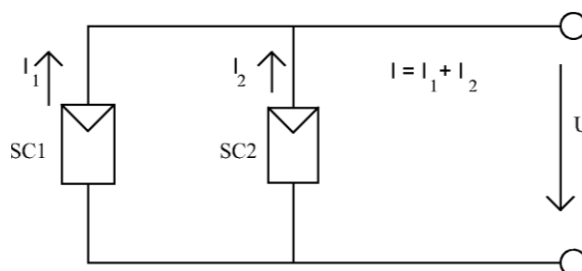


Figura 1. 8 Módulos o celdas Fotovoltaicas conectadas en paralelo.

Fuente: M. Sánchez, Energía Solar Fotovoltaica, Primera ed., Mexico, D.F.: Limusa, 2008.

Normalmente se hacen conexiones en paralelo para conseguir intensidades de 20 A o 25 A, en instalaciones autónomas de electrificación o bombeo, superiores en instalaciones de conexión a la red de elevada potencia.

- c. **Conexión Mixta.-** Para satisfacer diferentes necesidades de tensión y potencia, los módulos pueden combinarse en agrupaciones serie-paralelo como se muestra en la Figura 1.6.

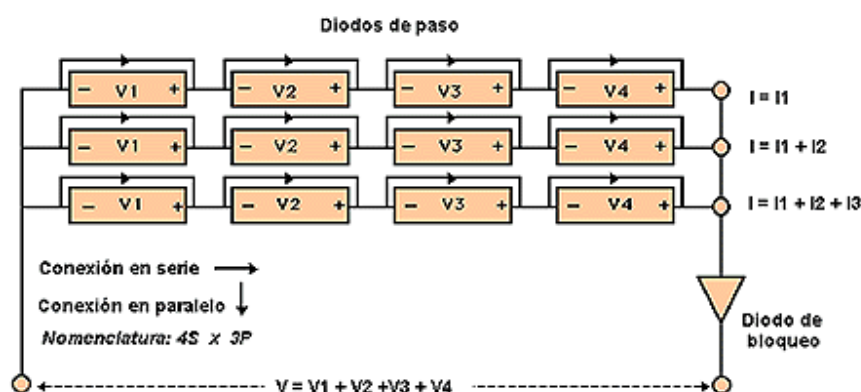


Figura 1. 9 Conexión mixta de paneles solares fotovoltaicos.

Fuente: M. Sánchez, Energía Solar Fotovoltaica, Primera ed., Mexico, D.F.: Limusa, 2008.

Desde el punto de vista del rendimiento; es decir, el que procura minimizar las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores y/o de los equipos de regulación.

### 1.3.3. Orientación de los paneles solares.

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa, es decir aun en días nublados este generará energía, sin embargo las condiciones óptimas de operación implica la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo

mejor posible hacia el sol, con la única finalidad de aprovechar al máximo la luz solar directa.

En el hemisferio norte es decir por encima de la línea Ecuatorial, el panel deberá orientarse hacia el sur, y en lado del hemisferio sur el panel será orientado hacia el norte. [5]

**Angulo de azimut.-** Ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la superficie del generador y la dirección sur. Vale 0 grados si coincide con la orientación sur, es positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. Si coincide con el este su valor es  $-90$  y si coincide con el oeste su valor es  $+90$  grados. [5]

$$Y = \alpha$$

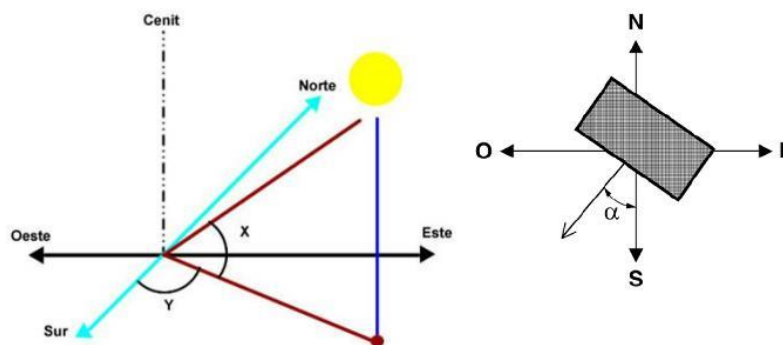


Figura 1. 10 Orientación de un panel solar.

Fuente: F. Nunez, «Estudio de factibilidad para generación solar fotovoltaica de 1MW con conexión a la red de M.T. EN LA ESPOCH,» Riobamba, 2013.

#### 1.3.4. Inclinación de los paneles solares.

El sol se traslada de este a oeste. En cuanto a los paneles solares trabajan con su máxima eficiencia cuando son orientados hacia el sol, con un ángulo perpendicular con este a medio día, los paneles solares son colocados en una posición fija, por lo que no pueden seguir al sol en toda su trayectoria, esto implica que no siempre formaran los  $90^\circ$  con la dirección del sol sobre la superficie, el ángulo que forma con la cara del panel y la horizontal se denomina ángulo de inclinación, a causa del movimiento de la tierra alrededor del sol (movimiento de traslación), existen variaciones estacionales. [5]

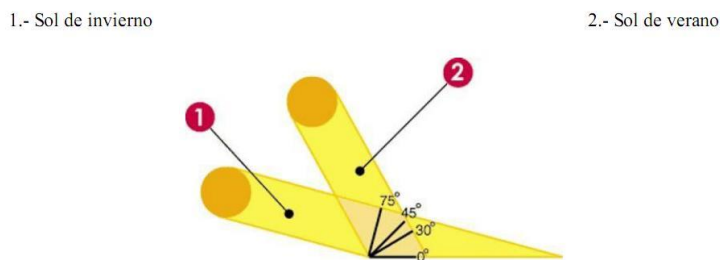


Figura 1. 11 Ángulo de posicionamiento óptimo en invierno y verano.

Fuente: F. Nunez, «Estudio de factibilidad para generación solar fotovoltaica de 1MW con conexión a la red de M.T. EN LA ESPOCH,» Riobamba, 2013.

Para cada latitud existe un ángulo de inclinación óptimo, según la Tabla 1.1 muestra valores dependiendo de la latitud geográfica.

#### 1.4. TIPOS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

##### 1.4.1. Sistemas aislados de la red eléctrica.

Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Como los paneles sólo producen energía en las horas de sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación. Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando. [6]

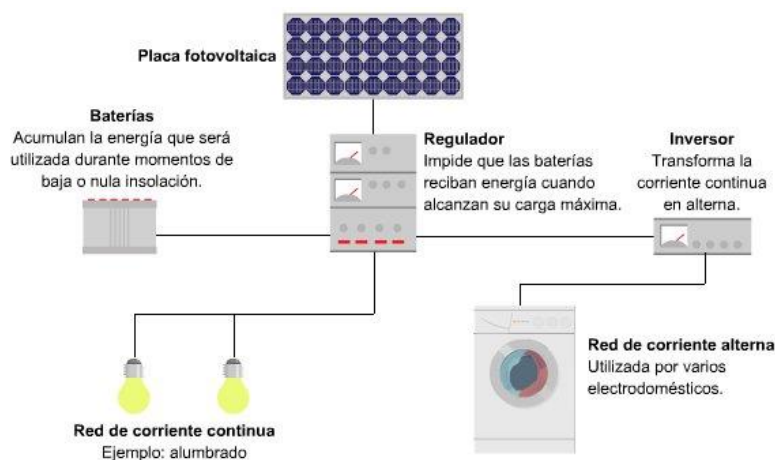


Figura 1. 12 Sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica.

Fuente: Solcaisur, «Energías Renovables. Solar fotovoltaica,»

[http://www.solcaisur.es/web/Solar\\_Fotovoltaica.asp?sec\\_id=77&sse\\_id=64](http://www.solcaisur.es/web/Solar_Fotovoltaica.asp?sec_id=77&sse_id=64).

Tabla 1.1 Ángulo de inclinación de panel solar en función de la latitud del lugar.

Latitud del lugar	Angulo del invierno	Angulo de verano
<b>0 - 5 grados</b>	15 grados	15 grados
<b>15 – 20 grados</b>	Latitud	Latitud
<b>25 – 30 grados</b>	Latitud + 5 grados	Latitud - 5 grados
<b>30 – 35 grados</b>	Latitud + 10 grados	Latitud - 10 grados
<b>35 – 40 grados</b>	Latitud + 15 grados	Latitud - 15 grados
<b>Más de 40 grados</b>	Latitud + 20 grados	Latitud - 20 grados

Fuente: Atersa, «Módulos fotovoltaicos,»

[http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/04\\_componen/01\\_generador/01\\_basico/4\\_gene\\_01.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm).

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son: [6]

- Aplicaciones espaciales.
- Sector de gran consumo: Calculadoras, relojes, etc.

- Telecomunicaciones son ejemplos característicos: repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc.
- La señalización marítima y terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos.
- El bombeo: Al estar los pozos alejados de la red eléctrica, el bombeo con energía fotovoltaica es una solución muy adecuada. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce.
- Electrificación de viviendas aisladas.
- Alumbrado de calles y carreteras.

#### **1.4.2. Sistemas conectados a la red eléctrica.**

Los sistemas conectados a red no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica. Estas instalaciones cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución, de manera que se garantice el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto como en modo como en tiempo, evitando situaciones peligrosas. [7] Por otra parte, se eliminan las baterías que son la parte más cara y compleja de una instalación (ciclos de carga, vida útil, mantenimiento, etc.).

Algunas de las aplicaciones de estos sistemas son las siguientes: [8]

- Instalaciones en tejados, terrazas, etc. de viviendas que dispongan de conexión a la red de distribución eléctrica: se aprovecha la superficie del tejado para colocar sistemas modulares de fácil instalación.
- Plantas de producción: Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos (“huertas solares”, “cooperativas energéticas”) o sobrepuestas en grandes cubiertas de zonas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, etc.).
- Integración en edificios.

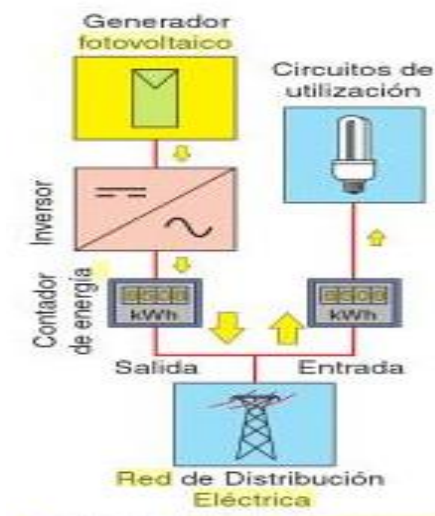


Figura 1. 13 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Fuente: G. Santamaría; A. Castejón, <<Instalaciones solares fotovoltaicas>>, Editex, 2010.

### 1.4.3. Sistemas Híbridos.

En algunos casos el sistema fotovoltaico aislado se puede complementar con otro a fin de tener mayores garantías de disponer de electricidad. Cuando un sistema fotovoltaico además del generador incorpora otro generador de energía se denomina sistema híbrido, y en general se utiliza la energía eólica o los grupos electrógenos. [7]

En las Figura 1.14 se muestra la electrificación de una vivienda aislada que combina energía solar fotovoltaica con eólica, así como los principales elementos que se necesitarían. Estas combinaciones se dan para aprovechar algún recurso energético localizado cerca de la instalación o para tener mayor fiabilidad en el suministro de energía.

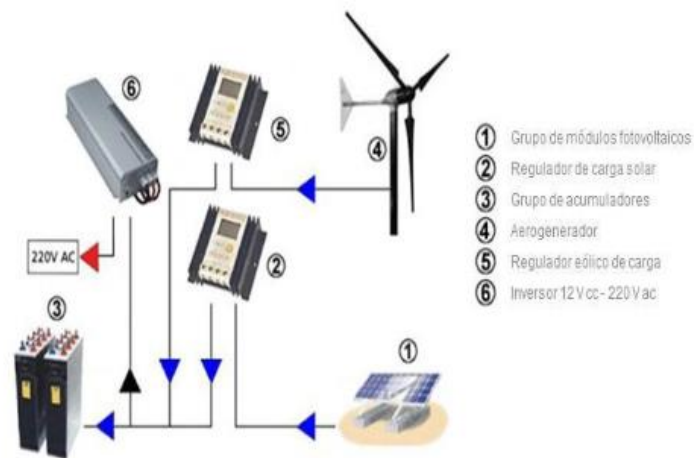


Figura 1. 14 Sistema Híbrido.

Fuente: M. Cervantes, «Instalaciones solares fotovoltaicas», <https://electricidad11.wikispaces.com>.

## 1.5. INVERSORES.

También conocidos como convertidores de corriente ya que como su nombre mismo lo indica convierte la energía producida por cualquier fuente DC para poder ser ocupada como energía en AC.

En sistemas fotovoltaicos para poder utilizar cargas en corriente alterna se necesita de este dispositivo electrónico, para que convierta la corriente continua generada por los paneles, en corriente alterna. Habitualmente en sistemas fotovoltaicos autónomos el inversor está conectado a una batería, mientras en un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica el inversor está conectado directamente al generador fotovoltaico.

Las funciones principales de los inversores son: inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida. Los inversores que se pueden encontrar normalmente pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 Hz y 60 Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada con un amplio rango de potencias disponibles, de unos pocos vatios hasta varios megavatios. Pueden operar conectados a baterías o directamente al generador FV y pueden estar conectados a diferentes consumos o inyectar energía en la red eléctrica. Los inversores pueden clasificarse en función de la forma de onda de la tensión de salida:

- De onda cuadrada.
- De onda modificada o quasi-senoidal.
- De onda senoidal (muy parecida a la onda de la red eléctrica).



Los inversores de onda cuadrada son los más económicos. Se basan en un Simple “chopeado” de la potencia DC de entrada, con muy poca modulación o filtrado. La onda resultante tiene un gran contenido en armónicos no deseados. La distorsión armónica total (THD) es bastante elevada, en torno al 40%, y su rendimiento está en torno al 50-60%. La potencia de sobrecarga es baja, del 10-20% de la potencia nominal. Su regulación de voltaje también es muy baja. Se suelen utilizar con pequeñas cargas inductivas o resistivas, aunque algunos tipos de cargas pueden no operar satisfactoriamente.

Los inversores de onda semi-senoidal o quasi-senoidal presentan una THD del 20% y sus rendimientos son mayores del 90%. Son utilizados en electrificación rural para alimentar los electrodomésticos más habituales, incluyendo ordenadores y equipos musicales. Algunas cargas como las impresoras láser, los microondas y los relojes (que pueden adelantar un 50%) pueden presentar problemas de operación con este tipo de inversores.

Los inversores senoidales tienen un cuidadoso filtrado de la señal generada. En general son la mejor opción para la alimentación de cargas AC, no presentando ningún problema en relación con la THD o estabilidad de la tensión. Algunos tipos de consumos electrónicos como los equipos de telecomunicaciones o instrumentación delicada pueden requerir su utilización. Los inversores que producen ondas senoidales se están imponiendo sobre el resto de inversores que están dejando de ser utilizados, incluso para las aplicaciones más simples.

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre generando ondas de pulsos variables (cuantos más pulsos menor distorsión armónica y mayor proximidad a la onda pura senoidal). [9]

### **1.5.1. Configuraciones de los inversores.**

Los semiconductores de potencia comúnmente utilizados en los inversores fotovoltaicos son: los tiristores (SCR y GTO) y los transistores de potencia (MOSFETs, bipolares e IGBT). A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida mucho más cercana a la senoidal ideal con menor contenido en

armónicos y factores de potencia mayores, eliminando de este modo la necesidad de filtros a la salida del inversor.

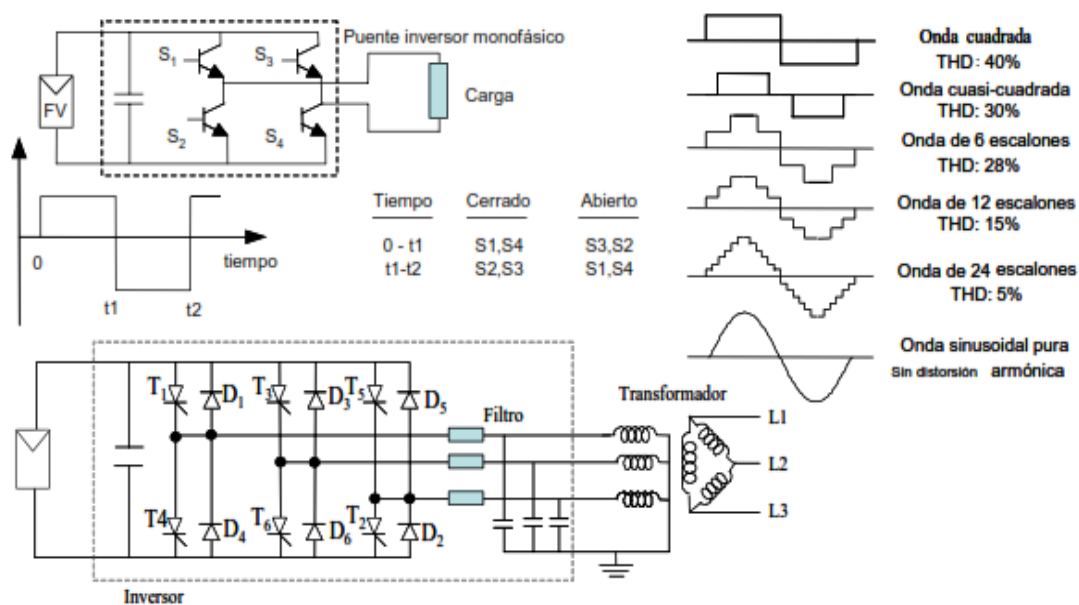


Figura 1. 15 Diagrama inversor, principio de operación de un inversor.

Fuente: M. A. Abella, «Sistemas Fotovoltaicos,» de Introducción al diseño y dimensionado, Madrid, SAPT, 2001.

Los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas se pueden agrupar o dividir en dos grandes categorías: los autoconmutados y los conmutados por la red.

Los inversores autoconmutados pueden funcionar como fuente de tensión o como fuente de corriente mientras que los conmutados por red sólo como fuente de corriente, por ello los autoconmutados se pueden utilizar tanto en aplicaciones autónomas como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica mientras que los conmutados por la red únicamente en aplicaciones conectadas a la red.

Normalmente los inversores operan a una frecuencia fija de salida (60 Hz) pero existe un caso especial de los inversores autoconmutados que pueden variar su frecuencia de salida en función de la potencia de entrada y la carga de salida, y se suelen utilizar en los sistemas de bombeo fotovoltaico.

Por otro lado los inversores pueden conectarse a un sistema de baterías con una tensión definida, como es el caso de los inversores autónomos, o directamente al generador fotovoltaico, como es el caso de los inversores de conexión a red, en cuyo

caso el rango de variación de la tensión de entrada es mayor. Los inversores de conexión directa a un generador fotovoltaico, poseen además seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Los inversores autoconmutados pueden operar de modo autónomo. La regulación de tensión suele realizarse por modulación del ancho de pulso (PWM). Normalmente conmutan a alta frecuencia con lo que la señal de salida suele ser muy sinusoidal con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fácilmente filtrables.

Los posibles armónicos que aparecen son los debidos a la frecuencia de conmutación (típicamente de 1 kHz a 20 kHz). Este tipo de inversores, en su conexión a red, no demanda potencia reactiva ya que puede generar la señal de corriente totalmente en fase con la tensión de red, aunque también puede usarse para compensar potencia reactiva modificando el factor de potencia.

Los inversores conmutados por red basados en tiristores necesitan la presencia de la señal de tensión de red que se utiliza para el disparo de los semiconductores. Debido a ello suelen operar con ondas de corriente retrasada respecto a la onda de tensión de red con lo que se necesitan unidades de compensación de potencia reactiva. Este tipo de inversores ya no son utilizados siendo sustituidos por inversores basados en dispositivos autoconmutables, habitualmente IGBTs con un control PWM controlado en corriente.

Debido al alto coste de producción de la energía solar fotovoltaica los inversores han de ser fiables (en instalaciones autónomas puede resultar muy caro reparar cualquier avería por pequeña que sea) y de alto rendimiento (incluso a potencias muy bajas). Aunque los inversores de IGBT tienen un menor rendimiento, todos los inversores se encuentran en un 90%, siendo 94% un valor normal para el rendimiento (referido a inversores de onda sinusoidal, 60% en el caso de onda cuadrada).

El rendimiento del inversor varía dependiendo de la potencia que se genera. Con inversores de nuevas tecnologías se puede alcanzar rendimientos del 85% al 10% de la carga nominal. En el caso de utilizar cargas inductivas, como motores, inducen un desfase entre corriente y tensión reduciendo el factor de potencia con lo que la potencia real suministrada a dichas cargas puede verse reducida por un 10-30% o más. [9]

### 1.5.2. Tipos de Inversores según la aplicación.

- a. **Inversores autónomos (Sistemas Aislados).**- La denominación de autónomo implica que son inversores cuya tensión y frecuencia de salida son propios y no están regidas por otras fuentes externas de energía, es decir que dichos parámetros son generados acorde al diseño adoptado y son los que entregan a la carga.

Los inversores fotovoltaicos autónomos operan normalmente conectados a un sistema de baterías para dar suministro a las cargas AC de la instalación.

Normalmente los inversores fotovoltaicos autónomos incorporan también un regulador de carga, de modo que desconectan el consumo a determinados niveles de estado de carga del sistema de baterías (normalmente la detección del estado de carga se realiza mediante la medida de la tensión de batería). No obstante en el sistema fotovoltaico es necesario incluir un regulador de carga adicional para evitar la sobrecarga de las baterías. También suelen incorporar un sistema de monitorización interno y un visualizador en el que indican los diferentes parámetros de operación del sistema (contador de amperios-hora, tensión de batería, estado de carga, consumos, etc.). Un aspecto más difícil de conocer y que es fundamental en el coste y operación de un sistema FV es el tema de fiabilidad del equipo.

Es necesario que el equipo opere el mayor tiempo posible sin sobrecalentamientos, averías, etc., y en cualquier caso disponer de materiales de repuesto y una vía de mantenimiento y reparación asegurada en caso necesario.

Relacionado con la fiabilidad es necesario también comprobar el tipo de caja y su grado de protección intemperie (Protección IP). La penetración de suciedad, insectos, humedades, corrosión, etc., disminuyen considerablemente su tiempo de vida. [9]

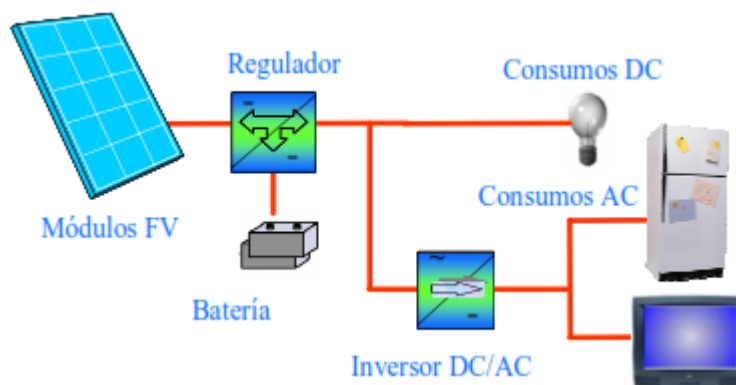


Figura 1. 16 Diagrama Conexión Inversor Autónomo.

Fuente: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicacion, «Energía Solar Fotovoltaica,» Madrid, Ibergraphi, 2002.

**b. Inversores no autónomos (Sistemas conectados a la red).**- Los inversores fotovoltaicos para conexión a la red eléctrica se caracterizan por operar conectados directamente al generador fotovoltaico, transformar la corriente DC en corriente AC e inyectar la potencia a red. Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador FV deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y la red eléctrica). [9]

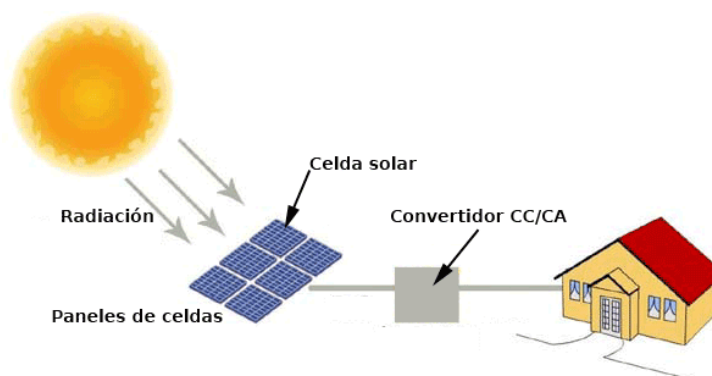


Figura 1. 17 Diagrama Conexión Inversor no Autónomo.

Fuente: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicacion, «Energía Solar Fotovoltaica,» Madrid, Ibergraphi, 2002.

Dentro de los requerimientos específicos de operación en conexión a red, el inversor fotovoltaico también ha de operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red.

En cuanto a la distorsión armónica de la onda de corriente inyectada a la red, ha de cumplir con la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente  $\leq 5\%$  para una distorsión armónica de la onda de tensión  $\leq 2\%$ . La normativa no especifica el nivel de potencia AC para la que esta condición ha de cumplirse. Habitualmente la distorsión armónica total de la onda de corriente aumenta cuando disminuye la potencia de operación.

Otro de los aspectos importantes es la prevención del fenómeno de funcionamiento en modo isla. Por temas de seguridad, si la compañía eléctrica desconecta un tramo local de la red donde esté operando un inversor fotovoltaico, éste debe desconectarse automáticamente de la red.

De la misma manera el inversor ha de tener la capacidad de reconectarse automáticamente, una vez que las causas que hayan provocado su desconexión hayan desaparecido. [9]

### 1.5.3. Seguimiento del punto de máxima potencia.

La potencia DC que el inversor puede obtener de un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo en la curva I-V. La potencia máxima depende de las condiciones ambientales, irradiancia y temperatura.

El inversor debería operar en todo momento en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Debido a que es necesario un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, se puede definir un rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia,  $\eta_{SPMP}$ , como el cociente entre la energía obtenida realmente y la energía que se obtendría en un seguimiento ideal.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_0^t P_{\text{real}} \delta t}{\int_0^t P_m \delta t}$$

Donde  $P_{real}$  es la potencia en un instante determinado y  $P_m$  es la potencia máxima del generador fotovoltaico para unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de operación. Hay un único punto en una curva I-V, el punto de máxima potencia, PMP, en el que el generador produce la máxima potencia. Para que el inversor opere en el PMP es necesario un algoritmo en el que se controla la tensión de operación del generador FV. [9]

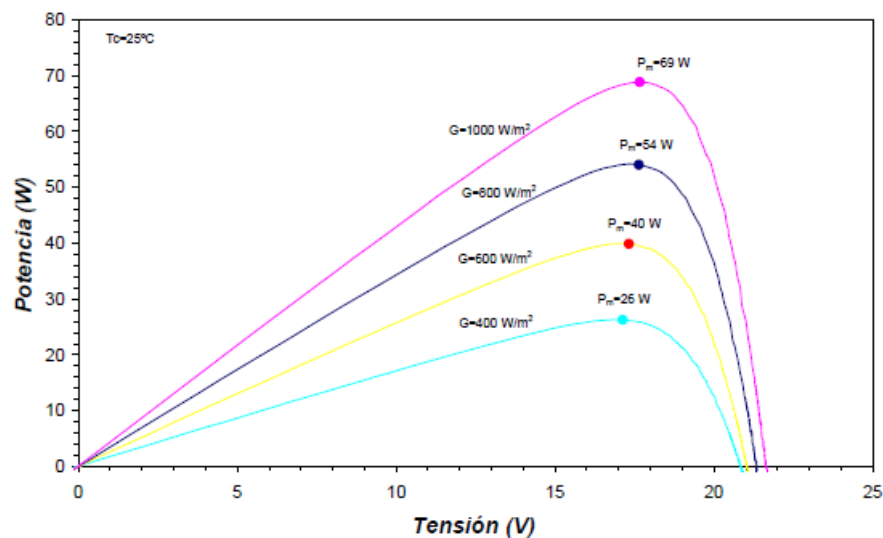


Figura 1. 18 Curva V - P de los inversores.

Fuente: M. A. Abella, «Sistemas Fotovoltaicos,» de Introducción al diseño y dimensionado, Madrid, SAPT, 2001.

## 1.6. GRUPO ELECTRÓGENO O DE EMERGENCIA.

Los grupos electrógenos están destinados a una variedad de empleos, desempeñando la función de proveedor de energía eléctrica de reserva, suplementaria o de emergencia para diversas instalaciones de servicios auxiliares esenciales y no esenciales tal como son alumbrado de emergencia, bancos, estadios deportivos, plantas industriales, hospitales, viviendas rurales aisladas de la red eléctrica pública, etc. [10]

Estos son los sistemas de emergencia más usados en aplicaciones de potencia continua el cual puede ir en un rango de 5 Kw. hasta 2,5 Mw., están equipados como su nombre bien lo indica con motores diésel, además poseen un sistema de control de velocidad de rotación de manera que en caso de variación de la carga no se produzcan variaciones en la frecuencia.

### 1.6.1. Partes componentes de un grupo electrógeno.

Los grupos electrógenos básicamente están contruidos por un conjunto de varios elementos como se explica a continuación:

- a. **Motor de combustión interna.**- El motor de combustión interna puede ser a gasolina o a diesel siendo este último el más utilizado, representa la fuente de energía mecánica para que el alternador pueda girar y genere electricidad. Los motores que forman parte de un grupo electrógeno deberán poseer un regulador de motor, que le permite mantener una velocidad constante en relación a los requisitos de carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, por lo que cualquier variación de la velocidad del motor afectará a la frecuencia de la potencia de salida, en la figura se puede visualizar un ejemplo de un motor térmico. [11]



Figura 1. 19 Motor de Combustión Interna.

Fuente: C. O'neal, «Diesel Engine 295 Manual Parts List,» Fuzhou Works. First Edicion.

- b. **Sistema eléctrico del motor.**- El sistema eléctrico del motor es el encargado de suministrar la energía necesaria para el arranque del motor, utilizar luces, accesorios eléctricos, instrumentos, indicadores, etc. Estos sistemas pueden ser de 12 Vcc así como también de 24 Vcc según sea el requerimiento del usuario. [12]
- c. **Sistema de Refrigeración.**- Es un sistema que se utiliza para enfriar el motor, puede estar constituido por aire en donde un ventilador de gran capacidad hace pasar aire frío a lo largo del motor para enfriarlo, también se puede enfriar por medio de agua o aceite en donde el calor es evacuado en un radiador, se puede observar este elemento en la figura. [13]



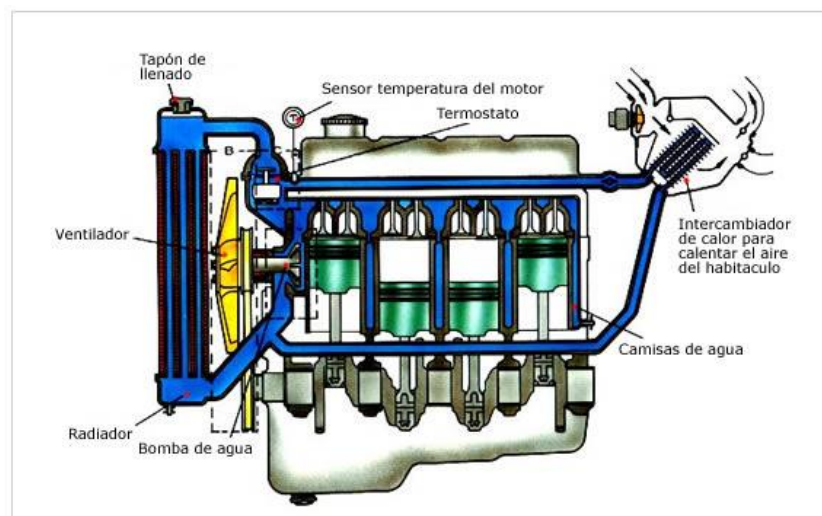


Figura 1. 20 Sistema de Refrigeración.

Fuente: «Aficionados a la mecánica. Refrigeración del motor. Sistemas de Refrigeración 2014.,»

<http://www.aficionadosalamecanica.com/refrigeracion-motor.htm>

**d. Alternador.-** Es una máquina eléctrica rotativa acoplada al motor de combustión, que transforma energía mecánica en energía eléctrica. [14]



Figura 1. 21 Alternador.

Fuente: Endensa S.A., «Los generadores eléctricos 2012.,»

[http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/v.-funcionamiento-basico-de-generadores.](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/v.-funcionamiento-basico-de-generadores.)

**e. Depósito de combustible y bancada.-** El motor y el alternador están acoplados y montados sobre una bancada de acero de gran resistencia, en esta bancada se encuentra un depósito de combustible para suministro al motor. [11]

- f. Sistema de control.-** Este sistema controla las operaciones del grupo electrógeno, además lo protege contra posibles fallos en el funcionamiento como sobrecarga, sobrecorrientes, cortocircuitos, etc.

### **1.6.2. Requerimientos para la selección de un grupo electrógeno.**

Para seleccionar en forma correcta un grupo electrógeno se debe tomar en cuenta diferentes requerimientos técnicos, y económicos, de esta manera se podrá elegir el equipo correcto y se minimizará problemas y optimizará gastos.

Entre los requerimientos técnicos se puede mencionar que el grupo de emergencia a elegirse dependerá de la exigencia energética del lugar donde se ubicará el equipo, es decir que se debe conocer el valor total de la potencia requerida por el sitio, esta se la puede calcular mediante la suma de las potencias absorbidas por los receptores a alimentar durante la falta de energía de red, multiplicada por un factor de utilización, y asumiendo a futuro un aumento del consumo, se podrá obtener el valor de potencia necesaria para determinar el tipo de grupo electrógeno es el adecuado. [15]

En el aspecto económico cabe destacar, que elegir en forma adecuada un equipo de emergencia es fundamental ya que si se adquiere más de lo que realmente se necesita en dicho equipo, se tendrá que afrontar gastos innecesarios, como es consumo elevado de combustible y el mantenimiento de todo el módulo de emergencia, por lo contrario si el grupo electrógeno que se adquiere es menor a lo que realmente se necesita se tendrá problemas aún mayores debido a sobrecargas y otros factores. [15]

Para elegir un grupo electrógeno no basta solo con tener en cuenta todos los aspectos antes mencionados, sino que también se debe analizar que el equipo que se adquirirá sea de marcas y proveedores reconocidos para de esta forma asegurar stock de insumos, repuestos y garantía de fabricación.

## **1.7. MICROREDES.**

Una microred es básicamente una red de distribución a pequeña escala y en baja tensión. Como tal, dispone de los mismos elementos de una red convencional, generadores, cargas y Sistemas de control, añadiendo además la posibilidad de incluir dispositivos de almacenamiento de energía. Sin embargo,

aunque conceptualmente todos estos equipos tienen las mismas funciones que en una red a gran escala, su funcionamiento y especialmente sus sistemas de control y protección deben estar adaptados para operar adecuadamente de acuerdo con la filosofía de funcionamiento de las microredes. [16]

### 1.7.1. Componentes de una Micro-red.

Se describen a continuación los elementos que componen un Micro-red:

- a. **Motores de combustión alterna:** Los motores pueden ser del tipo de ignición por chispa, consumiendo gas natural, propano o gasolina, o bien de ciclo diesel, quemando en este caso combustible diesel o aceite pesado. El generador eléctrico que accionan es generalmente de tipo síncrono, estando directamente acoplado a la red de distribución en el caso de sistemas de gran potencia.
- b. **Turbinas de gas:** Al igual que los motores de combustión interna, las turbinas de gas mezclan combustibles fósiles junto con aire, con el objetivo de crear energía térmica. Los gases procedentes de la combustión a alta temperatura y alta presión, se expanden en la turbina permitiendo la conversión de la energía calorífica en energía mecánica por medio del giro del eje de la turbina. El acoplamiento entre el eje de la turbina y el del generador se realiza por medio de engranajes reductores. Al igual que en el caso de motores de combustión interna, si se trata de sistemas de elevada potencia, el generador está directamente acoplado a la red.
- c. **Micro turbinas:** Su principio de funcionamiento es similar al de las turbinas de gas. Estos dispositivos pueden funcionar con una amplia variedad de combustibles tales como gas natural, gasolina, diesel, keroseno, nafta, alcohol, propano, metano, etc. Las micro turbinas comerciales emplean habitualmente gas natural como primer combustible. Disponen de un generador de imán permanente girando a alta velocidad (80.000 rpm típicamente), generando corriente alterna a muy alta frecuencia. Estos generadores no pueden ser conectados directamente a la red de distribución por lo que su salida debe conectarse un inversor que rectifique primero esta tensión de alta frecuencia, generando después una señal alterna compatible con la red de distribución eléctrica. [17]

- d. Pilas de combustible:** Estos elementos generan electricidad y agua a partir de la reacción química entre hidrógeno y oxígeno. Hay varios tipos disponibles (ácido fosfórico, óxido sólido, y membrana de intercambio). Las pilas de combustible generan energía eléctrica en corriente continua que debe ser transformada en alterna mediante un inversor. [18]
- e. Sistemas fotovoltaicos:** Transforman la energía solar en energía eléctrica. Producen electricidad en corriente continua, y al igual que en el caso de las pilas de combustible, debe conectarse un inversor a su salida.
- f. Sistemas eólicos:** Los sistemas de generación eólicos transforman la energía del viento en energía eléctrica. Existen tres tecnologías distintas:
- Generador de inducción, en el cual turbina eólica está directamente conectada al eje de un generador de inducción con rotor tipo jaula, conectado a la red de distribución directamente (sin inversor). No pueden generar potencia reactiva. [19]
  - Generador de inducción asíncrono doblemente alimentado. Estos dispositivos están conectados a la red de distribución mediante un inversor.
  - Generador síncrono de imán permanente. Proporciona energía eléctrica con frecuencia variable con la velocidad del viento. Un inversor de corriente es conectado a la salida, haciendo de interfaz entre el generador y la red.

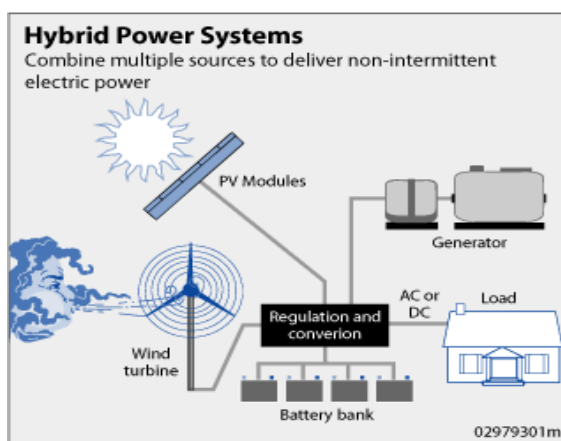


Figura 1. 22 Elementos de una Micro-red.

Fuente: A. Sánchez, «Operación y control de Microredes», 2007.

### 1.7.2. Operación de una microred.

- a. **Conectada a la red de distribución eléctrica.-** En condiciones normales de funcionamiento, una microred estará conectada a la red de distribución eléctrica. En esta situación no es necesario que toda la energía demandada por las cargas sea producida por los generadores de la microred ya que el desfase entre generación y consumo será cubierto por la energía que fluye a través del punto de conexión.

La microred podrá ser vista como un pequeño generador o como una carga en función de si la generación es mayor o menor que la energía demandada por las cargas. Cuando la microred trabaja conectada a la red de distribución, el sistema de control tiene como objetivo la disminución de coste de la energía para los consumidores que están asociados a ella. Usa la generación local cuando es económicamente rentable, disminuyendo la cantidad de energía que toma de la red.

Desde el punto de vista de la red de distribución, el comportamiento es el adecuado ya que tiende a aplanar la curva de demanda. Esto es debido a que en momentos de elevado consumo, cuando el precio de la energía es mayor, la micro-red tiende a autoabastecerse disminuyendo la energía que toma de la red de distribución. [20]

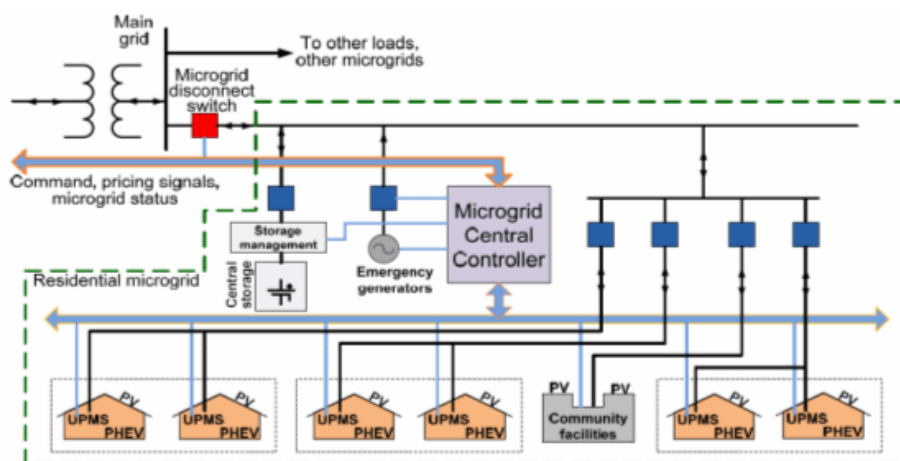


Figura 1. 23 Microred conectada a la red de distribución.

Fuente: H. Romero, Guía para la evaluación ambiental energías renovables no convencionales, Santiago de Chile, 2006.

**b. Modo aislado.** - Una de las más importantes ventajas de la implantación de la generación distribuida y la agrupación de pequeños generadores y cargas, en micro-redes es la posibilidad de limitar la afectación a los clientes ante un fallo en la red de transporte o distribución. Como se ha comentado, una micro-red estará habitualmente (modo normal de operación) conectada a la red de distribución. Sin embargo, ante un fallo en esta red, es posible pasar al modo de emergencia en que la microred se desconecta, pasando a trabajar de forma autónoma.

Una vez detectado un problema en la red de distribución, se tratará siempre de que la desconexión se realice de la forma más transparente posible para las cargas conectadas. Si no es posible aislar la micro-red con éxito y el suministro queda afectado, se pone en marcha un procedimiento automático con el objetivo de restaurar el servicio de forma independiente de la red de distribución. Una vez conseguido este objetivo y en una fase posterior, una vez que la red de distribución vuelve a estar operativa, el sistema que conforma la micro-red procederá a sincronizarse con ella para a continuación volver al modo normal de operación. [20]

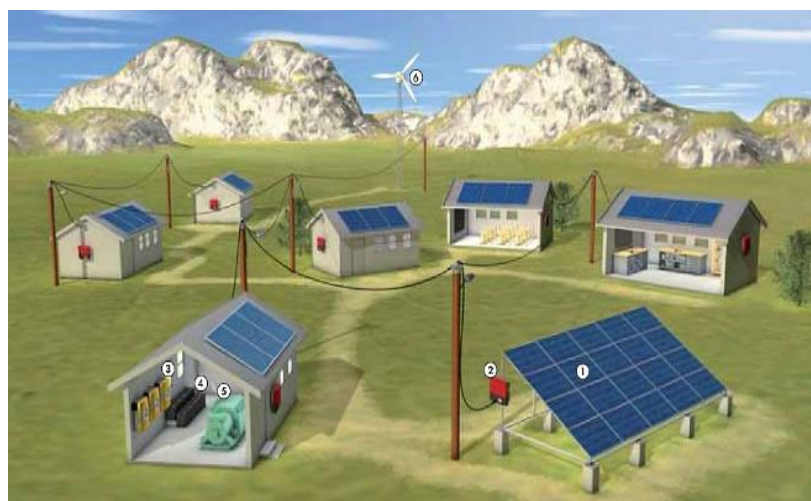


Figura 1. 24 Micro-red Aislada.

Fuente: H. Romero, Guía para la evaluación ambiental energías renovables no convencionales, Santiago de Chile, 2006.

## CAPÍTULO II

### 2. DISEÑO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

#### 2.1. DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE (IN-SITU)

El proyecto se encuentra ubicado en Ecuador, provincia de Orellana, cantón Puerto Francisco de Orellana (El Coca), Km 5 Vía Lago Agrio, en coordenadas geográficas: Latitud -0.42009454 y Longitud -76.99845314; lugar donde se cuenta con un recurso solar elevado según el estudio realizado por el CONELEC (Atlas Solar del Ecuador) (**Anexo A-1**), el INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología del Ecuador) (**Anexo A-2**), datos tomados por la NASA (**Anexo A-3**), y estudios realizados por la Universidad de Massachusetts (**Anexo A-4**), mismos que a su vez se utilizan como principal referencia en el Código Ecuatoriano de la Construcción.

##### 2.1.1. Atlas Solar del Ecuador Irradiación Promedio Global

La radiación solar que incide sobre el sitio de implementación del proyecto según el mapa de insolación solar, proporcionado por el CONELEC en el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica; tiene un valor promedio anual de  $4800 \frac{W}{m^2}$

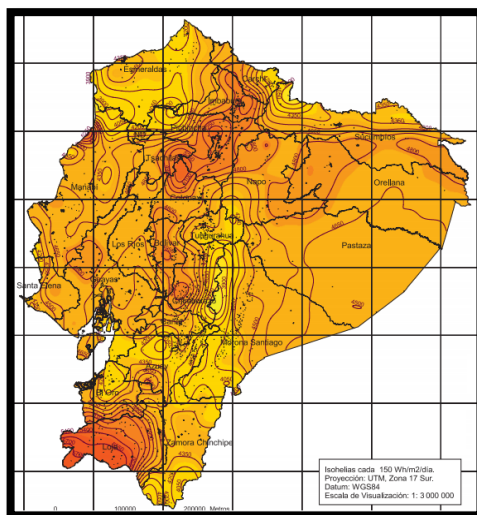


Figura 2. 1 Insolación global anual promedio del Ecuador

Fuente: CONELEC, Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, Agosto de 2008.

### 2.1.2. Mapa Solar INAMHI Ecuador

Irradiación Solar en la Ubicación del proyecto: de  $4500 \frac{W}{m^2}$  a  $5000 \frac{W}{m^2}$ .

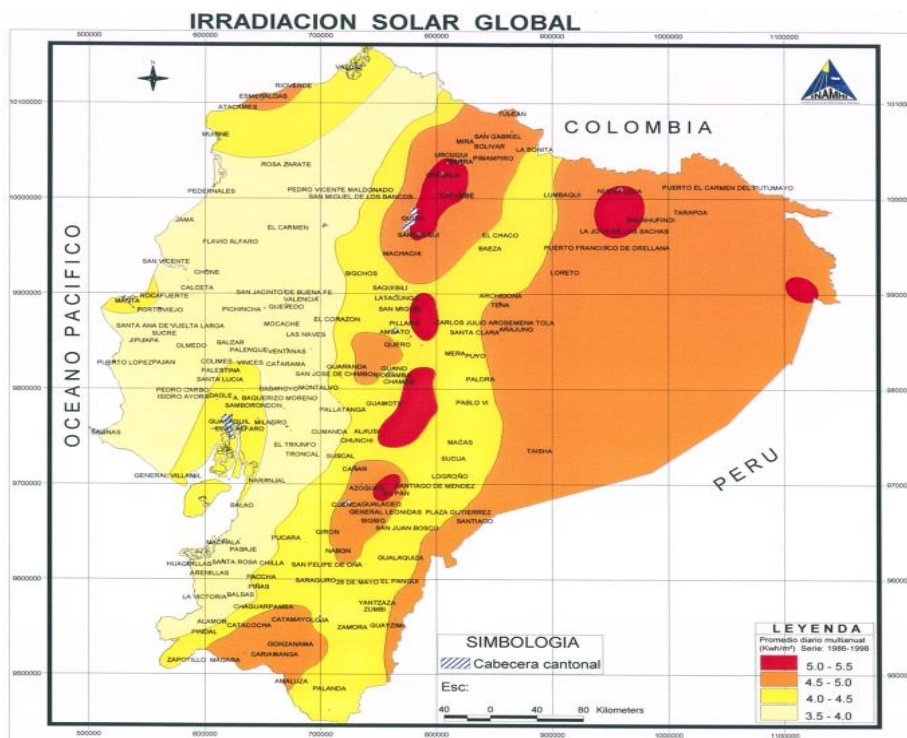


Figura 2. 2 Mapa de radiación solar anual de Ecuador

Fuente: R. Moya, Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), Evaluación de la radiación solar en el Ecuador, Quito, Enero de 2001.

### 2.1.3. Datos proporcionados por la NASA.

Radiación Solar en la Ubicación del proyecto según latitud  $-0.41190$  y longitud  $76.99008$  es de  $4080 \frac{W}{m^2}$ .



ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER		NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data		NASA	
Latitude -0.412 / Longitude -76.991 was chosen.					
	Unit	Climate data location			
Latitude	°N	-0.412			
Longitude	°E	-76.991			
Elevation	m	565			
Heating design temperature	°C	19.13			
Cooling design temperature	°C	31.74			
Earth temperature amplitude	°C	9.78			
Frost days at site	day	0			

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d
January	24.8	66.8%	4.24	94.8	1.4	25.1	0	459
February	24.7	68.0%	3.98	94.8	1.4	25.1	0	415
March	25.3	64.8%	3.76	94.8	1.4	25.7	0	472
April	25.2	63.2%	3.86	94.8	1.5	25.7	0	453
May	25.4	56.8%	3.80	94.9	1.7	25.9	0	474
June	25.1	52.5%	3.59	95.0	2.0	25.4	0	450
July	25.1	45.2%	3.77	95.0	2.1	25.3	0	465
August	26.0	40.0%	4.17	95.0	2.0	26.3	0	493
September	27.0	40.1%	4.53	94.9	1.8	27.4	0	506
October	27.3	44.1%	4.02	94.8	1.6	27.9	0	532
November	26.0	57.0%	4.41	94.7	1.5	26.7	0	479
December	25.0	65.9%	4.24	94.8	1.5	25.4	0	465
Annual	25.6	55.4%	4.08	94.8	1.7	26.0	0	5663

Figura 2. 3 Datos proporcionados por la NASA

Fuente: *W.Stackhouse*, NASA Surface meteorology and Solar Energy, <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=-0.41190&lon=-76.9908&submit=Submit>

#### 2.1.4. Estudio de radiación de la Universidad de Massachusetts.

Según los estudios realizados por la Universidad de Massachusetts en diferentes zonas del Ecuador, la radiación en el sector del proyecto se tiene un promedio anual de  $4010 \frac{W}{m^2}$ .

SITIO	Latitud	Longitud	ELEVACION	AÑOS LECTURAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
Santa Rosa	3.43 S	79.97 W		1	2.77	3.04	3.77	4.03	3.69	2.94	3.13	3.06	2.85	2.79	2.64	3.46	3.18
Tulcan	0.82 S	77.7 W		21	4.01	4.05	3.92	3.78	4.04	3.93	4.06	4.21	4.15	4.06	3.96	3.65	3.98
Tulcan					0.62	0.4	0.38	0.32	0.31	0.38	0.28	0.31	0.45	0.28	0.26	0.4	0.19
Pedernales	0.07 S	80.07 W		1	5.02	5.8	6.41	6	5.65	5.39	4.68	4.82	5.06	4.98	4.7	4.62	5.36
Riobamba	1.67 S	78.63 W		1	4.53	3.45	6.51	6.7	6.09	4.24	5.12	5	3.98	4.96		4.69	
Ambato	1.28 S	78.63 W	2540	18	4.64	4.56	4.56	4.42	4.39	3.97	4.28	4.5	4.5	4.97	5	4.81	4.55
Baños	1.4 S	78.42 W	843	9	4.25	4.28	3.94	4.11	4.08	3.61	3.89	4.11	4.19	4.75	4.69	4.5	4.2
Babahoyo (I. Maria)	1.82 S	79.55 W	7	18	3.67	3.97	4.36	4.31	3.81	3.25	3.39	3.69	3.78	3.72	3.69	3.72	3.78
Bahia De Caraquez	0.6 S	80.38 W	3	3	3.83	4.14	4.67	4.53	4.14	3.31	3.64	3.94	3.89	3.92	4.06	4.17	4.02
Boyaca	0.57 S	80.18 W	30	2	3.33	3.36	4.36	3.83	3.67	3.31	3.56	3.94	3.81	4.11	3.94	3.83	3.75
Bucay	2.17 S	79.27 W	317	9	3.22	3.39	3.75	3.5	3.31	2.86	3.28	3.5	3.28	3.42	3.39	3.42	3.36
Cañar	2.62 S	78.93 W	3104	2	4.47	4.28	4.36	4.28	4.56	4.31	4.92	4.89	4.58	4.78	4.83	4.75	4.58
Composano	1.58 S	80.4 W	120	2	3.56	3.86	4.36	4.31	4.19	3.53	4.28	4.11	4.28	4.64	4.39	3.89	4.12
Cariamanga	4.32 S	79.57 W	1950	2	4.28	4.22	4.36	4.33	4.64	4.81	5.08	5.39	4.67	5.75	5.33	4.64	4.79
Charles Darwin	0.73 S	90.3 W	6	2	4.69	5.03	5.39	5.5	4.53	4.19	3.64	3.53	3.69	4.14	4.36	4.17	4.41
Coca	0.45 S	76.98 W	200	3	3.83	4.53	3.53	4.14	4.14	3.39	3.83	3.83	3.78	4.33	4.25	4.56	4.01
Cotopaxi	0.62 S	78.57 W	3560	2	4.31	4.25	3.94	3.64	3.75	3.86	4.14	4.64	4	4.44	4.56	4.17	4.14

Figura 2. 4 Radiación mensual y promedio anual de varios sectores del Ecuador.

Fuente: Comité ejecutivo del código Ecuatoriano de la construcción, Norma Ecuatoriana de la Construcción, Parte 14-1, Energía Renovable.

Como se puede observar la irradiación solar en el lugar del proyecto fluctúa de entre los  $4000 \frac{W}{m^2}$  a los  $5000 \frac{W}{m^2}$  dependiendo de los diferentes años en los que se realizó el estudio.

### 2.1.5. Selección del instrumento para realizar el estudio in-situ.

Para realizar el estudio del recurso solar en el lugar del proyecto se seleccionó un piranómetro de la marca Apogee Instruments modelo SP-214 por sus altas prestaciones en cuanto a medición del espectro solar en la superficies planas (**Anexos B-1 y B-2**).



Figura 2. 5 Piranómetro Apogee SP-214

Fuente: <http://www.apogeeinstruments.co.uk/>

Las principales características del sensor se detallan a continuación:

Tabla 2. 1 Características del Piranómetro SP-214

<b>Alimentación</b>	5 – 36 V DC
<b>Rango de Medida</b>	4 – 20 mA.
<b>Sensibilidad</b>	0,013 mA por W/m <sup>2</sup>
<b>Factor de calibración</b>	78W/m <sup>2</sup> por mA
<b>Tiempo de respuesta</b>	< 1 ms
<b>Campo del espectro solar</b>	180°
<b>Temperatura de trabajo</b>	-40°C a 70°C
<b>Peso</b>	140g.

Fuente: <http://www.apogeeinstruments.co.uk/>

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

## **2.2. NORMATIVA DE APLICACIÓN**

Para la elaboración del presente proyecto se considera la siguiente normativa:

- Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-10 Parte 14-2.
- NTC 2883: 1991, Energía fotovoltaica. Módulos Fotovoltaicos.
- NTC 4405: 1998, Eficiencia energética. Evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos y sus componentes.

## **2.3. SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO**

Un sistema fotovoltaico consiste en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, cuya única finalidad es transformar la energía recibida por el sol en energía eléctrica, ayudando así a tener menos contaminación para el medio ambiente.

Consta principalmente de los siguientes elementos:

- Arreglos de módulos de celdas solares.
- Inversor de corriente DC/AC.

### **2.3.1. Selección de módulos de celdas solares.**

Para la selección de los paneles solares se tomó en consideración el requerimiento de la empresa de instalar 8KWp en el sistema de generación Fotovoltaica.

La empresa dispone de un medidor trifásico por lo cual la energía entregada por los paneles debe ser distribuida a cada una de sus fases.

Para la selección del tipo de tecnología en los módulos fotovoltaicos a utilizar en la instalación, se realizó una comparativa de eficiencia entre varios productos del mercado que utilizan distintas tecnologías.

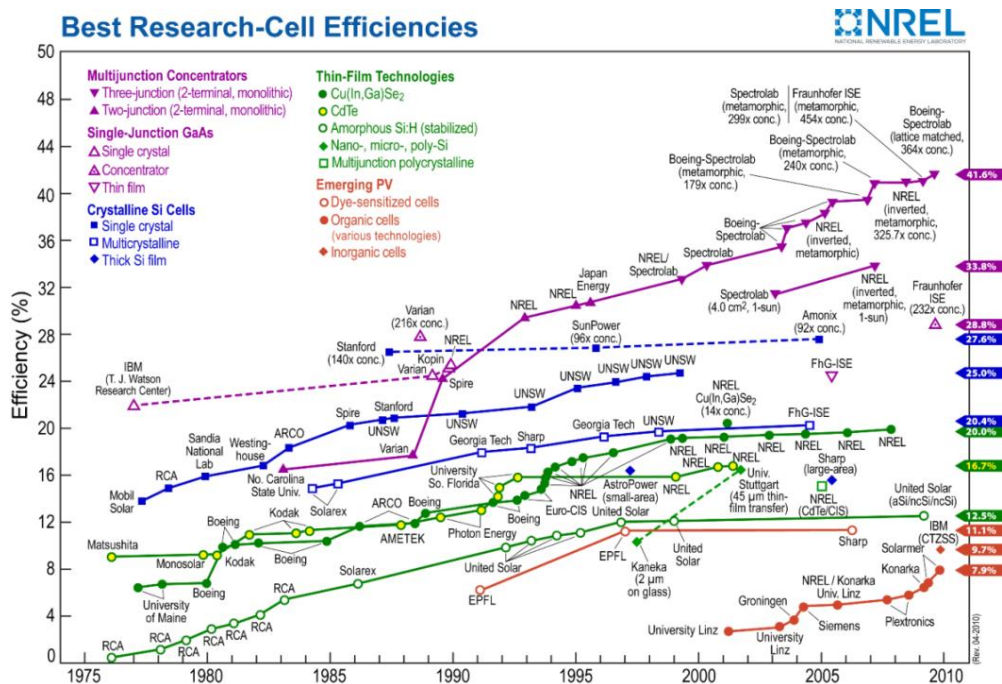


Figura 2. 6 Evolución de la eficiencia de las diferentes tecnologías.

Fuente: Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación, Energía solar fotovoltaica, 2010.

En la figura 2.6 se observa el rendimiento de las diferentes tecnologías en productos de alta eficiencia existentes en el mercado actual. Se observa como las tecnologías CdTe, CIGS, Si Amorfo y los paneles emergentes tienen unos rendimientos muy bajos.

Estas tecnologías de capa fina o “thin film” tienen mayor aplicación en otro tipo de instalaciones [21], en esta instalación no serviría para alcanzar 8 kWp de potencia.

Por otra parte la tecnología de multifunción concentrada es de elevado costo y es la más utilizada en el espacio para satélites, etc.

El panel elegido es el de Si policristalino, que ofrece una eficiencia cercana a las cotas más altas (20,4%) pero con un precio inferior.

La configuración de la instalación es de inversores “string” con tensiones DC altas, esta configuración ofrece la ventaja de tener mayor fiabilidad en el sistema al no depender de un solo inversor.

Como contrapartida de este tipo de configuración, es más sensible al sombreado, sin embargo, este no es un problema en la instalación integrada en la cubierta ya que

se cuenta con un gran espacio despejado de árboles y edificios que puedan causar sombras.

Cada módulo está constituido por 36 células cuadradas fotovoltaicas de silicio policristalino de alta eficiencia. Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo. El marco de aluminio anodizado provee una resistencia mucho mayor a la corrosión y el frente de vidrio de conformidad con estrictas normas de calidad hacen que estos módulos soporten las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su vida útil.

El módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Además cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-viniloacetato modificado (EVA) [22].

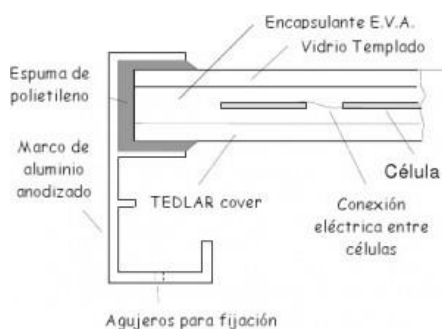


Figura 2. 7 Encapsulado de un panel solar.

Fuente: G. Remigio., Encapsulado de paneles solares., <http://www.sfe-solar.com/que-pasa-cuando-falla-el-tedlar-o-el-eva-en-un-panel-fotovoltaico/>

La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas.

Las células de alta eficiencia van embutidas en EVA y protegidas contra la suciedad, humedad y golpes por un frente especial de vidrio templado anti reflectante y una lámina de Tedlar en su parte posterior, asegurando de esta forma su total estanqueidad.

Además, los módulos y su proceso de producción cumplen las normas UNE/CEI e ISO aplicables y en particular deben cumplir las normas IEC 61215 y UL1703 y ser

de Clase II, certificado por TUV. También deben disponer de protección de paso (by-pass diode).

Se muestran a continuación las características técnicas más significativas del módulo en cuestión (**Anexo C-1**):


Tabla 2. 2 Características técnicas de los módulos fotovoltaicos seleccionados.

<b>Tipo de Módulo</b>	<b>Vidrio Tedlar (TPT)</b>
<b>Serie</b>	YHM 280 – 36P
<b>Coefficiente de temperatura de corriente</b>	$-(0.06 \pm 0.01)\%/k$
<b>Coefficiente de temperatura de voltaje</b>	$-(78 \pm 10)mV/k$
<b>Coefficiente de temperatura de potencia</b>	$-(0.5 \pm 0.05)\%/k$
<b>Dimensiones</b>	1950x990x45 mm
<b>Superficie del Módulo</b>	1,93m <sup>2</sup>
<b>Tipo de Célula</b>	Si Policristalino
<b>Número de Células</b>	9*4
<b>Espesor de la Capa Protectora</b>	4 mm
<b>Peso</b>	23 Kg

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Los módulos cumplen las siguientes especificaciones para sus parámetros eléctricos principales en condiciones estándar de operación (Irradiancia: 1.000 W/m<sup>2</sup> AM: 1,5 Tc: 25 °C):

Tabla 2. 3 Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos

<b>Potencia pico (Wp)</b>	<b>280 W</b>
<b>Tolerancia de la potencia</b>	$\pm 5 \%$
<b>Corriente de cortocircuito (Isc)</b>	8,33 A
<b>Tensión a circuito abierto (Voc)</b>	44,8 V
CONTINÚA 	

<b>Corriente nominal (<math>I_{mp}</math>)</b>	7,95 A
<b>Tensión nominal (<math>V_{mp}</math>)</b>	35,2 V
<b>Temperatura de operación</b>	-20°C a + 60°C

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

### 2.3.2. Selección del inversor

Teniendo en cuenta que se requiere realizar una conexión tipo string en el sistema trifásico de la empresa, y que la potencia del sistema requerido por la empresa es de 8KW<sub>p</sub>, se tiene:

$$P_{c/inversor} = \frac{8KW_p}{3}$$

Donde:

$P_{c/inversor}$  = Potencia de cada inversor.

$$P_{c/inversor} = 2666,66 \text{ Wp}$$

De esta manera se tiene una entrada de potencia a cada inversor de 2700 W aproximadamente, se seleccionan tres inversores con una potencia nominal de 3 kW ya que es el que más se aproxima dentro de los disponibles. Esta elección se justifica debido a que el modelo inferior de esta misma serie de inversores (seleccionada por sus dispositivos de seguridad integrados y otras características que se detallan a continuación) de 2,5 kW de potencia nominal no soportaba la potencia de entrada de 2,7 kW.

Este inversor es específico para sistemas fotovoltaicos conectados a la red y cumple la normativa nacional vigente. Entre sus principales características tiene las siguientes:

- Protección externa o de interconexión.
- Funcionamiento como fuente de corriente mediante IGBT's.
- Seguimiento del punto de máxima potencia.
- Bajo consumo en reposo.
- Incorporación de funciones de monitorización y protección.
- Control del aislamiento del campo de paneles con localización selectiva de fallos.
- Desconexión de seguridad.

- Interfaces estándar de comunicaciones.
- Vida útil superior a los veinte años.

Los principales parámetros del inversor se detallan en la siguiente tabla (**Anexo C-2**):

Tabla 2. 4 Características del inversor.

Potencia DC máxima	3200W
Rango de tensión de entrada	125-500 Vdc
Tensión Nominal	360 Vdc
Rango de tensión MPPT	125-450 Vdc
Máxima corriente DC	18 A
Tensión nominal de la Red	208/240 Vdc
Máxima corriente AC	15 A
Frecuencia AC de la Red	60Hz
Potencia Nominal AC	3Kw
Temperatura de Operación	-20° - 60° C
Categoría de sobretensión AC	Categoría III
Categoría de sobretensión DC	Categoría II
Protección IP	IP65
Clase de Protecciones	Clase I
Norma estándar de conexión a la red	UI1741 / IEEE1547.1

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

### 2.3.3. Cálculo del número de paneles para el sistema fotovoltaico.

Se procede a realizar el cálculo para determinar el número de módulos fotovoltaicos a ser utilizados en nuestro sistema, esto se puede determinar con la ecuación 2.1.

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{\text{instalada}}}{P_{\text{módulo}}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

$P_{\text{instalada}}$  = Potencia total a ser instalada.

$P_{\text{módulo}}$  = Potencia de trabajo de cada módulo fotovoltaico

$$. N_{\text{módulos}} = \frac{8000 \text{ w}}{280\text{w}}$$



$$N_{modulos} = 28,57 \rightarrow 30$$

Se realiza una aproximación a 30 paneles debido a que como es un sistema trifásico se desea tener una potencia instalada igual en cada fase.

Con 30 paneles de 280W cada uno se tiene una nueva potencia total instalada de 8400W.

#### 2.3.4. Cálculo del número de paneles conectados en serie.

Se debe calcular el número máximo de paneles conectados en serie para cada arreglo del sistema fotovoltaico como indica la ecuación 2.2.

$$N_{max} = \frac{V_{max\ inv}}{V_{ca\ mod}} \quad \text{Ec 2.2}$$

Donde:

$V_{max\ inv}$  = Voltaje máximo de entrada al inversor.

$V_{ca\ mod}$  = Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico.

$$N_{max} = \frac{500}{44,8}$$

$$N_{max} = 11,16 \rightarrow 11$$

Se calcula también el número mínimo de paneles que pueden ser conectados en serie con la ecuación 2.3.

$$N_{min} = \frac{V_{min\ inv\ MPPT}}{V_n\ mod} \quad \text{Ec 2.3}$$

Donde:

$V_{min\ inv\ MPPT}$  = Voltaje mínimo de entrada al inversor.

$V_n\ mod$  = Voltaje nominal del módulo fotovoltaico.

$$N_{max} = \frac{150}{35,2}$$

$$N_{max} = 4,26 \rightarrow 5$$

#### 2.3.5. Cálculo del número de ramales conectados en paralelo.

Se debe calcular el número máximo de paneles conectados en paralelo para cada arreglo del sistema fotovoltaico como indica la ecuación 2.4.

$$N_{\text{max de ramales}} = \frac{I_{\text{max inv}}}{I_{\text{cc}}(\text{Módulo})} \quad \text{Ec 2.4}$$

Donde:

$I_{\text{max inv}}$  = corriente máxima de entrada al inversor

$I_{\text{cc}}(\text{Módulo})$  = corriente cortocircuito del módulo fotovoltaico

$$N_{\text{max de ramales}} = \frac{18A}{8,33 A}$$

$$N_{\text{max de ramales}} = 2,16 \rightarrow 2$$

Una vez realizado el cálculo del número de módulos conectados tanto en serie como en paralelo, se procede a seleccionar el arreglo adecuado para nuestro proyecto, las opciones que cumplen los requerimientos son:

- 1 ramal con 10 paneles conectados en serie.
- 2 ramales en paralelo con 5 paneles conectados en serie.

De los cuales se selecciona la primera opción debido a que con los 10 paneles en serie se obtiene un mejor voltaje de entrada al inversor para estar dentro del MPPT.

### 2.3.6. Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico con una potencia pico instalada de 8.400 Wp, estará formado por tres string o ramales separados, cada uno con 10 módulos fotovoltaicos conectados en serie como se muestra a continuación.

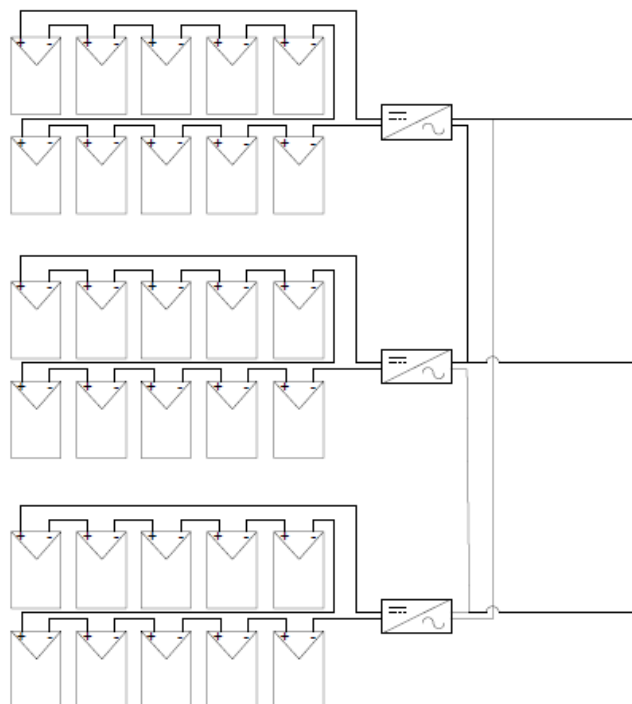


Figura 2. 8 Esquema de conexión del generador fotovoltaico.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Las características principales de cada grupo o ramal de generación son las siguientes:

Tabla 2. 5 Características de cada ramal del generador fotovoltaico.

<b>Tensión de Operación</b>	<b>352 V</b>
<b>Corriente de Operación</b>	<b>7,95 A</b>
<b>Potencia Pico</b>	<b>2800 W<sub>p</sub></b>
<b>Numero de Ramales</b>	<b>3</b>

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

### 2.3.7. Características de la estructura soporte y Orientación óptima.

Para obtener la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos y así poder captar la mayor cantidad de radiación posible se procede a ocupar la ecuación 2.5.

$$\beta_{optima} = 3,7 + 0,69|\phi| \quad \text{Ec 2.5}$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|0^{\circ}28'0'' \text{ S }|$$

$$\beta_{opt} = 4,057 \rightarrow 4^{\circ}$$

En esta instalación se va a utilizar como estructura soporte la propia cubierta del techo del campamento. La inclinación óptima según la latitud donde se está realizando el proyecto es de  $4^{\circ}$ , y la orientación óptima es  $0^{\circ}$  Sur.



Figura 2. 9 Ubicación del proyecto.

Fuente: <https://www.google.com.ec/maps/>.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

La cubierta se encuentra solamente  $2^{\circ}$  desviada de la orientación óptima. Por otro lado la inclinación de la cubierta es de  $13^{\circ}$ , sin embargo, el tanto por ciento de pérdidas respecto a la inclinación óptima es despreciable.

De esta manera, se decide no utilizar estructura portante ya que introduciría un coste extra, se evita problemas de sombreado, no se sobrecarga excesivamente la estructura del techo y se consigue una mejor integración arquitectónica.

Como medio de anclaje de los módulos al techo se utilizó perfiles de aluminio, que se dispondrán en dos aristas opuestas de cada módulo en dirección longitudinal a la pendiente de la cubierta. De esta manera se aíslan los paneles del contacto directo con la cubierta, se los dota de una estructura de fijación y se permite la evacuación del agua de lluvia.

Tabla 2. 6 Angulo de inclinación del panel solar en función de la latitud del lugar.

Latitud del lugar	Ángulo en Invierno	Ángulo en verano
0 al 5 grados	15 grados	15 grados
15 a 25 grados	Latitud	Latitud
25 a 30 grados	Latitud + 5 grados	Latitud - 5 grados
30 a 35 grados	Latitud + 10 grados	Latitud - 10 grados
35 a 40 grados	Latitud + 15 grados	Latitud - 15 grados
más de 40 grados	Latitud + 20 grados	Latitud - 20 grados

Fuente: A. Bejarano., DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR PARA LA ILUMINACIÓN EXTERNA DEL MODULAR DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA EN ECOTURISMO, Riobamba – Ecuador, 2011.

### 2.3.8. Dimensionamiento de los conductores de corriente continua.

El calibre o sección del conductor debe tomar en cuenta tanto la ampacidad como la caída de tensión y viene dada por la fórmula siguiente para conductores de cobre.

$$S = \frac{2 * L * I}{56 * \% \Delta V} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

S = Sección transversal del conductor en  $mm^2$ .

L = Longitud del conductor más largo en m.

I = Intensidad de corriente que circularan por los arreglos.


$\Delta V\%$  = Caída de Voltaje máxima permitida.

Caída de tensión entre paneles e inversor: 0,5%

Caída de tensión entre inversor y carga: 2%

La distancia entre los paneles y el inversor son:

Tabla 2. 7 Distancias de arreglos fotovoltaicos a inversor.

Tramos	Longitud del Cable (m)
Panel String 1 (+) – Inversor 1	8
CONTINÚA	

Panel String 1 (-) – Inversor 1	18
Panel String 2 (+) – Inversor 2	12
Panel String 2 (-) – Inversor 2	22
Panel String 3 (+) – Inversor 3	16
Panel String 3 (-) – Inversor 3	26

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Criterio de Ampacidad:

Según los criterios de ampacidad, el conductor debe soportar una corriente 1.25 veces la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico [23].

$$I = I_{cc} * 1.25 \quad \text{Ec. 2.7}$$

$$I = 8.33A * 1.25$$

$$I = 10.41A$$

$$S = \frac{2 * 26 * 10.41}{56 * (352 * 0,5\%)}$$

$$S = 5,49 \text{ mm}^2$$

Tabla 2. 8 Tabla de sección de conductores AWG.

mm2	0,83	1,30	2,08	3,31	5,26	8,37	13,30	21,15	33,62	53,52	67,43	85,00	107,21
AWG	18	16	14	12	10	8	6	4	2	1/0	2/0	3/0	4/0
Amp	10	13	18	25	30	40	55	70	95	125	145	165	195

Fuente: <http://www.procobre.org/>

Como se observa en la tabla de conductores con la sección transversal del cable debe ser igual o mayor a la que se obtuvo, dependiendo de la disponibilidad del mercado y tomando en consideración la temperatura ambiente del lugar del proyecto se selecciona 8 AWG.

### 2.3.9. Dimensionamiento de los conductores de corriente alterna.

Para seleccionar el calibre o sección del conductor se debe tomar en cuenta que es un sistema trifásico y de igual manera que los conductores de corriente continua se deben tener en cuenta los criterios de ampacidad y caída de tensión y viene dada por la fórmula siguiente para conductores de cobre.

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I * \cos \phi}{56 * \% \Delta V} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde:

S = Sección transversal del conductor en  $mm^2$ .

L = Longitud del conductor más largo en m.

I = Intensidad de corriente máxima del inversor.

$\Delta V\%$  = Caída de Voltaje máxima permitida.

$\cos \phi$  = Factor de potencia.

Tabla 2. 9 Distancias Inversores a las cargas.

Tramos	Longitud del Cable (m)
Inversor 1 – Carga	8
Inversor 2 – Carga	10
Inversor 3 – Carga	12

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Criterio de Ampacidad:

Según los criterios de ampacidad, el conductor debe soportar una corriente 1.5 veces la corriente máxima de los inversores en la parte de alterna [23].

$$I = I_{inv} * 1.5 \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$I = 15A * 1.5$$

$$I = 22.5A$$

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 12 * 22.5 * 0.99}{56 * (220 * 2\%)}$$

$$S = 3,76 \text{ mm}^2$$

Se verifica en la tabla de conductores con la sección transversal que se obtuvo, que el área del conductor sea igual o mayor, dependiendo a la disponibilidad del mercado y tomando en consideración la temperatura ambiente del lugar del proyecto se selecciona 10 AWG.

## 2.4. TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO (TTA).

El tablero de transferencia automático es el encargado de realizar el cambio de la fuente de generación para los circuitos de la empresa, sensando a todo momento si existe un corte del servicio de energía o la restitución del mismo.

El tablero de transferencia debe asegurar en todo momento la seguridad del usuario y de todos sus equipos.

Los principales elementos que compondrá el tablero de transferencia son: contactores de potencia, un controlador lógico programable y relés, que serán seleccionados a continuación.

### 2.4.1. Requerimientos para la selección del PLC.

Para seleccionar un PLC es necesario considerar ciertos requerimientos que debe cumplir el dispositivo desde el punto de vista del hardware y el software que se detallan a continuación:

- a) **Número de entradas y salidas.** La cantidad de entradas y salidas, dependerán del esquema para el circuito a controlar es decir depende del número de captadores y actuadores que el diseño lo disponga.
- b) **Tipo de entras y salida.** Esto se refiere a que hay que señalar si las entradas son de tipo ON – OFF o son entradas de tipo análogo.
- c) **Fuente de alimentación.** Se debe verificar los niveles de voltaje necesario el cual puede variar desde 220, 110 en corriente alterna o 24, 12 voltios en corriente continua.
- d) **Capacidad de memoria.** Es importante definirla al momento de realizar el programa, debido a que según el número de instrucciones o largo del programa será la capacidad de memoria a utilizar.
- e) **Programa fácil de editar.** La visualización del programa debe ser editada en una pantalla en forma simple, y en cualquier lenguaje de programación.
- f) **Poseer una memoria no volátil y de respaldo.** Esta memoria de respaldo es importante ya que permite almacenar el programa necesario.
- g) **Protocolos.** Esto se refiere a los diferentes tipos de protocolos disponibles para la comunicación con los dispositivos a interactuar.



Por otra parte otro de los criterios de selección es el clima donde va a ser utilizado siendo este húmedo, por lo que se requiere un PLC que sea robusto en cuanto a protección IP.

Para el desarrollo del proyecto tomando en consideración todos los parámetros antes descritos, se selecciona el PLC Siemens S7-1200 que es una gama intermedia en cuanto a controladores programables.



Figura 2. 10 PLC S7-1200

Fuente: <http://www.siemens.com/>

Las principales características del PLC seleccionado:

Tabla 2. 10 Características técnicas del PLC Siemens S7-1200

<b>Tensión de Entrada</b>	120 VAC / 24 VDC
<b>Número de Entradas Digitales</b>	8
<b>Número de Entradas Analógicas</b>	2 (Corriente)
<b>Número de Salidas</b>	6
<b>Tipo de las Salidas</b>	Relé
<b>Corriente de Salida</b>	2 A
<b>Interfaz de Comunicación</b>	Ethernet
<b>Temperatura de trabajo</b>	0°C a 45°C
<b>Tipo de Programación</b>	FBD, Ladder Logic
<b>Protección IP</b>	IP 65
<b>Dimensiones</b>	90mm x 100mm x 75mm

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

### 2.4.2. Selección de los contactores para el TTA.

Como se puede observar en la figura 2.11 para la elaboración del tablero de transferencia se requieren 5 contactores los mismos que serán dimensionados según la carga de cada circuito.

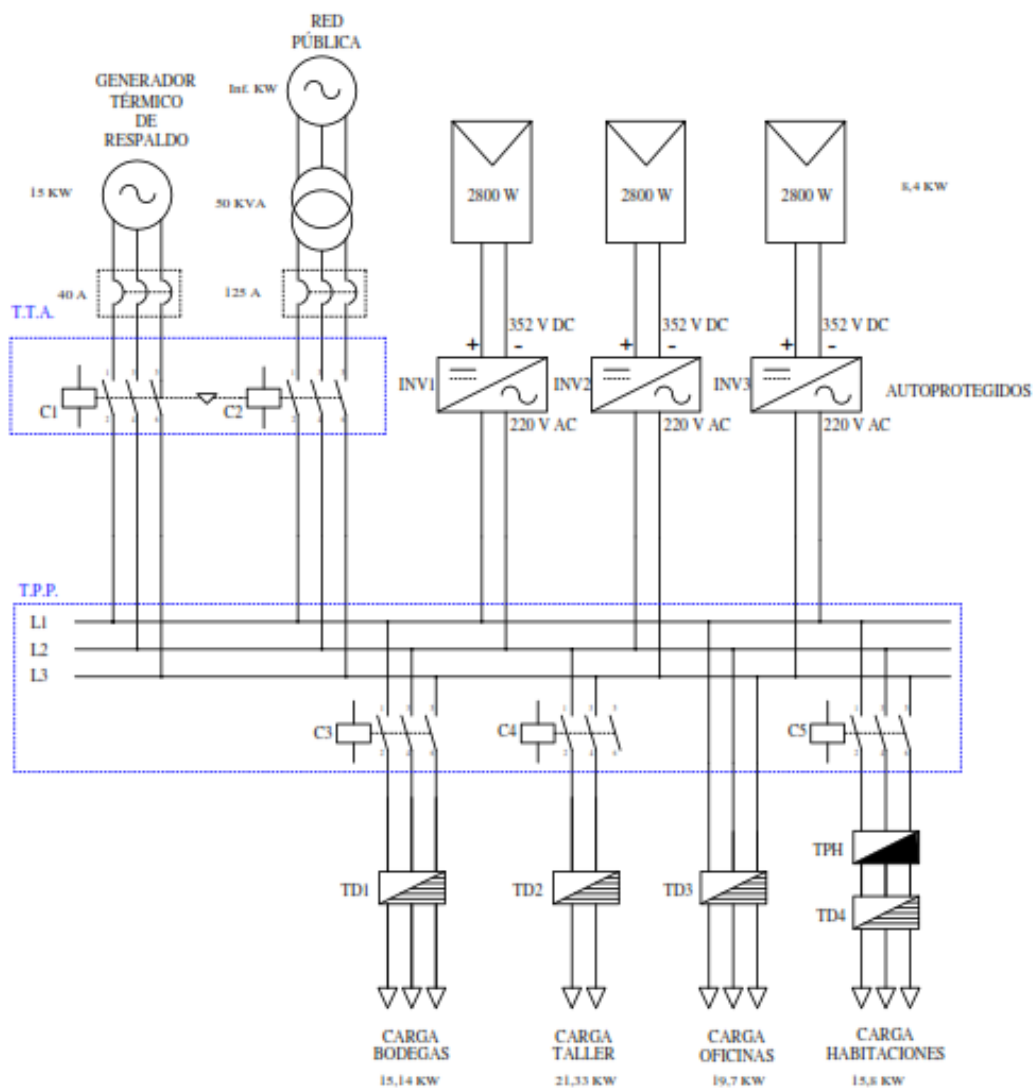


Figura 2. 11 Circuitos de la Empresa Trace Oilfield.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

a) **Circuito I: Carga Habitaciones.**

Tabla 2. 11 Cargas conectadas al circuito habitaciones de la empresa Trace Oilfield.

<b>CIRCUITO I: HABITACIONES</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>CARGA</b>	<b>POTENCIA POR UNIDAD (W)</b>	<b>POTENCIA TOTAL (W)</b>	<b>FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)</b>
5	Luminarias	400	2000	15
50	Focos	30	1500	20
2	Neveras	600	1200	10
1	Televisor	150	150	8
1	Frigorífico	1200	1200	10
8	Aire acondicionado	600	4800	20
4	Ventiladores	200	800	4
1	Bomba de agua	350	350	10
2	Caminadoras	1100	2200	4
<b>CARGA TOTAL INSTALADA</b>			14200	11,22

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tomando en consideración que se tiene una carga de 14,2 KW instalados se selecciona el contactor con un potencia igual o mayor, dejando un margen de operación amplio y según lo disponible en el mercado se selecciona un contactor categoría AC3 Telemecanique de 18,5 KW a 220V.



Figura 2. 12 Contactor LC1D65A

Fuente: <http://www.schneider-electric.com/>

**b) Circuito II: Carga Taller.**

Tabla 2. 12 Cargas conectadas al circuito taller de la empresa Trace Oilfield.

<b>CIRCUITO II: TALLER</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>CARGA</b>	<b>POTENCIA POR UNIDAD (W)</b>	<b>POTENCIA TOTAL (W)</b>	<b>FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)</b>
8	Luminarias	400	3200	48
1	Elevador	2200	2200	12
1	Esmeril	372	372	45
1	Soldadora	12000	12000	16
1	Taladro	360	360	30
2	Moladoras	1100	2200	44
1	Pulidora	1000	1000	28
<b>CARGA TOTAL INSTALADA</b>			21332	31,86

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tomando en consideración que se tiene una carga de 21,3 KW instalados se selecciona el contactor con un potencia igual o mayor, según lo disponible en el mercado se selecciona un contactor categoría AC3 LS de 25 KW a 240V, que operando a 220V puede soportar una carga de 23 KW.



Figura 2. 13 Contactor MC-85a

Fuente: <http://www.lsis.com/>

**c) Circuito III: Carga Bodegas.**

Tabla 2. 13 Cargas conectadas al circuito bodegas de la empresa Trace Oilfield.


<b>CIRCUITO III: BODEGAS</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>CARGA</b>	<b>POTENCIA POR UNIDAD (W)</b>	<b>POTENCIA TOTAL (W)</b>	<b>FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)</b>
2	Computador de escritorio	450	900	16
1	Frigorífico	1200	1200	10
2	Impresora laser	550	1100	2
1	Teléfonos	6	6	6
1	Aire acondicionado bodega	970	970	22
1	Aire acondicionado oficina de MTTO	970	970	16
1	Aire acondicionado RRHH	4800	4800	22
1	Aire acondicionado meeting	5200	5200	20
<b>CARGA TOTAL INSTALADA</b>			15146	14,25

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tomando en consideración que se tiene una carga de 15,1 KW instalados se selecciona el contactor con un potencia igual o mayor, según lo disponible en el mercado se selecciona un contactor categoría AC3 Telemecanique de 18,5 KW a 220V. Ver figura 2.10.

**d) Circuito IV: Carga Oficinas.**

Tabla 2. 14 Cargas conectadas al circuito oficinas de la empresa Trace Oilfield.

<b>CARGA DE CIRCUITO IV: OFICINAS</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>CARGA</b>	<b>POTENCIA POR UNIDAD (W)</b>	<b>POTENCIA TOTAL (W)</b>	<b>FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)</b>
10	Computador de escritorio	450	4500	80
		CONTINÚA		

1	Copiadora	1100	1100	36
6	Impresora	143	858	4
6	Teléfonos	6	36	40
30	Lámparas	60	1800	80
1	Dispensador de agua	370	370	20
1	Nevera	500	500	20
2	Microhondas, tostadora	855	1710	20
1	Servidor de red	500	500	100
1	Televisor	240	240	20
1	Aire acondicionado (star)	4800	4800	60
1	Aire acondicionado gerencia	970	970	60
1	Bomba (Abastecimiento de agua)	370	370	48
1	Bomba(tratamiento de agua)	750	750	48
1	Bomba electrosumergible (extraccion de agua)	1000	1000	48
1	Porton electrico	520	520	60
<b>CARGA TOTAL INSTALADA</b>			20024	46,50

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tabla 2. 15 Carga total instalada de la empresa Trace Oilfield

FACTOR DE UTILIZACION VS. CARGA INSTALADA		
CIRCUITO	FACTOR DE UTILIZACION (%)	CARGA INSTALADA (KW)
Bodegas	14,25	15146
Taller	31,86	21332
Oficinas	46,5	20024
Habitaciones	11,22	14200
<b>SUMA</b>	25,96	<b>70702</b>
	Factor de utilización promedio	<b>Potencia total instalada</b>
<b>DEMANDA REAL (KW)</b>	70,7 KW * 25.96% =	18,35

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tomando en consideración que se tiene una carga total de 70.7 KW instalados se seleccionan dos contactores con una potencia igual o mayor, según lo disponible en

el mercado se selecciona un contactor categoría AC3 Telemecanique de 40 KW a 220V con proyección a que en un futuro la empresa realice la adquisición de un generador que abastezca toda la carga de la empresa.



Figura 2. 14 Contactor telemecanique LC1-F185

Fuente: <http://www.schneider-electric.com/>

Adicionalmente se observa que involucrando el factor de utilización, se espera una carga promedio real en operación de 18.35 KW, por lo que los equipos seleccionados son los adecuados para el correcto funcionamiento de la micro red.

#### **2.4.3. Selección de los relés auxiliares para el TTA.**

Para la elaboración del tablero de transferencia adicionalmente se requiere la presencia de relés auxiliares que serán quienes se encarguen de sensar que exista voltaje en las líneas tanto de la red eléctrica como del generador térmico y sean los encargados de llevar las señales al PLC en todo momento.

Estos equipos deben ser capaces de reaccionar ante cualquier variación de voltaje en las líneas o a su vez ante cualquier falla que exista en el sistema, por lo que seleccionaron relés auxiliares Siemens con bobina de 110 y bajo consumo de corriente.



Figura 2. 15 Relé auxiliar Siemens

Fuente: <http://www.siemens.com/>

Todos estos equipos serán alimentados por un UPS para que sigan trabajando aun cuando exista cortes de energía eléctrica y se pueda proceder a realizar la transferencia a la otra fuente de energía sin ningún inconveniente y con todas las seguridades del caso.



Figura 2. 16 Ups APC 1.5 KVA

Fuente: [www.apc.com](http://www.apc.com)

## 2.5. GRUPO ELECTRÓGENO.

El grupo electrógeno disponible en la empresa es un Modasa de 15KVA el cual cubre la demanda del circuito de las oficinas que es el más importante para la empresa puesto que en este, constantemente se realizan licitaciones y atención para sus clientes.





Figura 2. 17 Grupo Electrónico Modasa MP-14

Fuente: [www.modasa.com](http://www.modasa.com)

Este grupo electrógeno cuenta con sus propias protecciones contra sobre corrientes y sobre voltajes, alta temperatura del motor, falla en el arranque, baja presión de aceite en el motor, entre otros (**Anexo D**).

Las características más importantes del grupo electrógeno se detallan a continuación:

Tabla 2. 16 Datos técnicos del grupo electrógeno Modasa.

Modelo	Modasa MP - 14
<b>Motor</b>	Perkins 403D-15G
<b>Alternador</b>	Stamford PI 044F
<b>Módulo de control</b>	Electrónico
<b>Fases</b>	Trifásico
<b>Sistema Eléctrico</b>	12V
<b>Frecuencia</b>	50 Hz a 1500 rpm / 60 Hz a 1800 rpm
<b>Capacidad del tanque de combustible</b>	11 Galones
<b>Consumo de combustible a plena carga</b>	4,4 lt/hr
<b>Conexión</b>	Estrella
<b>Voltaje de Salida</b>	220V (fase-fase) 110V (fase-neutro)

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

## 2.6. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL.

La energía producida por el sistema fotovoltaico en un período anual puede ser estimada, de forma aproximada, con la ecuación 2.10.

$$E_{ac} = P^* \cdot \frac{G_{efa}}{G_{stc}} \cdot (PR) \cdot (1 - FS) \quad \text{Ec 2.10}$$

Donde:

$E_{ac}$  = Es la energía producida anual (kwh)

$P^*$  = Potencia nominal del generador FV (w)

$G_{efa}$  = Irradiación efectiva anual incidente en el plano del generador (kWh/m<sup>2</sup>)

$G_{stc}$  = Irradiación en condiciones estándar de medida (1 kW/m<sup>2</sup> constante)

$PR$  = Eficiencia de la instalación

$FS$  = Factor de sombras

Como se expresa en esta ecuación la potencia fotovoltaica instalada en la empresa es de 8,4 kW, con una  $G_{efa}$  que es el resultado del estudio de radiación que se realizó en la ubicación del proyecto, el  $PR$  o rendimiento del sistema es producto del análisis del rendimiento de los inversores [23], células fotovoltaicas, caída de tensión, etc.

El uso del cálculo de la energía anual es muy importante ya que una vez calculada la energía producida se puede multiplicar por un valor monetario y con esto saber qué porcentaje de ahorro o venta se logra anualmente.

$$G_{efa} = \text{Irradiación Promedio} * 365 \text{ días del año} \quad \text{Ec 2.11}$$

$$G_{efa} = 4,4 \text{ Kwh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día}) * 365 \text{ días del año}$$

$$G_{efa} = 1606 \text{ Kwh}/\text{m}^2$$

El Rendimiento global del sistema “PR”, [24] contiene las pérdidas energéticas asociadas a la temperatura de operación del generador y a los rendimientos del inversor. Usualmente esta entre (0,7 y 0,85).

Estimaciones de posibles pérdidas	
Parámetro	Porcentaje
Angulares y espectrales	3
Polvo y suciedad	3-6
Temperatura	5-14
Diferencia entre módulos	2
Interconexión y cableado	3
No seguimiento del PMP y umbrales de arranque	3
Rendimiento de inversores	6

Figura 2. 18 Pérdidas en el rendimiento de la instalación.

Fuente: The McGraw-Hill Companies, Instalaciones Solares Fotovoltaicas conectadas a la red, 2010

$$PR = 1 - (\text{Pérdidas angulares} + \text{Pérdidas de Temperatura} + \text{Pérdidas de Interconexión y cableado} + \text{Pérdidas de Rendimiento inversores} + \text{Pérdidas por Polvo}) \quad \text{Ec 2.12}$$

$$PR = 1 - (0,03 + 0,05 + 0,03 + 0,06 + 0,03)$$

$$PR = 0,8$$

Debido a que en la ubicación de los paneles solares no existe ninguna clase de sombras el factor de Sombras FS = 1.

$$E_{ac} = (8,4kw) \cdot \frac{1606 \frac{kwh}{m^2}}{1 \frac{kw}{m^2}} \cdot (0,80). \quad (1)$$

$$E_{ac} = 10792,32 \text{ kwh Anual}$$

## 2.7. AHORRO DE TONELADAS DE CO<sub>2</sub> EMITIDAS A LA ATMÓSFERA.

Probablemente la característica más resaltante de la energía solar es que es limpia ya que en su producción o explotación no contamina el medioambiente de ninguna manera.

La Constitución de la República del Ecuador reconoce los derechos de la naturaleza; así como “se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir – Sumak Kawsay“; y establece la facultad de que el Estado adopte medidas adecuadas y transversales para la adaptación y mitigación del cambio climático [25].

En base a este principio el Gobierno Nacional, en todos sus sectores estratégicos tiene políticas, de reducción de gases de efecto invernadero, para lo cual el Sector Eléctrico se encuentra impulsando el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos y de energías renovables, los mismos que pueden participar en el Mercado Mundial de Carbono, a fin de promover el desarrollo sostenible y aprovechar posibles ingresos adicionales que permitan complementar su gestión financiera. Bajo esta perspectiva, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable –MEER- conjuntamente con el Ministerio del Ambiente –MAE- buscan la participación de los proyectos en este mercado.

Dentro del marco del acuerdo Interministerial suscrito el 16 de diciembre de 2010, se establece la creación de la COMISIÓN TÉCNICA DE DETERMINACIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO -CTFE-, para el Sector Eléctrico Ecuatoriano, la misma que será responsable de desarrollar el cálculo del Factor de Emisión de CO<sub>2</sub>. La CTFE presenta en este documento el Factor de Emisión de CO<sub>2</sub> para el Sistema Nacional Interconectado -SNI- al año 2012 en base a los datos de operación de los años 2009, 2010, 2011 y 2012. No se encontró información más reciente del factor de emisión de CO<sub>2</sub> en el sitio web del CENACE.

Al no consumir combustibles fósiles se está disminuyendo las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera en 0,6629 tCO<sub>2</sub>/MWh generado [26], con lo que se puede realizar una

estimación de cuantas toneladas de CO<sub>2</sub> al año se estará disminuyendo con este proyecto.

$$\text{Ahorro de Ton CO}_2 = EF_{grid,OM} * E_{ac} \quad \text{Ec 2.13}$$

Donde:

$$EF_{grid,OM} = \text{Factor de emisión CO}_2$$

$E_{ac}$  = Es la energía producida anual (kwh)

$$\text{Ahorro de Ton CO}_2 = 0,6629 \text{ tCO}_2 * 10,792 \text{ MWh Anual}$$

$$\text{Ahorro de Ton CO}_2 = 7,154(\text{tCO}_2/\text{Año}).$$

## CAPÍTULO III

### 3. CONSTRUCCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA MICRORED.

Antes de describir la construcción de la Micro-red, se realizará una descripción técnica de los elementos más importantes que intervienen en el desarrollo del proyecto.

El proyecto en general consta de tres partes importantes que son el sistema de generación fotovoltaica, el sistema de generación térmica diesel y el tablero de transferencia automática (TTA).

#### 3.1. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

Para la construcción del sistema de generación fotovoltaica se requieren estructuras de fijación tanto para los módulos fotovoltaicos como para los inversores.

##### 3.1.1. Estructura para soporte de los paneles solares.

Para el anclaje de los módulos fotovoltaicos, como se observó en el capítulo anterior se seleccionaron perfiles de aluminio que serán ubicados longitudinalmente en la cubierta de las oficinas, uno en la parte inferior de los módulos fotovoltaicos y otro perfil paralelo a 1,25 m del primero para tener una mayor fijación quedando de la siguiente manera.

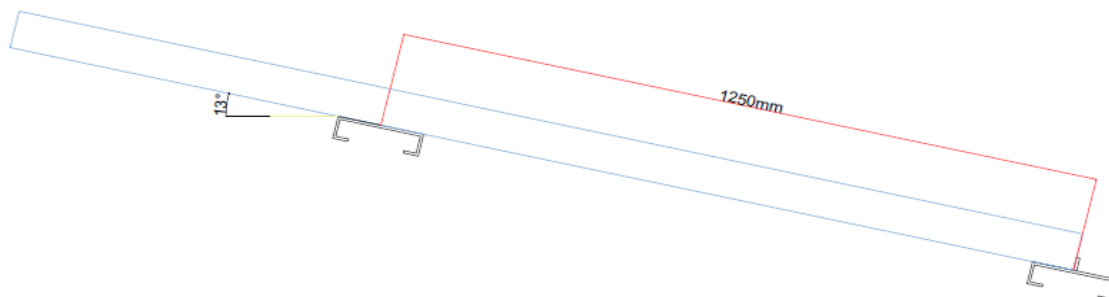


Figura 3. 1 Vista lateral de la estructura para los módulos fotovoltaicos.

Fuente: Autores.

A su vez los perfiles de aluminio están anclados a los perfiles estructurales de la construcción en donde se encuentra sujeta la cubierta de las oficinas, mediante autoperforantes de  $\frac{1}{4}$  x 2 pulgadas galvanizados para evitar la corrosión y oxidación.



Figura 3. 2 Sujeción de perfiles en el lado izquierdo de la cubierta.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Figura 3. 3 Sujeción de perfiles en el lado derecho de la cubierta.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Sobre estos perfiles reposan los módulos fotovoltaicos, los cuales fueron anclados en cuatro puntos de fijación, 2 en el perfil superior y 2 en el perfil inferior quedando como se muestra en la siguiente figura.

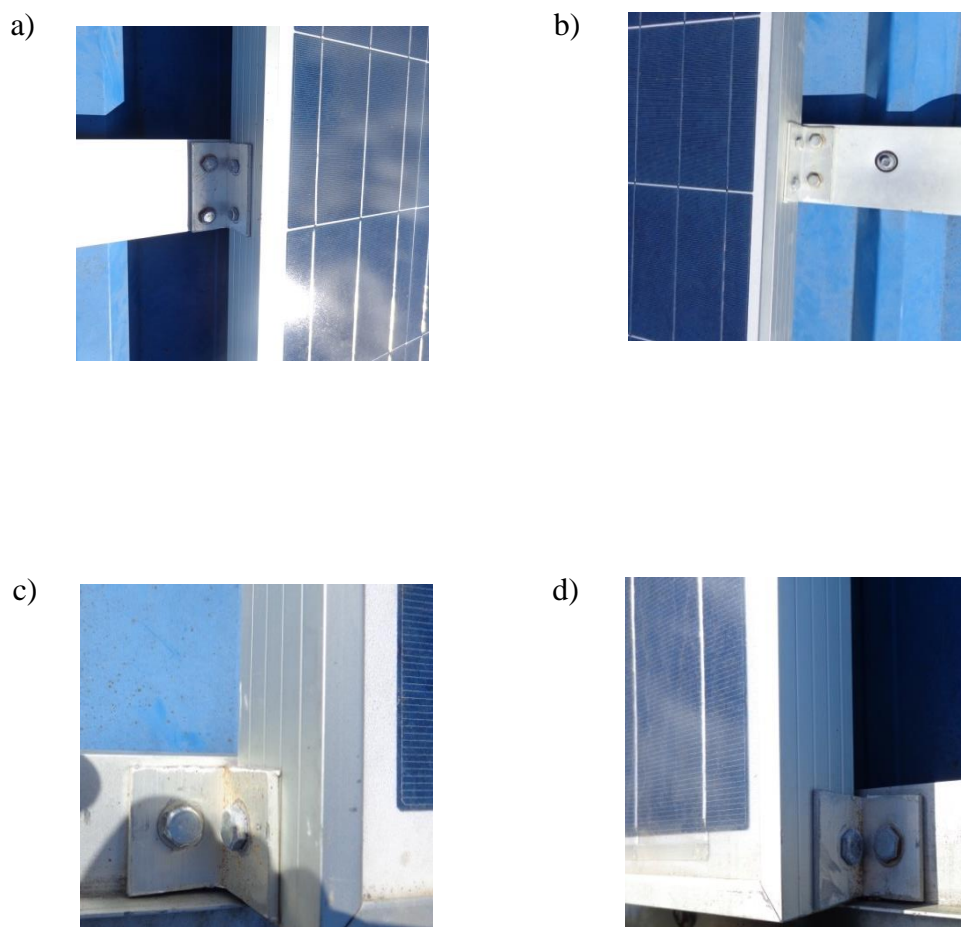


Figura 3. 4 a) Punto de fijación superior izquierdo, b) Punto de fijación superior derecho, c) Punto de fijación inferior izquierdo, d) Punto de fijación inferior derecho.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Formando de esta manera los tres arreglos fotovoltaicos a cada lado de la cubierta para realizar las conexiones internas entre los módulos.





Figura 3. 5 Fijación de los módulos fotovoltaicos sobre los perfiles de aluminio.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

### 3.1.2. Estructura para soporte de los inversores.

Para fijar los inversores se tomó en consideración las distancias que se debe dejar libres, dispuestas por el fabricante para que se pueda disipar el calor correctamente sin afectar a ningún otro equipo. Los soportes se fijaron en la pared bajo la cubierta para que de esta manera se encuentren lo más cercano posible a los módulos fotovoltaicos y así evitar caídas de tensión en las líneas.



Figura 3. 6 Soporte para los inversores.

Fuente: Autores.

De esta manera los inversores quedan fijos a la pared y conservan una buena distancia para la evacuación de calor.



Figura 3. 7 Sujeción de los inversores.

Fuente: Autores.

### 3.1.3. Conexión del sistema fotovoltaico Paneles - Inversor.

Una vez fijado tanto los inversores como los módulos fotovoltaicos, se procedió a realizar la conexión correspondiente entre cada grupo de módulos y su respectivo inversor quedando la configuración como se muestra a continuación:

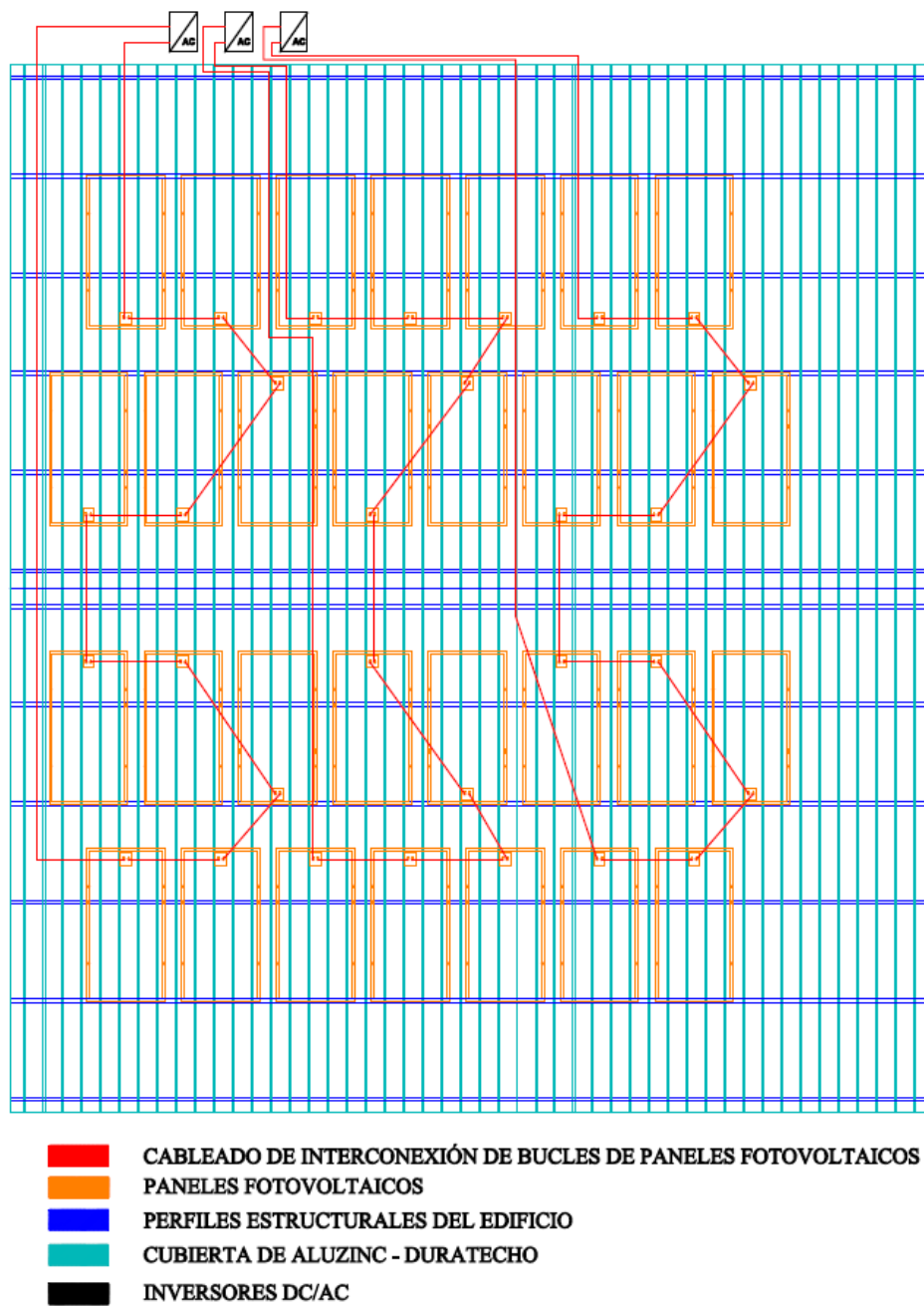


Figura 3. 8 Diagrama de conexión de los tres grupos fotovoltaicos.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Figura 3. 9 Distribución de los paneles solares en la cubierta de las oficinas.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Figura 3. 10 Conexión de inversores.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Las conexiones entre paneles se realizaron debajo de la cubierta uniendo los respectivos terminales de cada uno de los módulos fotovoltaicos quedando de la siguiente manera:



Figura 3. 11 Conexión interna entre módulos fotovoltaicos.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 3.1.4. Conexión del sistema fotovoltaico Inversores – Red eléctrica.

Para que los inversores entreguen energía deben estar conectados a la red eléctrica o algún generador que tenga un patrón de frecuencia al cual puedan sincronizarse.

La conexión que se realizó entre los inversores para conectarse a las tres fases de la caja principal de la empresa es una configuración en triángulo como se muestra a continuación:

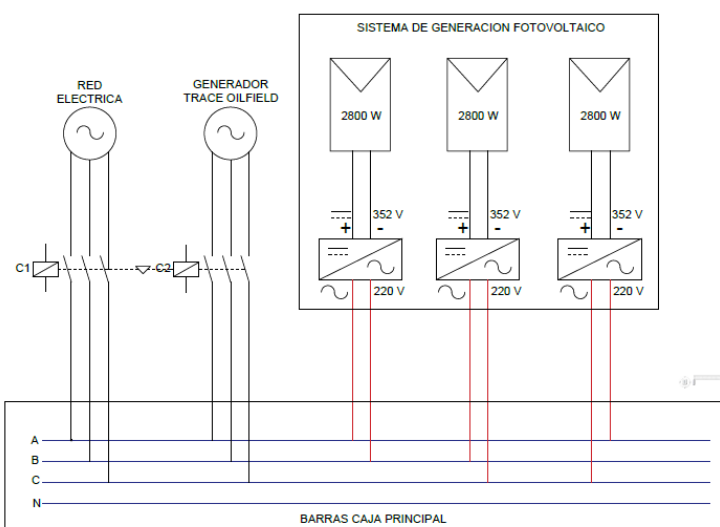


Figura 3. 12 Conexión en triángulo de los inversores al tablero principal de potencia.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

### 3.1.5. Comunicación de inversores.

Para la comunicación de los inversores se hizo uso de la interfaz de comunicación propia de estos (RS-485), y con la ayuda de un Ez-Logger se realiza la comunicación con un ordenador para poder visualizar en cualquier instante la información de los inversores y cuanta potencia mensual o diaria es producida por el sistema de generación fotovoltaica.



Figura 3. 13 Ez-Logger Goodwe

Fuente: <http://www.goodwe.com.cn>

Posteriormente se cargó el software del ez-logger en el ordenador donde se visualizan los datos y se siguieron las instrucciones del manual de usuario para su respectiva configuración, la interfaz gráfica que muestra este dispositivo es:



Figura 3. 14 Interfaz de usuario del sistema de generación fotovoltaica.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

El software permite revisar los parámetros de temperatura, voltaje, corrientes, frecuencia, potencia generada, etc. de cada uno de los inversores en tiempo real.

### 3.2. IMPLEMENTACIÓN DEL GENERADOR TÉRMICO DIESEL.

El grupo electrógeno adquirido por la prestigiosa empresa se lo ubicó junto al cuarto de máquinas para poder realizar de esta manera la interconexión con el tablero de transferencia para el encendido automático, para lo cual se construyó una base de hormigón para de esta manera evitar el exceso de vibración del grupo electrógeno.



Figura 3. 15 Base destinada para el grupo electrógeno.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

De la misma manera se realizó la adecuación de una cubierta para proteger al grupo electrógeno de la intemperie.



Figura 3. 16 Cubierta del grupo electrógeno.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

En el manual del generador se puede encontrar el plan de mantenimiento preventivo que se le debe dar al generador para garantizar su buen funcionamiento.

### **3.3. IMPLEMENTACIÓN DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO.**

Para la construcción del tablero de transferencia se usó un gabinete metálico de 40x60x25cm donde se ubicó todos los elementos de control para realizar la transferencia; este a su vez se lo colocó dentro del cuarto de máquinas junto a la caja principal de la empresa.



Figura 3. 17 Gabinete metálico 40cm x 60cm.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Dentro del tablero de transferencia se encuentran ubicados los dos contactores principales, tanto del generador diesel como de la red principal, también se encuentran ubicados los relés auxiliares y el PLC.



Figura 3. 18 Distribución de elementos en el tablero de transferencia.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Después de la distribución de los elementos en el tablero de transferencia se procedió a realizar las conexiones necesarias según el diseño hecho anteriormente, y se procedió a programar el PLC con el software TIA Portal de Siemens. Ver **ANEXO H** para ver el programa del PLC y **ANEXO G** para los diagramas eléctricos del tablero de transferencia.



Figura 3. 19 Elementos del tablero de transferencia.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tabla 3. 1 Elementos del tablero de transferencia.

Parte	Descripción
1	PLC.
2	Relés de línea del grupo electrógeno.
3	Relés auxiliares.
4	Relés de línea de la red eléctrica.
5	Contactador del grupo electrógeno.
6	Protección del tablero de transferencia.
7	Contactador de la red eléctrica.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

De la misma manera en la tapa del tablero de transferencia se colocan varios indicadores para que el usuario pueda tener conocimiento de cuál es la fuente de alimentación que se encuentra conectada, y a su vez pueda tener acceso al modo manual del tablero de transferencia en caso de mantenimiento o reparación de los equipos.



Figura 3. 20 Indicadores del tablero de transferencia.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Para mayor información revisar el manual de operación del tablero de transferencia en el **ANEXO F**.

### 3.4. IMPLEMENTACIÓN DEL PIRANÓMETRO.

El piranómetro se ubicó a un costado de los paneles solares fijado sobre uno de los perfiles y nivelado horizontalmente para tener una lectura correcta de la radiación solar en el sitio del proyecto.



Figura 3. 21 Vista superior del piranómetro

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Figura 3. 22 Vista frontal del piranómetro.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

El cable que sale del sensor está conectado a la entrada analógica del PLC quien es el encargado de transmitir los datos al computador.

### 3.4.1. Escalamiento para la adquisición de datos.

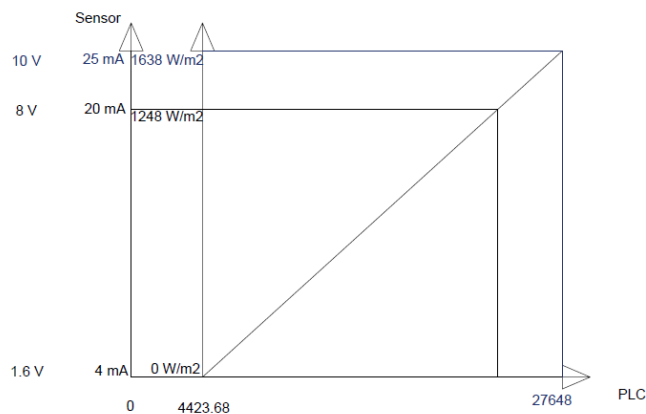


Figura 3. 23 Escalamiento de la señal.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Para no saturar la entrada del PLC se asume que el sensor entrega un señal de 4 a 25 mA., y que recién a los 25 mA se va a saturar la entrada analógica del PLC a su valor máximo de 27648.

Según datos del fabricante el sensor mide una radiación máxima de  $1248 \text{ W/m}^2$  que es la lectura que se tendría cuando el sensor marque 20mA. Ahora se realiza el cambio para los 25mA que se asume y se tiene (**Anexo B-3**):

$$fr = \frac{R_{max}}{(\max\_onset - offset)mA} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

fr = fator de radiación por miliamperio.

R\_max = la radiación máxima medida por el sensor.

max\_onset = Valor máximo que entrega el sensor.

offset = Valor mínimo que entrega el sensor (cero absoluto).

$$fr = \frac{1248 \text{ W/m}^2}{(20 - 4)mA}$$

$$fr = 78$$

$$nueva R_{\_max} = fr * (25 - 4)mA \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$nueva R_{\_max} = 78 * (25 - 4)mA$$

$$nueva R_{\_max} = 1638 W/m^2$$

Para transformar la señal de corriente en voltaje se utiliza una resistencia conectada en paralelo a la entrada del PLC con un valor de  $400\Omega$ , que al tener 4mA equivale a 1.6V y al tener 20mA equivale a 8V.

Para determinar el valor de la entrada analógica cuando el sensor está en su offset de 4mA se tiene:

$$a = \frac{AI \max}{V_s} * (Offset) \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

a = Valor que toma la entrada analógica del PLC cuando el sensor está en offset (4mA).

AI max = Valor máximo de la entrada analógica del PLC.

Vs = Nuevo valor máximo de la señal del sensor (asumida).

$$a = \frac{27648}{25} * 4$$

$$a = 4423.68$$

Con estos valores se puede calcular la pendiente de la recta para poder saber la radiación en cualquier valor que tome la entrada analógica.

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad \text{Ec. 3.4.}$$

$$m = \frac{1638 - 0}{27648 - 4423.68}$$

$$m = 0.070529513$$

La ecuación con la que se trabaja para el cálculo de la radiación en cualquier valor que tome la entrada analógica es la siguiente:

$$y = m(x - a) \quad \text{Ec. 3.5.}$$

Donde:

$y$  = Valor de radiación para cualquier valor que tome la entrada analógica del PLC.

$m$  = Pendiente de la recta.

$a$  = Valor que toma la entrada analógica del PLC cuando el sensor está en offset (4mA).

$x$  = Valor de la entrada analógica

$$y = 0.070529513(AI - 4423.68) \quad \text{Ec. 3.6}$$

Conociendo esta ecuación se procede a programar al PLC con su respectivo software para tener los valores de radiación.

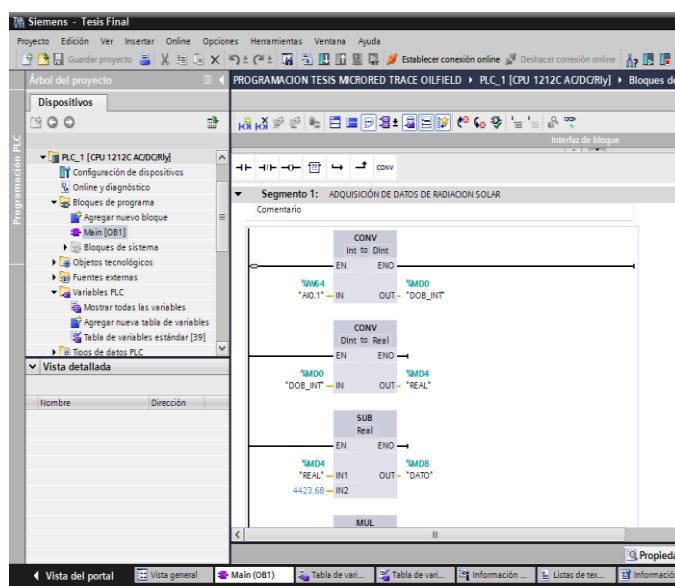


Figura 3. 24 Programación del escalamiento en TIA Portal

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

### 3.4.2. Software para la adquisición de datos.

El software utilizado para la adquisición de datos es Labview 2013 ya que es uno de los lenguajes de programación más completos y con una interfaz muy amigable para el usuario.

Para la comunicación entre el PLC y el programa de Labview se utilizó el software de National Instrument OPC Server 2013, ya que la comunicación con este no se interrumpe.

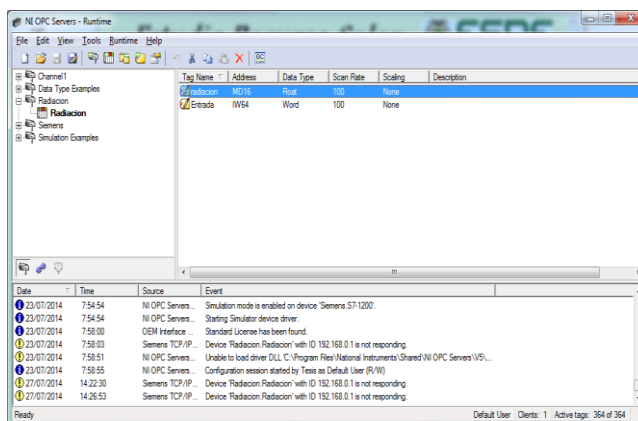


Figura 3. 25 Comunicación con el NI OPC Server 2013.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

La adquisición de datos se realiza cada segundo, guardando solamente un valor promedio cada 10 segundos. Para el registro de los datos se utilizó el programa Microsoft Excel, el mismo que permite el almacenamiento como la visualización de los mismos.

Cada día se generara un archivo diferente con la fecha del día actual permitiendo almacenar de manera separada los 8640 datos con los cuales se podrá generar la curva de radiación diaria.

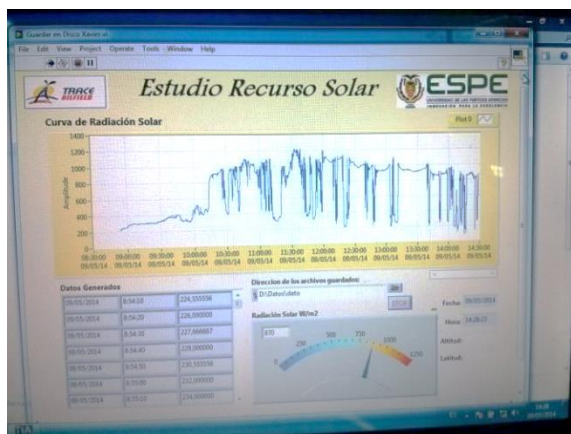


Figura 3. 26 Interfaz de la adquisición de datos.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Como se puede observar en la figura 3.24 la interfaz para el usuario es muy sencilla, y se puede visualizar en todo momento la radiación instantánea y la curva de radiación, así como también la dirección donde se están almacenando todos los datos.

### 3.5. ETIQUETADO DEL CABLEADO

Para el etiquetado de los cables y se tomó en consideración el tipo de conexión, hacia dónde va el cable y el puesto que ocupa en su destino, como se indica a continuación:

**XXX - XX - XXX - XX**

Tablero de destino.

Tipo de Conexión.

Elemento de destino.

Puesto que ocupa en su destino.

Donde:

Tablero de destino: es al tablero donde se dirige el cable.

Tipo de conexión: En corriente alterna AC y en corriente continua DC.

Elemento de destino: es al elemento a donde se dirige el cable.



Puesto que ocupa en su destino: El puesto numerado del elemento de destino.

Ejemplo:

La salida Q3 del PLC que se dirige hacia el relé auxiliar 4 del tablero de transferencia se denomina de la siguiente manera TTA-AC-R4-22. Lo que se lee: Hacia el Tablero de Transferencia Automática (TTA), conexión en Corriente Alterna, en el elemento relé auxiliar 4 (R4), terminal o borne número 22.

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PRUEBAS.

En este capítulo se muestran los resultados de las pruebas realizadas en la Microred, con la finalidad de comprobar el correcto funcionamiento del mismo así como comprobar que se cumplen los requerimientos establecidos por la empresa, principalmente en cuanto fiabilidad y seguridad.

#### 4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE RADIACIÓN SOLAR (IN SITU).

El estudio del recurso solar ha sido efectuado desde el día 4 de Abril del año en curso hasta la fecha obteniendo datos muy similares a los proporcionados por los institutos dedicados al estudio meteorológico.

Aquí se presentan un resumen de los datos por horas obtenidos en el transcurso de estos meses:

Tabla 4. 1 Datos promedio por horas mensuales obtenidos

Hora	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
6h00	0,100	0,335	0,164	0,027	0,156	0,279
7h00	24,948	29,550	22,328	18,997	23,955	32,172
8h00	102,607	115,909	90,800	100,334	102,412	139,559
9h00	218,177	245,937	191,171	179,088	208,593	245,615
10h00	356,186	388,089	285,160	290,793	330,057	386,012
11h00	462,788	482,897	350,271	358,549	413,626	455,393
12h00	594,197	597,273	445,259	376,229	503,240	494,495
13h00	617,932	616,870	500,677	489,378	556,215	592,201
14h00	569,475	570,894	473,018	466,946	520,083	527,029
15h00	523,219	497,393	370,815	431,901	455,832	429,178
16h00	374,108	369,099	271,142	255,322	317,418	321,492
17h00	224,635	207,184	172,173	168,980	193,243	190,638
18h00	65,916	57,397	65,693	57,173	61,545	71,807
<b>Promedio Mensual</b>	4134,287	4178,828	3238,670	3193,716	3686,375	3885,869

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tabla 4. 2 Comparación de datos obtenidos con datos ya existentes.

	Radiación n Abril (kw/m2d)	Radiación n Mayo (kw/m2d)	Radiación n Junio (kw/m2d)	Radiación n Julio (kw/m2d)	Radiación n Agosto (kw/m2d)	Radiación n Septiembre (kw/m2d)
<b>Promedio Mensual Obtenido.</b>	4,13	4,18	3,24	3,19	3,69	3,89
<b>Promedio Mensual Atlas</b>	4,65	4,5	4,2	4,35	4,5	4,35
<b>Desviación con valores obtenidos.</b>	11,09%	7,14%	22,89%	26,58%	18,08%	10,67%
<b>Promedio Mensual Nasa</b>	3,86	3,8	3,59	3,77	3,96	4,25
<b>Desviación con valores obtenidos.</b>	-7,11%	-9,97%	9,79%	15,29%	6,91%	8,57%
<b>Promedio Mensual U. Massachus set.</b>	4,14	4,14	3,39	3,83	3,83	3,78
<b>Desviación con valores obtenidos.</b>	0,14%	-0,94%	4,46%	16,61%	3,75%	-2,80%

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Como se observa en la tabla 4.2 los datos obtenidos en el estudio realizado en la ubicación del proyecto son muy similares a los datos proporcionados por los institutos dedicados a tomar estas medidas, los datos que más se aproximan son del estudio realizado por la Universidad de Massachusetts ya que se tiene un error < 10% en todos los meses de comparación por lo que se proyecta el resto de meses del año en base a estos valores. Para más detalles del estudio realizado en el lugar del proyecto revisar el ANEXO I.

#### 4.2. PRUEBAS EN VACIO DE LOS PANELES SOLARES.

Las mediciones realizadas con los paneles fueron realizadas en la mañana entre las 09h00 am y las 10h00 am obteniendo los siguientes resultados:



Figura 4. 1 Medición de voltaje en circuito abierto.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Tabla 4. 3 Valores de voltaje medidos a circuito abierto.

<b>Voltaje máximo</b>	<b>42.9</b>
<b>Voltaje mínimo</b>	<b>38.6</b>

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.3. PRUEBAS INICIALES CON LOS INVERSORES.

Conociendo que el voltaje mínimo de entrada de los inversores para que estos entren en funcionamiento, que es de 150VDC, se necesitan mínimo 5 módulos fotovoltaicos para poder energizar el inversor.



Figura 4. 2 Pruebas iniciales a los inversores.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Luego de haber energizado el inversor exitosamente se procedió a tomar lecturas de todos los parámetros:

Tabla 4. 4 Parámetros tomados del inversor.

<b>Voltaje a la entrada del inversor</b>	<b>178VDC</b>
<b>Corriente DC</b>	<b>1.9 A</b>
<b>Voltaje a la salida del inversor</b>	<b>220VAC</b>
<b>Corriente AC</b>	<b>2.4 A</b>
<b>Potencia instantánea generada</b>	<b>235 W</b>
<b>Hora</b>	<b>10h00 am.</b>
<b>Condiciones del cielo</b>	<b>Parcialmente nublado</b>

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Las pruebas iniciales realizadas tanto de los inversores como de los módulos fotovoltaicos fueron hechas en la mañana motivo por el cual no se pueden apreciar los valores máximos de los equipos en funcionamiento. Más adelante se comprobará que estos valores se aproximan a los máximos a medida que llega el medio día donde la presencia del sol es perpendicular a la ubicación del proyecto.

#### **4.4. PRUEBAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO.**

Como se observó en el capítulo anterior el sistema está compuesto por 3 inversores conectados en triángulo a las barras de la caja principal.

Los inversores fueron conectados a la red principal desde el día 5 de Julio del año en curso; desde ese día se obtuvieron varias lecturas de los diferentes parámetros.



Figura 4. 3 Toma de parámetros en los inversores.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Los valores obtenidos un mes después de la instalación son los mostrados a continuación:

#### 4.4.1. Parámetros del inversor A.

Tabla 4. 5 Lecturas tomadas un mes después de la instalación del inversor A.

<b>Voltaje a la entrada del inversor</b>	<b>230 VDC</b>
<b>Corriente DC</b>	1,4 A
<b>Voltaje a la salida del inversor</b>	218,3 VAC
<b>Corriente AC</b>	2,3 A
<b>Frecuencia</b>	59,9 Hz
<b>Potencia Instantánea</b>	203,0 W
<b>Hora de la lectura</b>	17h14
<b>Energía entregada el día de la lectura</b>	13,1 Kwh
<b>Energía total entregada (30 días)</b>	305,5 Kwh
<b>Período de la prueba</b>	30 días (5 Julio al 4 Agosto) del 2014

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Figura 4. 4 Toma de parámetros del Inversor A al mes de la instalación del sistema.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.4.2. Parámetros del inversor B.

Tabla 4. 6 Lecturas tomadas un mes después de la instalación del inversor B.

<b>Voltaje a la entrada del inversor</b>	<b>232VDC</b>
<b>Corriente DC</b>	<b>1,5 A</b>
<b>Voltaje a la salida del inversor</b>	<b>218,5 VAC</b>
<b>Corriente AC</b>	<b>2,6 A</b>
<b>Frecuencia</b>	<b>60,0 Hz</b>
<b>Potencia Instantánea</b>	<b>211,1 W</b>
<b>Hora de la lectura</b>	<b>17h12</b>
<b>Energía entregada el día de la lectura</b>	<b>13,1 Kwh</b>
<b>Energía total entregada (30 días)</b>	<b>302,6 Kwh</b>
<b>Período de la prueba</b>	<b>30 días (5 Julio al 4 Agosto)</b>

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Figura 4. 5 Toma de parámetros del Inversor A al mes de la instalación del sistema.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.4.3. Parámetros del inversor C.

Tabla 4. 7 Lecturas tomadas un mes después de la instalación del inversor C.

<b>Voltaje a la entrada del inversor</b>	<b>231VDC</b>
<b>Corriente DC</b>	<b>1,4 A</b>
<b>Voltaje a la salida del inversor</b>	<b>219,1 VAC</b>
<b>Corriente AC</b>	<b>2,5 A</b>
<b>Frecuencia</b>	<b>59,9 Hz</b>
<b>Potencia Instantánea</b>	<b>206,4 W</b>
<b>Hora de la lectura</b>	<b>17h14</b>
<b>Energía entregada el día de la lectura</b>	<b>13,4 Kwh</b>
<b>Energía total entregada (30 días)</b>	<b>311,1 Kwh</b>
<b>Período de la prueba</b>	<b>30 días (5 Julio al 4 Agosto)</b>

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



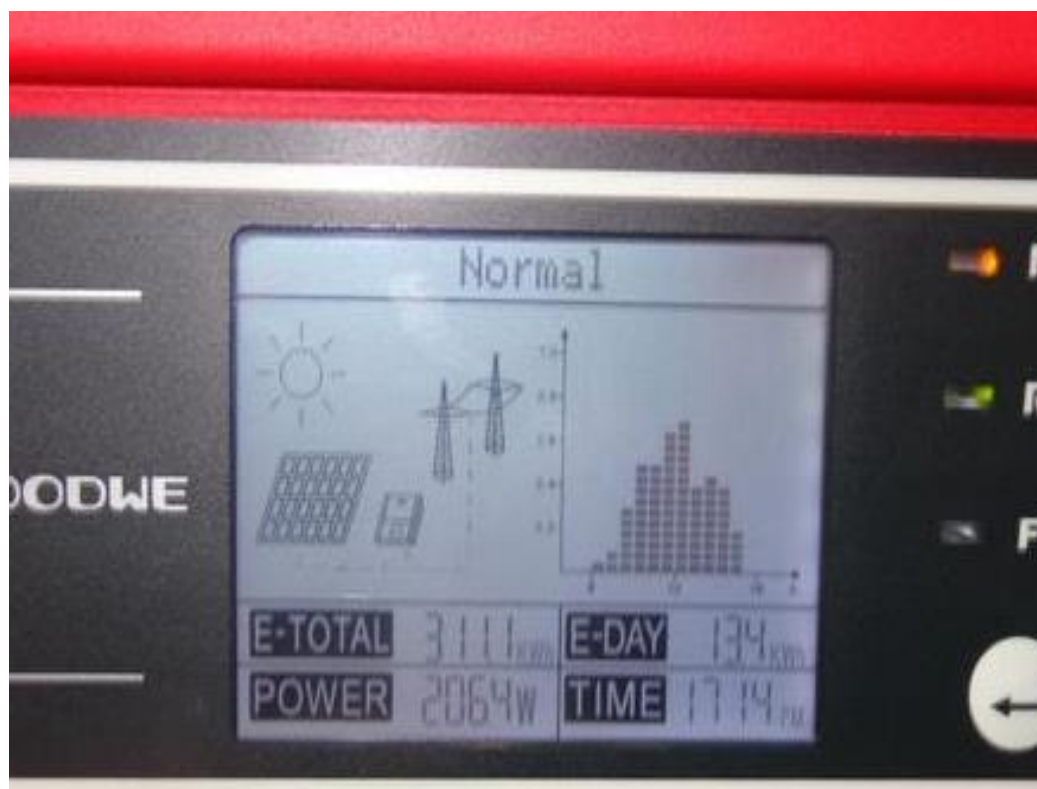


Figura 4. 6 Toma de parámetros del Inversor A al mes de la instalación del sistema.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.4.4. Medición del ángulo de inclinación de los paneles.

Como ya se revisó en el capítulo II el ángulo de inclinación óptimo en el lugar de la radiación es de  $4^\circ$ , sin embargo este podía variar de  $0^\circ$  a  $15^\circ$  para la nuestra latitud. Al tener un ángulo de inclinación sobre la superficie de la cubierta se limita a colocar los paneles a este mismo ángulo.



Figura 4. 7 Inclinación de los paneles solares.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### **4.5. PRUEBAS DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO.**

El tablero de transferencia es el elemento que realiza el cambio de generador cuando este sensa que se presentó algún corte del servicio de energía o la restitución del mismo; para ello se realizaron pruebas previas con el programa del PLC para de esta manera asegurar el correcto funcionamiento del tablero de transferencia.

Adicionalmente se colocaron enclavamientos eléctricos redundantes para que en ningún momento se activen los dos contactores a la vez, dándole de esta manera la fiabilidad que el sistema lo requiere.

Los relés de línea de la red eléctrica son los encargados de sensar el voltaje en las líneas, cuando existe el corte de energía los relés envían una señal al PLC para que arranque el generador, realice la etapa de precalentamiento y 40 segundos después del corte se realice la transferencia quedando con energía el circuito de las oficinas. De la misma manera cuando el servicio de la red eléctrica se restituya, los relés de línea de la red eléctrica sensan nuevamente que existe voltaje en las líneas y envían la señal al PLC, pero espera cinco minutos hasta que la red eléctrica se encuentre estable para realizar nuevamente la transferencia.

En el modo de operación manual del tablero de transferencia el usuario mismo es el que elige la fuente de alimentación a la que quiere estar conectado.



Figura 4. 8 Calibración tiempos para transferencia.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.6. PRUEBAS DEL GRUPO ELECTRÓGENO.

El grupo electrógeno fue adecuado para que pueda realizar el arranque automático o manual desde el tablero de transferencia con la ayuda de una señal dada por el PLC.

Un dato obtenido por el fabricante acerca de la frecuencia es que el grupo electrógeno debe ser ajustado a un valor dependiendo de la carga con la que esté trabajando, en nuestro caso al trabajar a plena carga la frecuencia debe ser ajustada en 62 Hz en vacío.



Figura 4. 9 Ajuste de frecuencia en el grupo electrógeno.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.7. ANÁLISIS DE AHORRO DE ENERGÍA

Mediante la utilización de un analizador de energía marca Fluke serie 1735, se tomó un registro de potencia o carga consumida por la empresa Trace Oilfield durante dos semanas; de las cuales una semana solo se recibió energía de la red de distribución estatal y la otra semana el sistema operó conjuntamente con el generador fotovoltaico. Para ello se realizó el registro en la acometida principal del sistema, logrando obtener el comportamiento que representa la carga de Trace Oilfield visto por el contador o medidor de consumo de la empresa eléctrica.

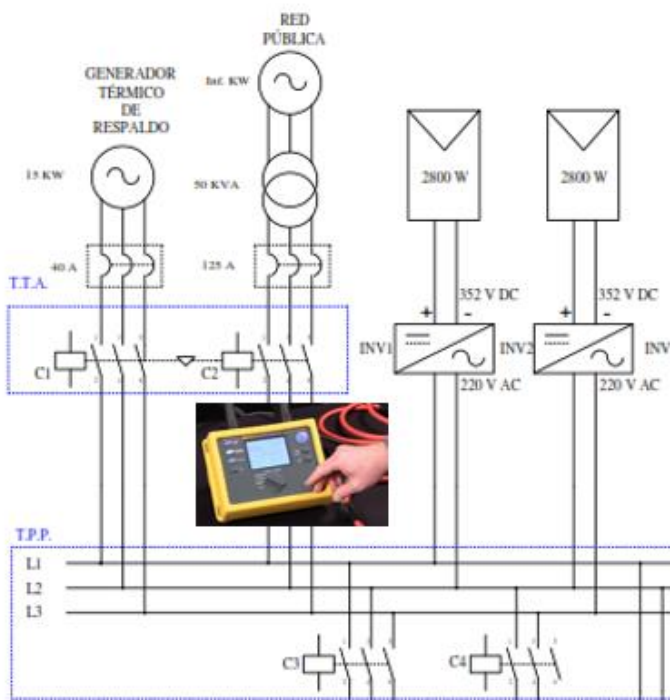


Figura 4. 10 Conexión de fluke para registro de carga consumida por Trace Oilfield

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

De ésta manera se logró obtener curvas diarias y promedio de carga en los días de mayor movimiento como son de lunes a viernes, cuando por la actividad de la empresa la demanda energética será mayor que en los fines de semana, cuando el sesenta por ciento del personal administrativo descansa. De la misma manera se obtuvo las curvas promedio de fines de semana, refiriéndonos por el momento

explícitamente a la semana cuando no se encontraba conectado el generador fotovoltaico.

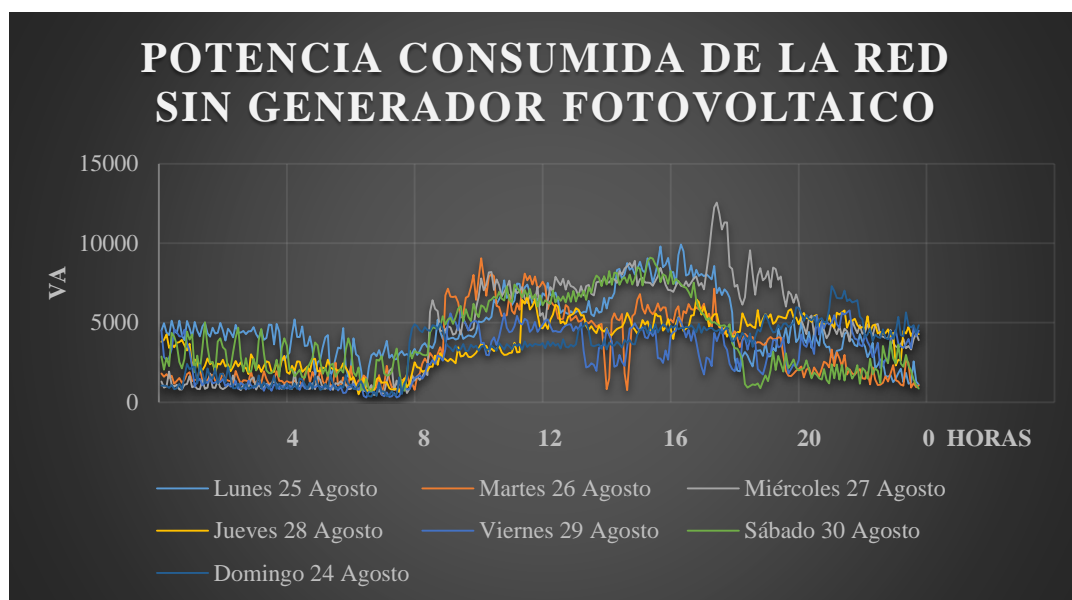


Figura 4. 11 Registro de potencia consumida por Trace Oilfield sin Generador Fotovoltaico.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

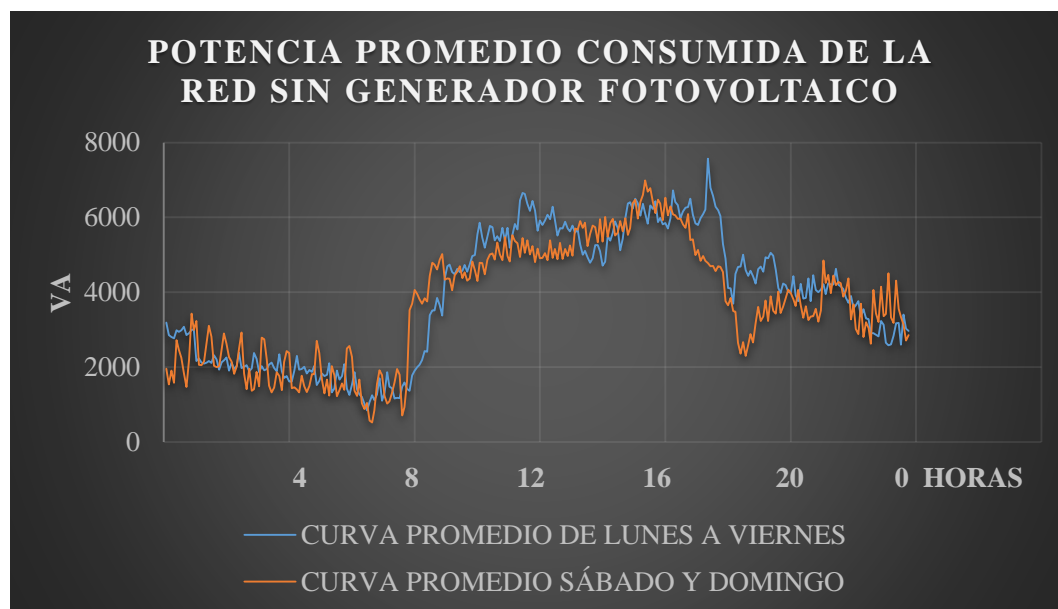


Figura 4. 12 Potencia promedio consumida por Trace Oilfield sin Generador Fotovoltaico.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

De similar manera se adquirió las curvas diarias y promedio generadas una vez conectado el sistema fotovoltaico.

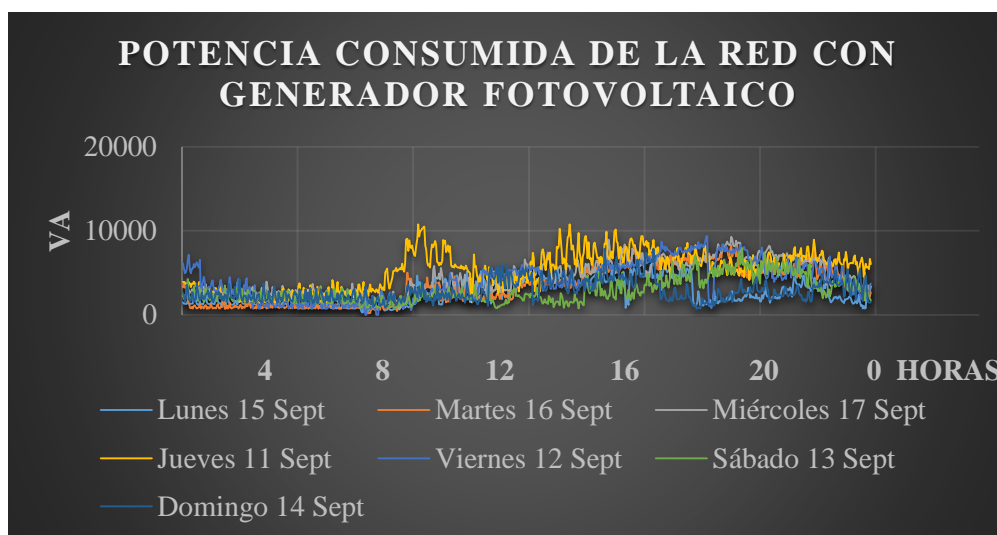


Figura 4. 13 Registro de potencia consumida por Trace Oilfield con Generador Fotovoltaico.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

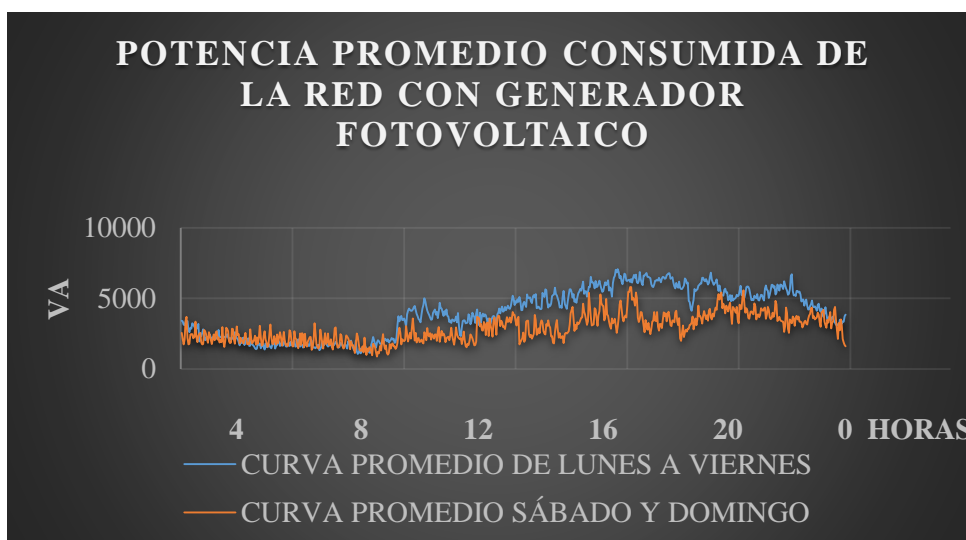


Figura 4. 14 Potencia promedio consumida por Trace Oilfield con Generador Fotovoltaico.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Una vez conocidas las curvas promedio tanto en condiciones de operación sin generador fotovoltaico como cuando el mismo se encuentra conectado y entregando energía, se realizó una comparación y resta de las mismas; con el

objetivo de determinar el ahorro de consumo que provoca la energía fotovoltaica instalada al reducir la demanda de carga percibida por la red pública.



Figura 4. 15 Potencia consumida sin Generador Fotovoltaico vs Potencia consumida con Generador Fotovoltaico – Lunes a Viernes.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



Figura 4. 16 Diferencia de potencias consumidas – Lunes a Viernes.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Una vez generada la curva resultante de la diferencia entre la curva promedio de lunes a viernes sin generación fotovoltaica y la curva promedio de lunes a viernes con generación fotovoltaica, se evidencia que los valores que superan el cero en el eje de las ordenadas representan el ahorro o la energía entregada por

los paneles solares. Mismos valores que se encuentran con alta frecuencia y en proporciones contundentes dentro de las horas de operación del sistema de generación fotovoltaica, es decir durante las horas del día, en el caso particular de la figura 4.16 en el intervalo de 09H00 a 14H00.

Debido a que de lunes a viernes la carga es muy fluctuante y varía mucho de una semana a otra, por características propias de la empresa y su función laboral, la trazabilidad de la curva no es lo suficientemente uniforme. Por otro lado, en el caso de las curvas obtenidas en el fin de semana, dicha trazabilidad es más congruente puesto que la variación en la carga disminuye en estos días; tal como se lo puede observar en la figura 4.18 con un rango de operación en forma de campana de gauss entre las 08H00 y las 18H00, comportamiento típico de un sistema de generación fotovoltaica.



Figura 4. 17 Potencia consumida sin Generador Fotovoltaico vs Potencia consumida con Generador Fotovoltaico – Sábado y Domingo.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.



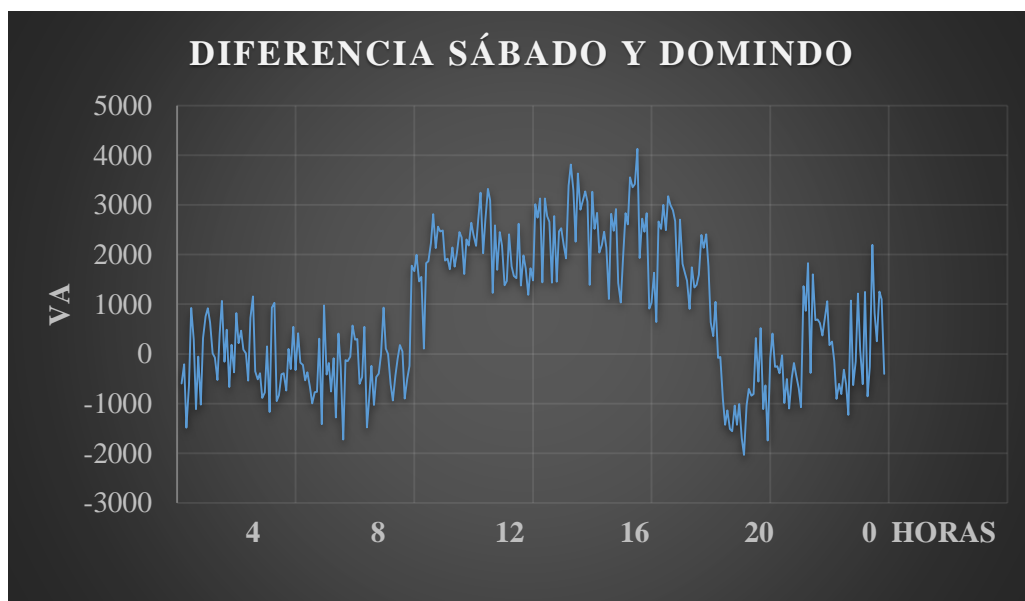


Figura 4. 18 Diferencia de potencias consumidas – Sábado y Domingo.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Las tablas y graficas obtenidas mediante el analizador de energía se encuentran en el **Anexo E**.

En las gráficas arrojadas por el software de fluke también se evidencian los constantes apagones que sufre la empresa por parte de la distribuidora, mismos que causan perdidas económicas significativas ya que implican paralización de las actividades; estas pérdidas han sido disminuidas notablemente como se verá en el tópicó siguiente, gracias a la automatización de la red y el arranque del grupo electrógeno de respaldo **Anexo E-3**.

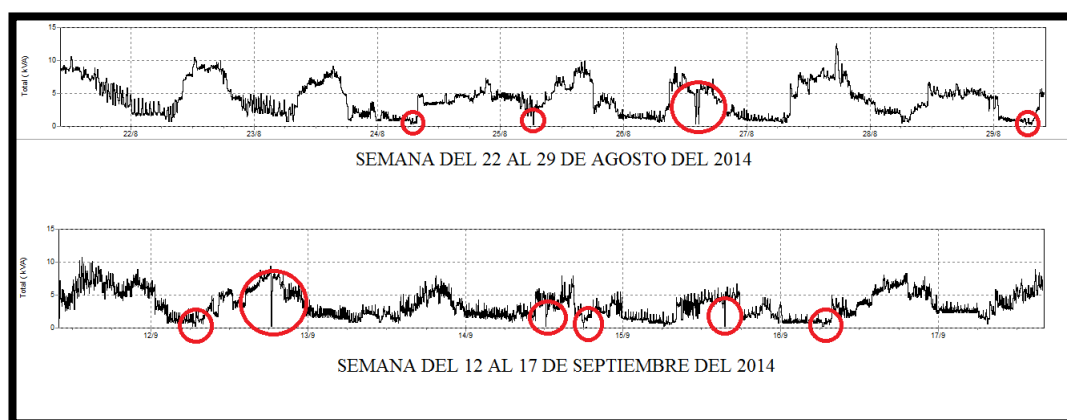


Figura 4. 19 Registro de Apagones

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.8. ANÁLISIS ECONÓMICO.

El análisis económico del proyecto constituye una técnica a través de la cual se determinan los beneficios o pérdidas en los que se puede incurrir al pretender realizar una inversión u otro movimiento en donde uno de sus objetivos es obtener resultados que apoyen la toma de decisiones para los escenarios que se presenten.

Para determinar el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto se utilizará como herramienta de análisis la (Tasa Interna de Retorno) TIR y el (Valor Actual Neto) VAN las que son usadas para evaluar proyectos de forma financiera [27].

Actualmente la empresa Trace Oilfield tiene una carga instalada total de 74 KVA y una demanda máxima facturada de 22 KVA, datos que han sido proporcionados por las planillas de pago de la empresa.

Con la instalación del sistema de generación fotovoltaica se desea disminuir el pago de energía facturada en al menos un 15% de su totalidad, contribuyendo también de esta manera a no contaminar el medio ambiente, con el uso de energías limpias. Según el cálculo realizado en el capítulo II de este documento la energía total producida anualmente es  $E_{ac} = 10792,32 \text{ kwh}$ , y a sabiendas que el costo del kwh es de 11,33 ctvs de dólar para el sector industrial según informe del CONELEC en mayo del presente año, entonces se tiene:

$$Afv_a = E_{ac} * C_{KWh} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

$Afv_a$  = Ahorro anual debido al sistema de generación fotovoltaica.

$E_{ac}$  = Energía generada anualmente.

$C_{KWh}$  = Costo del KWh.

$$E_{ac} = E_{mc} * 12 \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

$E_{mc}$  = Energía generada mensualmente tomada de la lectura de los inversores.

$$E_{ac} = (305,5 + 302,6 + 311,1)Kwh * 12$$

$$E_{ac} = 919,2 Kwh * 12$$

$$Afv_a = 11030,4 * \$0,1133$$

$$Afv_a = \$1249,74 USD$$

Por otra parte, otro de los objetivos de la micro-red es proveer energía eléctrica por medio del generador térmico diésel instalado como respaldo, cuando se presente un corte de servicio eléctrico por parte de la empresa distribuidora, al departamento administrativo quien se encarga de gestionar las actividades financieras, de recursos humanos y de atención al cliente en todo momento.

De esta manera se evita el paro de actividades del personal administrativo hasta la restitución del servicio de energía eléctrica, optimizando el tiempo de los empleados de este departamento y prestando una mejor atención al cliente.

A continuación se detalla una lista del personal administrativo de la empresa para realizar un análisis de la cantidad de dinero que representa para la empresa el paro de las actividades del personal administrativo durante los cortes mensuales de energía eléctrica.

Tabla 4. 8 Tabla de salarios del personal administrativo.

Departamento	Sueldo mensual
<b>Gerencia</b>	3500,00
<b>Superintendencia</b>	2800,00
<b>Supervisor</b>	2000,00
<b>Contabilidad</b>	1800,00
<b>Secretaría</b>	800,00
<b>Seguridad y Medio Ambiente</b>	1700,00
<b>Recursos Humanos</b>	1450,00
<b>Total</b>	14050,00

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

La empresa mensualmente gasta en sueldos de sus trabajadores del departamento administrativo un total de \$14.050; realizando un cálculo de lo que el departamento administrativo percibe cada hora de trabajo se tiene:

$$vh = \frac{smt}{(dl*hl)} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Donde:

vh = valor que la empresa paga al departamento administrativo por hora.

smt = sueldo mensual total del departamento administrativo.

dl = días laborables.

hl = horas laborables.

$$vh = \frac{\$14050,00USD}{(30 * 8)}$$

$$vh = \$58,54USD$$

En el mes se estima que existe un tiempo de corte de energía igual a 5 horas mensuales, con lo que se procede a calcular cuánto es el ahorro de la empresa en esas 5 horas por el paro de actividades de sus trabajadores administrativos al no tener servicio de energía eléctrica.

$$A_{empresa} = vh * \#h \quad \text{Ec. 4.4}$$

Donde:

$A_{empresa}$  = Ahorro de la empresa durante los cortes mensuales de energía.

vh = valor que la empresa paga al departamento administrativo por hora.

#h = número de horas al mes de cortes de energía.

$$A_{empresa} = \$58,54USD * 5$$

$$A_{empresa} = \$292,70USD$$

Realizando un cálculo del ahorro de la empresa en todo el año se multiplica por 12 meses y se tiene que el ahorro anual ( $A_a$ ) de la empresa es:

$$A_a = \$3512,40USD$$

Utilizando el generador 5 horas en el mes se tiene un consumo de combustible igual a 6 galones de diésel mensual, lo que representa un gasto de:

$$G_o = cdm * cgd * 12 \quad \text{Ec. 4.5}$$

Donde:

$G_o$  = Gastos de operación anuales por combustible.

$cdm$  = Consumo en galones de diésel mensual.

$cgd$  = Costo del galón de diésel.

$$G_o = 6 * \$3,00USD * 12$$

$$G_o = \$218,00USD$$

Por otra parte se tiene un costo de mantenimiento preventivo de la microred anual estimado de  $G_m = \$300,00$ .

Una vez calculado los ingresos anuales gracias a la utilización del proyecto y los gastos de operación y mantenimiento, se procede a calcular la utilidad anual del proyecto:

$$Utilidad = Ingresos - Gastos \quad \text{Ec. 4.6}$$

$$Ingresos = A_a + Afv_a \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$Ingresos = \$3512,40USD + \$1249,74USD$$

$$Ingresos = \$4762,14USD$$

$$Gastos = G_o + G_m \quad \text{Ec. 4.8}$$

$$Gastos = \$218,00USD + \$300,00USD$$

$$Gastos = 518,00$$

$$Utilidad = \$4762,14USD - \$518,00USD$$

$$Utilidad = \$4244,14USD$$

A continuación se realiza un detalle de todo el material utilizado en la instalación de la microred.

Tabla 4. 9 Gastos de material de la Micro-red.

Elemento	Unidades	Precio	Total
Paneles solares	30	224,00	6720,00
Inversores	3	802,00	2406,00
Soportes para los paneles, cable eléctrico, material menor	30	40,00	1200,00
Generador térmico	1	9966,49	9966,49
Contactores 75 HP AC1/ 40 HP AC3	2	357,99	715,98
Contactores 35 HP AC1/ 25 HP AC3	2	193,16	386,32
Contactador 40 HP AC1/ 30 HP AC3	1	125,00	125,00
Relés y demás accesorios para tablero de transferencia	1	500,00	500,00
UPS 1,5KVA	1	300,00	300,00
Mano de Obra	2	1500,00	3000,00
Gatos Varios	1	200,00	200,00
		<b>Total</b>	<b>25.519,79</b>

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

#### 4.8.1. Valor actual neto.

Es el valor presente neto de los flujos de caja proyectados para todos los años durante el período de evaluación del proyecto, son las ganancias que puede reportar el proyecto, con un valor positivo si el saldo entre beneficios y gastos va a ser favorable para el proyecto y con un valor negativo en el caso contrario [28].

$$VAN = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{fc_i}{(1+t)^i} \quad \text{Ec 4.9}$$

Donde

$t$  = Tasa de interés (9,33%) [29].

$-K_0$  = Inversión inicial o capital (especificada en el total de la tabla 4.8)

$fc_i$  = Flujo de caja del año o utilidad del proyecto anual (4244,14 USD anuales)

$n$  = número de periodos del proyecto (se toma 15 años como número de periodos ya que el rendimiento del panel es óptimo durante este tiempo).

La tasa de interés a utilizar fue tomada de las tablas de Banco Internacional ya que la empresa tiene un convenio con dicha institución financiera y le prestan créditos corporativos.

#### 4.8.2. Tasa interna de retorno.

Se define como aquella tasa de descuento que reduce a cero el Valor Presente Neto. La TIR representa el porcentaje máximo de ganancia que se aspira obtener, si se ejecuta el proyecto en las mejores condiciones [30]. Analíticamente la TIR se determina como:

$$0 = -k_0 + \sum_{i=1}^n \frac{fc_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ec 4.10}$$

Donde:

$-K_0$  = Inversión o capital (especificada en el total de la tabla 4.8)

$fc_i$  = Flujo de caja del año (4244,14 USD).

$n$  = Número de períodos de utilización del proyecto (15 años).

Para el cálculo de la TIR y el VAN se emplea el valor total de la inversión y los flujos netos de efectivo y se lo obtiene por medio de EXCEL como se indica en la figura con la función TIR y VNA.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data:

Periodo	Flujo de Caja	TIR	VAN
0	-25519,19	14,43%	\$ 8.035,11
1	4244,14		
2	4244,14		
3	4244,14		
4	4244,14		
5	4244,14		
6	4244,14		
7	4244,14		
8	4244,14		
9	4244,14		
10	4244,14		
11	4244,14		
12	4244,14		
13	4244,14		
14	4244,14		
15	4244,14		

Figura 4. 11 Cálculo del TIR y VAN con la ayuda de Excel.

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Una vez analizado económicamente el diseño fotovoltaico propuesto se concluye que en la actualidad el proyecto si es viable, ya que se obtendrá un valor actual neto de \$8035,11USD y una tasa interna de retorno de 14,43%.

Por ende el proyecto si es viable ya que la tasa interna de retorno obtenida del proyecto (14,43%) es mayor a la tasa de interés impuesta por el banco para el financiamiento del proyecto (9,33%).

#### 4.8.3. Tiempo de retorno de capital.



Tabla 4. 10 Análisis de ingresos y gastos del proyecto desde el inicio del proyecto hasta el año 7.

	0	1	2	3	4	5	6	7
<b>INVERSION</b>	-25519,79							
<b>GASTOS MANTENIMIENTO.</b>		-300	-300	-300	-300	-300	-300	-300
<b>GASTOS OPERACIÓN</b>		-218	-218	-218	-218	-218	-218	-218
<b>AHORRO S. FOTOVOLTAICO</b>		1249,74	1249,74	1249,74	1249,74	1249,74	1249,74	1249,74
<b>AHORRO (NO PARO DE ACTIVIDADES)</b>		3512,4	3512,4	3512,4	3512,4	3512,4	3512,4	3512,4
<b>F. FONDOS</b>	-25519,79	4244,14	4244,14	4244,14	4244,14	4244,14	4244,14	4244,14
<b>SALDO</b>		-21275,65	-17031,51	-12787,37	-8543,23	-4299,00	-54,95	4189,19

Elaborado por: Álvarez, G. y Vaca, I.

Como podemos observar en la tabla 4.10 el tiempo de recuperación del capital es de 6 años aproximadamente, por lo cual el proyecto si es factible de realizarse.

## CAPÍTULO V

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES.

- Con el estudio de radiación solar en el sitio se concluye que la irradiancia promedio para la ciudad Francisco de Orellana es de 4,4 KW/(m<sup>2</sup>.día) que son valores aceptables para la instalación de estos proyectos.
- Con la instalación del sistema solar fotovoltaico se tendrá una generación promedio anual de aproximadamente 1200 KWh entregados a la red que representarán un ahorro aproximado de \$1300 por año.
- La implantación del sistema fotovoltaico renovable de energía repercute en la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> en 7,154(tCO<sub>2</sub>/Año) y por tanto la reducción de la contaminación atmosférica, del efecto invernadero y del cambio climático que de él se deriva.
- La automatización del arranque del generador térmico diésel permite que la microred preste mayores beneficios debido a que se garantiza disponibilidad de energía eléctrica las 24 horas del día.
- Se realizó una inspección técnica por parte de CNEL Sucumbíos EP, con la finalidad de emitir una autorización de conexión a la red; con resultados muy satisfactorios y mostrándose gran interés por parte de la empresa pública, catalogando al proyecto de referente en la región y con proyección a ser publicado en la revista institucional para promover el uso de energías renovables.

#### 5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar mantenimiento preventivo tanto al generador diésel como al sistema solar fotovoltaico tal y como se indica en el manual del usuario.

- Se recomienda a futuro realizar la adquisición de un grupo electrógeno de mayor capacidad que abastezca a todo el campamento y no solo al departamento administrativo de la empresa.
- Se recomienda revisar periódicamente el nivel de combustible del generador térmico para mantener un nivel aceptable siempre que entre a funcionamiento.
- La creación de facilidades en los institutos educativos para poder alcanzar un contacto directo con los productores de tecnologías renovables para de esta manera fomentar en el país el uso de las mismas y contribuir de esta manera con el medio ambiente, es de suma importancia para poder abaratar costos en la realización de estos proyectos.
- Es recomendable que las empresas distribuidoras creen una normativa en nuestro país para el diseño, construcción y funcionamiento de sistemas de energía renovable ya que esto aplacaría en parte la falta de información bibliográfica que se tiene respecto a las Micro-redes.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Camargo y A. Dallos, «Evaluación del potencial de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos en las edificaciones y zonas endurecidas de la Sede Central de la Universidad Industrial de Santande,» Bucaramanga, 2011, pp. 23-27.
- [2] G. Simoes, «A RISC-microcontroller based photovoltaic system for illumination,» de *Applied Power Electronics Conference and Exposition*, vol. 2, 2000, pp. 1151-1156.
- [3] «Sitio Solar,» [En línea]. Available: <http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm..> [Último acceso: 10 Mayo 2014].
- [4] M. Sánchez, *Energía Solar Fotovoltaica*, Primera ed., Mexico, D.F.: Limusa, 2008, pp. 80-84.
- [5] F. Nuñez, «ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1MW CON CONEXIÓN A LA RED DE M.T. EN LA ESPOCH,» Riobamba, 2013, pp. 80-85.
- [6] C. Muñoz, «Energía Solar Fotovoltaica,» [En línea]. Available: <http://www.ingenieroambiental.com/2020/ENERGIA%20SOLAR%20FOTOVOLTAICA.doc>. [Último acceso: 15 Mayo 2014].
- [7] M. Cervantes, «INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS,» [En línea]. Available: <https://electricidad11.wikispaces.com>. [Último acceso: 15 Mayo 2014].
- [8] «Energía Solar Fotovoltaica,» [En línea]. Available: <http://www.biodisol.com/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica/>. [Último acceso: 15 Mayo 2014].
- [9] M. A. Abella, «Sistemas Fotovoltaicos,» de *Introducción al diseño y dimensionado*, Madrid, SAPT, 2001, pp. 39-57.
- [10] E. Martínez, «Manual de grupos electrógenos diesel,» Cuarta ed., Cuarta Edición. Barsa, p. 6.
- [11] C. O'neal, «Diesel Engine 295 Manual Parts List,» Fuzhou Works. First Edicion, p. 45.
- [12] M. Á. Muñoz, «Sistema eléctrico motores diesel 2011-2013,» [En línea]. Available: <http://clubensayos.com/Tecnolog%C3%ADa/Sistema-Elctrico-Motores-Diesel/70242.html>.
- [13] «Aficionados a la mecánica. Refrigeración del motor. Sistemas de Refrigeración 2014.,» [En línea]. Available: <http://www.aficionadosalamecanica.com/refrigeracion-motor.htm>.
- [14] «ENDENSA S.A. Los generadores eléctricos 2012,» [En línea]. Available: [http://www.endsaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/v.-funcionamiento-basico-de-generadores](http://www.endsaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/v.-funcionamiento-basico-de-generadores).
- [15] CATERPILLAR, Dimensionamiento de los motores y generadores en aplicaciones de energía

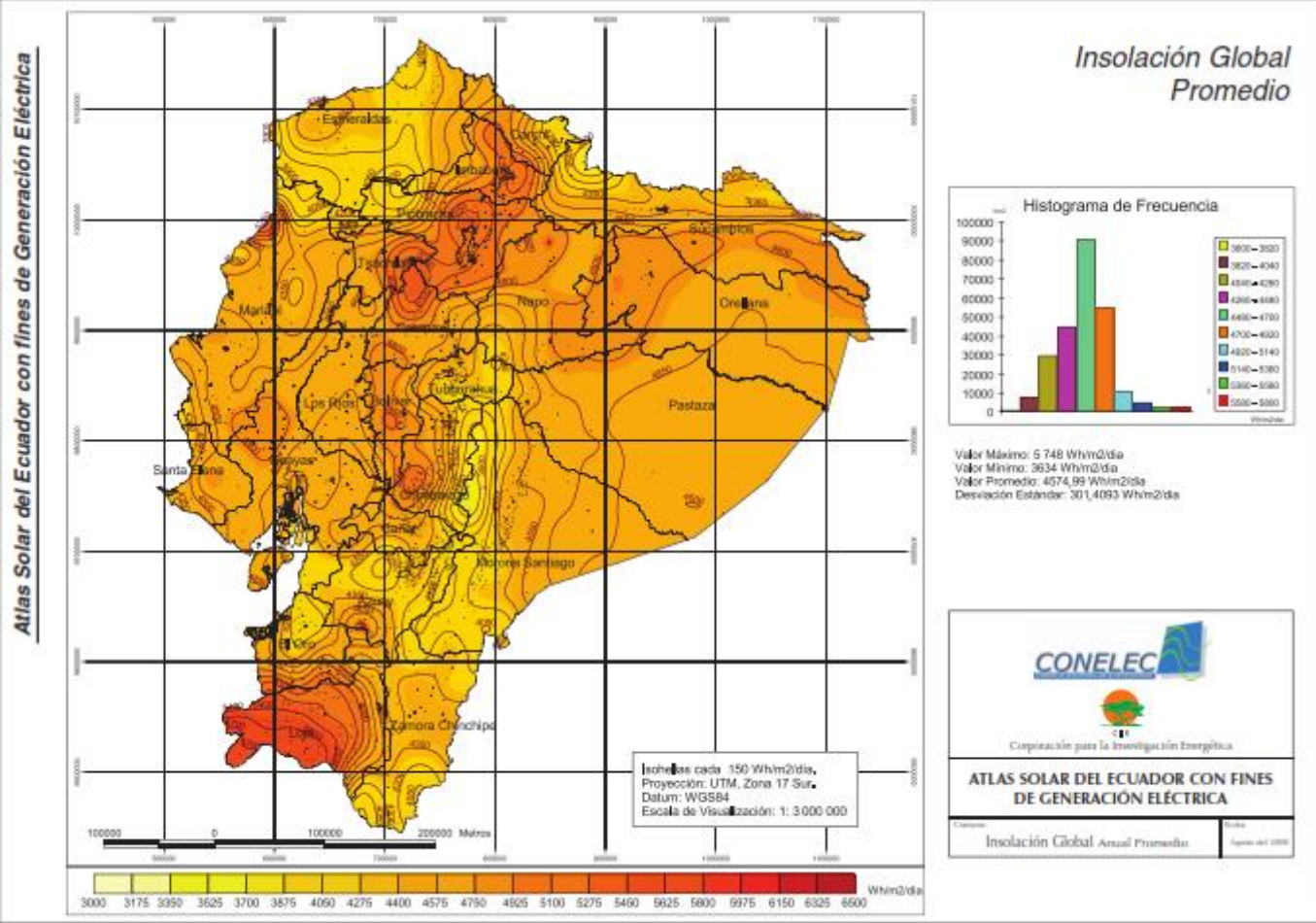
eléctrica, 2005.

- [16] A. Sánchez, Operación y control de Microredes, 2007.
- [17] R. Lasseter y P. Piagi, Extended Microred Using (DER) Distributed Energy Resources. Power Engineering Society General Meeting, IEEE2428 June 2007.
- [18] «ENERGIAS RENOVABLES Y GENERACION ELECTRICA EN CHILE,» de *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*, Santiago de Chile, 2007.
- [19] G. M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, Hoboken: NJ: Wiley., 2004.
- [20] H. Romero, Guía para la evaluación ambiental energías renovables no convencionales, Santiago de Chile, 2006.
- [21] J. R. Leo, «Principios de la energía fotovoltaica.,» 2010. [En línea]. Available: [http://www2.uca.es/grup-invest/instrument\\_electro/Ramiro/docencia\\_archivos/TecnologiaCelulasModulos.PDF](http://www2.uca.es/grup-invest/instrument_electro/Ramiro/docencia_archivos/TecnologiaCelulasModulos.PDF).
- [22] A. J. Rodriguez, «Encapsulación de paneles solares.,» Wordpress, 12 12 2011. [En línea].
- [23] O. Perpiñán, «Energía Solar Fotovoltaica,» *Creative Commons*, 2002.
- [24] T. M. Hill, «Instalaciones Solares Fotovoltaicas,» p. 14, 2010.
- [25] E. Presidente, «Artículo 14 de la Constitución de la República del Ecuador.»
- [26] CENACE, «Factor de emisión de CO2 del sistema nacional interconectado del Ecuador,» Quito, 2011.
- [27] F. Arias, «Todo productos financieros,» 21 12 2013. [En línea]. Available: <http://todoproductosfinancieros.com/tir-calculo-y-concepto/>.
- [28] B. Keythman, «ehowenespanol,» 26 03 2012. [En línea]. Available: [http://www.ehowenespanol.com/calcular-actual-neto-van-como\\_172145/](http://www.ehowenespanol.com/calcular-actual-neto-van-como_172145/).
- [29] B. Internacional, 20 07 2014. [En línea]. Available: <http://www.bancointernacional.com.ec/bcointernacional/Tarifarios/TarifarioGeneral.pdf>.
- [30] Edufinet, «Educación Financiera en la red,» 15 03 2010. [En línea]. Available: [http://www.edufinet.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=613&Itemid=89](http://www.edufinet.com/index.php?option=com_content&task=view&id=613&Itemid=89).

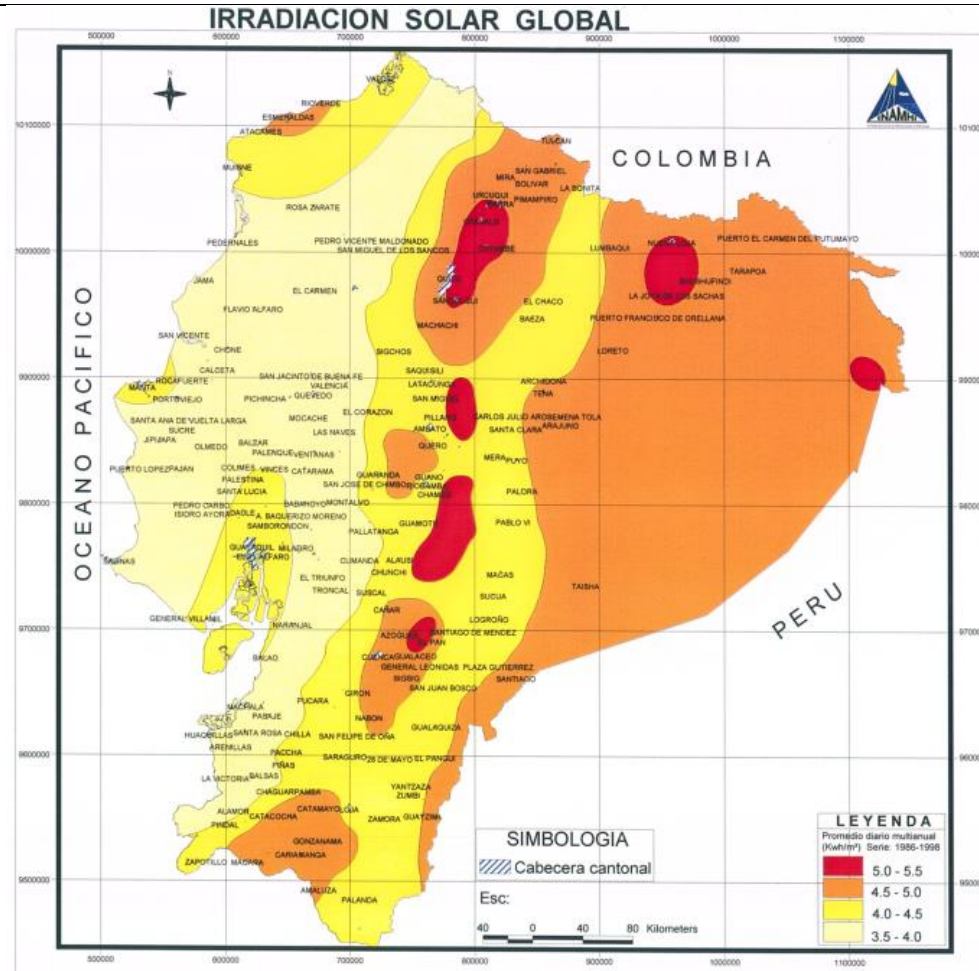
# ANEXOS

# ANEXO A

ESTUDIOS DE RADIACIÓN QUE HAN  
DETERMINADO LA RADIACION SOLAR  
PROMEDIO PARA FRANCISCO DE  
ORELLANA









NASA Surface meteorology and Solar Energy: [RETScreen Data](#)



Latitude **-0.412** / Longitude **-76.991** was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	-0.412
Longitude	°E	-76.991
Elevation	m	565
Heating design temperature	°C	19.13
Cooling design temperature	°C	31.74
Earth temperature amplitude	°C	9.78
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d
January	24.8	66.8%	4.24	94.8	1.4	25.1	0	459
February	24.7	68.0%	3.98	94.8	1.4	25.1	0	415
March	25.3	64.8%	3.76	94.8	1.4	25.7	0	472
April	25.2	63.2%	3.86	94.8	1.5	25.7	0	453
May	25.4	56.8%	3.80	94.9	1.7	25.9	0	474
June	25.1	52.5%	3.59	95.0	2.0	25.4	0	450
July	25.1	45.2%	3.77	95.0	2.1	25.3	0	465
August	26.0	40.0%	4.17	95.0	2.0	26.3	0	493
September	27.0	40.1%	4.53	94.9	1.8	27.4	0	506
October	27.3	44.1%	4.62	94.8	1.6	27.9	0	532
November	26.0	57.0%	4.41	94.7	1.5	26.7	0	479
December	25.0	65.9%	4.24	94.8	1.5	25.4	0	465
<b>Annual</b>	25.6	55.4%	4.08	94.8	1.7	26.0	0	5663

TABLA A2. IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y PROMEDIO PARA VARIOS SITIOS DEL ECUADOR

Valores en kWh/m<sup>2</sup>. día

SITIO	Latitud	Longitud	ELEVACION	AÑOS LECTURAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
Santa Rosa	3.43 S	79.97 W		1	2.77	3.04	3.77	4.03	3.69	2.94	3.13	3.06	2.85	2.79	2.64	3.46	3.18
Tulcan	0.82 S	77.7 W		21	4.01	4.05	3.92	3.78	4.04	3.93	4.06	4.21	4.15	4.06	3.96	3.65	3.98
Tulcan					0.62	0.4	0.38	0.32	0.31	0.38	0.28	0.31	0.45	0.28	0.26	0.4	0.19
Pedernales	0.07 s	80.07 w		1	5.02	5.8	6.41	6	5.65	5.39	4.68	4.82	5.06	4.98	4.7	4.62	5.36
Riobamba	1.67 s	78.63 w		1	4.53	3.45	6.51	6.7	6.09	4.24	5.12	5	3.98	4.96		4.69	
Ambato	1.28 S	78.63 W	2540	18	4.64	4.56	4.56	4.42	4.39	3.97	4.28	4.5	4.5	4.97	5	4.81	4.55
Baños	1.4 S	78.42 W	843	9	4.25	4.28	3.94	4.11	4.08	3.61	3.89	4.11	4.19	4.75	4.69	4.5	4.2
Babahoyo (I. Maria)	1.82 S	79.55 W	7	18	3.67	3.97	4.36	4.31	3.81	3.25	3.39	3.69	3.78	3.72	3.69	3.72	3.78
Bahia De Caraquez	0.6 S	80.38 W	3	3	3.83	4.14	4.67	4.53	4.14	3.31	3.64	3.94	3.89	3.92	4.06	4.17	4.02
Boyaca	0.57 S	80.18 W	30	2	3.33	3.36	4.36	3.83	3.67	3.31	3.56	3.94	3.81	4.11	3.94	3.83	3.75
Bucay	2.17 S	79.27 W	317	9	3.22	3.39	3.75	3.5	3.31	2.86	3.28	3.5	3.28	3.42	3.39	3.42	3.36
Cañar	2.62 S	78.93 W	3104	2	4.47	4.28	4.36	4.28	4.56	4.31	4.92	4.89	4.58	4.78	4.83	4.75	4.58
Camposano	1.58 S	80.4 W	120	2	3.56	3.86	4.36	4.31	4.19	3.53	4.28	4.11	4.28	4.64	4.39	3.89	4.12
Cariamanga	4.32 S	79.57 W	1950	2	4.28	4.22	4.36	4.33	4.64	4.81	5.08	5.39	4.67	5.75	5.33	4.64	4.79
Charles Darwin	0.73 S	90.3 W	6	2	4.69	5.03	5.39	5.5	4.53	4.19	3.64	3.53	3.69	4.14	4.36	4.17	4.41
Coca	0.45 S	76.98 W	200	3	3.83	4.53	3.53	4.14	4.14	3.39	3.83	3.83	3.78	4.33	4.25	4.56	4.01
Cotopaxi	0.62 S	78.57 W	3560	2	4.31	4.25	3.94	3.64	3.75	3.86	4.14	4.64	4	4.44	4.56	4.17	4.14
Cuenca-Ricaurte	2.85 S	78.95 W	2562	6	4.58	4.58	4.56	4.28	4.25	3.92	4.22	4.39	4.39	4.78	5.06	4.97	4.5
El Puyo	1.58 S	77.9 W	950	14	3.56	3.56	3.64	3.53	3.69	3.44	3.69	4	4	4.33	4.28	3.89	3.8
Flavio Alfaro	0.4 S	79.6 W	150	1	3.17	3.56	4.06	3.53	3.64	3.31	2.94	3.03	3.28	3.81	3.83	3.75	3.49
Guayaquil	2.2 S	79.88 W	6	9	4	4.17	4.67	4.58	4.56	3.86	4.17	4.5	4.67	4.56	4.31	4.44	4.37
Hacienda Sangay	1.7 S	77.9 W	970	9	3.47	3.47	3.75	3.61	3.69	3.44	3.61	4	4	4.25	4.08	3.81	3.77

**Referencia:** University Of Massachusetts Lowell Photovoltaic Program. <http://energy.caeds.eng.uml.edu/fpdb/irrddata.asp>. Hasta 25 años de mediciones en algunos sitios. Más confiable.

# ANEXO B

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DATOS  
ADICIONALES DEL PIRANÓMETRO APOGEE  
SP-214

## SENSOR MODELS

Apogee model SP-214 pyranometer covered in this manual is an amplified version that provides a current output. Un-amplified models, which are self-powered and provide millivolt signals, along with amplified models that provide a larger voltage output are also available; see manuals for SP-110/SP-230 and SP-212/SP-215 pyranometers, respectively.



Sensor model number, serial number, production date, and calibration factor are located near the pigtail leads on the sensor cable.

Located approximately 50 cm from the sensor head is a casing that houses the 4-20 mA transmitter. Separating the case from the sensor head will disconnect the pyranometer.



## SPECIFICATIONS

**Power Supply:** 5-36 V DC with a maximum current drain 22 mA (2 mA quiescent current drain)

**Sensitivity:** 0.013 mA per  $W m^{-2}$

**Calibration Factor:** 78  $W m^{-2}$  per mA (reciprocal of sensitivity) with an offset of 4.0 mA

**Calibration Uncertainty:**  $\pm 5\%$  (see Calibration Traceability below)

**Measurement Repeatability:**  $< 1\%$

**Non-stability (Long-term Drift):**  $< 2\%$  per year

**Non-linearity:**  $< 1\%$  (up to  $1250 W m^{-2}$ ; maximum radiation measurement is  $1250 W m^{-2}$ )

**Response Time:**  $< 1 ms$

**Field of View:**  $180^\circ$

**Spectral Range:** 360 nm to 1120 nm (wavelengths where response is 10 % of maximum; see Spectral Response below)

**Directional (Cosine) Response:**  $\pm 5\%$  at  $75^\circ$  zenith angle (see Cosine Response below)

**Temperature Response:**  $-0.04 \pm 0.04\%$  per C (see Temperature Response below)

**Operating Environment:** -40 to 70 C

0 to 100 % relative humidity

Can be submerged in water up to depths of 30 m

**Dimensions:** 2.4 cm diameter and 2.8 cm height

**Mass:** 140 g (with 5 m of lead wire)

**Cable:** 5 m of shielded, twisted-pair wire.

Additional cable available in multiples of 5 m

Santoprene rubber jacket

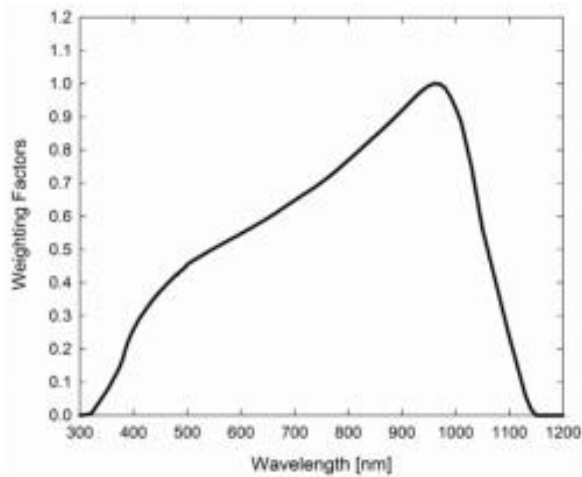
Pigtail lead wires

### Calibration Traceability:

Apogee Instruments SP series pyranometers are calibrated through side-by-side comparison to the mean of four Apogee model SP-110 transfer standard pyranometers (shortwave radiation reference) under high intensity discharge metal halide lamps. The transfer standard pyranometers are calibrated through side-by-side comparison to the mean of at least two ISO-classified reference pyranometers under sunlight (clear sky conditions) in Logan, Utah. Each of four ISO-classified reference pyranometers are recalibrated on an alternating year schedule (two instruments each year) at the National Renewable Energy Laboratory

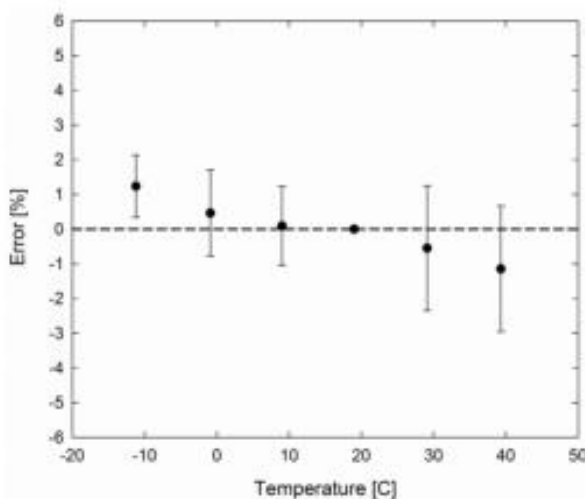
(NREL) in Golden, Colorado. NREL reference standards are calibrated to the World Radiometric Reference (WRR) in Davos, Switzerland.

#### Spectral Response:



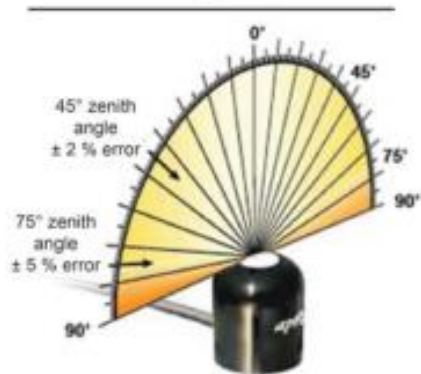
Spectral response estimate of Apogee silicon-cell pyranometers. Spectral response was estimated by multiplying the spectral response of the photodiode, diffuser, and adhesive. Spectral response measurements of diffuser and adhesive were made with a spectrometer, and spectral response data for the photodiode were obtained from the manufacturer.

#### Temperature response:

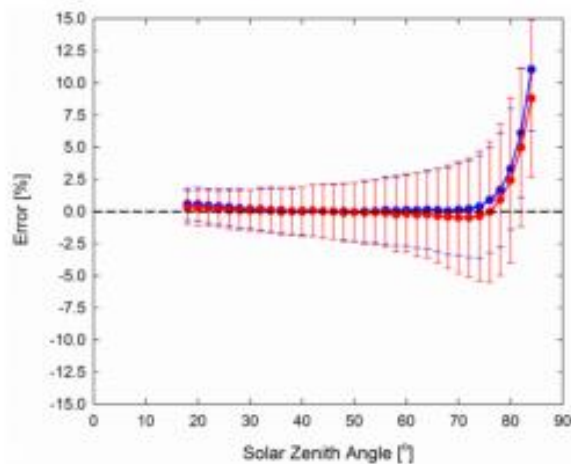


Mean temperature response of ten Apogee silicon-cell pyranometers (**error bars represent two standard deviations above and below mean**).

Temperature response measurements were made at 10 C intervals across a temperature range of approximately -10 to 40 C in a temperature controlled chamber under a fixed, broad spectrum, electric lamp. At each temperature set point, a spectroradiometer was used to measure light intensity from the lamp and all pyranometers were compared to the spectroradiometer. The spectroradiometer was mounted external to the temperature control chamber and remained at room temperature during the experiment.

**Cosine Response:****Cosine Response of Apogee  
SP Series Pyranometers**

Directional, or cosine, response is defined as the measurement error at a specific angle of radiation incidence. Error for Apogee silicon-cell pyranometers is approximately  $\pm 2\%$  and  $\pm 5\%$  at solar zenith angles of 45° and 75°, respectively.



Mean cosine response of eleven Apogee silicon-cell pyranometers (**error bars represent two standard deviations above and below mean**). Cosine response measurements were made during broadband outdoor radiometer calibrations (BORCAL) performed during two different years at the National Renewable Energy Laboratory (NREL) in Golden, Colorado. Cosine response was calculated as the relative difference of pyranometer sensitivity at each solar zenith angle to sensitivity at 45° solar zenith angle. The blue symbols are AM measurements, the red symbols are PM measurements.



## OPERATION AND MEASUREMENT

Connect the sensor to a measurement device (meter, datalogger, controller) capable of measuring or displaying or recording a 4-20 mA signal. In order to maximize measurement resolution and signal-to-noise ratio, the input range of the measurement device should closely match the output range of the pyranometer. **DO NOT connect the sensor to a power source greater than 36 V DC.**



Apogee SP-214 model has a standard calibration factor of exactly:

**78 W m<sup>-2</sup> per mA with a 4.0 mA offset**

Multiply this calibration factor by the difference of the measured mA signal and the 4.0 mA offset to convert sensor output to total shortwave radiation in units of W m<sup>-2</sup>:

**Calibration Factor (78 W m<sup>-2</sup> per mA) \* [Sensor Output Signal (mA) – Offset (4.0 mA)] = Shortwave Radiation (W m<sup>-2</sup>)**

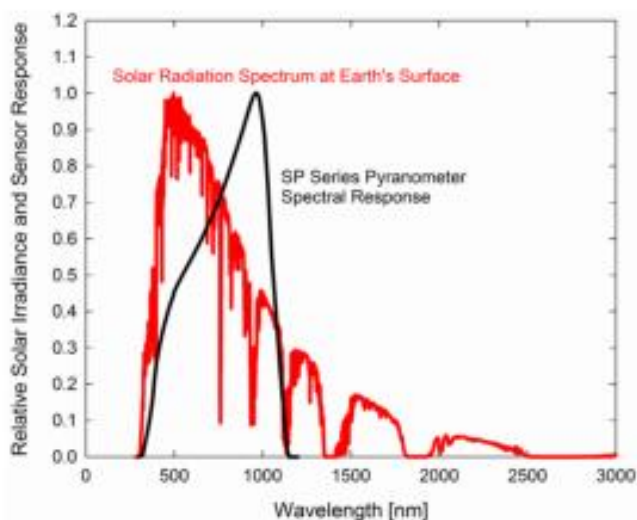
$$78 \quad * \quad (16.8 - 4) \quad = \quad 1000$$



Example of total shortwave radiation measurement with an Apogee SP-214 pyranometer. Full sunlight yields total shortwave radiation on a horizontal plane at the Earth's surface of approximately 1000 W m<sup>-2</sup>. This yields an output signal of 16.82 mA. The signal is converted to shortwave radiation by subtracting the 4.0 mA offset and then multiplying by the calibration factor of 78 W m<sup>-2</sup> per mA.

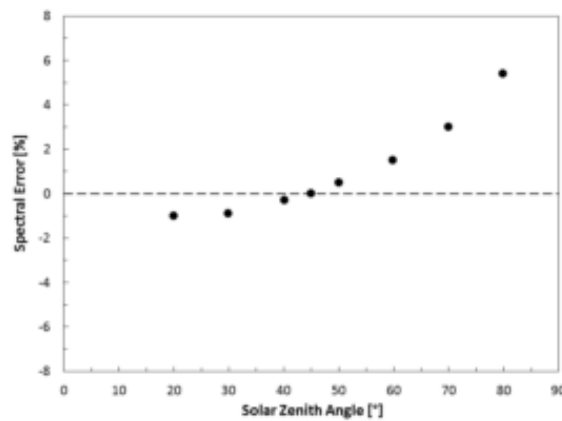
**Spectral Errors for Measurements with Silicon-cell Pyranometers:**

Apogee SP series pyranometers are calibrated under electric lamps in a calibration laboratory. The calibration procedure simulates calibration under clear sky conditions at a solar zenith angle of approximately 45°. However, due to the limited spectral sensitivity of silicon-cell pyranometers compared to the solar radiation spectrum (see graph below), spectral errors occur when measurements are made in conditions that differ from conditions the sensor was calibrated under (e.g., the solar spectrum differs in clear sky and cloudy conditions, thus measurements in cloudy conditions result in spectral error because sensors are calibrated in clear sky conditions).

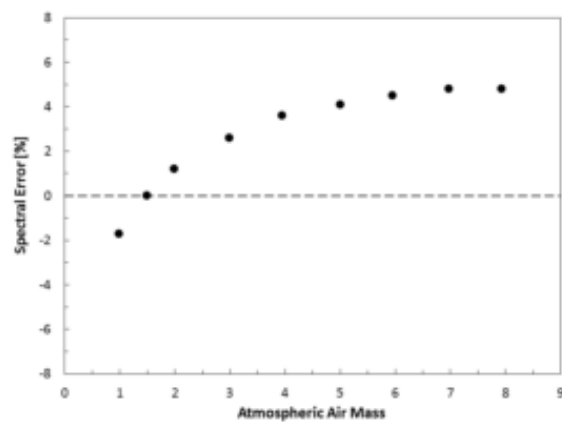


Spectral response of Apogee silicon-cell pyranometers compared to solar radiation spectrum at Earth's surface. Silicon-cell pyranometers, such as Apogee SP series, are only sensitive to the wavelength range of approximately 350-1100 nm, and are not equally sensitive to all wavelengths within this range. As a result, when the spectral content of solar radiation is significantly different than the spectrum silicon-cell pyranometers were calibrated to, spectral errors result.

Silicon-cell pyranometers can still be used to measure shortwave radiation in conditions other than clear sky or from radiation sources other than incoming sunlight, but spectral errors occur when measuring radiation with silicon-cell pyranometers in these conditions. The graphs below show spectral error estimates for Apogee silicon-cell pyranometers at varying solar zenith angles and varying atmospheric air mass. The diffuser is optimized to minimize directional errors, thus the cosine response graph in the Specifications section shows the actual directional errors in practice (which includes contributions from the spectral shift that occurs as solar zenith angle and atmospheric air mass change with time of day and time of year). The table below provides spectral error estimates for shortwave radiation measurements from shortwave radiation sources other than clear sky solar radiation.



Spectral error for Apogee SP series pyranometers as a function of solar zenith angle, assuming calibration at a zenith angle of 45°.



Spectral error for Apogee SP series pyranometers as a function of atmospheric air mass, assuming calibration at an air mass of 1.5.

Spectral Errors for Shortwave Radiation Measurements with Apogee SP Series Pyranometers

Radiation Source (Error Calculated Relative to Sun, Clear Sky)	Error (%)
Sun (Clear Sky)	0.0
Sun (Cloudy Sky)	9.6
Reflected from Grass Canopy	14.6
Reflected from Deciduous Canopy	16.0
Reflected from Conifer Canopy	19.2
Reflected from Agricultural Soil	-12.1
Reflected from Forest Soil	-4.1
Reflected from Desert Soil	3.0
Reflected from Water	6.6
Reflected from Ice	0.3
Reflected from Snow	13.7



721 West 1800 North  
Logan, UT 84321

### Certificate of Calibration Apogee Instruments Pyranometer Model SP Series

Serial Number : SP-214\_1174  
 Calibration Date : Oct-2013  
 Recommended Recalibration Date : Oct-2015  
 Spectral Range : 360 to 1120 nm  
 Non-stability (Long-term Drift) : < 2 % per year  
 Calibration Uncertainty : ± 5 %

#### Calibration Procedure

Calibration is based on a side-by-side comparison under high intensity discharge metal halide lamps using (4) Apogee transfer standard pyranometers. The Apogee transfer standards are calibrated to a minimum of (2) ISO-classified reference pyranometers under sunlight (clear sky conditions) for an integrated daily total in Logan, Utah. Each of the four ISO-classified reference pyranometers are recalibrated on an alternating year schedule (two instruments per year) at the National Renewable Energy Laboratory (NREL) in Golden, Colorado. NREL reference standards are calibrated to the World Radiometric Reference (WRR) in Davos, Switzerland.

#### Traceability

Instrument (Serial #)	ISO Classification	Calibration Date	Calibration Due Date
Kipp & Zonen CM21 (041269)	Secondary Standard	20-Jun-2013	20-Jun-2015
Kipp & Zonen CM11 (060089)	Secondary Standard	29-Jun-2014	29-Jun-2016
Kipp & Zonen CMP11 (101625)	Secondary Standard	29-Jun-2014	29-Jun-2016
Hukseflux SR20 <sup>1)</sup> (2497)	Secondary Standard	10-Oct-2013	10-Oct-2015
Apogee SP-110 (32783)	Photodiode Transfer Standard	20-Sep-2013	20-Sep-2014
Apogee SP-110 (32784)	Photodiode Transfer Standard	20-Sep-2013	20-Sep-2014
Apogee SP-110 (32785)	Photodiode Transfer Standard	20-Sep-2013	20-Sep-2014
Apogee SP-110 (32786)	Photodiode Transfer Standard	20-Sep-2013	20-Sep-2014

(1) SR20 purchased new in Jan-2014. Initial calibration conducted by Hukseflux.

Calibration Technician : Schugler Smith Date : 10/17/2013

Please keep this document for your records

# ANEXO C

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DATOS  
ADICIONALES DE LOS EQUIPOS DEL  
SISTEMA FOTOVOLTAICO

**Polycrystalline Solar Panels 5- 285W**

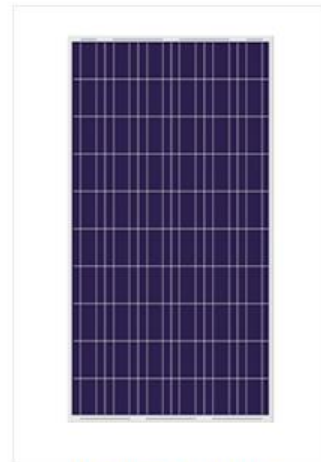
YHM series of high-efficiency solar modules (5-285W) are made of the import / domestic, polycrystalline silicon solar cells in series or in parallel, sealed with high transparency low iron tempered glass, anti-aging EVA , high insulation TPT, with the anodizing (or plating finish) high-quality aluminum alloy frame around.



YHP-205-27P Solar Panel



YHP-28-280W Solar Panel



YH-P230-27P Solar Panel

**● Features:**

1. High conversion efficiency based on leading innovative photovoltaic technologies;
2. High stability with guaranteed  $\pm 3\%$  power output tolerance, ensuring return on investment;
3. Beautiful appearance;
4. Sealed with high transparency low iron tempered glass, anti-aging EVA , high insulation TPT, with the anodizing (or plating finish);
5. Withstands high wind-pressure and snow load;
6. Easy to install.

**● Quality and Safety:**

1. 25-year power output warranty with China Pacific Property Insurance Co., Ltd;
2. Rigorous quality control meeting the highest international standards;
3. ISO9001:2008(Quality Management System)certified factories manufacturing world-class products;
4. Products meet international standards and through professional testing and certification authority (SGS, UL, CE, TÜV).

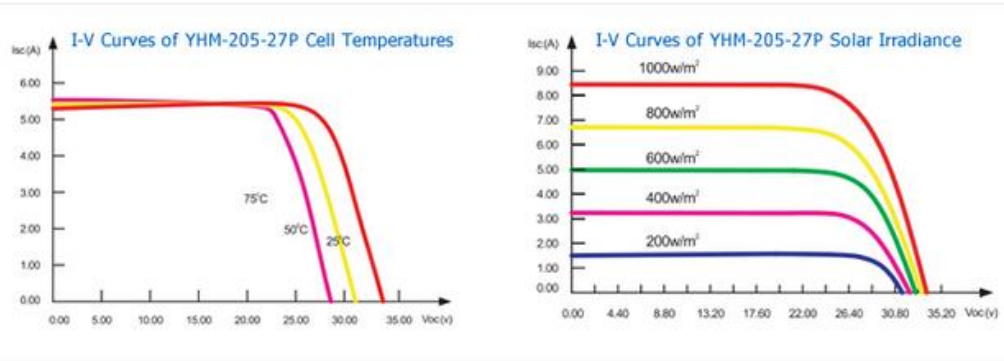
**● Recommended Applications:**

1. On-grid utility systems;
2. On-grid commercial systems;
3. Off-grid ground mounted systems;
4. Our products are widely used in solar lighting, lamps, household electricity, traffic, communication, meteorological, building and photovoltaic power plants and other fields.

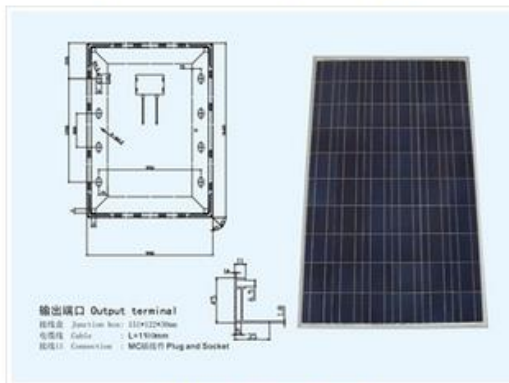
● Technical parameters:

Types	Standard Power (W)	Peak value Voltage (V)	Peak value Current (A)	Open Voltage (V)	Short Current (A)	Solar Cell quantity (pcs)	Modules Size (mm)	Weight (kg)
YHM285-36P	285	35.3	8.07	42.7	8.99	12*6	1950×990×50	≈23
YHM280-36P	280	35.2	7.95	44.8	8.33	12*6		
YHM240-30P	240	29.4	8.16	35.4	8.8	10*6	1640×990×50	≈21
YHM230-27P	230	28.5	8.06	34.2	8.5	10*6		
YHM215-27P	215	27	7.96	33.7	8.35	9*6	1482×990×50	≈18.5
YHM210-27P	210	26.4	7.95	33.6	8.33	9*6		
YHM205-27P	205	26.3	7.79	33.6	8.24	9*6		
YHM140-18P	140	17.3	8.09	21.3	8.73	9*4	1480×670×35	≈12
YHM135-18P	135	17.2	7.85	21.2	8.49	9*4		
YHM70-18P	70	17.3	4.05	21.3	4.37	9*4	760×670×35	≈6.4
YHM28-18P	28	17.3	1.62	21.2	1.75	18*2	635×340×25	≈3.2
YHM24-18P	24	17.3	1.39	20.9	1.5	18*2	540×340×25	≈2.5
YHM20-18P	20	17.6	1.13	21	1.25	18*2	475×340×25	≈2.5
YHM14-18P	14	17.7	0.79	21.35	0.85	18*2	355×340×25	≈1.85
YHM10-18P	10	17.5	0.57	21	0.62	18*2	275×340×18	≈1.5
YHM5-18P	5	17.3	0.29	21.2	0.31	18*2	195×275×15	≈0.85
Insulating property: ≥100 MW				Intensity of withstand wind: ≥120 km/h				
Withstand voltage: AC2000V/DC3000V System voltage: DC1000V				Impact strength: Hail blow-test (225g hail blow-test from one meter height)				
Test condition: AM1.5, 1000W/m <sup>2</sup> K, 25°C				Output power error: ±5%				
Voltage temperature coefficient: -(78±10)mV/k				Current temperature coefficient: -(0.08±0.01)%/k				
Power temperature coefficient: -(0.5±0.05)%/k				NOCT: 45±2°C				

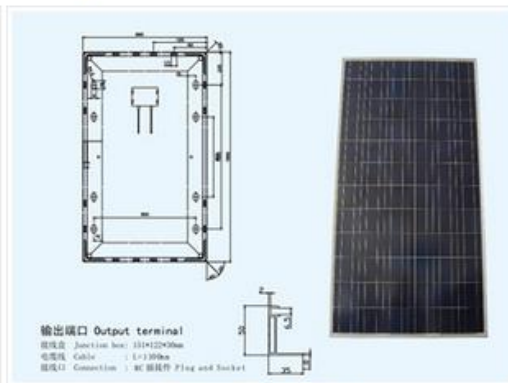
● I-V Curves:



The solar panels of commonly used High-power - Glass encapsulated



YHM240-30P Solar Panel



YHM280-36P Solar Panel



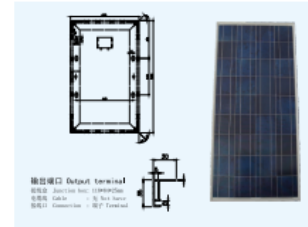
<http://www.yuhuisolar.com> <http://www.linklightsolar.com>

宇辉能源, 光亮无限 LinkLight energy. Shining infinite

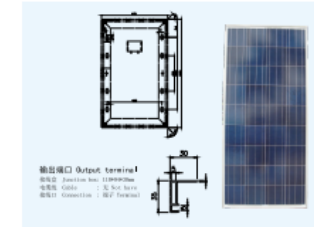
常用大功率---钢化玻璃封装太阳能板  
Common high-power-Tempered glass encapsulated solar panel

常用大功率---钢化玻璃封装太阳能板  
Common high-power-Tempered glass encapsulated solar panel

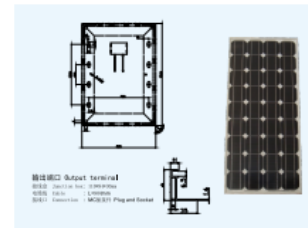
参数 Parameters 型号 Types	电气性能 Electric Performance Parameters						组件尺寸 (mm) L x W x H Modules Size	重量(kg) Weight
	标称功率 [W] Nominal Power	峰值电压 [V] Peak power Voltage	峰值电流 [A] Peak power Current	开路电压 [V] Open-circuit Voltage	短路电流 [A] Short-circuit Current	芯片 片数数量 Solar Cell quantity		
YHM380-48P	380	47.04	8.08	55.60	8.72	12*8	1950 x 1300 x 50(35)	~32
YHM350-48P	350	47.06	7.43	55.66	8.10	12*8		
YHM300-36P	300	35.20	8.50	42.40	9.18	12*6	1950 x 950 x 50(35)	~23
YHM290-36M	290	35.30	8.21	42.70	8.99	12*6		
YHM270-36P	270	35.25	7.65	42.60	8.30	12*6	156*156	Monopoly
YHM250-36M	250	35.10	7.12	42.50	7.83	12*6		
YHM250-30P	250	29.40	8.50	35.10	9.20	10*6	156*156	Crystalline
YHM240-30M	240	29.40	8.16	35.40	8.80	10*6		
YHM230-30P	230	29.10	7.90	35.20	8.70	10*6	1640 x 950 x 40(35)	~19
YHM220-30P	220	29.10	7.56	35.20	8.40	10*6		
YHM210-30M	210	28.80	7.29	35.80	8.30	10*6	156*156	Monopoly
YHM200-30M	200	28.90	6.92	35.80	7.90	10*6		
YHM190-36M	190	35.20	5.40	42.60	5.81	12*6	1580 x 808 x 40(35)	~16
YHM180-36M	180	35.20	5.11	43.00	5.50	12*6		
YHM170-36M	170	34.90	4.87	42.80	5.40	12*6	125*125	Crystalline
YHM160-36M	160	34.90	4.58	42.90	5.10	12*6		
YHM150-36M	150	34.60	4.34	42.70	4.85	12*6	156*156	Monopoly
YHM150-30P	150	29.30	5.12	29.70	5.58	10*6		
YHM150-18M	150	17.30	8.67	21.30	9.45	9*4	1480 x 670 x 35(30)	~12
YHM140-18P	140	17.20	8.13	21.20	8.80	9*4		
YHM130-18M	130	17.30	7.51	21.35	8.19	9*4	156*156	Crystalline
YHM120-18P	120	17.20	6.98	21.20	7.80	9*4		
YHM110-18P	110	17.10	6.40	21.40	7.10	9*4	1260*670*35(30)	



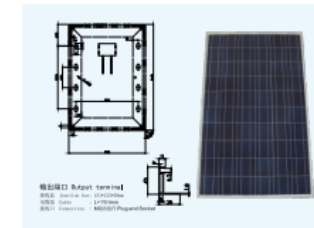
YHM120-18P



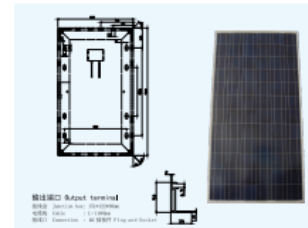
YHM150-18P



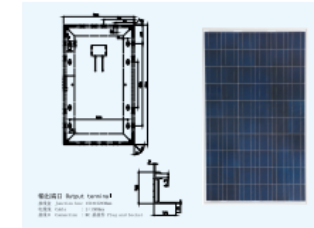
YHM190-36M



YHM240-30P



YHM290-30P



YHM380-48P

**GW3000-SS (Single-MPPT, Single-Phase)****Excellent Performance**

- Maximum Efficiency up to 97.0%
- European Efficiency up to 96.0%
- MPPT Efficiency over 99.5%
- THDi less than 1%

**High Safety and Reliability**

- Up to 10 safety measurements
- DC switch disconnecter
- IP65 anti-dust and water-proof
- 45°C full-load output
- Wide range of MPPT voltage

**Customer-oriented Design**

- User-friendly Large LCD
- Wireless monitoring and communication
- Fanless low-noise design
- 3 selectable appearance colors

**Technical Data GW3000-SS****DC Input Data**

Max. PV-generator power [W]	3200
Max. DC voltage [V]	500
MPPT voltage range [V]	125-450
Turn on DC voltage [V]	125
Max. DC work current [A]	18
Number of inputs/MPP trackers	2/1
DC connector	MC IV Connector
Standby power consumption [W]	5

**AC Output Data**

Nominal AC power [W]	3000
Max. AC power [W]	3000
Max. AC current [A]	15
Nominal output voltage range	According to VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, ENEL, G83/1, AS4777.2/3
AC grid frequency	According to VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, ENEL, G83/1, AS4777.2/3
THDi	<1%
Power factor	-1 (Nominal power)
AC connector	Single phase

**Efficiency**

Max. efficiency	97.0%
European efficiency	96.5%
MPPT adaptation efficiency	>99.5%

**Safety Equipment**

Leakage current monitoring unit	Integrated
DC switch	Optional
Islanding protection	AFD
Grid monitoring	According to VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, CEI 0-21, G83/1, AS4777.2/3

**Normative Reference**

EMC compliance	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4
Safety compliance	According to IEC 62109-1, AS3100

**General Data**

Dimensions (W*H*D) [mm]	330*350*125
Net weight [kg]	13
Housing	For outdoor and indoor
Mounting information	Wall mounting
Operating temperature range	-20-60°C (up 45°C derating)
Relative humidity	0-95%
Site altitude [m]	2000
IP protection class	IP65
Topology	Transformerless
Cooling concept	Natural convection
Noise level [dB]	<25
Display	4" LCD
Communication	USB2.0; RS485 [Wireless(ZigBee) optional]
Standard warranty [years]	5/10/15/20/25(optional)

Technical Data	GW1500-SS	GW2000-SS	GW3000-SS	GW4000-SS	GW4600-SS
<b>DC Input Data</b>					
Max. DC power [W]	1800	2300	3200	4600	5400
Max. DC voltage [V]	450	500	500	580	580
MPPT voltage range [V]	125~450	125~450	125~450	125~550	125~550
Starting voltage [V]	125	125	125	125	125
Max. DC current [A]	12	15	18	20	20
No. of DC connectors	1	1	2	2	2
No. of MPPTs	1	1	1	1	1
DC connector	SUNCLIX / MC4 (optional)			SUNCLIX / MC4 (optional)	
<b>AC Output Data</b>					
Nominal AC power [W]	1500	2000	3000	4000	4600
Max. AC power [W]	1650	2000	3000	4400	5100
Max. AC current [A]	8	10	15	22	25
Nominal AC output	50/60Hz; 230Vac			50/60Hz; 230Vac	
AC output range	45~55Hz/55~65Hz; 180~270Vac			45~55Hz/55~65Hz; 180~270Vac	
THDi	<1%			<1%	
Power factor	0.9 leading~0.9 lagging			0.9 leading~0.9 lagging	
Grid connection	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase
<b>Efficiency</b>					
Max. efficiency	97.0%	97.0%	97.0%	97.8%	97.8%
Euro efficiency	>96%	>96%	>96.5%	>97.4%	>97.4%
MPPT adaptation efficiency	>99.5%	>99.5%	>99.5%	>99.5%	>99.5%
<b>Protection</b>					
Residual current monitoring unit	Integrated			Integrated	
Anti-islanding protection	Integrated			Integrated	
DC switch	Integrated (optional)			Integrated (optional)	
AC over current protection	Integrated			Integrated	
Insulation monitoring	Integrated			Integrated	
<b>Certifications&amp;Standards</b>					
Grid regulation	VDE-AR-N 4105, AS4777.2&3, RD1699, G83/2, IEC62109-2, VDE0126-1-1+A1, EN50438			VDE-AR-N 4105, AS4777.2&3, RD1699, G59/2, IEC62109-2, VDE0126-1-1+A1, EN50438, NRS097-2-1	
Safety	According to IEC62109-1&2, AS3100			According to IEC62109-1&2, AS3100	
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3			EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3	
<b>General Data</b>					
Dimensions (WxHxD)	355*380*134mm			390*417*142mm	
Weight [kg]	12	12	13	18	18
Mounting	Wall bracket			Wall bracket	
Ambient temperature range	-25~60°C (> 45°C derating)			-25~60°C (> 45°C derating)	
Relative humidity	0~95%			0~95%	
Max. operating altitude	2000			2000	
Protection degree	IP65			IP65	
Topology	Transformerless			Transformerless	
Night power consumption [W]	<1			<1	
Cooling	Nature convection			Nature convection	
Noise emission [dB]	<25			<25	
Display	4.0" LCD			4.0" LCD	
Communication	USB2.0; RS485 or WIFI			USB2.0; RS485 or WIFI	
Standard warranty [years]	5/10/15/20/25 (optional)			5/10/15/20/25 (optional)	



**DONGGUAN LINK LIGHT SOLAR ENERGY SCIENCE&TECH CO., LTD.**  
 ADD: Had Industrial area, Nancheng district, Dongguan city,  
 Guangdong Province, P.R.China.  
 TEL.: (86 769)2382887 / FAX: (86 769)2382885  
 Contact person: Dick Wong Email: xshw1@linklightsolar.com Msh: 9886 15924139819

NO: TCL/002-2013 (revised)

## SAMPLE INVOICE

DATE: Aug 5, 2013

Invoice to: TRACEOILFIELD CIA. LTDA.  
 RUC # 180172698001  
 Dr Km 5 Via Lago  
 ORELLANA, ECUADOR

CONTACT PERSON: MARCO RAMIREZ ALVAREZ

Telephone/FAX: 593-6-237-8013 / 593-6-237-8101

ITEM NO.	PRODUCT DESCRIPTION	USD/pc	QUANTITY-pcs	TOTAL USD
280W-1950v990	Polycrystalline solar panels, 280W, serie YHM. Imp(V)-35.2 Imp(A)-7.99 Voc (V)-44.80 Isc(A)-8.33 Solar cells - 12*6	224	30	6,720.00
	Sea Freight charge to Guayaquil, Ecuador	350.00		350.00
Total-USD				7,070.00

Delivery: 20 days after full payment of this invoice is received.

Due 100% in this invoice 7,070.00

Means of delivery: Sea freight to Guayaquil, Ecuador

Bank Details:  
 ACCT Name: SUNLIGHT SOLAR ENERGY TECHNOLOGY CO.,LIMITED  
 ACCT Number: 861-711482-838  
 Bank Name: HSBC Hong Kong  
 Bank Address: 1 QUEEN'S ROAD CENTRAL HONG KONG  
 Swift Code: HSBCCHKHKKH

Confirmed by:

Dongguan Link Light Solar Energy Science &amp; Tech. Co., Ltd.



Invoice No.: CI-GW103130809  
 Invoice Date: 2013-9-4

## Commercial Invoice

<b>Buyer:</b>	TRACEOILFIELD CIA. LTDA.	<b>Seller:</b>	Jiangsu GoodWe Power Supply Technology Co., Ltd		
<b>Address:</b>	KM 5 Via Lago; Province: Orellana, Ecuador	<b>Address:</b>	No.189 Kun Lun Shan Road, Suzhou New District, Jiangsu Province, China.		
<b>Contact:</b>	MARCO RAMIREZ ALVAREZ	<b>Contact:</b>	Louis Lu		
<b>Email:</b>	<a href="mailto:mr Ramirez@traceoilfield.com">mr Ramirez@traceoilfield.com</a>	<b>Email:</b>	<a href="mailto:yu.lu@goodwe.com.cn">yu.lu@goodwe.com.cn</a>		
<b>Tel:</b>	+593-6-237-8013	<b>Tel:</b>	0086 512 6239 7998 Ext 8047		
<b>Cell Phone:</b>	+593-99-558-1155	<b>Cell Phone:</b>	0086 180 131 909 19		
<b>Country of Origin : China</b>					
Inverter Type	Description of Goods	HS CODE IN CHINA	Quantity (unit)	Unit Price (FOB)	Amount
GW3000-SS	PV Inverter	8504403090	3	US\$802,0	US\$2,489,0
EzLogger	Data Logger	8471800000	1	US\$83,0	
Freight Cost (DDU KM 5 Via Lago via DHL Express):					US\$575,0
<b>Total Amount:</b>					<b>US\$3,064,0</b>

\*TOTAL AMOUNT SAY US DOLLAR THREE THOUSAND AND SIXTY FOUR ONLY

# ANEXO D

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DATOS  
ADICIONALES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

## Grupo Electrónico MP-14



MODELO	POTENCIA		VOLTAJE	FRECUENCIA	FACTOR DE POTENCIA	CORRIENTE
	PRIMA	STAND BY				
MP-14	12 Kw/17 KVA	12 Kw/17 KVA	220V	50Hz	0.8	40 A
MP-14 G	10 Kw/12 KVA	11 Kw/14 KVA	380V	50Hz	0.8	18 A



GRUPO ELECTRÓGENO INSONORO



GRUPO ELECTRÓGENO ABIERTO

\* Nota: Imágenes referenciales, pueden variar dependiendo de los accesorios

## Datos Técnicos

## Grupo Electrónico

Modelo	MP-14	
Motor	Perkins 403D-15G	
Alternador	STAMFORD PI D44F	
Módulo de control	Electrónico	
Fases	Trifásico	
Tanque combust. abierto/insonoro	11 Galones / 42 Galones	
Sistema Eléctrico	12V.	
Frecuencia	50Hz	
Radiador flujo aire	35 m <sup>3</sup> /min	25 m <sup>3</sup> /min
Combustión flujo aire	1.23 m <sup>3</sup> /min	1.10 m <sup>3</sup> /min
Gases de escape flujo	3.36 m <sup>3</sup> /min	2.90 m <sup>3</sup> /min
Temperatura gases escape	505 °C	480 °C

Nivel de Ruido S.L. Insonoro a 7m	Máximo	Aviador
		70 ± 2 dBA

## Motor:

Número de cilindros	3 En Línea
Sistema de Gobernación	Mecánica
Ciclo	4 Tiempos
Aspiración	Natural
Combustible	Diesel
Set. Combustión	Inyección directa
Set. Enfriamiento	Agua
Diámetro pistón	84.00 mm
Desplazamiento pistón	90.00 mm
Capacidad	1496cc
Relación compresión	22.5:1
Cap. Set. Lubricación	6.00 litros
Cap. Set. Refrigeración	6.00 litros

## Consumo de Combustible

Velocidad del motor	1800 RPM	1500 RPM
	l/hr	l/hr
Potencia Stand by [2]	4.80	4.10
Potencia Prime [1]	4.40	3.70
75% Potencia Prime [1]	3.40	2.80
50% Potencia Prime [1]	2.50	2.00

## Alternador

Aislamiento	Clase "H"
Sistema de excitación	Propia
Tarjeta reguladora voltaje	AS480 +/- 1.0%
Grado de Protección	IP 23

## Normas Técnicas

Motor :	ISO 3046, BS 5514, DIN 6271
Alternador :	UT NFC 51-111-105-110 ICE 34-1, BS 5000 4999 NEMA MG 21, VDE 0530 ICE 34-1, BS 5000 4999
Grupo Electrónico :	ICE 34-1, BS 5000 4999

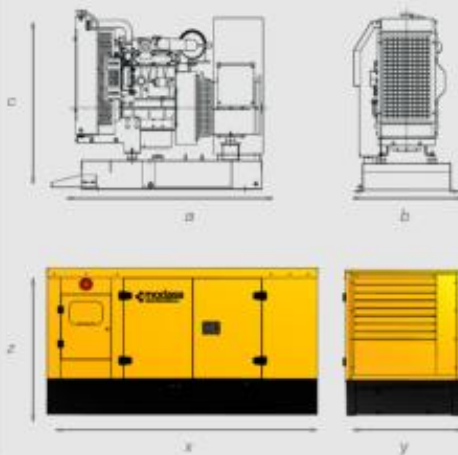
[1] Potencia Prime: Potencia disponible con carga variable durante un número limitado de horas al año (ISO8525-1). Acepta sobrecargas de 10% más de la potencia por una hora cada 12 horas.

[2] Potencia Stand By: Potencia disponible con carga variable para el caso en que la red comercial falle. No acepta sobrecargas (ISO8525-3); tiene un límite de uso de 200 horas anuales o 200 horas continuas.



## Dimensiones

Dimensiones y Pesos	a	b	c	Peso	Ø Esc.
	1210 mm	800 mm	825 mm	430 Kg	2"
	x	y	z	Peso	Ø Esc.
	1480 mm	825 mm	1077 mm	700 Kg	2"



## Opcionales

- EBS
- Potenciómetro remoto de velocidad o voltaje.
- Diversos voltajes.
- Cargador de batería.
- Tablero secuencial.
- Tablero de transferencia automática.
- Sonda térmica de protección de estator.
- Kit de conexión en paralelo.
- Gobernación electrónica.
- Resistencia deshumidificadora del alternador.
- Calentador de agua de monoblock.
- Tubo flexible de acero inoxidable (incluido en el GE insonora)
- Silenciador Residencial, crítico. (incluido en GE insonora)

## Tablero de Control



Equipado con módulo de control digital electrónico de última generación, permite el arranque, control, protección y parada del grupo electrogeno en los modos manual y automático.

Mediciones con caracteres alfa numéricos a visualizar en la pantalla digital:

- Nivel de combustible en porcentaje.
- Temperatura de refrigerante.
- Presión de aceite.
- Horas de operación.
- Voltaje de batería.
- Velocidad de giro.
- Frecuencia.
- Corriente de las tres fases L1, L2, L3.
- Voltaje de las tres fases L - L y L - N.

## Protecciones:

- Diagnóstico CAN.
- Falta por sobrecarga.
- Falta para alcanzar frecuencia de carga.
- Falta para alcanzar voltaje de carga.
- Parada de emergencia.
- Bajo / Alto voltaje de batería.
- Bajo/Alto voltaje del generador.
- Bajo/Alto velocidad.
- Alta temperatura del motor.
- Bajo presión de aceite.
- Falta de paro.
- Falta de arranque.

M: Modasa / P: Motor Perkins / 14: Potencia referencial del G.E. / G: 50 Hz 1500 RPM / I: Insonora / M: Monofásico

Ventas Nacionales: 815-8500  
Ventas Exportación: (51 1) 616-9922  
Oficina: Av. Los Frutales 329 - Ate  
Planta: Av. Panamericana Sur Km 28.2 - Lurin  
www.modasa.com.pe

**modasa**

# STAMFORD

## SX460 AUTOMATIC VOLTAGE REGULATOR (AVR)

### SPECIFICATION, INSTALLATION AND ADJUSTMENTS

#### GENERAL DESCRIPTION

SX460 is a half-wave phase-controlled thyristor type Automatic Voltage Regulator (AVR) and forms part of the excitation system for a brush-less generator.

In addition to regulating the generator voltage, the AVR circuitry includes under-speed and sensing loss protection features. Excitation power is derived directly from the generator terminals.

Positive voltage build up from residual levels is ensured by the use of efficient semiconductors in the power circuitry of the AVR.

The AVR is linked with the main stator windings and the exciter field windings to provide closed loop control of the output voltage with load regulation of +/- 1.0%.

In addition to being powered from the main stator, the AVR also derives a sample voltage from the output windings for voltage control purposes. In response to this sample voltage, the AVR controls the power fed to the exciter field, and hence the main field, to maintain the machine output voltage within the specified limits, compensating for load, speed, temperature and power factor of the generator.

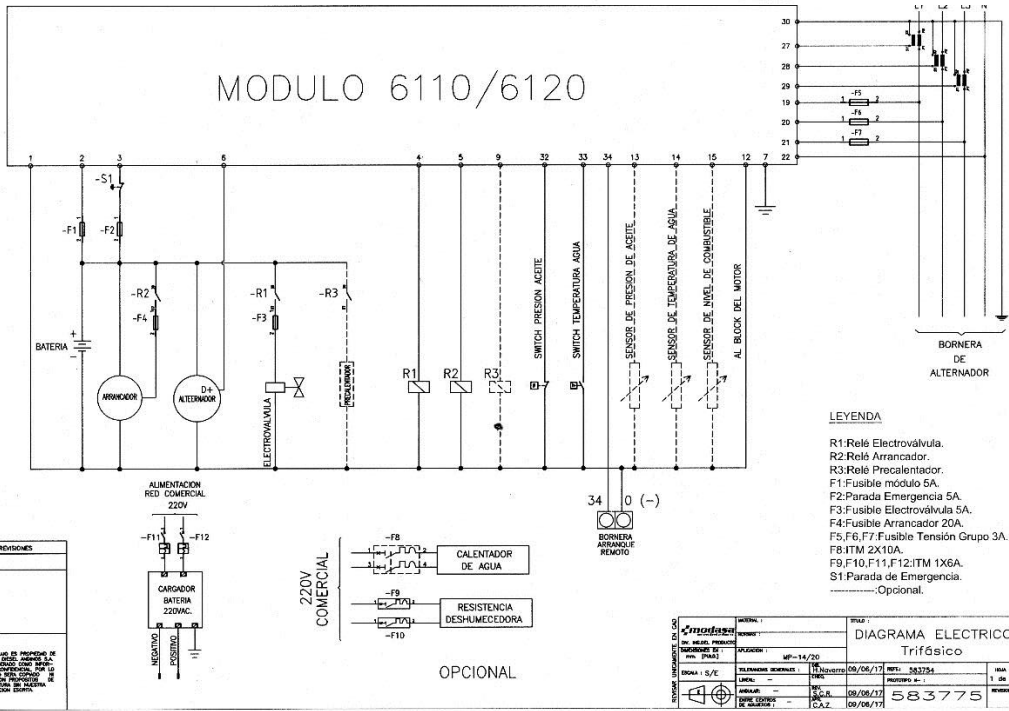
A frequency measuring circuit continually monitors the generator output and provides output under-speed protection of the excitation system, by reducing the output voltage proportionally with speed below a pre-settable threshold. A manual adjustment is provided for factory setting of the under frequency roll off point, (UFRLO). This can easily be changed to 50 or 60 Hz in the field by push-on link selection.

Provision is made for the connection of a remote voltage trimmer, allowing the user fine control of the generator's output.

#### TECHNICAL SPECIFICATION

<b>INPUT</b>	
Voltage	Jumper selectable 95-132V ac or 190-264V ac
Frequency	50-60 Hz nominal
Phase	1
<b>OUTPUT</b>	
Voltage	max 60V dc at 207V ac input
Current	continuous 4 A dc Intermittent 6 A for 10 secs
Resistance	15 ohms minimum
<b>REGULATION</b>	
	+/- 1.0% (see note 1)
<b>THERMAL DRIFT</b>	
	0.05% per deg. C change in AVR ambient (note 2)
<b>TYPICAL SYSTEM RESPONSE</b>	
AVR response	20 ms
Field current to 90%	80 ms
Machine Volts to 97%	300 ms
<b>EXTERNAL VOLTAGE ADJUSTMENT</b>	
	+/-10% with 1 k ohm 1 watt trimmer (see note 3)
<b>UNDER FREQUENCY PROTECTION</b>	
Set point	95% Hz (see note 4)
Slope	170% down to 30 Hz
<b>UNIT POWER DISSIPATION</b>	
	10 watts maximum
<b>BUILD UP VOLTAGE</b>	
	4 Volts @ AVR terminals
<b>ENVIRONMENTAL</b>	
Vibration	20-100 Hz 50mm/sec 100Hz - 2kHz 3.3g
Operating temperature	-40 to +70°C
Relative Humidity	95% (see note 5)
Storage temperature	-55 to +80°C

- NOTES**
1. With 4% engine governing
  2. After 10 minutes.
  3. Applies to Mod status F onwards. Generator de-rate may apply. Check with factory.
  4. Factory set, semi-sealed, jumper selectable
  5. Non condensing.







INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN CON MÓDULO DEEP SEA 6110

**Parada/ Reinicio.**

Este botón será utilizado para detener el grupo. Otra de las funciones de este botón es resetear las alarmas de corte, donde el módulo quedará habilitado para el siguiente arranque. Cuando el módulo se encuentra en AUTO y no se requiere el arranque del grupo en forma automática, se debe pulsar el botón Parada/Reinicio, de inmediato se apagará el led de indicación Auto, indicando el nuevo modo seleccionado PARADA.



**Manual.**

Este pulsador permite arrancar al generador, solo permite el arranque del generador y no realiza la transferencia de carga automática al generador. Para detener el motor pulsar el botón Parada/Reinicio.



**Automático.**

Este botón pone el módulo en su modo automático. Este modo permite controlar las funciones del generador automáticamente. El módulo monitoreará las entradas de arranque remoto y el estado de la red principal y una vez que la solicitud está hecha, el equipo arrancará automáticamente y conectará a la carga. Si se quita la señal de arranque, el módulo transferirá automáticamente la carga del generador y detendrá la estación, monitoreando el tiempo de parada.



**Arranque.**

Este botón es únicamente activado en modo Parada/Reinicio o Manual. Presionando este botón en modo manual o prueba, el motor arrancará en vacío (manual), o con carga (prueba).



**Silencio / Lámpara de Prueba.**

Este botón silencia la alarma audible si está sonando, e ilumina todos los LEDs como una característica de la lámpara de prueba.



**Botón de Desplazamiento.**

Este botón permite desplazarse a través de las páginas de la pantalla LCD, compaginación.



STAMFORD | AvK

English	Español
<p>Addendum to STAMFORD   AvK Generator Installation, Service &amp; Maintenance Manual. The following safety precautions are in addition to those described in the Installation Manual.</p>	<p>Apéndice de los manuales de instalación, servicio y mantenimiento de los alternadores STAMFORD   AvK. Las siguientes precauciones de seguridad deben considerarse precauciones añadidas a las descritas en el Manual de instalación.</p>
<p><b>SAFETY PRECAUTIONS:</b></p> <p>Ensure that all personnel operating, servicing, maintaining or working near this equipment wear appropriate Personal Protective Equipment (PPE) including eye and ear protection and use fully aware of the emergency procedures in case of accident.</p> <p>Before any maintenance work on the generator a circuit out phase ensure it is isolated from any source of mechanical and electrical energy. It is recommended that a suitable Lock-Out/Tag Out process is adopted.</p> <p>Generators emit noise. Ensure operators and personnel in work at all times. Maximum A weighted emissions levels may reach 104 db (A). Contact site for application specific details.</p> <p><b>WARNING:</b> The following may lead to catastrophic generator failure and could result in personal injury:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Excess Vibration</li> <li>Overloading</li> <li>Synchronizing outside of the parameters</li> <li>DO NOT exceed parameters on Rating Plate and ensure effective coupling of the generator to the engine using bolts to avoid excessive vibration. Refer to specifications in the supplied Manual.</li> </ul> <p><b>WARNING:</b> Fuel feeding procedures present hazards, which can result in injury or death. Only personnel qualified to perform electrical and mechanical services should carry out these procedures. Ensure engine-starting circuits are disabled before commencing service or maintenance procedures and refer to detailed AVR instructions. Always use insulated screwdrivers when using AVR.</p> <p>Note: Before commencing any fault finding procedures examine all wiring for broken or loose connections.</p> <p><b>WARNING:</b> Do not handle PMS's if you have mechanically rigidified tissues in your mouth.</p> <p><b>Caution:</b> As the highly magnetic rotor will attract the stator core, care must be taken to avoid contact to avoid personal injury and potential damage to winding.</p> <p><b>WARNING:</b> Do not place controls within the vicinity of the air intake of the machine and ensure personnel do not walk off from these areas during operation. In the event of catastrophic failure, machine parts may exit these areas.</p> <p><b>Warning Labels:</b> Warning labels are affixed to the Generator. These must not be removed. If removed during painting, it is the general manufacturer's responsibility to re-affix warning symbols back onto the generator.</p>	<p><b>PRECAUCIONES DE SEGURIDAD:</b></p> <p>Compruebe que todos el personal que utilice, inspeccione, realice trabajo de mantenimiento, o trabaje en las proximidades de este alternador lleve puesto el equipo de protección personal (EPP) adecuado, proteja sus oídos y ojos, y que conozca perfectamente los procedimientos de emergencia que deben aplicarse en caso de accidente.</p> <p>Antes de llevar a cabo cualquier trabajo de mantenimiento en el alternador, verifique que está aislado de cualquier fuente de energía mecánica y eléctrica. Es recomendable adoptar un proceso de desactivación del equipo (Lock-Out/Tag-Out) adecuado.</p> <p>Los alternadores emiten ruido. Asegúrese de que se emplea la protección de noise adecuada en todo momento. Los niveles de emisión A ponderados máximos pueden alcanzar los 104 db (A). Póngase en contacto con el emplazamiento para obtener datos concretos de la aplicación.</p> <p><b>ADVERTENCIA:</b> Las causas que se indican a continuación pueden dar lugar a un fallo crítico de alternador y ocasionar lesiones personales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Exceso de vibración</li> <li>Sobrecarga</li> <li>Sincronización fuera de los parámetros establecidos</li> <li>NO DEBE excederse los parámetros establecidos en la placa de características y siempre hay que asegurarse de que el acoplamiento del alternador con el motor se ha realizado con los pernos adecuados para evitar el exceso de vibración. Consulte las especificaciones en el Manual que se entrega junto con el equipo. </li></ul> <p><b>ADVERTENCIA:</b> Los procedimientos de alimentación de energía presentan riesgos que pueden implicar lesiones graves o incluso la muerte. Únicamente el personal cualificado para efectuar trabajos de servicio, instalación y servicio deberá llevar a cabo estas procedimientos. Compruebe que los circuitos de arranque del motor están desactivados antes de proceder a los tareas de mantenimiento o servicio, y consulte las instrucciones detalladas del AVR. Use siempre destornilladores aislados para operar el AVR.</p> <p><b>Nota:</b> Antes de iniciar cualquier procedimiento de localización de averías, compruebe el estado del cableado y las conexiones para asegurarse de que no están sueltos ni rotos.</p> <p><b>ADVERTENCIA:</b> No manipule generadores de imanes permanentes (PMG) si lleva implantado algún dispositivo médico, como un marcapasos por ejemplo.</p> <p><b>Precaución:</b> Como el rotor es altamente magnético y tenderá a atraer el núcleo del estator, deberá procurarse que no entren en contacto para evitar lesiones personales y posibles daños de los devanados.</p> <p><b>ADVERTENCIA:</b> No coloque controles en las proximidades de las entradas a salidas de aire de la máquina, y asegúrese de que se impide el acceso del personal a estos zonas durante el funcionamiento. En caso de producirse un fallo crítico, pueden salir piezas de la máquina por estas zonas.</p> <p><b>Etiquetas de advertencia:</b> Las etiquetas de advertencia están pegadas en el alternador. No se deben quitar. Si se quitan o se pierden, es responsabilidad del fabricante del equipo reponer volver a pegar símbolos de advertencia en el alternador.</p>

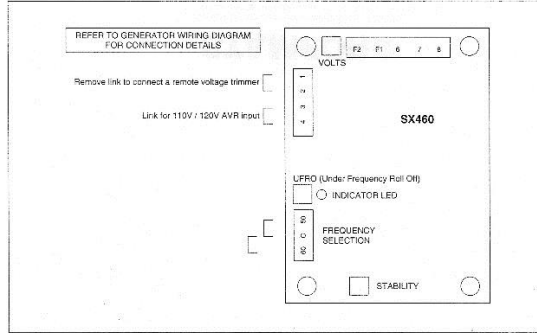
Directives:  
2000/14/EC Low Voltage Directive  
2000/14/EC EMC Directive  
2006/42/EC Machinery Directive

Standards:  
EN 61000-6-2:2007  
EN 61000-6-3:2005  
EN 61000-8-2:2007  
EN ISO 12100-1:2003  
EN ISO 12100-2:2003  
EN ISO 14120-1:2007  
EN 60334-1:2004

EC Declaration of Conformity: Este generador se suministra con una "Declaración de Conformidad" de acuerdo con los requisitos CE directiva diseñada para incorporar into un generador eléctrico del tipo de CE marcado. The signed statements have been approved. Our authorized representative in the Community is Mr. Jeffrey Matthews, Director, Engineering, Cummins Generator Technologies Ltd.

Declaración de conformidad CE: Este generador se suministra con una "Declaración de conformidad" CE de acuerdo con los correspondientes requisitos de la UE relativas a equipos diseñados para su incorporación a un grupo electrógeno, y con la marca CE. El equipo cumple las normas indicadas. Nuestro representante autorizado en la Comunidad Europea es Jeffrey Matthews, Director de Ingeniería de Cummins Generator Technologies Ltd.

FITTING AND OPERATING



SUMMARY OF AVR CONTROLS		
CONTROL	FUNCTION	DIRECTION
VOLTS	TO ADJUST GENERATOR OUTPUT VOLTAGE	CLOCKWISE INCREASES OUTPUT VOLTAGE
STABILITY	TO PREVENT VOLTAGE HUNTING	CLOCKWISE INCREASES THE DAMPING EFFECT
LFFO	TO SET THE UNDER-FREQUENCY POINT	CLOCKWISE REDUCES THE UNDER-FREQUENCY POINT

ADJUSTMENT OF AVR CONTROLS

VOLTAGE ADJUSTMENT

The generator output voltage is set at the factory, but can be altered by careful adjustment of the VOLTS control on the AVR board, or by the external hand trimmer if fitted. Terminals 1 and 2 on the AVR will be fitted with a shunting link if no hand trimmer is required. Terminals 3 and 4 are linked only for special low voltage applications.

**CAUTION** Do not increase the voltage above the rated generator voltage. If in doubt, refer to the rating plate mounted on the generator case.

**CAUTION** Do not ground any of the hand trimmer terminals as these could be above earth potential. Failure to observe this could cause equipment damage.

If a replacement AVR has been fitted or re-setting of the VOLTS adjustment is required, proceed as follows:

CAUTION

1. Before running generator, turn the VOLTS control fully anti-clockwise.
2. Turn remote volts trimmer (if fitted) to midway position.
3. Turn STABILITY control to midway position.
4. Connect a suitable voltmeter (0-300V ac) across line to neutral of the generator.
5. Start generator set, and run on no load at nominal frequency e.g. 50-53Hz or 60-63Hz.
6. If the red Light Emitting Diode (LED) is illuminated, refer to the Under Frequency Roll Off (UFR/O) adjustment.
7. Carefully turn VOLTS control clockwise until rated voltage is reached.
8. If instability is present at rated voltage, refer to stability adjustment, then re-adjust voltage if necessary.
9. Voltage adjustment is now completed.



CUADRO DE MANTENIMIENTO GENERAL PERKINS

Las operaciones indicadas a continuación deben realizarse lo que suceda primero, ya sea en horas o en meses.

OPERACIONES QUE SE DEBEN EFECTUAR	50 horas ó mensual	250 horas ó 6 meses	400 horas ó 12 meses	2000 horas
<b>MOTOR</b>				
Controlar el nivel de aceite en el carter	X			
Drenar el agua en el pre-filtro (separador de agua)		X		
Examinar las correas de arreste y su tensión		X		
Limpia el filtro de aire		X		
Cambiar el filtro de aceite		X		
Vaciar el aceite		X		
Reemplazar el elemento del filtro de combustible			X	
Limpia la cuba de sedimentación de la bomba de alimentación			X	
Reemplazar el elemento del filtro de aire seco			X	
Cambia antioxidante, sistema de refrigeración *			X	
Controlar la turbina del turbocompresor limpiar si es necesario				X
Limpia el tubo de retorno del aceite				X
Regular el juego de los balancines				X
Controlar los inyectores				X
Controlar el motor de arranque				X
Controlar el alternador de carga de batería				X
Efectuar una revisión general				X
Limpia el grupo electrógeno				X

\* Realizarlo cada 12 meses si el grupo es de emergencia sino cada 1000 horas

OPERACIONES QUE SE DEBEN EFECTUAR	50 horas ó mensual	250 horas ó 6 meses	400 horas ó 12 meses	2000 horas
<b>ALTERNADOR</b>				
Comprobar que el aire circule sin dificultad		X		
Comprobar los rodamientos *		X		X
Comprobar el aislamiento de los arrollamientos			X	
Comprobar que las conexiones eléctricas están bien conectadas			X	
Desempolvar el interior del alternador			X	

Los rodamientos están lubricados y sellados. La vida del rodamiento es de 20,000 horas o dos años. Periódicamente verificar que la temperatura no exceda de 40° C por encima de la temperatura ambiente



RUC: 1792198569001  
CONTRIBUYENTE ESPECIAL

Resolución NAC-PCTRSGE11-00285 del 29/07/2011

SERVICIOS INDUSTRIALES  
VALLEJO ARAUJO S.A. SIVASA

MATRIZ  
Chauptecruz La Florida  
Av. Mariscal Antonio José de Sucre N52-120 y Av. La Florida  
Teléfono 3359 060 / 2909 489 - Quito  
SUCURSAL GUAYAQUIL  
Km. 1 1/2 Av. Carlos Julio Arosemena SIN  
Tel.: 042-200-037 - Guayaquil  
SUCURSAL STD. DOMINGO  
Calle Quevedo No 42 y Juan Montalvo  
Tel.: 390 37-40

FACTURA  
001-004  
N°0003821

AUTORIZACION SRI  
N° 1112073981

MAQUINARIA

CLIENTE: TRACBOILFIELD SERVICES CIA LTDA	R.U.C./C.I:	1091716089001
DIRECCION: ALEJANDRO LABAKA ; 10-14; DIEGO DE ALMUNDIA	CIUDAD:	TELEF: 063883751
CIUDAD EMISION: QUITA	FECHA: 10/sep/2013	VENDEDOR: GUACHAMON PATRICIO HERNANDEZ
SU ORDEN No:	N/E No:	FM11 3821
		GUIA DE REMISION No.:

CODIGO	DESCRIPCION	CANT.	V.UNITARIO	V.TOTAL
V406714V	GRUPO ELECTROGENO MODELO EPS-14 MODELO: 2012	1.00	8,898.65	8,898.65
Forma Pago: 15 DIAS			SUBTOTAL	8,898.65
Vence: 25/09/2013			DESCUENTO	0.00
Nota:			BASE IMPONIBLE	8,898.65
			IVA 12%	1,067.84
			TOTAL FACTURA	9,966.49



Favor pagar con cheque cruzado a la orden de SIVASA S.A.  
Salda la mercadería del almacén. No se aceptan cambios ni devoluciones. La mercadería sale por cuenta y riesgo del cliente.

Recibi original de la presente factura y certifica haber recibido conforme la mercadería, por lo que debe y pagará el valor total de la misma en el plazo indicado.  
En caso de incumplir el pago en la fecha máxima establecida, el valor adeudado podrá ser registrado en el sistema compartido de información de crédito o en los diferentes Bases de Crédito legalmente autorizadas por la agencia competente.

POR SIVASA S.A.

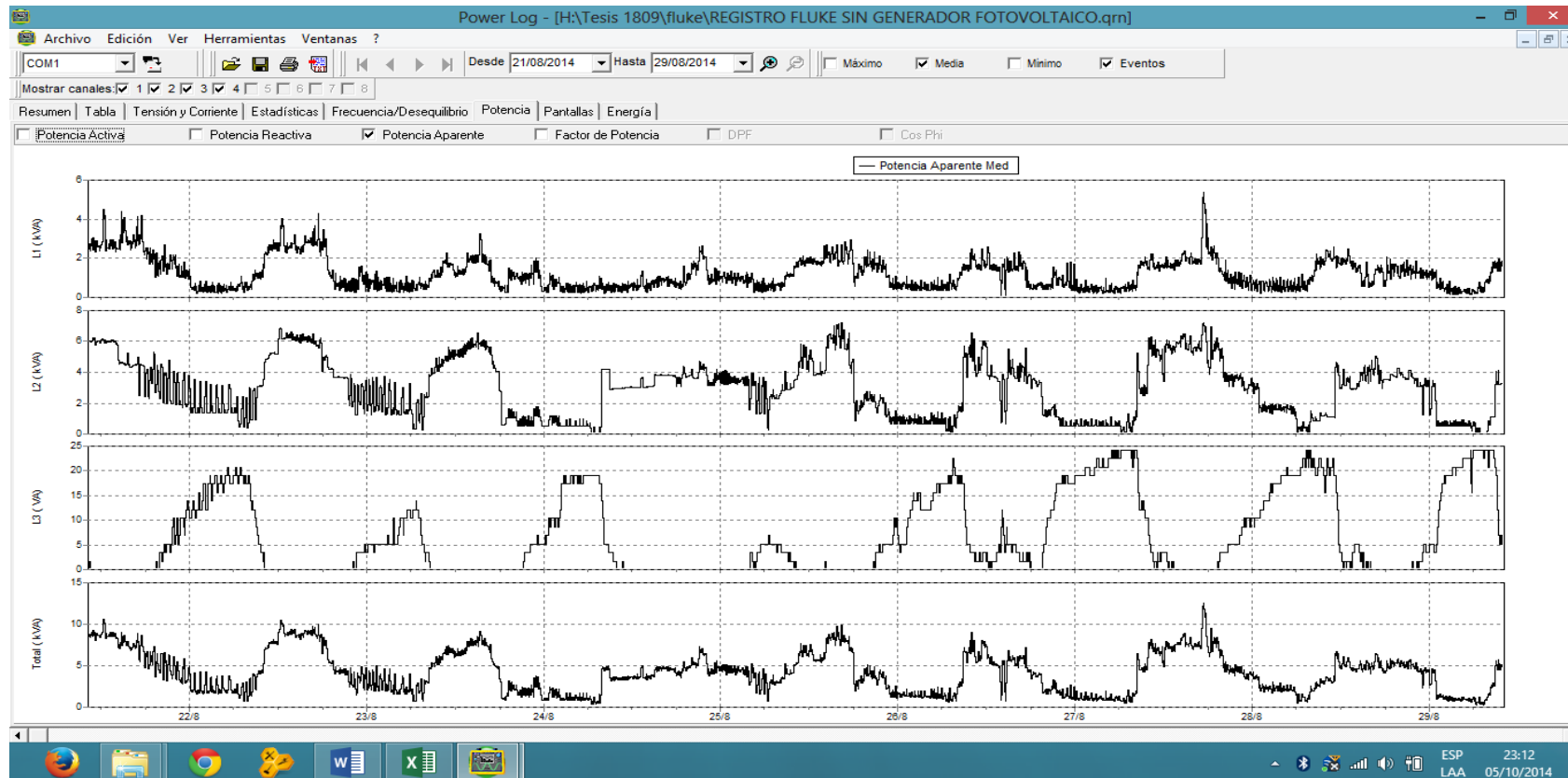
FIRMA DEL CLIENTE

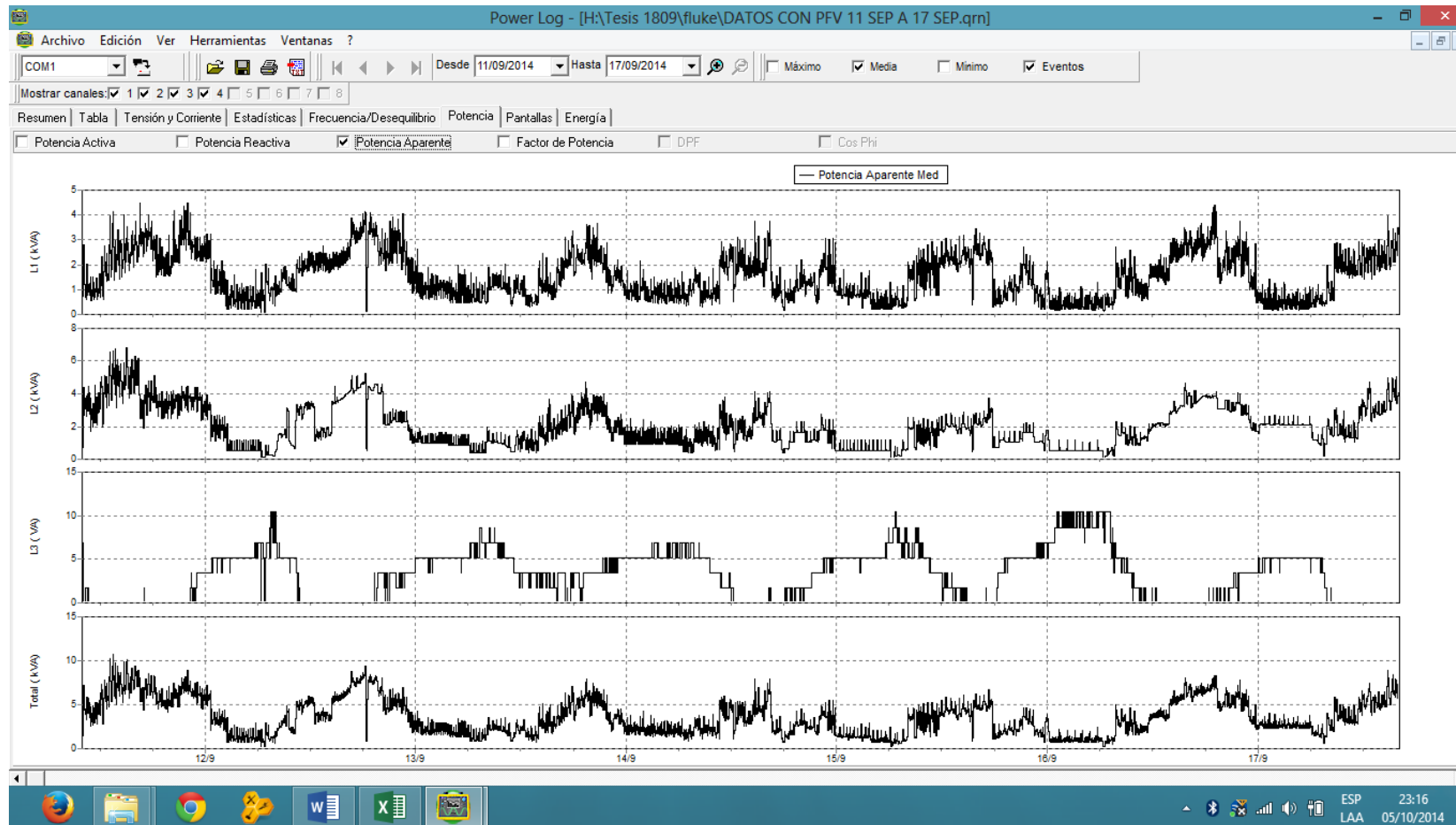
REGISTRADOR SA, FRENTE AL AV. SHANK, TORRE DE ADMINISTRACION 1101000010  
SISTEMA TOPV - CNVT. 900 DEL 3801 AL 4800  
VALIDO HASTA: 11/01/2014

ORIGINAL: CLIENTE COPIA: CONTABILIDAD

# ANEXO E

ESTUDIO DE AHORRO ENERGÉTICO





ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO					Pag. 1 - 22
HORA	POTENCIA PROMEDIO DE LUNES A VIERNES SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO (VA)	POTENCIA PROMEDIO DE LUNES A VIERNES CON GENERADOR FOTOVOLTAICO (VA)	POTENCIA PROMEDIO SÁBADO Y DOMINGO SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO (VA)	POTENCIA PROMEDIO SÁBADO Y DOMINGO CON GENERADOR FOTOVOLTAICO (VA)	DIFERENCIA LUNES A VIERNES (VA)	DIFERENCIA SÁBADO Y DOMINGO (VA)	
00:04:38 0ms	3187,2382	3410,6428	1961,284	2557,8955	-223,4046	-596,6115	
00:09:28 0ms	2853,3438	3153,2946	1539,5865	1750,8685	-299,9508	-211,282	
00:14:18 0ms	2804,8528	3339,2918	1905,866	3389,1685	-534,439	-1483,3025	
00:19:08 0ms	2774,7192	3406,1402	1580,284	2218,459	-631,421	-638,175	
00:23:58 0ms	2982,8838	2609,5038	2718,089	1795,0295	373,38	923,0595	
00:28:48 0ms	2945,8226	3152,9482	2468,707	2178,627	-207,1256	290,08	
00:33:38 0ms	2987,04	2912,9184	2246,1685	3354,532	74,1216	-1108,3635	
00:38:28 0ms	3079,5194	2978,0346	1842,6545	1897,2065	101,4848	-54,552	

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 2 - 22
00:43:18 0ms	2860,6174	1958,34	1475,509	2499,0135	902,2774	-1023,5045
00:48:08 0ms	2910,84	2311,631	2192,482	1875,559	599,209	316,923
00:52:58 0ms	2997,7774	2034,1936	3432,4635	2677,391	963,5838	755,0725
00:57:48 0ms	3014,0564	2263,14	2997,7775	2077,316	750,9164	920,4615
01:02:38 0ms	2166,851	2249,2856	3234,17	2597,727	-82,4346	636,443
01:07:28 0ms	2229,5428	2227,4642	2061,7295	2050,4725	2,0786	11,257
01:12:18 0ms	2122,8628	2239,9334	2053,9365	2124,075	-117,0706	-70,1385
01:17:08 0ms	2099,3098	2177,9346	2153,516	2680,8545	-78,6248	-527,3385
01:21:58 0ms	2123,5552	2758,7866	2656,609	2247,034	-635,2314	409,575
01:26:48 0ms	2166,5048	2249,9782	3103,418	2033,1545	-83,4734	1070,2635
01:31:38 0ms	2110,3938	2093,0754	2811,607	2970,934	17,3184	-159,327
01:36:28 0ms	2315,4412	2280,8044	2039,216	1553,4405	34,6368	485,7755



ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 3 - 22
01:41:18 0ms	2208,4146	2235,4312	2000,25	2668,732	-27,0166	-668,482
01:46:08 0ms	1933,7482	2204,2582	2023,6295	1840,057	-270,51	183,5725
01:50:58 0ms	2132,5608	2140,5272	2485,1595	2854,9025	-7,9664	-369,743
01:55:48 0ms	2185,2084	2278,0338	2903,393	2081,6455	-92,8254	821,7475
02:00:38 0ms	2255,8664	2432,512	2627,1685	2410,691	-176,6456	216,4775
02:05:28 0ms	1906,0392	1669,4726	2271,2795	1803,6885	236,5666	467,591
02:10:18 0ms	2120,7846	1824,2972	2143,991	2054,802	296,4874	89,189
02:15:08 0ms	1954,1836	2227,4644	1819,275	1811,482	-273,2808	7,793
02:19:58 0ms	2036,9646	2006,831	2017,568	2557,0295	30,1336	-539,4615
02:24:48 0ms	2382,9818	1928,8994	2479,098	1754,332	454,0824	724,766
02:29:38 0ms	1976,3508	1628,6016	2921,5775	1765,5885	347,7492	1155,989
02:34:28 0ms	2008,5628	1995,7474	1831,3975	2182,957	12,8154	-351,5595

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 4 - 22
03:37:18 0ms	1889,76	1621,3282	1863,4365	2601,191	268,4318	-737,7545
03:42:08 0ms	2341,4182	1976,697	1761,2595	1662,5455	364,7212	98,714
03:46:58 0ms	1889,0672	1602,2782	1383,723	1687,657	286,789	-303,934
03:51:48 0ms	1711,7292	1668,4336	2143,125	1598,4685	43,2956	544,6565
03:56:38 0ms	1763,6836	1625,4846	2427,143	2752,725	138,199	-325,582
04:01:28 0ms	1614,0548	1708,612	2378,652	1961,284	-94,5572	417,368
04:06:18 0ms	1616,4792	1818,0628	1439,141	1612,323	-201,5836	-173,182
04:11:08 0ms	1908,81	1730,779	1460,789	1682,461	178,031	-221,672
04:15:58 0ms	2304,7036	1628,602	1404,5045	1934,441	676,1016	-529,9365
04:20:48 0ms	1937,5582	1751,2144	1326,5725	1696,316	186,3438	-369,7435
04:25:38 0ms	1954,8764	1512,9162	1774,248	2442,7295	441,9602	-668,4815
04:30:28 0ms	2009,6016	1935,48	1492,827	2488,6225	74,1216	-995,7955

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 5 - 22
04:35:18 0ms	1830,1854	1633,7974	1333,5	2104,159	196,388	-770,659
04:40:08 0ms	1928,5528	2115,2426	1499,7545	2260,023	-186,6898	-760,2685
04:44:58 0ms	1871,749	1567,2954	1817,5435	1513,609	304,4536	303,9345
04:49:48 0ms	2031,4228	1543,0502	1812,348	3228,975	488,3726	-1416,627
04:54:38 0ms	1525,3854	1573,1838	2700,7705	1725,757	-47,7984	975,0135
04:59:28 0ms	1636,222	1402,4266	2375,1885	2789,0935	233,7954	-413,905
05:04:18 0ms	1833,649	1944,4854	1678,132	1858,241	-110,8364	-180,109
05:09:08 0ms	1759,5274	1707,2264	1304,925	2063,4615	52,301	-758,5365
05:13:58 0ms	1796,9348	1970,1162	1672,0705	1761,259	-173,1814	-89,1885
05:18:48 0ms	2104,5052	1576,301	1238,25	2518,0635	528,2042	-1279,8135
05:23:38 0ms	1324,4948	1535,7764	2024,4955	1614,0545	-211,2816	410,441
05:28:28 0ms	1425,6326	1675,7074	1787,2365	2039,216	-250,0748	-251,9795

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 6 - 22
05:33:18 0ms	1909,849	1923,3572	1220,932	2946,6885	-13,5082	-1725,7565
05:38:08 0ms	1667,7408	1721,081	1389,7845	1514,475	-53,3402	-124,6905
05:42:58 0ms	1762,298	1553,4408	1567,295	1711,0365	208,8572	-143,7415
05:47:48 0ms	2081,6454	1685,0592	1393,248	1447,7995	396,5862	-54,5515
05:52:38 0ms	1432,9062	1739,7844	2498,1475	1926,648	-306,8782	571,4995
05:57:28 0ms	1260,7636	1454,7272	2570,018	2280,8045	-193,9636	289,2135
06:02:18 0ms	1528,1564	1762,6444	2273,011	1969,943	-234,488	303,068
06:07:08 0ms	1867,593	2022,7636	1365,5385	1965,614	-155,1706	-600,0755
06:11:58 0ms	1399,6556	1518,4582	1232,1885	1699,7795	-118,8026	-467,591
06:16:48 0ms	1272,1938	1451,2638	1667,741	1120,4865	-179,07	547,2545
06:21:38 0ms	1208,8092	1242,7526	1039,091	2514,6	-33,9434	-1475,509
06:26:28 0ms	1014,8456	1160,3182	878,8975	1784,6385	-145,4726	-905,741

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 7 - 22
06:31:18 0ms	845,4738	1109,4028	1045,152	1283,2775	-263,929	-238,1255
06:36:08 0ms	1066,1072	1363,6336	573,232	1597,6025	-297,5264	-1024,3705
06:40:58 0ms	1246,5628	1444,3366	523,875	990,6	-197,7738	-466,725
06:45:48 0ms	1120,4864	1308,908	845,127	1239,116	-188,4216	-393,989
06:50:38 0ms	1267,3446	1161,7034	1537,8545	1548,245	105,6412	-10,3905
06:55:28 0ms	1704,4556	1954,53	1912,793	981,941	-250,0744	930,852
07:00:18 0ms	1104,2072	2005,099	1788,9685	1682,4615	-900,8918	106,507
07:05:08 0ms	1328,9974	2041,4672	1226,127	1225,2615	-712,4698	0,8655
07:09:58 0ms	1866,5536	1788,2756	1023,5045	1633,9705	78,278	-610,466
07:14:48 0ms	1480,3582	1809,75	1083,2525	2021,898	-329,3918	-938,6455
07:19:38 0ms	1435,3308	1967,3456	1312,7185	1745,6725	-532,0148	-432,954
07:24:28 0ms	1161,011	2079,2208	1595,0045	1685,925	-918,2098	-90,9205

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 8 - 22
07:29:18 0ms	1183,8708	1963,5354	1949,1615	1773,3815	-779,6646	175,78
07:34:08 0ms	1171,748	2202,8726	1793,2975	1741,343	-1031,1246	51,9545
07:38:58 0ms	1476,5482	2162,3484	713,5095	1613,1885	-685,8002	-899,679
07:43:48 0ms	1595,3508	1883,5256	934,316	1433,0795	-288,1748	-498,7635
07:48:38 0ms	1419,398	3130,781	1622,714	1860,8385	-1711,383	-238,1245
07:53:28 0ms	1371,2536	3754,5816	3520,7865	1746,5385	-2383,328	1774,248
07:58:18 0ms	1782,041	3498,6194	3696,566	2027,0935	-1716,5784	1669,4725
08:03:08 0ms	1904,9998	3325,091	4061,114	2064,3275	-1420,0912	1996,7865
08:07:58 0ms	1999,2108	3868,8822	3949,4115	2488,6225	-1869,6714	1460,789
08:12:48 0ms	2064,327	4283,1326	3812,5975	2260,023	-2218,8056	1552,5745
08:17:38 0ms	2194,2136	4220,7872	3696,566	3587,4615	-2026,5736	109,1045
08:22:28 0ms	2428,3554	4459,0854	3839,441	2010,641	-2030,73	1828,8

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 9 - 22
08:27:18 0ms	2411,0374	3900,7472	3752,85	1888,548	-1489,7098	1864,302
08:32:08 0ms	3388,1292	3539,8364	4435,1865	2200,275	-151,7072	2234,9115
08:36:58 0ms	3514,2054	3306,0412	4786,7455	1974,2725	208,1642	2812,473
08:41:48 0ms	3518,3616	5019,848	4734,791	2602,057	-1501,4864	2132,734
08:46:38 0ms	3848,1	4446,27	4611,8315	2046,143	-598,17	2565,6885
08:51:28 0ms	3664,8734	3967,5954	4865,543	2402,032	-302,722	2463,511
08:56:18 0ms	3380,1626	3643,399	5017,077	2530,1865	-263,2364	2486,8905
09:01:08 0ms	4378,0366	3507,9708	4339,0705	2458,316	870,0658	1880,7545
09:05:58 0ms	4692,188	3844,9828	4371,109	2449,657	847,2052	1921,452
09:10:48 0ms	4738,947	3605,6452	4358,9865	2655,7435	1133,3018	1703,243
09:15:38 0ms	4541,1736	4692,1882	4057,6505	1916,257	-151,0146	2141,3935
09:20:28 0ms	4479,867	4288,3282	4453,3705	2692,9775	191,5388	1760,393

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 10 - 22
09:25:18 0ms	4623,9544	3758,3918	4552,95	2522,3935	865,5626	2030,5565
09:30:08 0ms	4541,8664	3753,8894	4694,0935	2238,375	787,977	2455,7185
09:34:58 0ms	4575,117	3326,13	4382,366	2035,7525	1248,987	2346,6135
09:39:48 0ms	4733,4054	3262,3992	4535,6315	2927,6385	1471,0062	1607,993
09:44:38 0ms	4553,6426	3474,0274	4311,3615	2008,043	1079,6152	2303,3185
09:49:28 0ms	4747,9526	3458,441	4368,511	2186,4205	1289,5116	2182,0905
09:54:18 0ms	4967,201	3089,91	4820,516	2180,3595	1877,291	2640,1565
09:59:08 0ms	4991,7928	2332,759	4594,5135	2198,543	2659,0338	2395,9705
10:03:58 0ms	5549,438	3401,9836	4298,3725	2124,075	2147,4544	2174,2975
10:08:48 0ms	5855,9698	3434,8882	4792,8065	2064,3275	2421,0816	2728,479
10:13:38 0ms	5464,2328	3257,5502	4778,0865	1530,927	2206,6826	3247,1595
10:18:28 0ms	5188,8736	3175,462	4477,616	2447,925	2013,4116	2029,691



ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 11 - 22
10:23:18 0ms	5480,858	3999,1144	4865,543	2169,102	1481,7436	2696,441
10:28:08 0ms	5770,7642	3673,5328	5008,4185	1681,596	2097,2314	3326,8225
10:32:58 0ms	5740,9772	3949,5846	5034,3955	1942,234	1791,3926	3092,1615
10:37:48 0ms	5384,223	3407,5254	4875,068	3647,2095	1976,6976	1227,8585
10:42:38 0ms	5497,4834	3778,8274	5330,5365	2743,2	1718,656	2587,3365
10:47:28 0ms	5367,251	3721,6774	5015,345	3324,225	1645,5736	1691,12
10:52:18 0ms	5722,62	3806,1902	4858,616	2404,63	1916,4298	2453,986
10:57:08 0ms	5381,7986	3186,5456	5469,948	3287,857	2195,253	2182,091
11:01:58 0ms	5724,6982	3148,4456	4972,9155	3589,1935	2576,2526	1383,722
11:06:48 0ms	5190,2588	3751,811	4820,5155	3352,8	1438,4478	1467,7155
11:11:38 0ms	5520,69	3276,6	5525,366	3114,675	2244,09	2410,691
11:16:28 0ms	5823,4116	3872,6922	5368,636	3602,1815	1950,7194	1766,4545

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 12 - 22
11:21:18 0ms	5678,9786	4276,2056	5312,3525	3740,7275	1402,773	1571,625
11:26:08 0ms	6455,1792	4241,5692	4941,7435	3416,0115	2213,61	1525,732
11:30:58 0ms	6656,7628	4387,7346	5443,97	2824,5955	2269,0282	2619,3745
11:35:48 0ms	6628,361	4329,199	5052,58	3678,382	2299,162	1374,198
11:40:38 0ms	6361,661	4305,6464	5387,686	3403,0225	2056,0146	1984,6635
11:45:28 0ms	6175,6638	4436,5718	5012,748	3285,259	1739,092	1727,489
11:50:18 0ms	6437,861	5199,6108	5236,152	4043,7955	1238,2502	1192,3565
11:55:08 0ms	6181,552	4683,8754	4810,125	3082,6365	1497,6766	1727,4885
11:59:58 0ms	5642,6102	4767,0026	5161,684	3682,7115	875,6076	1478,9725
12:04:48 0ms	5920,0474	4831,4266	4906,241	1893,743	1088,6208	3012,498
12:09:38 0ms	5799,8592	4168,8326	4916,6315	2173,4315	1631,0266	2743,2
12:14:28 0ms	5919,3546	4749,6844	5043,0545	1914,525	1169,6702	3128,5295

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 13 - 22
12:19:18 0ms	6068,6372	5021,2338	4854,286	3414,2795	1047,4034	1440,0065
12:24:08 0ms	5951,22	5070,4172	5391,15	2260,023	880,8028	3131,127
12:28:58 0ms	6284,768	4658,9376	4919,23	2145,723	1625,8304	2773,507
12:33:48 0ms	5939,4434	5244,6384	5159,0865	2499,8795	694,805	2659,207
12:38:38 0ms	5518,6118	5293,822	4882,8615	3448,0495	224,7898	1434,812
12:43:28 0ms	5717,078	4280,0156	5316,6815	2541,4435	1437,0624	2775,238
12:48:18 0ms	5706,3408	4258,1948	4889,7885	3437,659	1448,146	1452,1295
12:53:08 0ms	5887,489	5266,8054	5157,3545	2689,5135	620,6836	2467,841
12:57:58 0ms	5707,7264	5637,4144	4970,318	2440,9975	70,312	2529,3205
13:02:48 0ms	5628,0626	4757,6508	5253,4705	3067,916	870,4118	2185,5545
13:07:38 0ms	5778,3844	4577,5418	4981,575	3059,257	1200,8426	1922,318
13:12:28 0ms	5589,9628	4620,4912	5701,1455	2315,441	969,4716	3385,7045

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 14 - 22
13:17:18 0ms	5684,174	5244,2918	5666,509	1853,9115	439,8822	3812,5975
13:22:08 0ms	5276,5036	5756,5634	5900,3045	2610,716	-480,0598	3289,5885
13:26:58 0ms	5005,3008	5212,7726	5721,927	3460,1725	-207,4718	2261,7545
13:31:48 0ms	5103,322	4763,5392	5860,473	2229,716	339,7828	3630,757
13:36:38 0ms	4939,1458	5109,2096	5233,5545	2329,2955	-170,0638	2904,259
13:41:28 0ms	4788,4774	4602,8264	5555,6725	2484,293	185,651	3071,3795
13:46:18 0ms	4905,5482	4267,2002	5777,3455	2505,075	638,348	3272,2705
13:51:08 0ms	5261,9562	5257,1072	5739,246	2676,525	4,849	3062,721
13:55:58 0ms	5256,7612	5651,9618	5337,4635	3950,277	-395,2006	1387,1865
14:00:48 0ms	5096,3946	4767,6956	5953,125	2687,782	328,699	3265,343
14:05:38 0ms	4715,0482	4683,1826	5357,3795	2841,0475	31,8656	2516,332
14:10:28 0ms	4814,1084	5372,4462	6011,141	3171,825	-558,3378	2839,316

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 15 - 22
14:15:18 0ms	5510,2994	5675,5144	5482,0705	3441,1225	-165,215	2040,948
14:20:08 0ms	5376,2564	5879,8692	5849,216	3654,1365	-503,6128	2195,0795
14:24:58 0ms	5594,4658	5516,5336	5964,382	3505,2	77,9322	2459,182
14:29:48 0ms	5889,5672	5429,25	5514,975	3377,9115	460,3172	2137,0635
14:34:38 0ms	5720,1958	5806,0936	5581,65	4476,75	-85,8978	1104,9
14:39:28 0ms	5126,1818	6138,2564	5901,1705	3079,173	-1012,0746	2821,9975
14:44:18 0ms	5428,5574	6040,5818	5628,4095	3150,1775	-612,0244	2478,232
14:49:08 0ms	5979,6216	5850,7746	5975,6385	3057,525	128,847	2918,1135
14:53:58 0ms	6370,32	6256,02	5531,427	4100,0795	114,3	1431,3475
14:58:48 0ms	6407,7274	5700,1064	5708,939	4674,177	707,621	1034,762
15:03:38 0ms	6232,4672	5522,0754	6381,75	4460,2975	710,3918	1921,4525
15:08:28 0ms	6502,2848	6134,4464	6471,8045	3635,0865	367,8384	2836,718

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 16 - 22
15:13:18 0ms	6381,4036	5551,1698	5971,309	3360,5935	830,2338	2610,7155
15:18:08 0ms	6046,8164	5592,387	6412,923	2858,366	454,4294	3554,557
15:22:58 0ms	6364,4318	6071,0618	6601,691	3245,427	293,37	3356,264
15:27:48 0ms	6107,0836	6586,7974	6985,289	3567,545	-479,7138	3417,744
15:32:38 0ms	5836,2272	6844,492	6691,7455	2559,627	-1008,2648	4132,1185
15:37:28 0ms	6315,941	6605,8474	6783,5315	4849,091	-289,9064	1934,4405
15:42:18 0ms	6227,9648	6007,6774	6410,325	3687,0405	220,2874	2723,2845
15:47:08 0ms	6432,6656	6762,0572	6111,586	3649,807	-329,3916	2461,779
15:51:58 0ms	5875,02	6263,2934	6475,268	3639,416	-388,2734	2835,852
15:56:48 0ms	5987,5884	6310,7454	6370,4935	5454,3615	-323,157	916,132
16:01:38 0ms	5818,909	6127,8654	5929,745	4898,448	-308,9564	1031,297
16:06:28 0ms	5846,6182	6666,4606	6528,0885	4894,984	-819,8424	1633,1045

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 17 - 22
16:11:18 0ms	5704,9556	6689,6674	6054,4365	5411,932	-984,7118	642,5045
16:16:08 0ms	5975,8116	6069,6762	6294,293	3629,025	-93,8646	2665,268
16:20:58 0ms	6722,9178	6873,9328	6083,011	3564,948	-151,015	2518,063
16:25:48 0ms	6414,3084	6620,741	6055,3025	3052,3295	-206,4326	3002,973
16:30:38 0ms	6325,9852	6708,717	5959,186	3464,5025	-382,7318	2494,6835
16:35:28 0ms	5979,6216	6524,1054	5968,7115	2793,423	-544,4838	3175,2885
16:40:18 0ms	6156,96	6487,7372	5815,4455	2811,607	-330,7772	3003,8385
16:45:08 0ms	6262,601	6007,3312	5723,659	2832,389	255,2698	2891,27
16:49:58 0ms	6278,1872	6261,2154	6087,341	3412,5475	16,9718	2674,7935
16:54:48 0ms	6499,5138	6315,5948	5397,2115	4036,002	183,919	1361,2095
16:59:38 0ms	6067,9446	6450,33	5414,5295	2711,161	-382,3854	2703,3685
17:04:28 0ms	5840,0374	6152,1108	4992,8315	3177,0205	-312,0734	1815,811

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 18 - 22
17:09:18 0ms	5802,6304	6526,5302	5130,5115	3489,6135	-723,8998	1640,898
17:14:08 0ms	5978,9292	6630,0928	4843,0295	3367,5205	-651,1636	1475,509
17:18:58 0ms	6085,609	6781,1072	4971,184	4064,577	-695,4982	906,607
17:23:48 0ms	6212,378	6386,2528	4843,8955	3101,6865	-173,8748	1742,209
17:28:38 0ms	7570,47	6501,938	4777,221	3437,6595	1068,532	1339,5615
17:33:28 0ms	6790,8056	5855,9698	4696,691	3304,3095	934,8358	1392,3815
17:38:18 0ms	6574,3282	5764,8762	4704,4835	3107,7475	809,452	1596,736
17:43:08 0ms	6282,6898	5758,6418	4563,341	2165,6385	524,048	2397,7025
17:47:58 0ms	6192,6358	5663,7382	4696,691	2557,8955	528,8976	2138,7955
17:52:48 0ms	6041,6212	5915,198	4678,5065	2267,816	126,4232	2410,6905
17:57:38 0ms	5292,4362	6314,5552	4542,559	2782,1655	-1022,119	1760,3935
18:02:28 0ms	4904,1626	4727,8638	3763,241	3125,066	176,2988	638,175

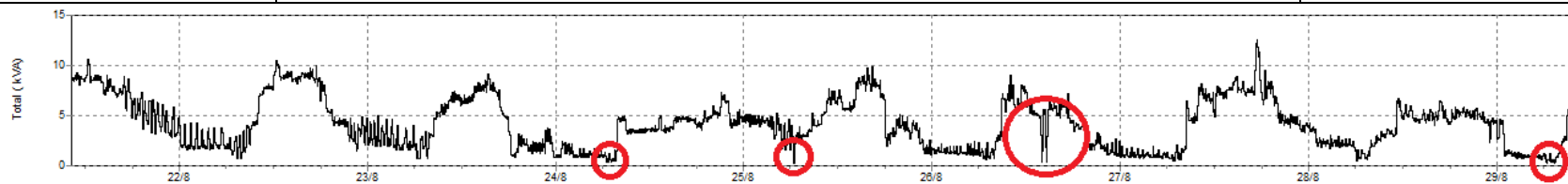


ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 19 - 22
18:07:18 0ms	4113,4144	4133,85	3651,5385	3294,784	-20,4356	356,7545
18:12:08 0ms	4108,219	4887,8838	3848,9655	2799,484	-779,6648	1049,4815
18:16:58 0ms	3693,2754	5514,8014	3500,0045	3577,9365	-1821,526	-77,932
18:21:48 0ms	4487,1406	5641,2246	3485,284	3544,166	-1154,084	-58,882
18:26:38 0ms	4680,7584	6052,0116	2649,6815	3551,9595	-1371,2532	-902,278
18:31:28 0ms	4688,0318	6469,7264	2360,4685	3787,4865	-1781,6946	-1427,018
18:36:18 0ms	5000,1056	6214,4562	2668,732	3807,4025	-1214,3506	-1138,6705
18:41:08 0ms	4590,7038	6217,92	2298,9885	3812,5975	-1627,2162	-1513,609
18:45:58 0ms	4442,4602	6097,3856	2599,459	4158,0955	-1654,9254	-1558,6365
18:50:48 0ms	4571,6536	6152,111	2882,6115	3920,836	-1580,4574	-1038,2245
18:55:38 0ms	4430,3374	6076,2574	2664,4025	4093,152	-1645,92	-1428,7495
19:00:28 0ms	4235,6808	6335,3372	3177,0205	4186,67	-2099,6564	-1009,6495

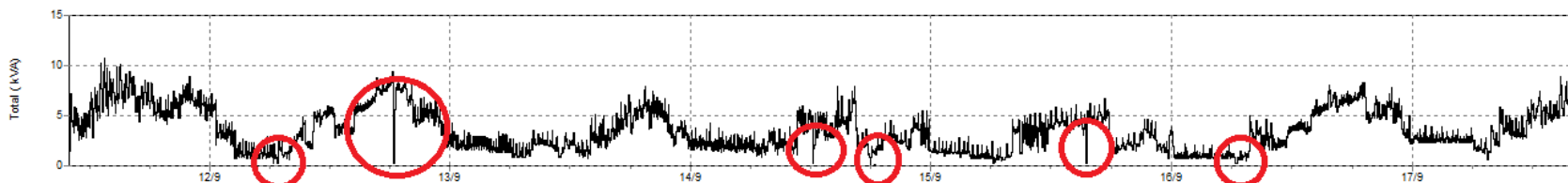
ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 20 - 22
19:05:18 0ms	4614,9488	5540,433	3605,645	5301,095	-925,4842	-1695,45
19:10:08 0ms	4683,5294	5542,1642	3235,902	5270,7885	-858,6348	-2034,8865
19:14:58 0ms	4551,911	5608,32	3357,1295	4397,9525	-1056,409	-1040,823
19:19:48 0ms	4931,5256	5412,9708	3777,9615	4483,677	-481,4452	-705,7155
19:24:38 0ms	4907,973	4881,3028	3231,573	4068,907	26,6702	-837,334
19:29:28 0ms	5057,602	5224,5492	3891,3955	4699,2885	-166,9472	-807,893
19:34:18 0ms	4980,7088	5207,9236	3508,6635	3190,875	-227,2148	317,7885
19:39:08 0ms	4604,9046	5063,1436	3429	3985,78	-458,239	-556,78
19:43:58 0ms	4117,5706	5139,3436	4016,0865	3494,809	-1021,773	521,2775
19:48:48 0ms	3982,1426	5562,9466	3444,5865	4553,816	-1580,804	-1109,2295
19:53:38 0ms	4236,3736	5245,6772	3622,098	4255,0775	-1009,3036	-632,9795
19:58:28 0ms	4191,3462	5008,072	3836,843	5580,7845	-816,7258	-1743,9415

ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 21 - 22
20:03:18 0ms	4013,3152	5853,1994	4071,505	4154,6315	-1839,8842	-83,1265
20:08:08 0ms	3989,07	5676,2072	3974,5225	3561,4845	-1687,1372	413,038
20:12:58 0ms	4427,2198	4876,4538	3816,9275	4080,164	-449,234	-263,2365
20:17:48 0ms	3915,2946	4879,9172	3631,6225	3878,407	-964,6226	-246,7845
20:22:38 0ms	3763,241	5100,551	4060,2475	4448,175	-1337,31	-387,9275
20:27:28 0ms	4226,3292	4851,5158	3654,1365	3680,9795	-625,1866	-26,843
20:32:18 0ms	3831,821	5267,4982	3322,493	4308,764	-1435,6772	-986,271
20:37:08 0ms	3851,91	4996,2954	3622,9635	4125,1905	-1144,3854	-502,227
20:41:58 0ms	4372,8408	5693,8718	3256,684	4356,3885	-1321,031	-1099,7045
20:46:48 0ms	3762,202	5618,3646	3351,934	3842,0385	-1856,1626	-490,1045
20:51:38 0ms	4454,2362	5606,5882	3357,9955	3542,4335	-1152,352	-184,438
20:56:28 0ms	4065,27	5964,0356	3558,8865	3987,5115	-1898,7656	-428,625

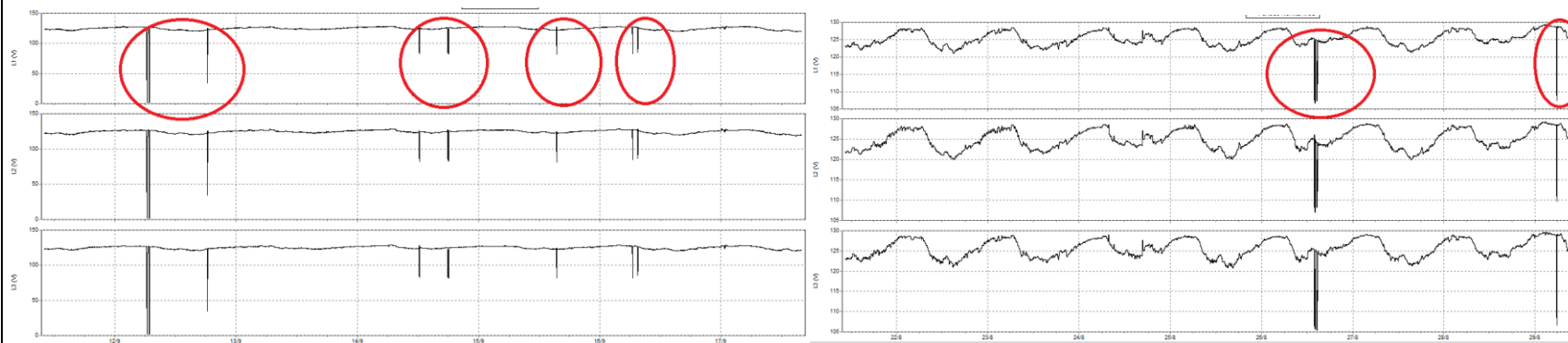
ANEXO E-2		COMPARACIÓN DE POTENCIA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO VS POTENCIA SIN GENERADOR FOTOVOLTAICO				Pag. 22 - 22
21:01:18 0ms	4000,5	5866,361	3220,3155	3913,909	-1865,861	-693,5935
21:06:08 0ms	4070,812	5399,1166	3512,127	4581,525	-1328,3046	-1069,398
21:10:58 0ms	4215,2454	5862,8972	4849,9565	3485,284	-1647,6518	1364,6725
21:15:48 0ms	3955,4728	5819,9484	4251,614	3383,107	-1864,4756	868,507
21:20:38 0ms	4239,491	6199,9092	4461,1635	2634,961	-1960,4182	1826,2025
21:25:28 0ms	4205,8936	5711,883	3975,3885	4358,986	-1505,9894	-383,5975
21:30:18 0ms	4206,2402	5264,381	4451,639	2846,243	-1058,1408	1605,396
21:35:08 0ms	4630,8818	5662,699	4187,5365	3506,932	-1031,8172	680,6045
21:39:58 0ms	4197,5808	5214,851	4274,1275	3578,802	-1017,2702	695,3255
21:44:48 0ms	4156,3636	5169,131	4242,0885	3620,366	-1012,7674	621,7225
21:49:38 0ms	4089,169	5539,3936	3881,8705	3509,5295	-1450,2246	372,341
21:54:28 0ms	3853,9882	5474,6236	4049,8565	3357,9955	-1620,6354	691,861



SEMANA DEL 22 AL 29 DE AGOSTO DEL 2014



SEMANA DEL 12 AL 17 DE SEPTIEMBRE DEL 2014



# ANEXO F

MANUAL DE USUARIO DEL TABLERO DE  
TRANFERENCIA

**1-8**

# MANUAL DE USUARIO DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA



AUTORES: ALVAREZ, Xavier - VACA, Israel

**CONTENIDO**

- 1) MANDOS DE CONTROL DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA
  - a. Modos de operación del sistema
  - b. Modo de operación automático
    - i. Transferencia de la red pública al generador térmico.
    - ii. Transferencia del generador térmico a la red pública.
  - c. Modo de operación Manual.
    - i. Pasos para la conexión a la Red Pública en modo de operación manual.
    - ii. Pasos para la conexión al Generador Térmico en modo de operación manual.
    - iii. Transferencia del generador térmico a la red pública en modo manual.
- 2) LUCES INDICADORAS
- 3) DIAGRAMA DE CONEXIÓN DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA



### Mandos de control del tablero de transferencia



Como se observa en la figura el tablero de transferencia contiene tres selectores, quienes nos permiten realizar las maniobras deseadas.

#### Modo de operación del sistema



En el primer selector del tablero nosotros podremos elegir el modo de operación del sistema sea este automático o manual, tal como podemos observar en la figura.

#### Modo de operación (AUTOMATICO)

En este modo de operación el tablero de transferencia realiza el cambio de fuente de energía automáticamente las veces que sea necesario procediendo de la siguiente manera:

**Transferencia de la red pública al generador térmico.**

Al estar conectado a la red pública y ante la presencia de algún corte de energía por parte de la empresa distribuidora, el tablero enviará una señal al generador diésel para que este arranque e inicie la etapa de calentamiento, una vez listo el generador térmico (aproximadamente 40 seg. después del corte de energía) el contactor conectado al generador se cerrará y de esta manera la energía llegara a su destino.

**Transferencia del generador térmico a la red pública.**

Al estar conectado al generador térmico y ante el restablecimiento del servicio de energía por parte de la empresa distribuidora, automáticamente se iniciará un timer interno seteado en cinco minutos donde se espera que se estabilice el sistema de distribución, al pasar exitoso este tiempo el tablero enviará una señal al generador para que inicie la etapa de enfriamiento y se desconecte el contactor del generador, dando paso a la conexión del contactor de la red pública (10 seg después de la parada del generador térmico).

**Modo de operación (MANUAL)**

En este modo de operación el tablero de transferencia requiere la intervención del usuario para elegir si se desea trabajar con la red pública o a su vez con el generador térmico según los requerimientos del usuario.

Antes de elegir este modo de operación se debe tener en consideración que el selector 2 (Fuente de alimentación en modo manual) se encuentre en la posición cero (posición central) tal como se muestra en la figura.



**Pasos para la conexión a la Red Pública en modo de operación manual.**

1. En el selector 1 del modo de operación del sistema seleccionamos la opción “MANUAL”.
2. En el selector 2 de la fuente de alimentación para el sistema seleccionamos la opción “RED PÚBLICA”.

Una vez realizados estos dos pasos, la conexión manual a la red pública se realizará inmediatamente, esta conexión no dependerá de la posición del selector 3.

**Pasos para la conexión al Generador Térmico en modo de operación manual.**

1. En el selector 1 del modo de operación del sistema seleccionamos la opción “MANUAL”.
2. En el selector 2 de la fuente de alimentación para el sistema seleccionamos la opción “GENERADOR TÉRMICO”.
3. En el selector 3 del generador térmico para arrancarlo e iniciar la etapa de calentamiento seleccionamos la opción “ENCENDIDO”.



Una vez realizados estos tres pasos la conexión manual al generador térmico se realizará inmediatamente.

#### **Transferencia del generador térmico a la red pública en modo manual.**

1. En el selector 3 del generador térmico para realizar el cambio a la red pública, seleccionamos la opción “APAGADO”.
2. En el selector 2 de la fuente de alimentación para el sistema seleccionamos la opción “RED PÚBLICA”.

Una vez realizados estos dos pasos, la transferencia manual a la red pública se realizará inmediatamente.

#### **Luces Indicadoras**



Como podemos identificar en el tablero de transferencia se visualiza 5 luces piloto o indicadores que se describirán a continuación.

La primera luz piloto ubicada en la parte superior del tablero de transferencia y que es de color anaranjado, es la que nos indica cuando se está llevando a cabo una transferencia ya sea esta en modo de operación manual o automática.



Por otra parte las cuatro luces indicadoras de la parte inferior se dividen en dos bloques que son dos de la red pública y dos del generador térmico.



El primer grupo de luces piloto se encuentra en el lado izquierdo del tablero de transferencia y hacen referencia al generador térmico, la luz piloto de la parte superior nos indica que existe voltaje en los bornes del generador térmico y la luz piloto de la parte inferior nos indica cuando el generador térmico se ha conectado.

El segundo grupo de luces piloto se encuentra en el lado derecho del tablero de transferencia y hacen referencia a la red pública, la luz piloto de la parte superior nos indica que existe voltaje en los bornes de la red pública y la luz piloto de la parte inferior nos indica cuando la red pública se ha conectado.

# ANEXO G

PLANOS ELÉCTRICOS DE LA MICRORED

# ANEXO H

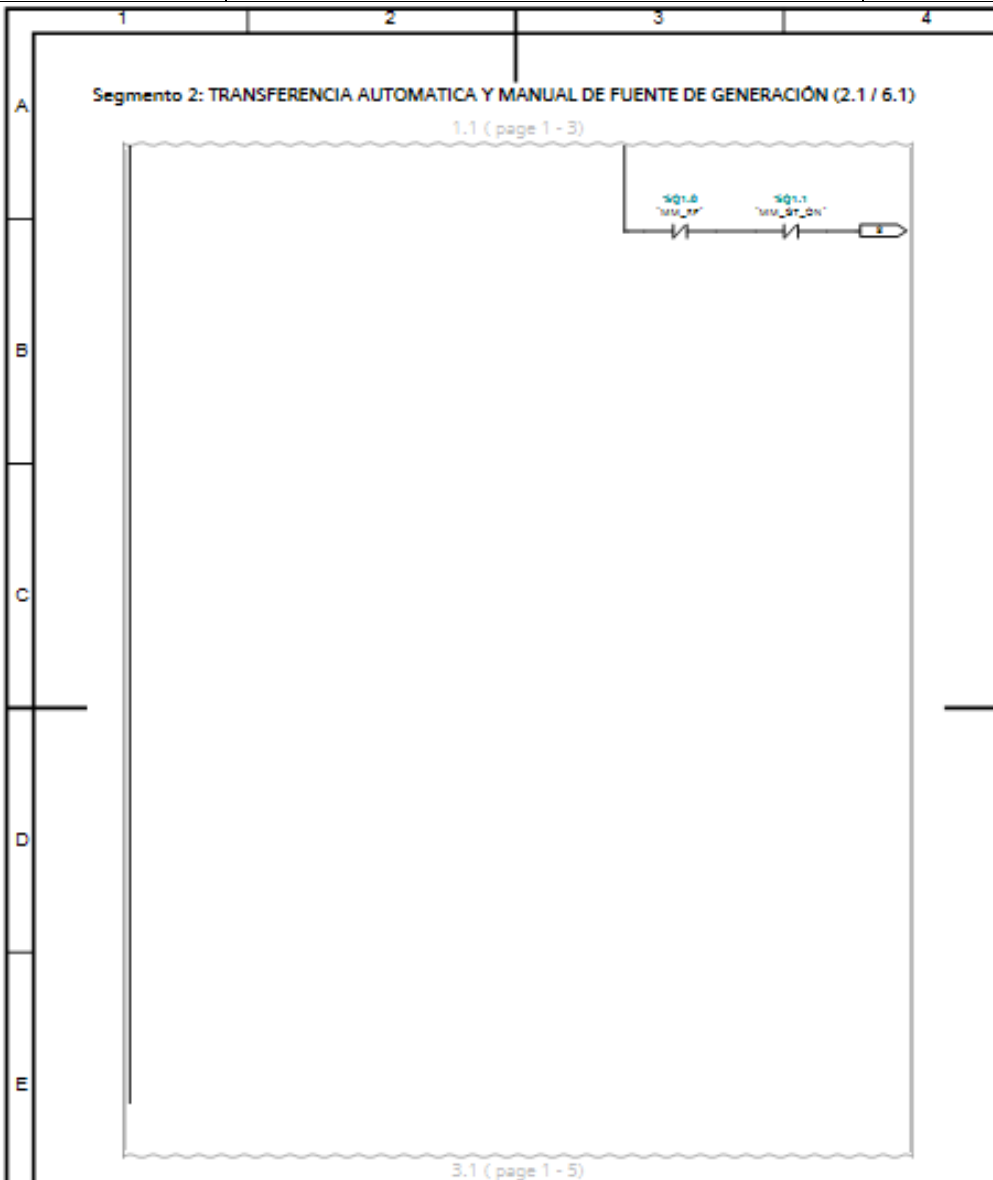
PROGRAMACIÓN DEL PLC EN TIA PORTAL



	1	2	3	4	
A	<b>Main</b>				
	<b>Main Propiedades</b>				
B	<b>General</b>				
	Nombre	Main	Número	1	
	Tipo	OB.ProgramCycle	Idioma	KOP	
	<b>Información</b>				
	Título	PROGRAMACIÓN DEL PLC_TESIS MICRORED TRACE OILFIELD	Autor	I.V.-X.A	
	Comentario		Familia	TRACEOIL	
	Versión	0.1	ID personalizada		
	<b>Table</b>				
	Nombre		Tipo de datos	Offset	
	Temp				
C	<b>Segmento 1: ADQUISICIÓN DE DATOS DE RADIACION SOLAR</b>				
D					
E					
F	Owner	Project name	PROGRAMACION TESIS MICRORED TRACE	Date	01/10/2014
	Operator	Project Path	C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final		
	Designer By	Location			
	Checked By	Description No	Language	es-ES	
	Approved By	File View	Version	Sheet 1 - 1	



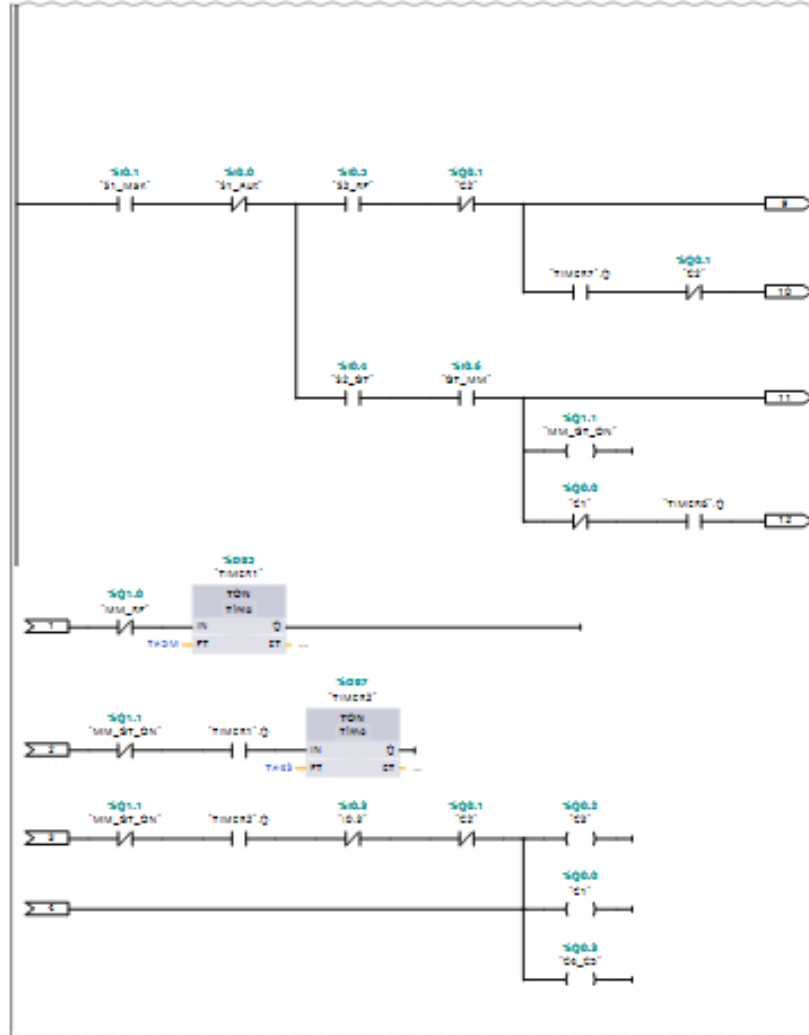




<table border="1"> <tr> <td>Author</td> <td>Project name</td> <td>PROGRAMACION TESIS MICRORED TRACE</td> <td>Date</td> <td>01/10/2014</td> </tr> <tr> <td>Operator</td> <td>Project Path</td> <td colspan="3">C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final</td> </tr> <tr> <td>Designed By</td> <td>Description 1st</td> <td colspan="3"></td> </tr> <tr> <td>Created By</td> <td>Description 2nd</td> <td>Language</td> <td colspan="2">es-ES</td> </tr> <tr> <td>Approved By</td> <td>1st View</td> <td>Version</td> <td colspan="2">Sheet 1 - 4</td> </tr> </table>	Author	Project name	PROGRAMACION TESIS MICRORED TRACE	Date	01/10/2014	Operator	Project Path	C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final			Designed By	Description 1st				Created By	Description 2nd	Language	es-ES		Approved By	1st View	Version	Sheet 1 - 4		
Author	Project name	PROGRAMACION TESIS MICRORED TRACE	Date	01/10/2014																						
Operator	Project Path	C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final																								
Designed By	Description 1st																									
Created By	Description 2nd	Language	es-ES																							
Approved By	1st View	Version	Sheet 1 - 4																							

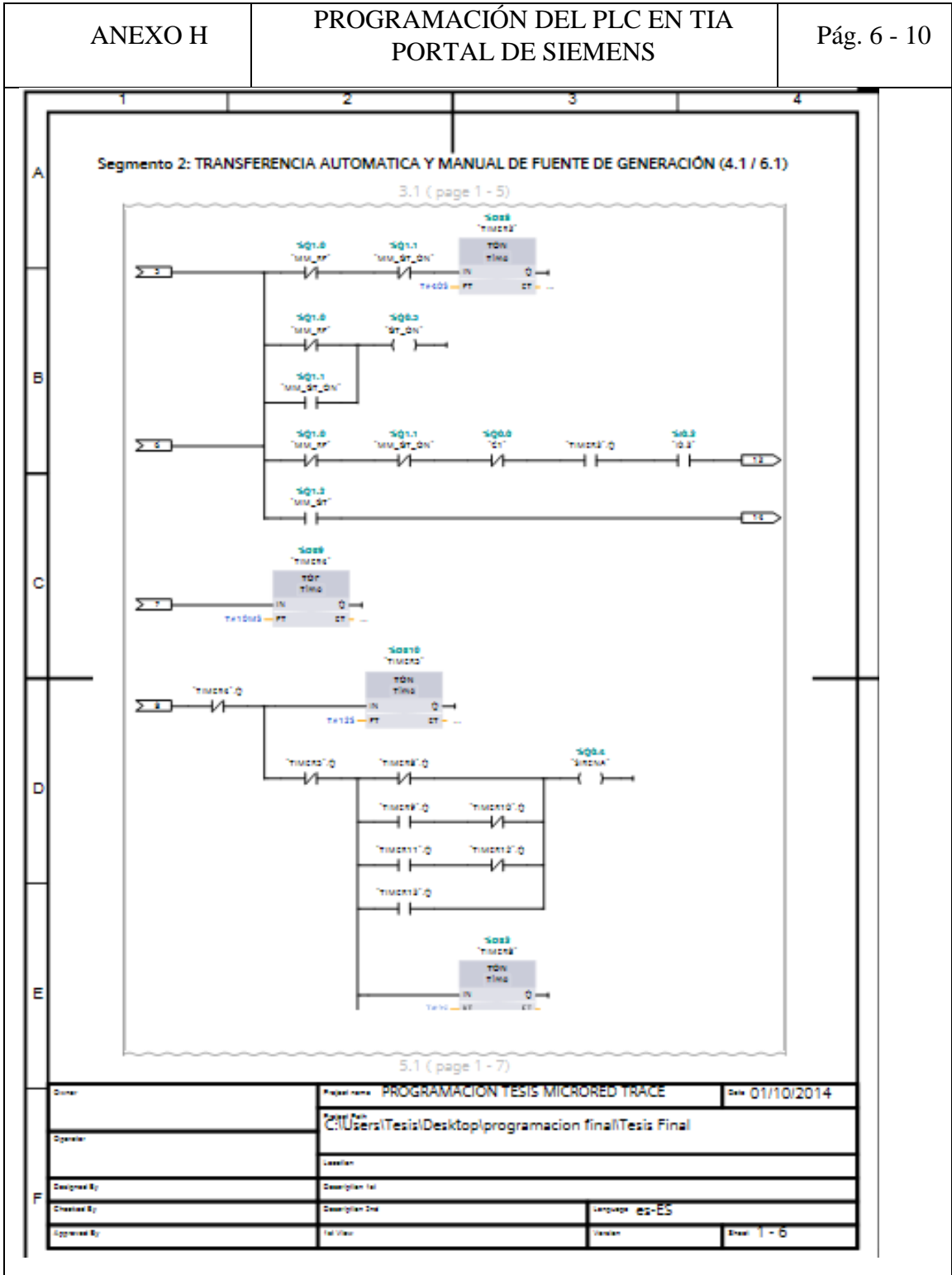
Segmento 2: TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA Y MANUAL DE FUENTE DE GENERACIÓN (3.1 / 6.1)

2.1 (page 1 - 4)



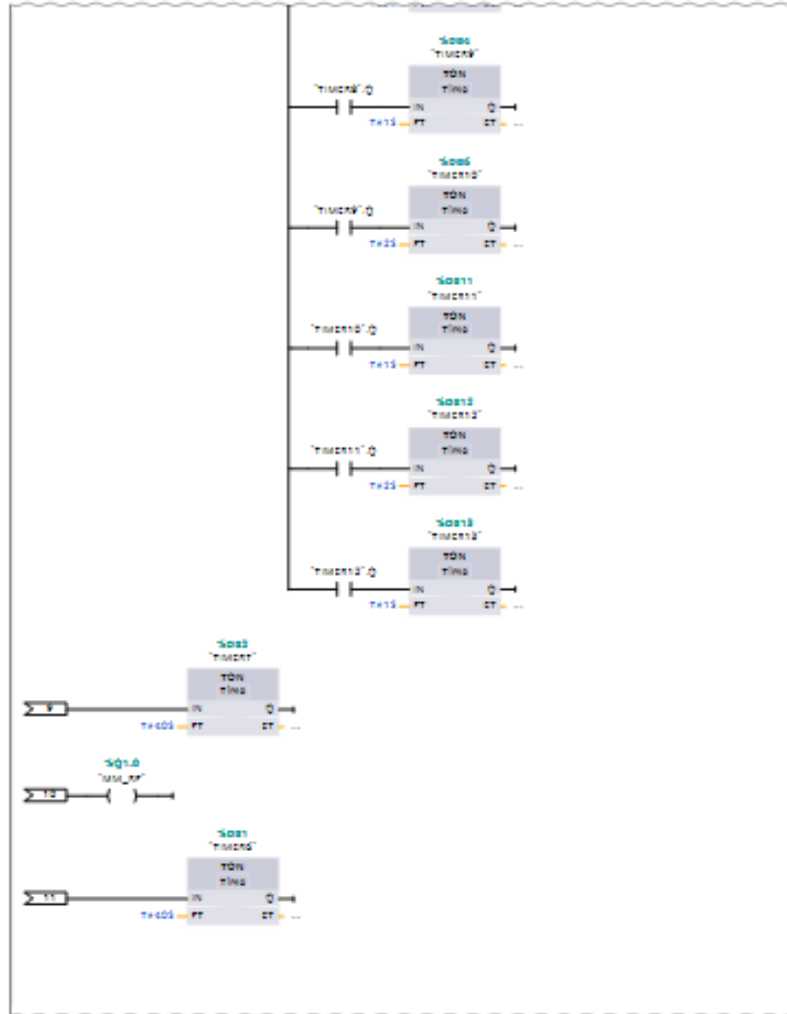
4.1 (page 1 - 6)

<p>Doc:</p> <p>Operator:</p>	<p>Project name: PROGRAMACION TESTS MICRORED TRACE</p> <p>C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final</p> <p>Location:</p>	<p>Rev: 01/10/2014</p>
<p>Designed By:</p> <p>Created By:</p> <p>Approved By:</p>	<p>Description (el):</p> <p>Description (es):</p> <p>Rel View:</p>	<p>Language: es-ES</p> <p>Version:</p> <p>Sheet: 1 - 5</p>



Segmento 2: TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA Y MANUAL DE FUENTE DE GENERACIÓN (5.1 / 6.1)

4.1 (page 1 - 6)



6.1 (page 1 - 8)

Owner	Project name	DATE
	PROGRAMACION TESIS MICRORED TRACE	01/10/2014
Operator	C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final	
Designed By	Location	
Created By	Description 1st	Language es-ES
Approved By	Description 2nd	Version
	1st View	Sheet 1 - 7



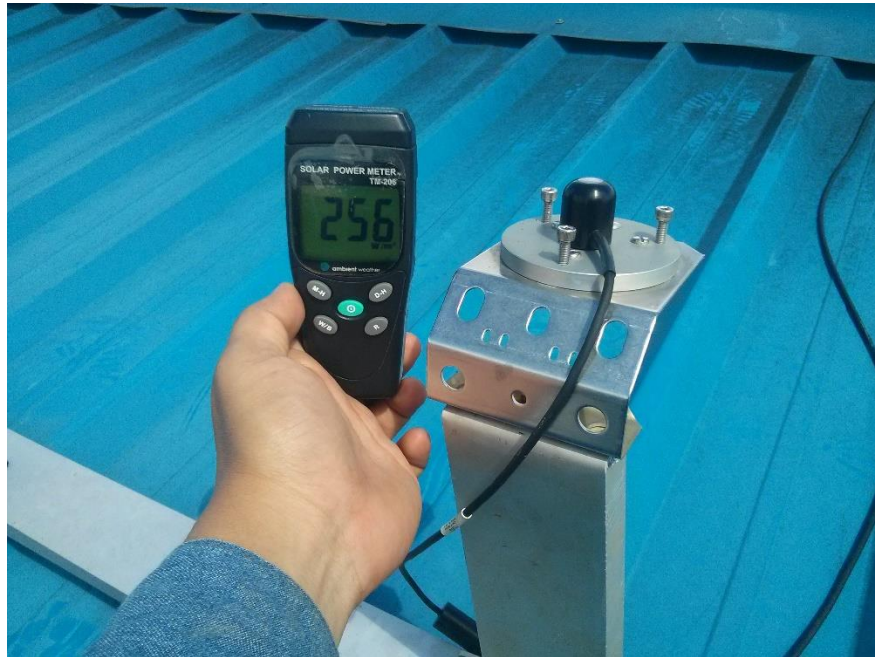


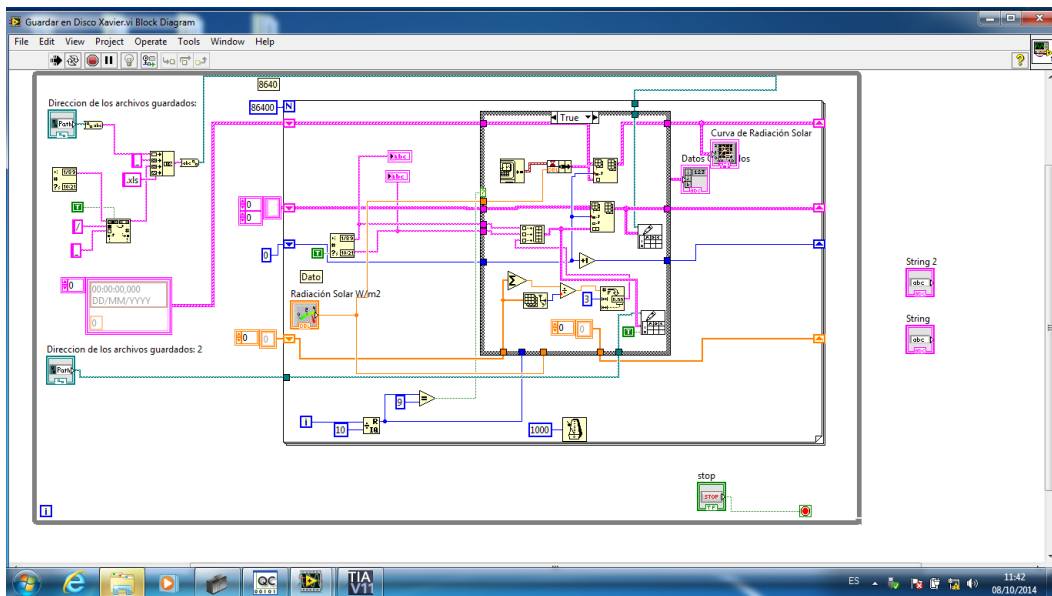
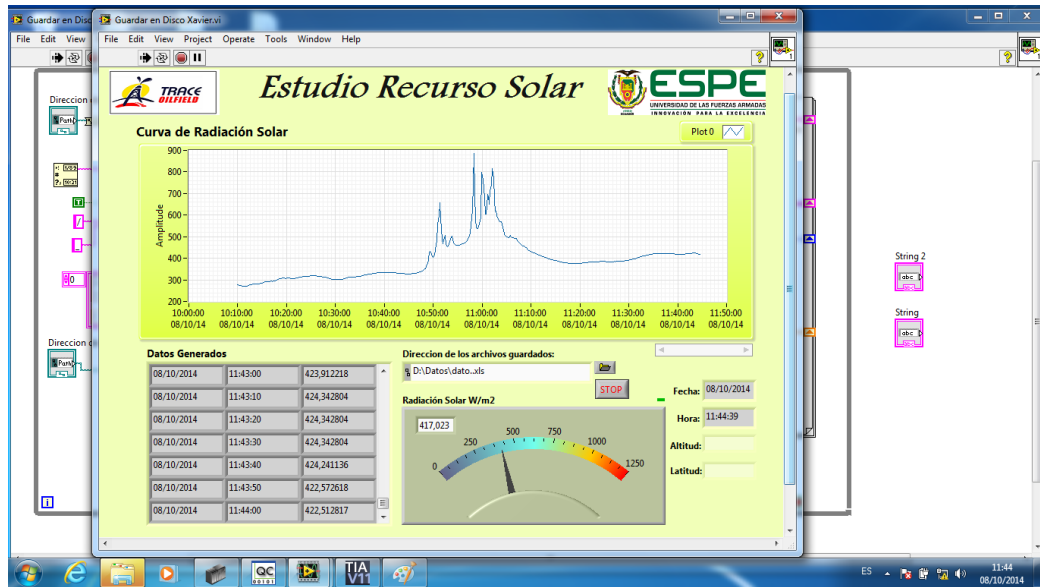
	1	2	3	4		
A	Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario		
	'S1_Aut'	%I0.0	Bool	SELECTOR EN MODO AUTOMATICO		
	'S1_Man'	%I0.1	Bool	SELECTOR EN MODO MANUAL		
	'MM_RP'	%Q1.0	Bool	AUXILIAR PARA CONECTAR RED PÚBLICA EN MODO MANUAL		
	'MM_GT_ON'	%Q1.1	Bool	AUXILIAR PARA ENCENDIDO DE GENERADOR TÉRMICO EN MODO MANUAL		
	'IO.2'	%I0.2	Bool	VOLTAJE EN LA RED PÚBLICA		
	TIMER1'	%DB5	IEC_Timer			
	TIMER1'	%DB5	IEC_Timer			
	TIMER1'.Q		Bool			
	TIMER2'	%DB7	IEC_Timer			
B	T#45	T#45	Time			
	TIMER2'	%DB7	IEC_Timer			
	TIMER2'.Q		Bool			
	'IO.3'	%I0.3	Bool	VOLTAJE EN EL GENERADOR TÉRMICO		
	'C2'	%Q0.1	Bool	CONECTAR GENERACIÓN TÉRMICA		
	'C3'	%Q0.2	Bool	CONECTAR CARGA DE BODEGAS		
	'C1'	%Q0.0	Bool	CONECTAR RED PÚBLICA		
	'C4_C5'	%Q0.3	Bool	CONECTAR CARGA DE TALLER Y HABITACIONES		
	'GT_ON'	%Q0.5	Bool	ENCENDIDO DEL GENERADOR TÉRMICO		
	TIMER3'	%DB8	IEC_Timer			
C	T#405	T#405	Time			
	TIMER3'	%DB8	IEC_Timer			
	TIMER3'.Q		Bool			
	'MM_GT'	%Q1.2	Bool	AUXILIAR PARA CONECTAR LA GENERACIÓN TÉRMICA EN MODO MANUAL		
	TIMER4'	%DB9	IEC_Timer			
	T#10M5	T#10M5	Time			
	TIMER4'.Q		Bool			
	TIMER5'	%DB10	IEC_Timer			
	T#125	T#125	Time			
	TIMER5'.Q		Bool			
D	TIMER6'	%DB3	IEC_Timer			
	TIMER6'.Q		Bool			
	TIMER8'	%DB4	IEC_Timer			
	TIMER8'.Q		Bool			
	TIMER9'	%DB6	IEC_Timer			
	TIMER9'.Q		Bool			
	TIMER10'	%DB6	IEC_Timer			
	TIMER10'.Q		Bool			
	TIMER11'	%DB11	IEC_Timer			
	TIMER11'.Q		Bool			
E	TIMER12'	%DB12	IEC_Timer			
	TIMER12'.Q		Bool			
	TIMER13'	%DB13	IEC_Timer			
	TIMER13'.Q		Bool			
	'SIRENA'	%Q0.4	Bool	LUZ DE AVISO DE CAMBIO DE GENERACIÓN		
	TIMER8'	%DB3	IEC_Timer			
	T#25	T#25	Time			
	TIMER9'	%DB4	IEC_Timer			
	Owner		Project name	PROGRAMACION TESIS MICRORED TRACE	Date	08/10/2014
	Operator		C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final			
Designed By		Location				
Checked By		Description file				
Approved By		Description Date	Language	es-ES		
		File View	Version	Sheet	1 - 9	

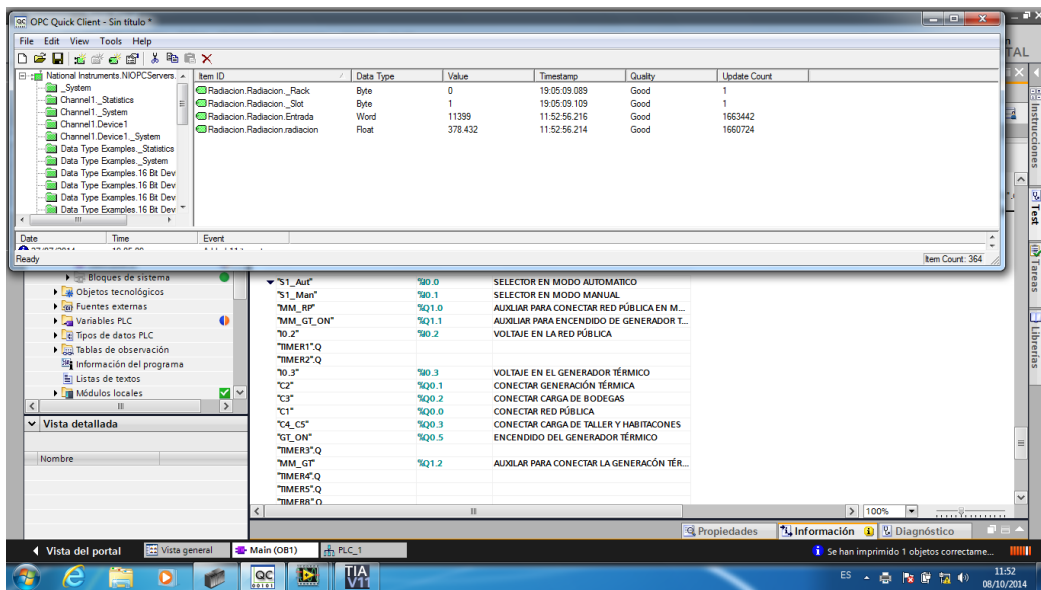
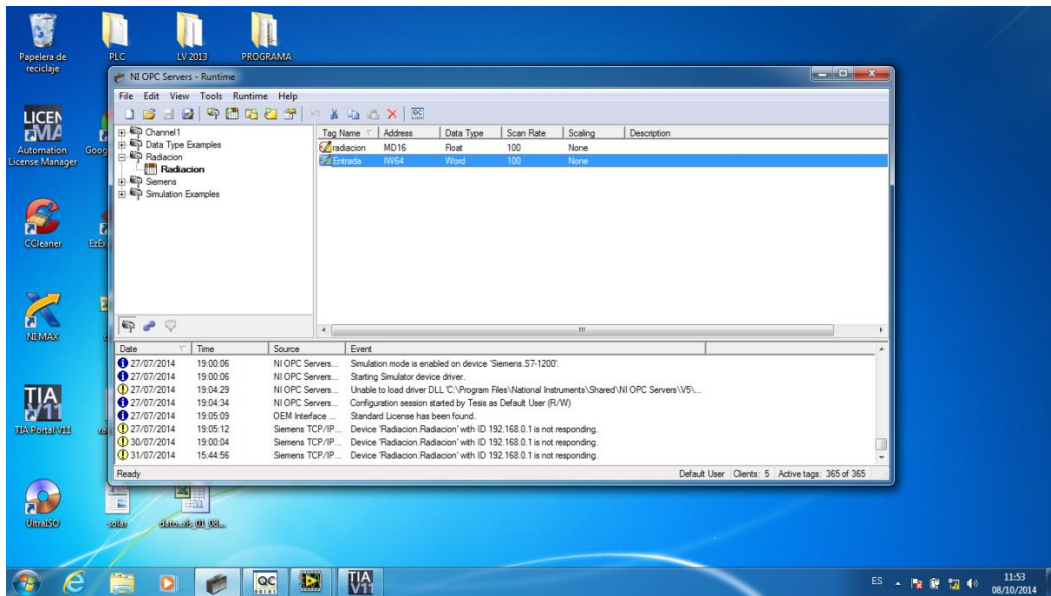
	1	2	3	4	
A	Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario	
	T#15	T#15	Time		
	TIMER10'	%OB6	IEC_Timer		
	TIMER11'	%OB11	IEC_Timer		
	TIMER12'	%OB12	IEC_Timer		
	TIMER13'	%OB13	IEC_Timer		
	S2_RP'	%I0.5	Bool	SELECTOR EN RED PÚBLICA EN MODO MANUAL	
	TIMER7'	%OB2	IEC_Timer		
	TIMER7'.Q	%OB2	IEC_Timer		
	TIMER7'.Q		Bool		
	S2_GT'	%I0.4	Bool	SELECTOR EN GENERACIÓN TÉRMICA EN MODO MANUAL	
	B	'GT_MM'	%I0.6	Bool	INTERRUPTOR DE ENCENDIDO DE GENERADOR EN MODO MANUAL
		TIMER6'	%OB1	IEC_Timer	
TIMER6'		%OB1	IEC_Timer		
TIMER6'.Q			Bool		
T#EM		T#EM	Time		
C					
D					
E					
F	Owner	Project name	PROGRAMACION TESIS MICRORED TRACE	Date	08/10/2014
	Operator	Path	C:\Users\Tesis\Desktop\programacion final\Tesis Final		
		Location			
	Designed By	Description Id			
	Created By	Description Ord	Language	es-ES	
	Approved By	Id View	Version	Sheet	1 - 10

# ANEXO I

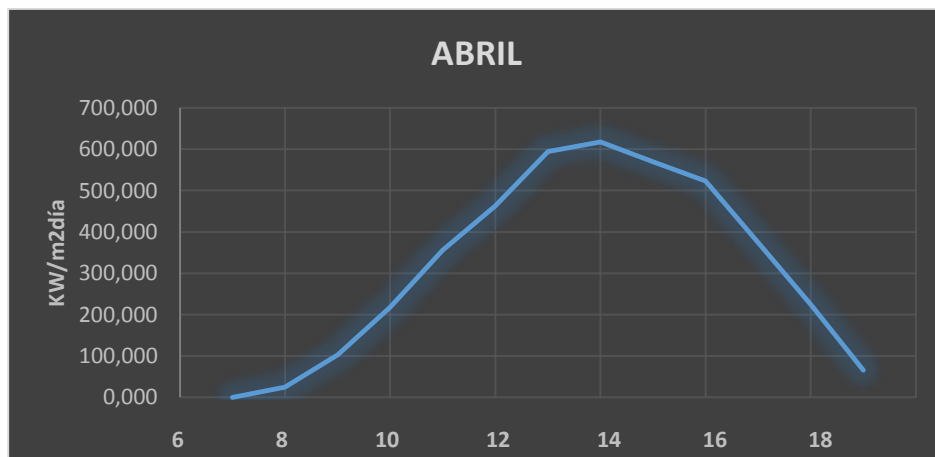
ESTUDIO DE RADIACIÓN IN SITUO

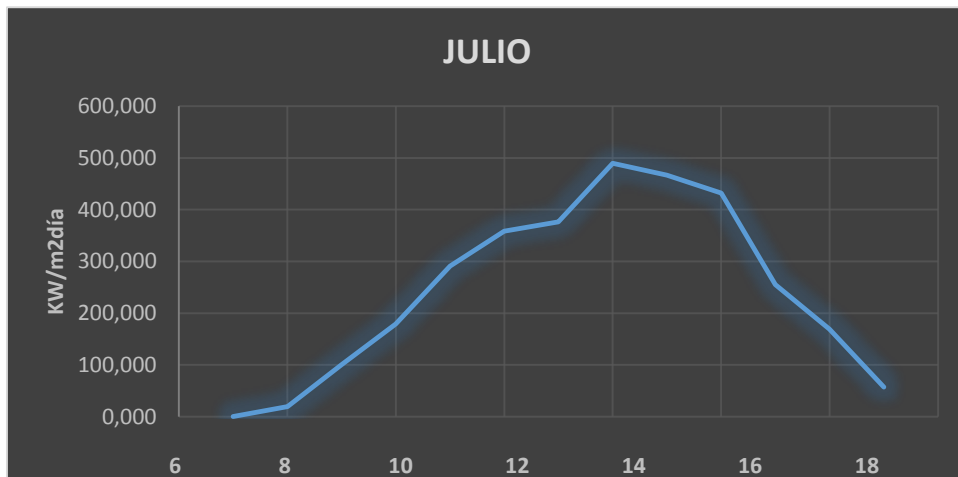
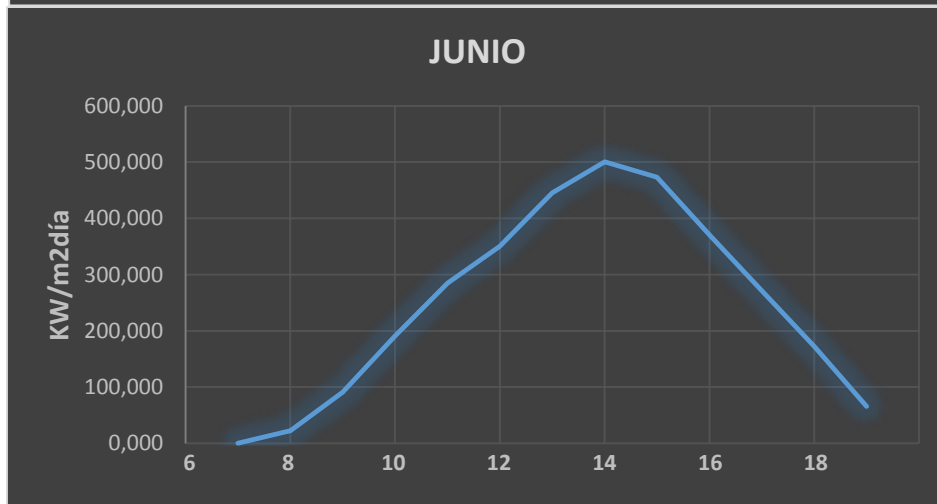
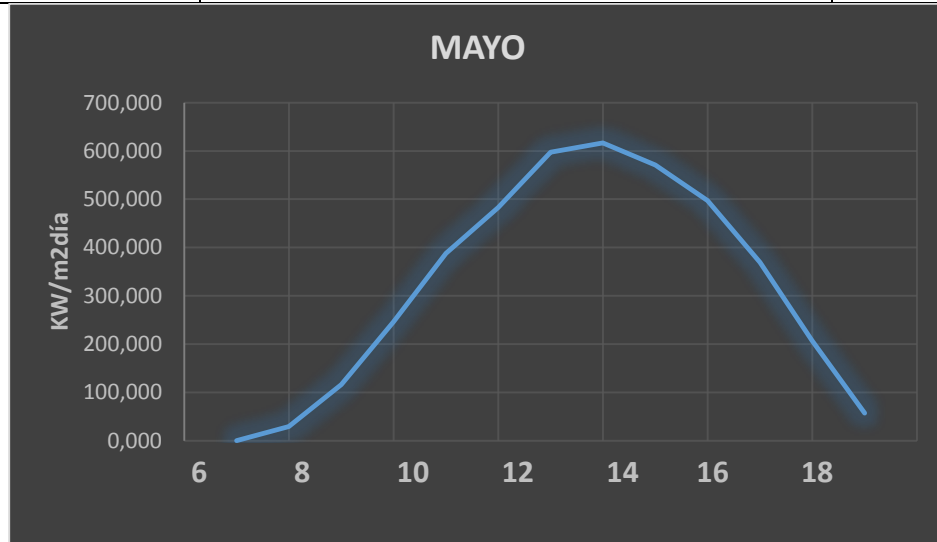




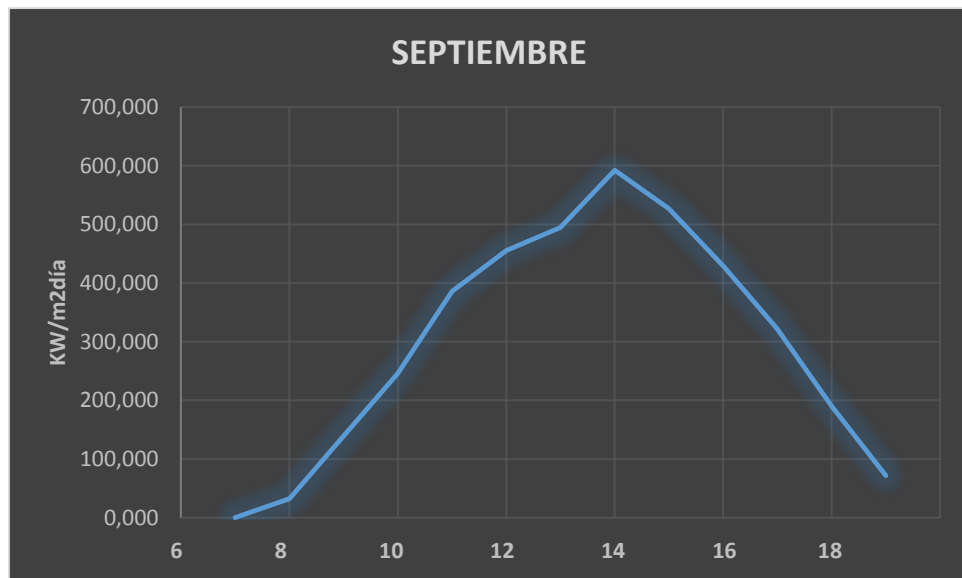
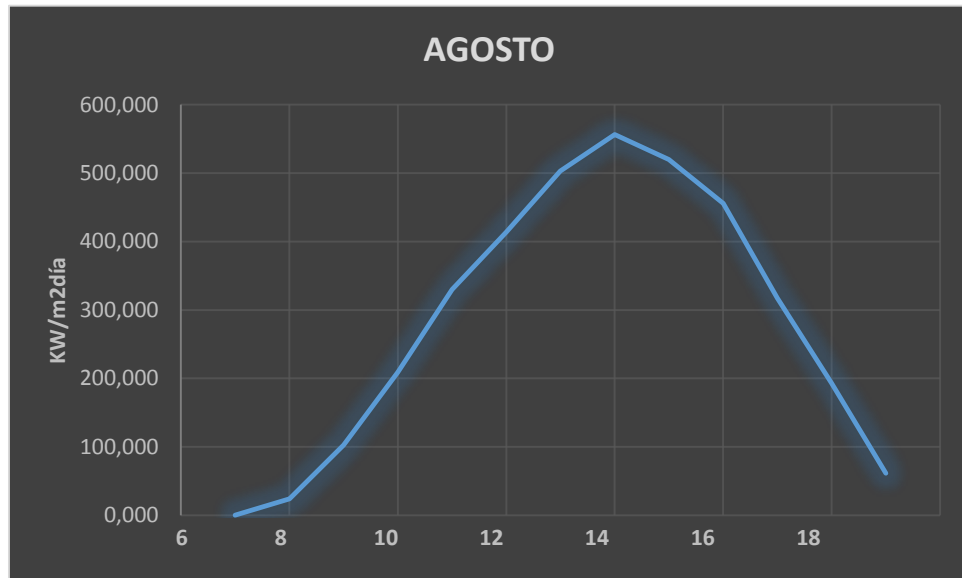


Hora	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
6h00	0,100	0,335	0,164	0,027	0,156	0,279
7h00	24,948	29,550	22,328	18,997	23,955	32,172
8h00	102,607	115,909	90,800	100,334	102,412	139,559
9h00	218,177	245,937	191,171	179,088	208,593	245,615
10h00	356,186	388,089	285,160	290,793	330,057	386,012
11h00	462,788	482,897	350,271	358,549	413,626	455,393
12h00	594,197	597,273	445,259	376,229	503,240	494,495
13h00	617,932	616,870	500,677	489,378	556,215	592,201
14h00	569,475	570,894	473,018	466,946	520,083	527,029
15h00	523,219	497,393	370,815	431,901	455,832	429,178
16h00	374,108	369,099	271,142	255,322	317,418	321,492
17h00	224,635	207,184	172,173	168,980	193,243	190,638
18h00	65,916	57,397	65,693	57,173	61,545	71,807
<b>Promedio Mensual</b>	4134,287	4178,828	3238,670	3193,716	3686,375	3885,869









# ANEXO J

DOCUMENTOS QUE AVALAN LA  
OPERATIVIDAD DEL PROYECTO



Francisco de Orellana, 01 de Octubre del 2014.

Yo, MARCO ALFONSO RAMIREZ ALVAREZ con cédula de identidad No. 180195701-8, en calidad de Gerente de la Compañía TRACEOILFIELD SERVICES & EQUIPMENT ECUADOR CIA. LTDA, certifico que los señores estudiantes GALO XAVIER ALVAREZ YANCHAPANTA y HÉCTOR ISRAEL VACA VALLEJO han culminado satisfactoriamente su proyecto de tesis titulado **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED HÍBRIDA A BASE DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y ENERGÍA TÉRMICA DIESEL EN LA EMPRESA TRACE OILFIELD SERVICES CIA.LTDA PARA REDEUCIR LA CONTAMINACIÓN AMBIENTAL”**, el cual se encuentra actualmente 100% operativo en las instalaciones de nuestra empresa sin presentar ninguna anomalía.

Atentamente,

Ing. Marco Ramírez

GERENTE GENERAL TRACEOILFIELD SERVICES.

ANEXO J-2

AUTORIZACIÓN DE CONECCION A LA  
RED PARA SINCRONIZACIÓN DE  
GEBERADOR FOTOVOLTAICO – CNEL  
SUCUMBÍOS

Pág. 1-3



www.cnel.gob.ec  
SUCUMBÍOS

Oficio Nro. CNEL-SUC-DT-2014-0087-O  
Lago Agrio, 20 de octubre de 2014

**Asunto:** Factibilidad Proyecto Sistema Fotovoltaico TRACE OILFIELD

Señor Técnico Eléctrico  
Hector Israel Vaca Vallejo  
**Solicitante**  
En su Despacho

De mi consideración:

En atención al oficio s/n del 13 de agosto de 2014, en base a los informes técnicos de inspección de equipos y características técnicas de operación y protección es procedente la conexión del generador fotovoltaico considerando que este sistema servirá únicamente para consumo propio de las instalaciones de la empresa.

**RECOMENDACIÓN**  
Si bien el ingreso del generador no causaría inconvenientes de estabilidad del alimentador, se recomienda mejorar el factor de demanda de dicho transformador(50 KVA) y reducir las pérdidas técnicas que provoca el sobredimensionamiento del equipo de transformación.  
Se adjunta informe técnico

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,



Ing. Edwin Vladimir Morales Simbaña  
**DIRECTOR TÉCNICO, ENCARGADO**

Anexos:  
INFORME TECNICO.pdf

Av. 20 de Junio y Venezuela Edif. CNEL Sucumbios  
Sucumbios - Ecuador. Telfs.: 06-2830220 / 06-2830725 / 06-2830071

Colabora con el planeta: no uses basura, recicla agua y energía.

Documento generado por Gijep 1/1

ANEXO J-2

AUTORIZACIÓN DE CONECCION A LA  
RED PARA SINCRONIZACIÓN DE  
GERERADOR FOTOVOLTAICO – CNEL  
SUCUMBÍOS

Pág. 2-3



www.cnel.gob.ec  
SUCUMBÍOS

Memorando Nro. CNEL-SUC-JPL-2014-0191-M

Lago Agrío, 08 de octubre de 2014

**PARA:** Sr. Ing. Edwin Vladimir Morales Simbaña  
Director Técnico, Encargado

**ASUNTO:** factibilidad TRACE OILFIELD

De mi consideración:

En atención al memorando Nro. CNEL-SUC-GR-2014-0779-E, en la cual se solicita la factibilidad de servicio para la instalación de un Generador Fotovoltaico de 8,4kW pico instalado, informamos lo siguiente.

Del análisis realizado en base a la información proporcionada por los representantes de la empresa TRACE OILFIELD SERVICES & EQUIPMENT CIA. LTDA, se determina que la demanda máxima es de aproximadamente 20kW, para lo cual disponen de un transformador trifásico de 50kVA. Con un factor de demanda del 48% aproximadamente.

La instalación del Generador Fotovoltaico de 8,4kW pico instalado, servirá únicamente para consumo propio de las instalaciones de la empresa y se instalará en el lado de bajo voltaje, reduciendo la cargabilidad del transformador de distribución de la empresa, si bien el ingreso del generador no causa inconvenientes de estabilidad del alimentador, se recomienda mejorar el factor de demanda de dicho transformador, debido a que quedaría sobredimensionado y no justifica las pérdidas técnicas que provoca en la red de distribución.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

Ing. Jonathan Juan Carlos Aguaisa Sanchez  
PLANIFICADOR TÉCNICO

Av. 20 de Junio y Venezuela Edif. CNEL Sucumbios  
Sucumbios - Ecuador. Telfs.: 06-2830220 / 06-2830725 / 06-2830071

Colabora con el planeta: no arrojes basuras, recicla este material.



www.cnel.gob.ec  
SUCUMBÍOS

*Ing. Juan Ordoñez  
Fase Análisis Práctico  
a NUESTRO SISTEMA  
7-10-2014*

Memorando Nro. CNEL-SUC-GT-2014-0013-M

Lago Agrio, 23 de septiembre de 2014

**PARA:** Sr. Ing. Edwin Vladimir Morales Simbaña  
Director Técnico, Encargado

**ASUNTO:** Informe de inspección

De mi consideración:

En atención a sumilla impresa en oficio presentado por la Cia. TRACE OILFIELD donde se procedió a la inspección del proyecto de un generador fotovoltaico de 8.4 Kw.

Debo indicar que se procedió a la revisión de: tableros de transferencia y tableros de distribución, los mismos que se encuentran en buen estado y con las características técnicas adecuadas para la capacidad instalada de la Cia. que es de aproximadamente de 25KVA.

Los paneles fotovoltaicos (generador fotovoltaico); se conectan a la red mediante inversores que se sincronizan automáticamente al tablero principal de distribución, los cuales disponen de un sistema de protecciones en el caso de falla ya sea por: sobrecarga, sobrecorriente, baja frecuencia y potencia inversa.

El sistema mencionado trabajara en paralelo con el sistema de la red de distribución de CNEL, el mismo que no afectara al servicio y tampoco a nuestro sistema de distribución.

Se recomienda se autorice conectar el generador fotovoltaico ya que el único fin es el autoabastecimiento de la Cia. TRACE OILFIELD.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

Tlgo. Jorge Fernando Proaño Vinuesa  
SUPERVISOR SEGURIDAD INDUSTRIAL

**CNEL RECIBIDO**  
TO. PLANIFICACION  
3 OCT. 2014  
FECHA: ..... HORA: 10:55  
FIRMA: .....

RECIBIDO  
SECRETARIA  
DIRECCION TECNICA

3 OCT 2014

1093  
Luc

# ANEXO K

FOTOGRAFÍAS









Latacunga, Octubre 2014

El presente trabajo fue desarrollado en su totalidad por:

---

SR. ÁLVAREZ YANCHAPANTA GALO XAVIER

C.C.: 1804557138

---

SR. VACA VALLEJO HÉCTOR ISRAEL

C.C.: 0503385775

**APROBADO POR:**

---

ING. KATYA TORRES

DIRECTORA DE CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**CERTIFICADO POR:**

---

DR. RODRIGO VACA CORRALES

SECRETARIO ACADÉMICO

+ 24  
DC

