



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA E INSERCIÓN AL
MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW**

Melvin Alejandro Catalán Cabrera
Asesorado por el Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo

Guatemala, febrero de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA E INSERCIÓN AL
MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MELVIN ALEJANDRO CATALÁN CABRERA
ASESORADO POR EL ING. JUAN CARLOS POZUELOS BUEZO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA E INSERCIÓN AL
MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha agosto de 2012.



Melvin Alejandro Catalán Cabrera

Guatemala 29 de septiembre de 2013

Ingeniero Romeo Neftalí López Orozco
Coordinador del Área Electrotecnia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Estimado ingeniero López

Me permito dar aprobación al trabajo de graduación titulado **“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA E INSERCIÓN AL MERCADO ELECTRICO GUATEMALTECO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW”**, del señor Melvin Alejandro Catalán Cabrera, por considerar que cumple con los requisitos establecidos.

Por lo tanto, el autor de este trabajo de graduación y, yo como su asesor nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me despido

Atentamente,



Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo

Colegiado 7702

Asesor

Juan Carlos Pozuelos Buezo
Ingeniero Electricista
Colegiado 7702

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 90. 2013

Guatemala, 7 de NOVIEMBRE 2013.

Señor Director

Ing. Guillermo Antonio Puentes Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA E
INSERCIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO DE
UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW,** del estudiante
Melvin Alejandro Catalán Cabrera, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Romeo Neftalí López Orozco
Coordinador Área Electrotécnica



sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 90. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; MELVIN ALEJANDRO CATALÁN CABRERA titulado: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA E INSERCIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Punte Romero



GUATEMALA, 26 DE NOVIEMBRE 2,013.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

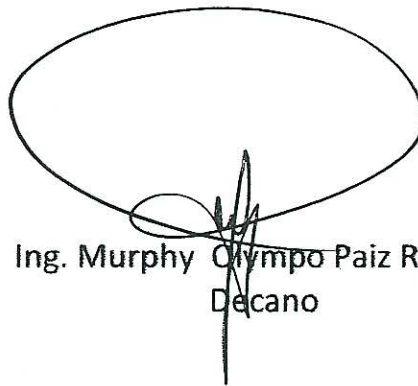


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 053.2014

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA E INSERCIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW**, presentado por el estudiante universitario **Melvin Alejandro Catalán Cabrera**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, 7 de febrero de 2014

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Porque eres bueno, constante y eterno tu amor conmigo.
Virgen María	Por permitir y ser parte del mayor proyecto del mundo. Por su intercesión y compañía.
Mis padres	Alejo Catalán Palencia y María Dolores Cabrera Monroy. Por su amor y ser un auténtico ejemplo en valores. Pero sobre todo su paciencia, sacrificios, concebirme, permitirme vivir y apoyar mi desarrollo incondicionalmente.
Mis hermanos	Gabriela del Rosario y William Eduardo Catalán Cabrera. Por compartir la mejor y más alegre infancia que pude tener.
Mis abuelos	Por su cariño, atenciones, experiencia y consejo.
Familia	A todos los que influyeron de manera positiva en mi vida.
Ana Lucrecia Pereira González	Por ser parte importante de mi vida y compartir conmigo su indescriptible gracia femenina.

Mis tíos

Por su cariño, paciencia, bondad, atenciones y compañía, especialmente a: María Luisa Castellón y Lilian Soto.

**José Alfredo Gudiel
Morales**

Por ser el amigo que me acompañó en la mayor parte de la carrera universitaria, al que recuerdo con mucho cariño y admiración.

Amigos

Rodolfo Aldana, Guillermo Mejía, Braulio González, Napoleón Guzmán, Javier Montenegro, Raúl Girón, a todos los de la Escuela de Mecánica Eléctrica que me brindaron su amistad. A mis amigos auxiliares de la Facultad de Farmacia.

Waldemar Nufio Reyes

Por el aprendizaje que generó la convivencia, su consejo y compartir lo que trasciende: la amistad.

AGRADECIMIENTOS A:

La Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios que me permitió desarrollarme académicamente y cumplir la meta anhelada.
La Facultad de Ingeniería	Por proveer los recursos necesarios para alcanzar parte importante de mi superación personal.
La Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica	Por la formación profesional y el conocimiento transmitido.
Ingeniero Juan Carlos Pozuelos Buezo	Por su pronto apoyo, disposición y conocimientos heredados para la realización de este trabajo de graduación.
Dirección General de Energía	Por el apoyo e información proporcionada para el desarrollo de este trabajo de graduación. Especialmente la intervención del señor Oscar Alvarado y el ingeniero César Che.
Los profesores	A todas los que se esmeraron en transmitirme sus conocimientos con profesionalismo a lo largo de toda mi formación académica.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. TEORÍA SOBRE ENERGÍA SOLAR	1
1.1. Aprovechamiento de energía solar.....	1
1.1.1. Energía solar térmica.....	1
1.1.2. Energía solar fotovoltaica	2
1.2. Sucesos históricos relacionados con el efecto fotovoltaico	3
1.3. Fundamento físico efecto fotovoltaico	5
1.4. Célula solar FV.....	7
1.4.1. Características de la célula solar	7
1.4.2. Paneles FV	12
1.4.3. Clasificación de paneles FV.....	13
1.4.3.1. Número de celdas.....	14
1.5. Equipos necesarios para una planta SF	14
1.5.1. Conectados a la red eléctrica	14
1.5.2. Aislados, no conectados a la red eléctrica.....	15
2. CONTEXTO SOCIAL- ENERGÉTICO DE GUATEMALA.....	17
2.1. Breve historia de la energía eléctrica en Guatemala	17
2.2. El mercado eléctrico en Guatemala.....	19

2.2.1.	Principios del Mercado Mayorista.....	20
2.2.2.	Mercado de oportunidad.....	21
2.2.3.	Mercado a término	21
2.2.4.	Mercado de desvíos de potencia.....	21
2.3.	Ley, normas y reglamentos del mercado eléctrico de Guatemala asociados a centrales de energía renovable	22
2.4.	Demanda.....	23
2.5.	Oferta	24
2.6.	Análisis de mercado y del posible precio de venta.....	25
2.7.	Indicadores económicos para la evaluación económica y financiera para el proyecto	26
2.8.	Recursos renovables en Guatemala	27
2.9.	Clima	28
2.9.1.	Las planicies del norte.....	28
2.9.2.	Franja transversal del norte.....	28
2.9.3.	Meseta y altiplanos.....	29
2.9.4.	La bocacosta	29
2.9.5.	Planicie costera del pacífico	29
2.9.6.	Zona oriental	30
3.	ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA UBICACIÓN CON MEJORES CARACTERÍSTICAS	31
3.1.	Descripción	31
3.2.	Análisis para determinar la región ideal	31
3.2.1.	Características de irradiación	32
3.2.2.	Topología y características del terreno	32
3.2.3.	Conexión al sistema de transmisión.....	33
3.3.	Ubicación del terreno para implementación del proyecto.....	34
3.4.	Temperatura y recurso solar	34

3.5.	Selección de la tecnología fotovoltaica.....	37
3.5.1.	Tecnología fotovoltaica.....	38
3.5.2.	Selección	38
3.6.	Orientación e inclinación del panel	41
4.	DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW	43
4.1.	Criterios de selección del equipo.....	43
4.2.	Precios y características de los paneles seleccionados	44
4.3.	Elección del inversor según configuración panel-inversor	45
4.3.1.	Tamaño del inversor	46
4.3.2.	Características y funcionamiento de los inversores	46
4.3.3.	Configuración panel-inversor	47
4.3.3.1.	Potencia máxima del inversor	47
4.3.3.2.	Corriente máxima del inversor	47
4.3.3.3.	Voltaje máximo de operación del inversor	48
4.3.3.4.	Voltaje de operación del inversor.....	48
4.3.3.5.	Voltaje mínimo de operación del inversor	48
4.3.3.6.	Rango de voltaje de operación de seguimiento de máxima potencia (MPPT)	48
4.3.3.7.	Voltaje de sistema de los paneles solares	49
4.4.	Cálculo del campo generador fotovoltaico.....	52
4.4.1.	Inversores	52
4.4.2.	Paneles fotovoltaicos por inversor	52
4.5.	Esquema básico de conexiones	55

4.5.1.	Esquema general en DC	55
4.5.1.1.	Grupo de paneles solares	55
4.5.1.2.	Seccionamiento de cadenas (<i>strings</i>) ..	57
4.5.1.3.	Protecciones y maniobra en DC.....	57
4.5.1.4.	Diodos de desvío (<i>Bypass</i>).....	57
4.5.2.	Esquema general AC en baja tensión	58
4.5.2.1.	Medida y calidad de la energía.....	58
4.5.2.2.	Centros de transformación BT/MT	58
4.5.3.	Red en MT y unifilar	59
4.5.4.	Punto de conexión con la red.....	60
4.5.5.	Red de tierras.....	61
4.5.6.	Estructura que soportara los paneles solares	62
4.6.	Distribución en predio.....	63
4.6.1.	Separación de las estructuras fijas de paneles	63
4.6.2.	Separación de los arreglos de paneles	64
4.6.3.	Accesos.....	65
4.6.4.	Distribución de los arreglos en filas.....	65
4.7.	Tamaño del terreno.....	65
4.8.	Cableado.....	67
4.8.1.	Cálculo del cableado en baja tensión.....	67
4.8.1.1.	Tensión máxima	67
4.8.1.2.	Corriente máxima	68
4.8.1.3.	Cálculo del cableado en media tensión.....	68
4.9.	Estudio de la producción anual	69
4.9.1.	Factor de rendimiento	70
4.9.2.	Capacidad instalada	70
4.9.3.	Estudio de pérdidas.....	71
4.9.3.1.	Pérdidas en el generador FV.....	71

	4.9.3.1.1.	Irradiancia.....	71
	4.9.3.1.2.	Ángulo de incidencia (IAM).....	72
	4.9.3.1.3.	Temperatura	72
	4.9.3.1.4.	Dispersión de los parámetros o desajuste (<i>mismatch</i>) ...	72
	4.9.3.1.5.	Polvo y suciedad	72
	4.9.3.1.6.	Degradación	73
	4.9.3.2.	Pérdidas en conductores I^2R	76
	4.9.3.3.	Pérdidas del inversor	76
	4.9.3.4.	Diagrama de producción anual	77
	4.9.3.5.	Pérdidas del transformado de BT/MT ..	78
4.9.4.		Producción final de energía	78
4.9.5.		Factor de planta.....	80
5.		EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA.....	81
5.1.		Estudios previos	82
	5.1.1.	Antecedentes de precios	82
	5.1.2.	Posibilidades de financiamiento.....	84
	5.1.3.	Condiciones macro	85
	5.1.4.	Impuesto al Valor Agregado (IVA)	85
	5.1.5.	Impuesto Sobre la Renta (ISR).....	86
	5.1.6.	Beneficios impositivos por promoción.....	86
5.2.		Duración del proyecto.....	87
	5.2.1.	Vida física	87
	5.2.2.	Vida tecnológica	87
	5.2.3.	Vida comercial	87
	5.2.4.	Vida jurídica	88

5.2.5.	Valor residual	88
5.2.5.1.	Cálculo del valor de continuidad del proyecto.....	88
5.3.	Fondos absorbidos.....	89
5.4.	Fondos generados	91
5.5.	Costo de oportunidad del accionista	91
5.6.	Cálculo del costo promedio ponderado de capital WACC.....	93
5.7.	Mecanismos de desarrollo limpio (venta de CERs).....	94
5.8.	Evaluación económica - financiera.....	95
5.8.1.	Flujo del financiamiento.....	95
5.8.2.	Rentabilidad	97
5.8.3.	Liquidez.....	98
5.8.4.	Sensibilidad.....	99
5.8.4.1.	Financiamiento	99
5.8.4.2.	Producción anual de energía.....	101
5.8.4.3.	Precio de venta de energía	102
5.8.4.4.	Inversión.....	104
5.8.5.	Consideraciones económicas para 5MW	105
5.8.5.1.	Inversión inicial e ingresos- egresos ..	105
5.8.5.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN).....	108
CONCLUSIONES.....		109
RECOMENDACIONES		113
BIBLIOGRAFÍA.....		115
APÉNDICES.....		117

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama de un aparato diseñado para el estudio del efecto fotoeléctrico.....	5
2.	Curva corriente en función de la diferencia de potencial.....	6
3.	Curva voltaje-corriente celda SF	8
4.	Curva voltaje-corriente celda SF	11
5.	Disposición y conexión de celdas en un panel SF	12
6.	Esquema básico de conexión conectado a la red	15
7.	Esquema básico de conexión aislada	16
8.	Curva típica de demanda del país de Guatemala	23
9.	Capacidad instalada.....	25
10.	Zonas climáticas de Guatemala	30
11.	Imagen de satélite de la localización del proyecto	33
12.	Irradiación global mensual del lugar seleccionado.....	35
13.	Simulación Isofotón monocristalino modelo I130/12	38
14.	Simulación <i>Kyocera</i> policristalino modelo FL130T-1A	39
15.	Simulación <i>Suntech</i> policristalino modelo STP130S-12.....	39
16.	Simulación <i>NexPower</i> microsilicio modelo NT-130AX	40
17.	Orientación del panel respecto a la horizontal	42
18.	Esquema básico de conexión del parque solar	56
19.	Diagrama unifilar simplificado de conexión	60
20.	Punto de conexión con la red de 13,8kV.....	61
21.	Detalle de montaje	62
22.	Detalle de armazón para instalación de módulos.....	63

23.	Distancia mínima entre estructuras.....	64
24.	Separación entre arreglos.....	65
25.	Disposición de equipos y dimensiones del terreno	66
26.	Gráfica de pérdida anual por degradación.....	74
27.	Gráficas de pérdidas PVsyst.....	75
28.	Curva de eficiencia de inversor.....	76
29.	Diagrama de pérdida anual.....	77
30.	Producción y factores de pérdidas.....	79
31.	Fondos absorbidos	90
32.	Flujo de caja acumulado	99
33.	Sensibilidad – financiamiento	100
34.	Sensibilidad – producción anual de energía	102
35.	Sensibilidad – precio de venta	103
36.	Sensibilidad – inversión	105

TABLAS

I.	Capacidad instalada.....	24
II.	Potencial de recursos renovables en Guatemala	28
III.	Temperatura Chispan, Zacapa.....	36
IV.	Resumen de datos para selección de tecnología del módulo	40
V.	Comparación de características T-solar y NexPower.....	44
VI.	Número asignado a cada inversor.....	50
VII.	Detalle de comparación módulo-inversor	51
VIII.	Resultados principales de la simulación.....	78
IX.	Balances y resultados principales	80
X.	POE mensual de 05:00 a 16:00 horas	83
XI.	Porcentaje de la inversión inicial de cada activo principal.....	90
XII.	Flujo de caja bonos de carbono	94

XIII.	Flujo de financiamiento	96
XIV.	Flujo de caja.....	96
XV.	Sensibilidad – financiamiento.....	100
XVI.	Sensibilidad - producción anual de energía	101
XVII.	Sensibilidad – precio de venta	103
XVIII.	Sensibilidad- inversión	104

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
BT	Baja tensión
Hp	Caballo de fuerza
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continúa
Isc	Corriente de cortocircuito
Icc	Corriente de cortocircuito
CD	Corriente directa
ΔV	Diferencia de potencial eléctrico
\$	Dólar estadounidense
FF	Factor de forma
FV	Fotovoltaico
°C	Grados Celsius
kWh	Kilovatio hora
MT	Media tensión
MW	Megavatio
m²	Metro cuadrado
msnm	Metros sobre el nivel del mar
%	Porcentaje
Pmax	Potencia máxima
POE	Precio de oportunidad de la energía
MPPT	Punto de máxima potencia
SF	Solar fotovoltaico

W	Vatio
Wp	Vatio pico
Voc	Voltaje circuito abierto
V	Voltios

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
AWG	<i>American Wire Gauge</i>
Bonos de carbono	Son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente.
Célula fotovoltaica	Es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.
Despacho	Se refiere al despacho económico de carga que realiza el Administrador del Mercado Mayorista.
Despacho económico	Es el despacho de las unidades de generación optimizando al mínimo costo para garantizar el abastecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado y se calcula según lo establecido en las Normas de Coordinación.
Diagrama unifilar	Es una representación gráfica de una instalación eléctrica, el conjunto de conductores y elementos de un circuito se representa mediante una única línea.

EBASCO	Electric Bond and Share Company (Empresa de construcción y consultoría de servicios eléctricos)
Energía fototérmica	Transformación de la energía radiante solar en calor o energía térmica, utiliza directamente la energía que recibimos del Sol para calentar un fluido.
Inversor de corriente	Equipo eléctrico utilizado para cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada.
<i>Mil Circular MIL</i>	Representa el área de la sección de un conductor que posee una milésima de pulgada de diámetro
NEC	<i>National Electrical Code</i>
NTDROID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las instalaciones de Distribución
NTGDR	Norma Técnica Para la Conexión, Operación, Control y Comercialización De La Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía
PEG	Plan de expansión de la generación

Radiación solar	Emisión y propagación de una radiación, como la luz, el calor u otro tipo de energía.
Resistencia serie	Representa las pérdidas en un módulo solar debidas a las corrientes de fuga.
Producto Interno Bruto	Medida macroeconómica que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país durante un período determinado de tiempo.
Piranómetro	Instrumento meteorológico utilizado para medir la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra. Mide la densidad del flujo de radiación solar (kW/m^2).
Protección	Dispositivos que protegen equipos y aíslan una falla de la red eléctrica.
Punto de conexión	Lugar de la red de distribución de 13,8kV donde se conectara en derivación el parque solar.
Silicio	Es un material semiconductor muy abundante, tiene un interés especial en la industria electrónica y microelectrónica como material básico para la creación de obleas.
Silicio amorfo	Es un semiconductor de interés en la industria fotovoltaica, porque puede depositarse en forma de

películas delgadas de bajo costo y producción masiva. Estas propiedades hicieron que se lo considerara un excelente candidato para aplicaciones en celdas solares.

Simulación

Es el proceso de diseñar un modelo de un sistema real y llevar a término experiencias con él, con la finalidad de comprender el comportamiento del sistema o evaluar nuevas estrategias.

Tedlar

Material fluoruro de polivinilo (PVF). El contenido de flúor produce una mayor unión química que con polímeros normales, incrementando considerablemente la resistencia y la durabilidad. Es un material usado para aislar la matriz de celdas fotovoltaicas en la parte posterior del panel.

TIR

Tasa interna de retorno

VAN

Valor actual neto

RESUMEN

La idea principal de este trabajo de graduación es contestar a dos interrogantes principales: si existe una región en el país con suficiente radiación y las condiciones climáticas adecuadas, para justificar técnicamente una instalación fotovoltaica y determinar la rentabilidad de un proyecto con las condiciones actuales.

En el capítulo I se describen los principales métodos de aprovechamiento de energía solar y se presentan las características de los módulos fotovoltaicos y su clasificación.

En el capítulo II se exponen las condiciones del mercado eléctrico. Marco regulatorio y las opciones de venta de energía.

En el capítulo III, mediante herramientas geoespaciales, con datos de temperatura e información climatológica se determina la región ideal. Se elige la tecnología de módulo que mejor se desempeña en la zona.

En el capítulo IV, con el programa PVSyst se elige una adecuada configuración Panel-Inversor y se calcula la producción anual de energía. Se incluye todo lo relacionado con el diseño y dimensionamiento de la central FV.

En el capítulo V, con base en el capítulo anterior, se integra la inversión inicial. En un flujo de caja se incluyen la inversión inicial, los ingresos y egresos posteriormente se efectúa un análisis económico y financiero para determinar la viabilidad del proyecto.

OBJETIVOS

General

Evaluar la viabilidad técnica, económica del diseño e inserción de una central fotovoltaica de 1MW al sistema eléctrico guatemalteco.

Específicos

1. Exponer brevemente la teoría sobre el aprovechamiento de energía solar haciendo énfasis en la tecnología fotovoltaica.
2. Analizar el mercado de energía eléctrica e indicadores económicos del país.
3. Encontrar la región del país que reúna la mejor combinación de características para el desarrollo del parque solar fotovoltaico.
4. Realizar el diseño de la central fotovoltaica de 1 MW y evaluar la producción anual de energía de la central fotovoltaica.
5. Desarrollar un análisis económico y financiero para determinar la viabilidad económica del proyecto.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda energética, la consideración de que los hidrocarburos no son inagotables, la contaminación remanente de utilizar hidrocarburos y materiales reactivos para generar energía eléctrica, así como su elevado costo con tendencia al alza en mercados inestables y volátiles han estimulado el estudio y crecimiento de desarrollo de fuentes de energía alternativas, las cuales deben ser seleccionadas bajo el contexto del desarrollo sostenible.

El recurso solar es una fuente inagotable de energía verde, en el país se han desarrollado proyectos a pequeña escala que aprovechan esta fuente de energía. La idea principal de este documento es contestar a dos interrogantes principales; si existe una región en el país con suficiente radiación y las condiciones climáticas adecuadas para justificar técnicamente una instalación fotovoltaica y determinar la rentabilidad de un proyecto con las condiciones actuales.

El presente trabajo de graduación pretende evaluar la viabilidad técnica y económica de la tecnología fotovoltaica para un mercado como el de Guatemala. Para ello se evaluará el recurso solar; se seleccionará la tecnología; la mejor ubicación considerando la radiación solar, precio y disponibilidad del terreno, así como el punto de conexión al sistema eléctrico; se realizará el diseño considerando una capacidad instalada de 1 MW; se analizará su participación en el Mercado Mayorista de Electricidad evaluando su posible precio de venta, considerando su competencia en el mercado; se estudiará la producción energética y se su rendimiento económico.

El objetivo consiste, tanto en presentar una nueva alternativa energética que contribuya a la diversificación del parque generador del sistema guatemalteco, así como evaluar la oportunidad de negocio para cualquier inversionista, considerando que el aspecto económico tiende a ser el de mayor relevancia. Para ello se analizarán las variables económicas particulares del caso guatemalteco involucradas en la tasa interna de retorno, el interés esperado por el inversionista y el valor actual neto.

Como un estímulo para el desarrollo de esta tecnología, la licitación abierta PEG 2-2012 lanzó una oferta virtual de 203,90 \$/MWh. Parte del análisis será determinar el beneficio económico que se puede recibir y la vulnerabilidad económica el proyecto. Para el caso, se consideran indicadores económicos del país, los incentivos que establece la ley para proyectos de energía renovable.

1. TEORÍA SOBRE ENERGÍA SOLAR

1.1. Aprovechamiento de energía solar

El sol es una fuente inagotable de energía para el hombre es limpia, abundante y está disponible en la mayor parte de la superficie terrestre. Esta podría ser la solución a los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales como el petróleo, carbón y de otras alternativas energéticas como las centrales nucleares.

Aún con los avances tecnológicos de las últimas décadas el aprovechamiento de esta opción ha sido poco significativo, pero su desarrollo se ha manifestado en varios países y ha sido clave para abastecer comunidades en el área rural.

En promedio se dispone de 1 000 *watts* por metro cuadrado en la superficie terrestre. Hoy en día, para aprovechar este recurso, existen diversos métodos de obtención de energía. Sin embargo, para fines prácticos resaltan dos: energía solar térmica y energía solar fotovoltaica.

1.1.1. Energía solar térmica

El funcionamiento de una central termosolar es similar al de una central térmica, pero en lugar de carbón, gas, vapor de la corteza terrestre o bagazo de caña en el caso de los ingenios para Guatemala; utiliza la energía del sol. Los rayos solares se concentran mediante espejos en un receptor que alcanza temperaturas de hasta 1 000 grados Celsius estos espejos pueden ser planos

orientados a una columna, cilíndricos concentrados en un tubo o parabólico que se concentran en un punto. Este calor se utiliza para calentar un fluido y generar vapor. Este vapor es utilizado para darle movimiento a una turbina la cual transfiere el movimiento a un generador y produce la electricidad. Aunque las primeras centrales sólo podían operar durante las horas de irradiación solar, hoy en día es posible almacenar el calor para producir de noche.

Las aplicaciones de los diferentes tipos de aprovechamiento de la energía solar mediante su conversión fototérmica pueden agruparse en tres clases:

- Colectores planos; para temperaturas de operación inferiores a 100 grados Celsius
- Concentradores de foco lineal; 0-500 grados Celsius
- Concentradores de foco puntual; superiores a 500 Celsius.

1.1.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar puede ser aprovechada por conversión fotovoltaica. Esto se logra por medio de celdas compuestas en su mayor parte por silicio que según su característica constructiva, puede obtenerse una amplia gama de tecnologías, llegando a obtener entre un 9 por ciento y un 14 por ciento de la energía del sol.

Si se expone una lámina del cristal de silicio a la acción solar absorbe fotones de luz con suficiente energía como para provocar un salto de electrones de su posición original hacia la superficie de incidencia y al desplazarse, generan una zona superior con carga negativa (n), provocando a su vez, en la zona inferior que ocupaban la aparición de huecos con cargas positivas (p)¹.

¹Publicado Revista Electrogremio Nº 162 - Junio 2003.

Una célula fotovoltaica, rejilla semiconductor, recibe un tratamiento químico especial para formar un campo eléctrico, positivo en un lado y negativo en el otro. Cuando la luz solar incide en la célula, los electrones son desplazados del material semiconductor.

Por lo que al colocar una resistencia (carga) entre sus terminales positivos y negativos circulara una corriente eléctrica.

1.2. Sucesos históricos relacionados con el efecto fotovoltaico

1839, Alexandre Edmond Becquerel descubre que se generaban pequeñas cantidades de corriente cuando se iluminaba uno de los electrodos de una solución electrolítica conductora, y apreció un aumento de la generación eléctrica con la luz.

1887, Heinrich Hertz observó que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta, que cuando se deja en la oscuridad. Además, establece básicamente que electrones de una superficie metálica pueden escapar de ella si adquieren la energía suficiente suministrada por luz de longitud de onda lo suficientemente corta.

1888, El físico alemán Wilhelm Hallwachs observó que la luz ultravioleta al incidir sobre un cuerpo cargado negativamente causaba la pérdida su carga, mientras que no afectaba a un cuerpo con carga positiva.

1898, J. Thomson y P. Lenard demostraron independientemente que, la acción de la luz era la causa de la emisión de cargas negativas libres por la

superficie del metal. Aunque no hay diferencia con los demás electrones, se acostumbra a denominar fotoelectrones a estas cargas negativas.

1900, Max Planck postula la naturaleza cuántica de la luz.

1904, Albert Einstein publica su trabajo acerca del efecto fotovoltaico, al mismo tiempo que un artículo sobre la teoría de la relatividad.

1921, Albert Einstein obtiene el Premio Nobel de Física por sus teorías explicativas del efecto fotovoltaico.

1947, John Bardeen, Walter Brattain y William Shockley (laboratorios Bell) inventan el transistor bipolar; empieza el desarrollo de la tecnología del silicio.

1954, Daryl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson, de los Laboratorios Bell Telephone, desarrollan la primera célula de silicio, la cual da origen a la primera estructura fotovoltaica que lograba convertir luz en electricidad con una eficiencia razonable (6 %).

1955, se desarrolla el primer producto fotovoltaico para aplicaciones espaciales. La empresa Hoffman Electronic (EE.UU.) comercializa células con una eficiencia del 3 por ciento de 14 MW a 1,500 \$ por watt (Vatio) pico (Wp).

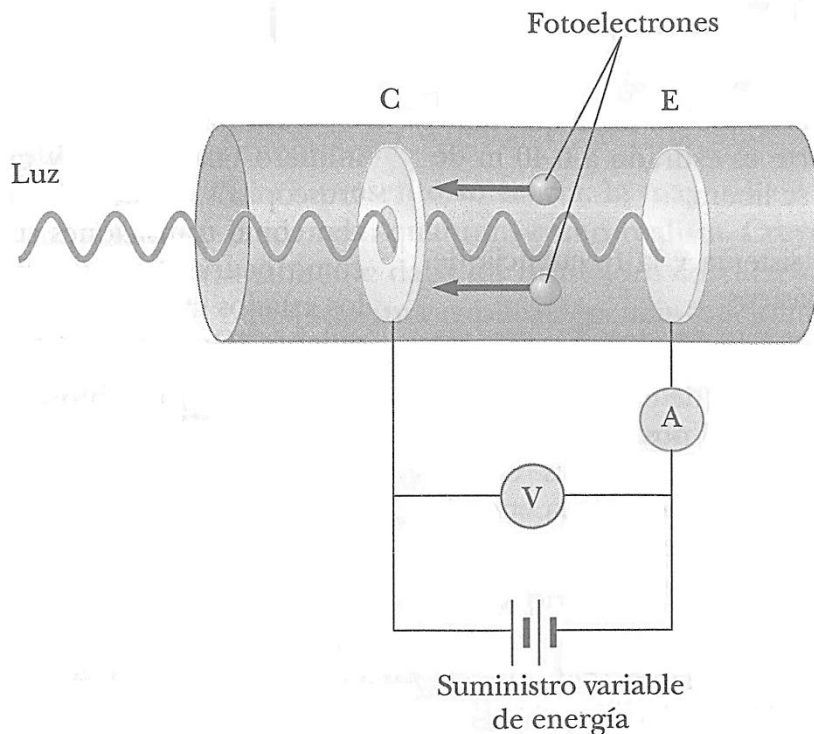
1957, Hoffman Electronics fabrica células que alcanzan un rendimiento del 8 por ciento.

1958, se lanza el Vanguard I, el primer satélite alimentado parcialmente con energía solar fotovoltaica. La Unión Soviética muestra en la exposición Universal de Bruselas sus células fotovoltaicas con tecnología de silicio.

1.3. Fundamento físico efecto fotovoltaico

Históricamente el primer fenómeno explicado siguiendo un modelo cuántico fue la radiación de cuerpo negro. A finales del siglo XIX, mientras se recolectaba información sobre la radiación térmica, algunos experimentos demostraron que una luz incidente sobre ciertas superficies metálicas provoca la emisión de electrones de esas superficies. Este fenómeno se conoce como efecto fotoeléctrico y los electrones emitidos se conocen como fotoelectrones.²

Figura 1. Diagrama de un aparato diseñado para el estudio del efecto fotoeléctrico

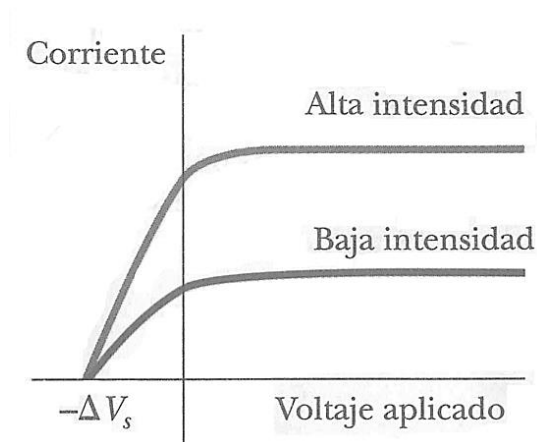


Fuente: SERWAY, Raymond A. Física para ciencias e ingeniería volumen II. p. 389.

² Los fotoelectrones no son diferentes de otros electrones. Se les ha dado este nombre únicamente porque han sido emitidos de un metal por luz en el efecto fotoeléctrico.

El aparato de la figura 1 consiste en un tubo de vidrio o de cuarzo al vacío contiene una placa metálica E conectada a la terminal negativa de una batería, y otra placa metálica C conectada a la terminal positiva de la batería. Cuando el tubo se conserva en la oscuridad, el amperímetro lee cero, lo que indica que no hay corriente en el circuito. Sin embargo, cuando se ilumina la placa E mediante luz con una longitud de onda apropiada, el amperímetro detecta una corriente, lo que demuestra que existe un flujo de cargas a través del espacio entre las placas E y C. Esta corriente surge debido a los fotoelectrones emitidos por la placa negativa (el emisor) y recolectados en la placa positiva (el colector).

Figura 2. **Curva corriente en función de la diferencia de potencial**



Fuente: SERWAY, Raymond A. Física para ciencias e ingeniería volumen II. p. 389.

La figura 2 es un diagrama de la corriente fotoeléctrica en función de la diferencia de potencial ΔV aplicada entre las placas E y C para dos intensidades de luz. Con valores grandes de ΔV ; la corriente alcanza un valor máximo; todos los electrones emitidos por E son recolectados en C, y la corriente no aumenta más.

Además, la corriente máxima aumenta conforme se incrementa la intensidad de la luz incidente, como podrá esperarse ya que una luz de mayor intensidad emite una mayor cantidad de electrones³. Finalmente; cuando ΔV es negativo, esto es, cuando se invierte la batería del circuito haciendo que la placa E sea positiva y la placa C negativa, la corriente disminuye debido a que muchos de los fotoelectrones emitidos por E son repelidos por la placa C, que ahora es negativa. En esta situación, solo aquellos fotoelectrones que tengan una energía cinética mayor que $e|\Delta V|$ llegan a la placa C, en donde e representa la magnitud de la carga del electrón.

Cuando ΔV es igual o más negativo que $-\Delta V_s$ siendo ΔV_s el potencial de frenado, ningún fotoelectrón llega a C, con lo cual la corriente es igual a cero.⁴

1.4. Célula solar FV

Una célula solar convierte la luz del sol en electricidad, durante la conversión, no se produce ningún residuo, no se necesitan combustibles ni partes en movimiento.

1.4.1. Características de la célula solar

La mejor manera de describir el funcionamiento de una célula solar es observar la curva Intensidad-Voltaje en donde se identifican los valores de corriente generada para cada valor de tensión en terminales, ver figura 3.

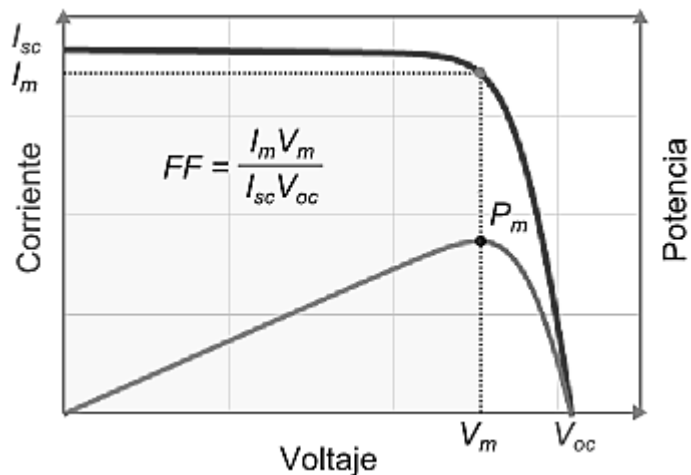
Corriente de cortocircuito I_{cc} : máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura

³ El número de fotones es proporcional a intensidad del haz de luz, esta a su vez es función de la potencia de la fuente que lo produce.

⁴ SERWAY, Raymond A. Física para ciencias e ingeniería volumen II. p. 389.

correspondiendo a tensión nula. La corriente es directamente proporcional a la radiación solar aplicada.

Figura 3. Curva voltaje-corriente celda SF



Fuente: http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/tecnologia-de-celulas-y-modulos-fotovoltaicos/Materiales/ud1/unidad-1.-la-celula-solar/Unidad1_Img/fig5.png. Consulta: enero de 2013.

Tensión de circuito abierto V_{ca} : máxima tensión que puede entregar correspondiendo a circulación de corriente nula.

Potencia Máxima P_{max} : es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto (V_{mp}, I_{mp}) donde I_{mp} es la corriente de máxima potencia y V_{mp} es la tensión de máxima potencia y para cada punto (V, I) la potencia es el producto VI .

Factor de Forma FF: si la unión p-n fuera un diodo ideal, el área de la curva voltaje-corriente sería un rectángulo y por lo tanto P_{max} sería mayor y

definida por el punto (V_{oc}, I_{sc}) . Debido a las pérdidas que se producen en la célula por la resistencia serie y a la resistencia paralelo, se ve que el área bajo la curva no es un rectángulo exacto.

El factor de forma es una medida de la calidad de la unión y de las resistencias internas de la célula. Está definido por:

$$FF = \frac{V_{mp}I_{mp}}{V_{oc}I_{sc}}$$

De donde se puede obtener:

$$P_{max} = V_{oc}I_{sc}FF$$

Eficiencia de conversión energética: se define como el cociente de la potencia máxima que puede ser entregada P_{max} (potencia de salida) y la potencia de radiación incidente P_L (potencia de entrada en condiciones estándar de prueba 1000 W/m^2). Para medir la potencia de entrada de una región en particular se utiliza un instrumento llamado piranómetro

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_L} = FF \frac{I_{sc}V_{oc}}{P_L}$$

La potencia de salida del panel está limitada debido a las condiciones en las que se encuentra operando siendo las más importantes la radiación incidente y la temperatura.

- Debido a que las células fotovoltaicas están construidas de material semiconductor la tensión en terminales de la unión p-n varía en función

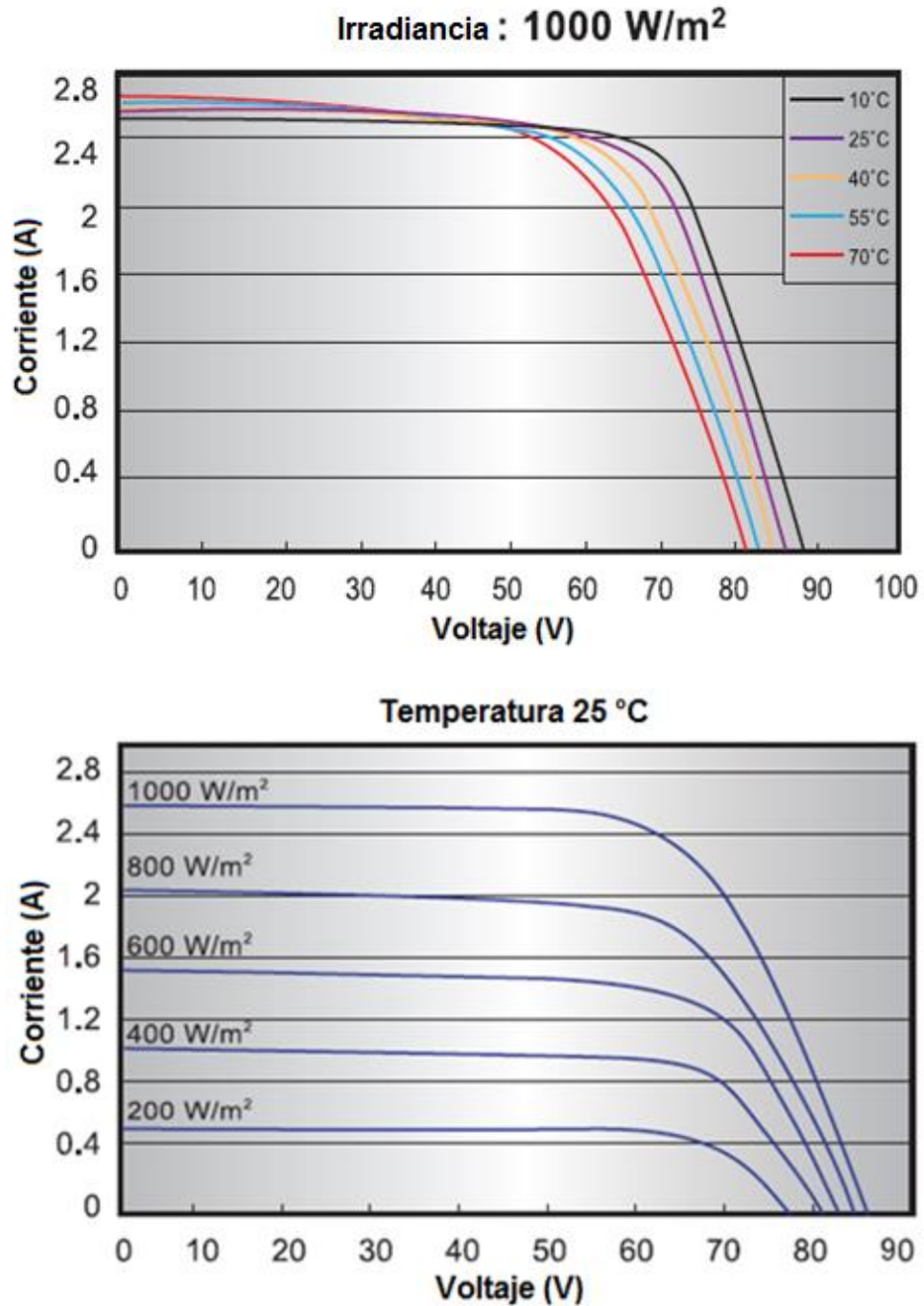
de la temperatura, de igual manera la corriente, pero en valores no significativos. Los parámetros utilizados para describir las variaciones son α para el voltaje y β para la intensidad de la corriente siendo valores típicos de una célula;

$$\alpha = -2,3 \frac{mV}{^{\circ}C}, \beta = 4 \frac{mA}{^{\circ}C}$$

Este valor de alfa en particular indica que el voltaje se reduce 2,3 milivoltios por el incremento de cada grado Celsius de temperatura.

- La corriente de salida es proporcional a la intensidad de la radiación y a la superficie de la célula.

Figura 4. Curva voltaje-corriente celda SF



Fuente: Hoja de datos Nexpower serie NT. http://www.nexpw.com/products.php?p_id=14.
Consulta: marzo de 2013.

1.4.3. Clasificación de paneles FV

Existe una amplia variedad de módulos FV disponibles en el mercado. Previo a tomar una decisión para el aprovechamiento de energía solar se deben considerar los factores económicos y técnicos que incrementen el beneficio del proyecto.

Según la tecnología de la célula FV los módulos se clasifican en:

- Monocristalinos
- Policristalinos
- Silicio amorfo
- Arseniuro de galio
- Teluro de cadmio

Según la potencia de salida los módulos FV se clasifican en:

- Grandes: entre 100W y 250W
- Medianos: entre 50W y 100W
- Pequeños: entre 5W y 50W

Según las características constructivas los módulos FV se dividen en:

- Laminados
- Modulo estándar
- Tedlar de color, transparente, con serigrafía
- Cables de conexión: incorporados o no incorporados
- Capacidad dieléctrica del tedlar: 600V, 750V

- Caja de conexiones, accesible o sellada, grado de protección IP, diodos de desvío (*by-pass*) incorporados rígidos o flexibles

1.4.3.1. Número de celdas

El número varía según la potencia de salida requerida. Existen módulos fotovoltaicos de la misma potencia con un número similar de celdas con diferentes características de salida de corriente y voltaje, esto se debe a la distinta agrupación interna serie-paralelo de las células. Valores típicos de número de celdas por modulo pueden ser: 30, 33, 36, 55 y 72.

1.5. Equipos necesarios para una planta SF

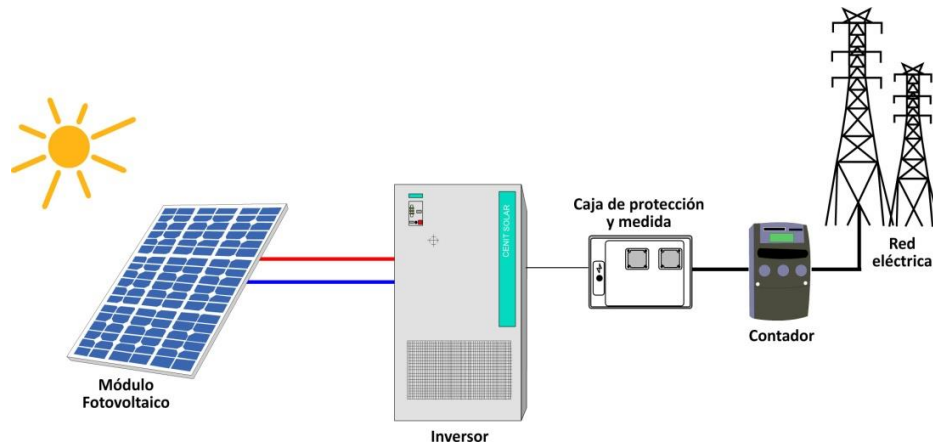
Los equipos utilizados para una planta FV varían según los criterios utilizados en el diseño, por ejemplo para la protección de un parque solar varían según la magnitud y el grado de seguridad seleccionado.

1.5.1. Conectados a la red eléctrica

El parámetro que define los equipos necesarios para el funcionamiento de una instalación FV básica es si se conectara o no a una red de distribución o transmisión.

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor de corriente
- Transformador de potencia
- Equipos de medición de energía
- Equipos de maniobra y protección CD y CA
- Sistema de vigilancia y antirrobo

Figura 6. **Esquema básico de conexión conectado a la red**



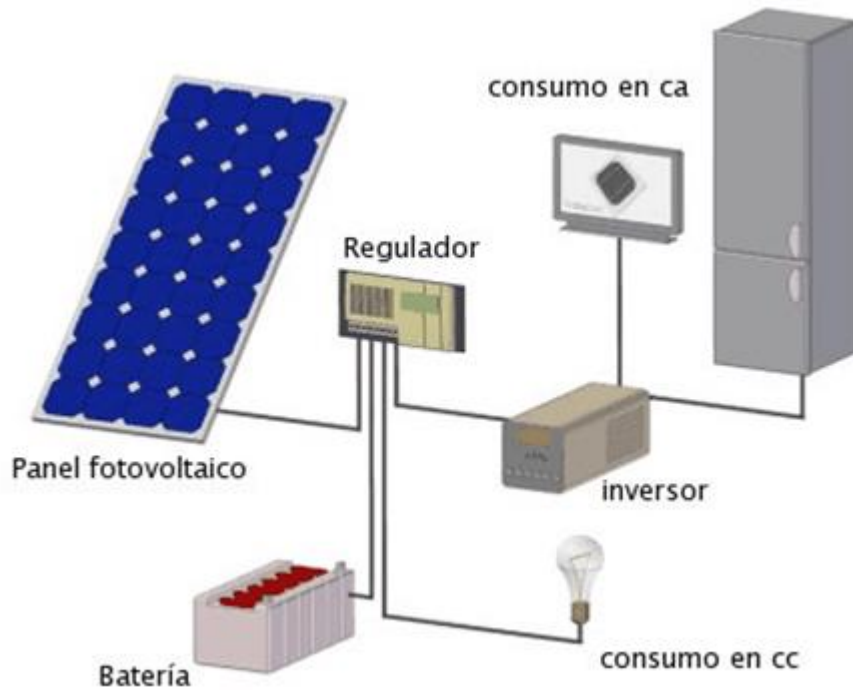
Fuente: http://www.cenitsolar.com/imagenes/esquema_red.jpg. Consulta: marzo de 2013.

1.5.2. Aislados, no conectados a la red eléctrica

En este tipo de centrales es necesario un sistema de almacenamiento para garantizar el suministro. La energía puede ser aprovechada en corriente continua y si el usuario necesita corriente alterna es necesario conectar un inversor. Los equipos necesarios para el sistema son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor de corriente
- Regulador de tensión
- Acumuladores (baterías)
- Equipos de medición de energía
- Equipos de maniobra y protección CD y CA
- Sistema de vigilancia y antirrobo

Figura 7. Esquema básico de conexión aislada



Fuente: <http://www.adrformacion.com/udsimg/solarfoto/1/Aislada.gif>. Consulta: marzo de 2013.

2. CONTEXTO SOCIAL- ENERGÉTICO DE GUATEMALA

2.1. Breve historia de la energía eléctrica en Guatemala

1884 se instala la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital.

1885 se forma La Empresa Eléctrica del Sur, que instaló la hidroeléctrica Palín de 732 kW., esta instalación brindó servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

El 10 de octubre de 1894; el Ministerio de Fomento otorgó a don Enrique Neutze una concesión que le permitiría aprovechar las cascadas del Río Michatoya, Escuintla para producir electricidad, venderla a domicilio y proporcionar alumbrado público en la Ciudad Capital, Antigua Guatemala, Chimaltenango, Amatitlán, Palín y Escuintla. Inicialmente se instalaron generadores para producir 1 000 caballos de fuerza.

1926 EBASCO, introdujo el uso de los medidores eléctricos en los domicilios promoviendo ampliamente el uso de aparatos eléctricos.

1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desaparece, las autoridades de gobierno deciden que dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado, con el fin de llevar la electricidad al interior del país.

1939 la central hidroeléctrica El Salto ubicada en Escuintla, inició sus operaciones con una potencia de 2,5 mega *watts*.

1940 se crea el Departamento de Electrificación Nacional.

1947 EEGSA puso en operación las dos primeras unidades a vapor en Planta Laguna.

A mediados de la década de los cincuenta se inicia la construcción de la Hidroeléctrica Río Hondo, en Zacapa.

El 27 de mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación, INDE; mediante Decreto No. 1287 del Congreso de la República.

1965 es construida la central San Felipe Retalhuleu con 2,44 mega *watts* y una turbina de gas en Escuintla con una capacidad instalada de 12,5 mega *watts*.

1966 se amplía la capacidad de la hidroeléctrica de Santa María a 6,88 mega *watts*.

1967; las propiedades de Empresa Eléctrica de Guatemala en el área de Palín y Escuintla, conocidas como el Sistema Hidroeléctrico del Río Michatoya, incluyendo las plantas de Palín, San Luis y El Salto en Escuintla, son vendidas al Gobierno de Guatemala.

1968 inicia operaciones la central Hidroeléctrica El Porvenir ubicada en el departamento de San Marcos, con una capacidad instalada de 2,28 mega *watts*.

1969 la Central Térmica Escuintla inicia operaciones con dos unidades generadoras.

1970; el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) puso en operación la hidroeléctrica de Jurún Marinalá.

1981 inicia operaciones la central Hidroeléctrica Aguacapa Ubicada en Escuintla con una potencia efectiva de 79,42 mega *watts*.

El 28 de abril de 1983, mediante el Decreto Ley No.42-83, las acciones de EEGSA fueron trasladadas al Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1983 inicia operaciones la hidroeléctrica Chixoy con embalse de Regulación anual y una Capacidad de 300 mega *watts*.

1995 el INDE traspasa las acciones al Ministerio de Finanzas Públicas, bajo la custodia del Banco de Guatemala. El Ministerio de Finanzas Públicas, como accionista mayoritario, se representa por el Ministerio de Energía y Minas.

1996 el Congreso de la República de Guatemala aprueba la Ley General de Electricidad y su Reglamento con el propósito de desmonopolizar el sector eléctrico e impedir que una sola compañía se dedicara al mismo tiempo, a la generación, transporte y comercialización de energía eléctrica.

2.2. El mercado eléctrico en Guatemala

Dos de los objetivos más importantes del AMM son la operación del Sistema Nacional Interconectado y administrar el Mercado Mayorista con objetividad y máxima transparencia; sus actuaciones están respaldadas por

La Ley General de Electricidad, su Reglamento General y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

De allí es donde se han extraído los principios básicos en los que se basa su funcionamiento, que se presentan en esta edición con la finalidad de proporcionar una idea general y clara de la actividad de esta nueva entidad dentro del subsector eléctrico nacional. Se recomienda al lector que para profundizar en el tema, acuda a las leyes antes mencionadas y a las Normas de Coordinación Comercial y Operativa del AMM.⁵

2.2.1. Principios del Mercado Mayorista

Los generadores compiten por suministrar la energía. Son despachados en función de su costo variable, es decir, el costo que les representa suministrar un kilo *watts* hora.

El costo variable es declarado periódicamente y los generadores hidroeléctricos declaran un valor del agua.

Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costos fijos (costos de inversión) de los generadores.

⁵ <http://www.amm.org.gt/pdfs/AMM-principios-mercado-mayorista.pdf>. Consulta: abril de 2013.

Existen tres tipos de mercado:

- Mercado de oportunidad de la energía
- Mercado a término (contratos)
- Mercado de desvíos de potencia

2.2.2. Mercado de oportunidad

En este mercado se realizan transacciones de energía al precio de oportunidad de la energía, que es el máximo costo variable en que se incurre cada hora para abastecer un kilo *watts* hora adicional (costo marginal de corto plazo).

2.2.3. Mercado a término

En este mercado los participantes pueden pactar libremente las condiciones de compraventa de potencia y energía a través de contratos. Poseer un contrato en el mercado a término implica operar en el mercado de oportunidad para transar los saldos.

2.2.4. Mercado de desvíos de potencia

Se compran los faltantes de los participantes productores que no puedan suministrar la potencia que tienen comprometida. Asimismo, en este mercado, se compran los faltantes de los participantes consumidores que tienen una demanda mayor que la cubierta por contratos.

El participante productor que resulta en un mes con un desvío de potencia negativo, establecido como la diferencia entre su oferta firme disponible total y

la potencia total comprometida en los contratos en que vende potencia dicho participante, debe comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia.

2.3. Ley, normas y reglamentos del mercado eléctrico de Guatemala asociados a centrales de energía renovable

Para que el parque solar propuesto pueda estar habilitado en el sistema eléctrico guatemalteco, para la comercialización de energía, debe cumplir con lo establecido en:

- Ley General de Electricidad
- Reglamento de La Ley General de Electricidad
- Norma técnica para la conexión, operación, control y Comercialización de la generación distribuida renovable

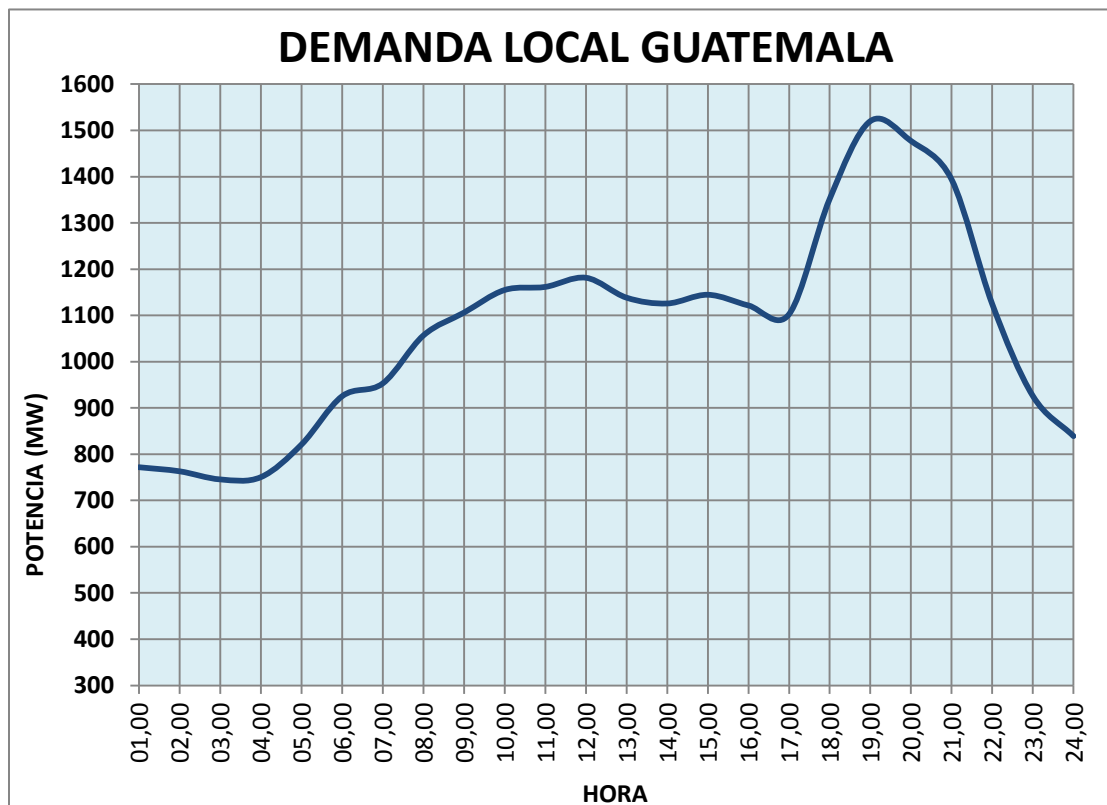
Además deberá cumplir con los parámetros técnicos y de calidad de energía descritos en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

La central fotovoltaica en desarrollo cumple con las características de Generador Distribuido Renovable (GDR) este tema será ampliado en la sección 2.5.

2.4. Demanda

La curva de demanda del país es predominantemente residencial se caracteriza por tener un valle y una cresta, que coinciden con la hora de menor y mayor demanda de las residencias del país. Para el 2012, la demanda mínima ocurrió el 01 de enero a las 07:00 horas con un magnitud de 506,50 mega *watts* y la demanda máxima registrada de dio el once de diciembre a las 18:30 horas con un valor de 1 532,97 mega *watts*.

Figura 8. Curva típica de demanda del país de Guatemala



Fuente: Curva de Demanda del 11 de diciembre de 2012, <http://www.amm.org.gt>. Consulta: abril de 2013.

2.5. Oferta

La energía disponible para las centrales hidroeléctricas depende si la época es seca o lluviosa, la disponibilidad de energía con biomasa de los ingenios (cogeneración) esta presente únicamente en la época de zafra. La oferta del parque de generación es entonces característica en cada época.

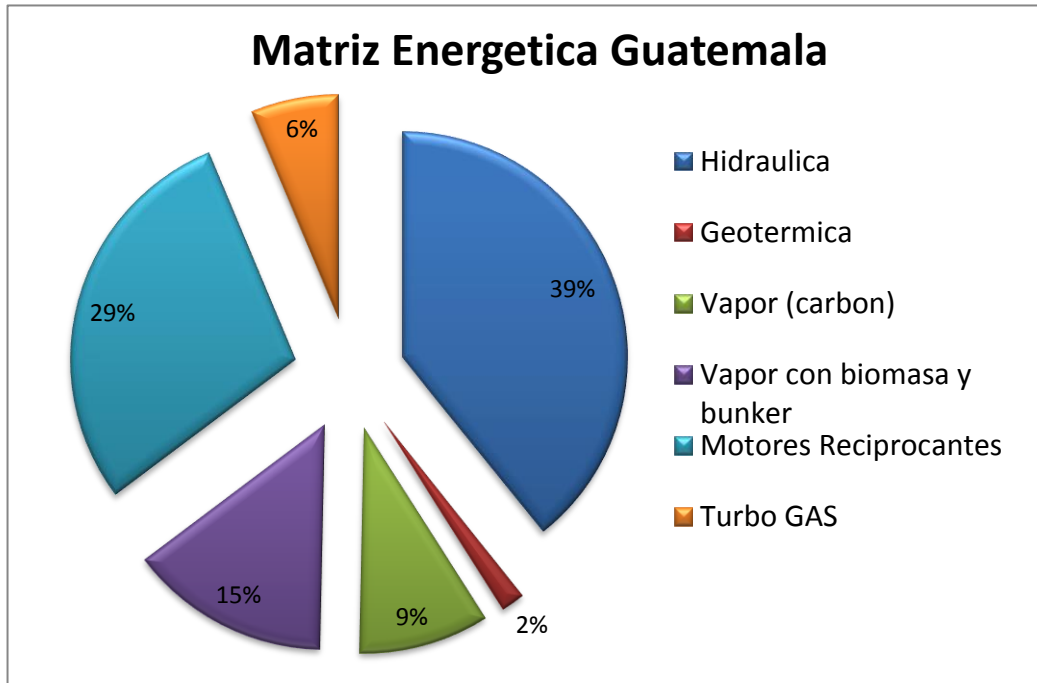
La capacidad instalada en el país y las tecnologías utilizadas para abastecer la demanda de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado de la República de Guatemala actualizada para el 2012 son las siguientes:

Tabla I. **Capacidad instalada**

Tecnología	Capacidad (MW)
Hidráulica	926
Geotérmica	40.7
Vapor (carbón)	220.8
Vapor con biomasa y bunker	339.9
Motores Reciprocantes	683.4
Turbo GAS	148.4
Capacidad Instalada	2359.2

Fuente: elaboración propia, con datos del AMM.

Figura 9. Capacidad instalada



Fuente: elaboración propia, con datos del AMM.

2.6. Análisis de mercado y del posible precio de venta

Generación distribuida renovable: es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual cinco megavatios.

Generador distribuido renovable: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable (GDR).

Por la tecnología de generación del proyecto, la capacidad instalada y la conexión con el sistema de transmisión el proyecto se clasifica como un GDR.

El GDR podrá vender la energía eléctrica que genera a:

- Distribuidores de conformidad con lo que establece la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos.
- En el Mercado Mayorista en calidad de Participante Productor cumpliendo con el marco legal vigente y lo que establecen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa que correspondan.

Estas opciones de comercialización no son excluyentes entre sí.

El capítulo 5 contiene un análisis más profundo para aproximar un valor del precio de venta considerando las dos opciones anteriormente descritas.

2.7. Indicadores económicos para la evaluación económica y financiera para el proyecto

Guatemala es el país más grande y más poblado de la región centroamericana, tiene una población aproximada de 14 713 763 habitantes. Los principales productos de exportación son vestuario, café, metales y piedras preciosas, azúcar, banano y caucho.

El Producto Interno Bruto (PIB) Nominal (2011) es de 46 912 Millones de US dólares, PIB per cápita (2011) 3188,30 US dólares. La estabilidad macroeconómica de Guatemala permitió cerrar el 2011 con un crecimiento

económico proyectado de 3,8 por ciento, esperando para el 2012 un crecimiento que oscilará entre 3,1 y 3,5 por ciento.

Guatemala cuenta con el mercado económico más grande de Centroamérica, con un PIB estimado de US\$ 50,3 miles de millones para el 2012, lo cual representa el 27,8 por ciento del PIB total de la región.

2.8. Recursos renovables en Guatemala

Actualmente, se explotan únicamente el recurso geotérmico e hidroeléctrico y se tiene información sobre el potencial del recurso eólico pero aún no se aprovecha, y en lo que concierne al recurso solar es poco explotado se aprovecha en algunas residencias y para la electrificación rural.

Uno de los obstáculos más grande para el desarrollo de proyectos energéticos con recursos renovables (principalmente hidroeléctricos) es el aspecto social, ya que generalmente las comunidades cercanas al proyecto realizan protestas y manifestaciones, para recibir algún beneficio por parte del proyecto o para impedir el acceso al recurso.

A continuación se resume el aprovechamiento de los recursos para generación de energía eléctrica.

Tabla II. **Potencial de recursos renovables en Guatemala**

Recurso	Potencial (MW)	Utilizado (MW)	% Utilizado
Hidráulica	5000	926	18,52
Geotérmica	1000	40.7	4,07
Eólico	700	-	-
Solar	-	-	-

Fuente: elaboración propia, con datos de la DIGE y AMM.

2.9. **Clima**

Según el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología de Guatemala, las zonas climáticas en el país están divididas de la siguiente forma:

2.9.1. **Las planicies del norte**

Comprende El Petén, la región norte de los departamentos de Huehuetenango, El Quiché, Alta Verapaz e Izabal. El rango de elevaciones es de 0 a 300 metros sobre nivel del mar es una zona muy lluviosa durante todo el año, rango de temperaturas registradas dentro de 20 y 30 grados Celsius. Esta zona presenta climas muy húmedos, húmedos y semisecos, y no tiene estación seca bien definida.

2.9.2. **Franja transversal del norte**

Abarca el norte de los departamentos de Huehuetenango, Quiché, Alta Verapaz y la cuenca del río Polochic. El rango de elevaciones es de 300 a

1 400 metros sobre nivel del mar. Esta región tiene clima muy lluvioso, muy húmedo y sin estación seca bien definida.

2.9.3. Meseta y altiplanos

Abarca la mayor parte de los departamentos de Huehuetenango, El Quiché, San Marcos, Quetzaltenango Totonicapán, Sololá, Chimaltenango, Guatemala, sectores de Jalapa, Baja y Alta Verapaz. Las montañas definen mucha variabilidad con elevaciones mayores o iguales a 1 400 metros sobre nivel del mar generando diversidad de microclimas. Las lluvias no son tan intensas, registra los valores más bajos de temperatura del país.

2.9.4. La bocacosta

Franja angosta que abarca de San Marcos hasta Jutiapa situada en la ladera montañosa de la Sierra Madre, con elevaciones de 300 a 1 400 metros sobre nivel del mar. Las lluvias alcanzan los valores más altos del país.

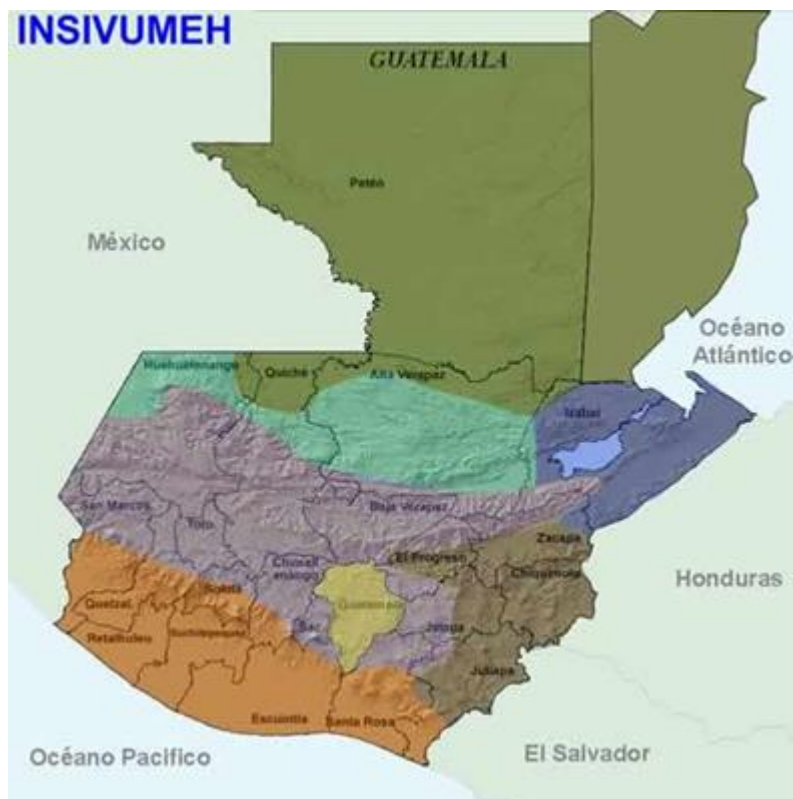
2.9.5. Planicie costera del pacífico

Se extiende de San Marcos hasta Jutiapa, con elevaciones de 0 a 300 metros sobre nivel del mar, los registros de temperatura son altos. En esta región existen climas de género cálido sin estación fría bien definida. Con carácter húmedo con invierno seco, variando a semiseco. Con invierno seco. La vegetación varía de bosque a pastizal en el sector oriental.

2.9.6. Zona oriental

Comprende la mayor parte del departamento de Zacapa y algunas regiones de los departamentos de El Progreso, Jalapa, Jutiapa y Chiquimula. La característica principal es la deficiencia de lluvia debido al efecto de sombra pluviométrica las elevaciones son menores o iguales a 1 400 metros sobre nivel del mar. Es la zona del país en donde menos llueve y con los valores más altos de temperatura⁶.

Figura 10. Zonas climáticas de Guatemala



<http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/zonas%20climaticas.htm>. Consulta: marzo de 2013.

⁶ Zonas Climáticas de Guatemala.

<http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/zonas%20climaticas.htm>. Consulta: marzo de 2013

3. ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA UBICACIÓN CON MEJORES CARACTERÍSTICAS

3.1. Descripción

Se pretende realizar el estudio de diseño de una central de generación con módulos fotovoltaicos. Considerando el alcance que tiene actualmente este tipo de generación para Latinoamérica, se prevé la instalación de una central fotovoltaica de un megavatio, para la cual se considerara en el diseño las facilidades de una posible expansión hasta cinco megavatios.

Para la selección del lugar se consideró como aspectos más importantes; el costo del terreno, irradiación en la zona y disponibilidad para el punto de conexión a la red eléctrica.

3.2. Análisis para determinar la región ideal

Para determinar en donde sería el lugar para desarrollar el proyecto, se hizo un análisis y los criterios que se utilizaron para determinar la región ideal se mencionan a continuación:

- Irradiación de la zona
- Topología del terreno
- Disposición de terreno (costo y tamaño)
- Cercanía del punto de conexión a la red eléctrica
- Accesos desde calles o carreteras

Basándose en los criterios anteriormente expuestos, se identificó para el estudio, la aldea Chispan del municipio de Estanzuela del departamento de Zacapa. Además de que cumple con los criterios anteriormente expuestos, tiene muy buena accesibilidad y que esta paralelo a la ruta CA-10.

3.2.1. Características de irradiación

Para la selección del lugar se utilizó el kit de herramientas geoespaciales desarrollado por NREL, la cual permite visualizar con escalas de color que lugares del país presentan mayor irradiación solar. Para el caso de Chispan se observa una irradiación promedio anual es de 5,72 kilo *watt* hora por metro cuadrado por día.

3.2.2. Topología y características del terreno

Conocer las características del terreno es imprescindible para poder desarrollar el proyecto y que este cumpla con las expectativas, al ser un proyecto piloto se desea conocer todas las características que puedan influir.

- Accesible por la ruta CA-10.
- Bosque seco, no existe la necesidad de talar árboles ni de afectar cultivos en el área propuesta.
- Área con gran tamaño existe la posibilidad de ampliar la instalación a cinco megavatios.
- Los trabajos civiles para preparar el terreno son relativamente bajos debido a que el terreno es plano y no hay necesidad de remover rocas ni de rellenar valles.

Figura 11. **Imagen de satélite de la localización del proyecto**



Fuente: <http://maps.google.com.gt>. Consulta: marzo de 2013.

3.2.3. Conexión al sistema de transmisión

Se localiza un punto de conexión con la red de distribución de 13,8 kilo voltios en el circuito Panaluya- Estanzuela que pasa paralelo a la ubicación del terreno seleccionado, contiguo a la ruta CA-10.

3.3. Ubicación del terreno para implementación del proyecto

Se pretende localizar la central de generación fotovoltaica en la cercanía del punto: (latitud: 15,022 longitud:-89,5812), que corresponde al municipio de Estanzuela del departamento de Zacapa.

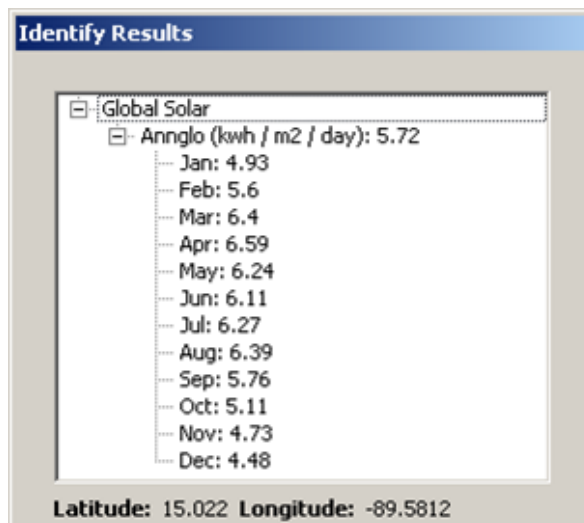
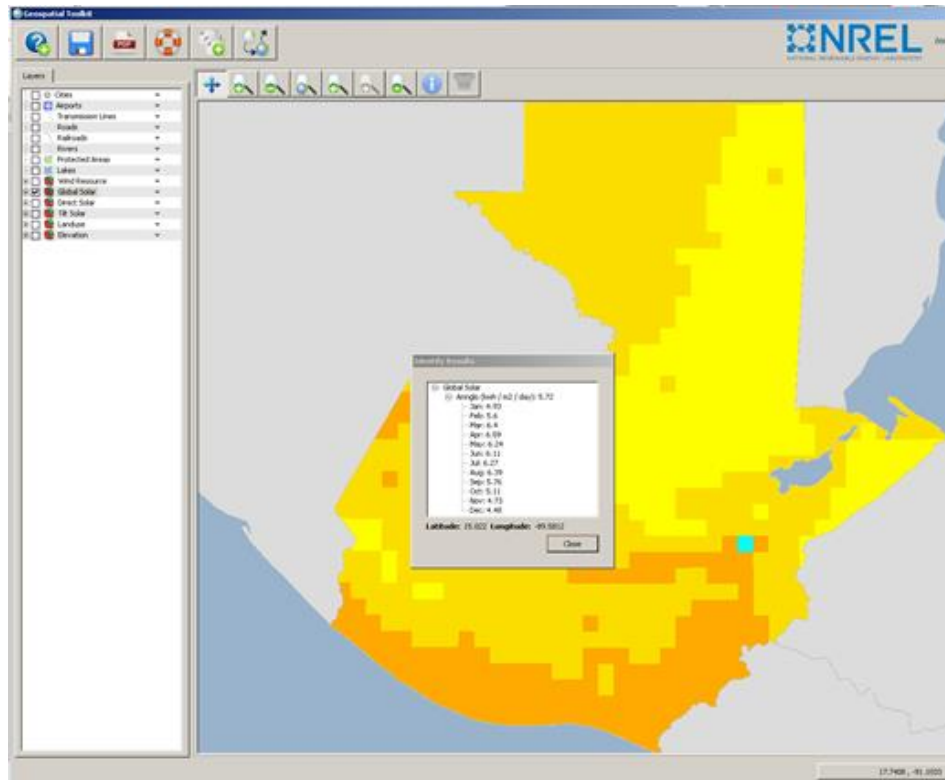
3.4. Temperatura y recurso solar

La irradiación solar global es la energía disponible en la superficie terrestre por unidad de área por unidad de tiempo. Para el caso correspondiente, se utilizará el kilo *watt* hora por metro cuadrado al día como patrón de referencia.

La potencia de salida de los módulos fotovoltaicos depende de la irradiación que incide en los paneles es por ello que conocer la irradiación de la zona es sumamente importante para determinar si es justificable o no el aprovechamiento del recurso solar. A continuación se muestra, en la figura 12, los valores de irradiación mensuales de Chispan los cuales se obtuvieron a través de la herramienta *Geoespatial Toolkit*⁷.

⁷ **Geoespatial Toolkit**; es una aplicación de software desarrollada por NREL basada en mapas que integra los datos de recursos y otros sistemas de información geográfica (SIG) para la evaluación integrada de los recursos. El recurso no, datos específicos del país para cada conjunto de herramientas viene de una variedad de agencias en cada país, así como de bases de datos mundiales.

Figura 12. Irradiación global mensual del lugar seleccionado



Fuente: elaboración propia, fotografía del programa.

Adicionalmente, otro factor con gran importancia, es la temperatura de la zona la tensión en terminales de los paneles solares varía en función de esta. Es un factor que define el tipo de panel a utilizar, debido a que el rango de temperaturas que permitirá saber los voltajes máximo y mínimo de operación y por consiguiente las pérdidas.

A continuación se presentan datos de temperatura proporcionados por la Dirección General de Energía del país, los cuales correspondientes a una torre de medición instalada en la cercanía del lugar propuesto para la central fotovoltaica. Los datos utilizados corresponden al 2007 y la torre se ubica en el punto (latitud: 15,02522, longitud: 89,56294).

Tabla III. **Temperatura Chispan, Zacapa**

Año 2007	
Mes	Temperatura °C
Enero	27,4
Febrero	28,5
Marzo	28,7
Abril	30,9
Mayo	31
Junio	29,6
Julio	29,3
Agosto	29,1
Septiembre	28,2
Octubre	27,7
Noviembre	26,2
Diciembre	26,5
Promedio	28,6

Fuente: elaboración propia, con datos de la DIGE.

3.5. Selección de la tecnología fotovoltaica

El equipo más importante de la instalación son los módulos fotovoltaicos ya que dependiendo de la tecnología utilizada representa entre 50 y 60 por ciento de la inversión del proyecto. Su correcta selección influye en la producción de energía anual por lo que su selección debe optimizar el aprovechamiento de la energía en la zona elegida. Los factores que determinaran la selección del panel son los siguientes:

- Condiciones de la zona: la irradiación global promedio en Chispan es aproximadamente de 5,72 kilo *watt* hora por metro al día y la menor registrada es de 4,5 kilo *watt* hora por metro al día, por lo que se debería aprovechar también la irradiación difusa en el lugar a fin de generar más energía con los módulos.
- Temperatura ambiente: la temperatura promedio registrada con los datos anteriormente expuestos es aproximadamente de 29 grados Celsius, con temperaturas que superan los 31 grados Celsius algunos meses. Las pérdidas del módulo son función de la temperatura por lo la elección de un módulo con coeficiente de temperatura (% / °C) bajo sería lo ideal, considerando que el valor nominal de temperatura de un módulo fotovoltaico es de 25 Celsius.
- Disponibilidad de terreno: el tamaño del panel varía con la tecnología de fabricación es decir la relación vatio instalado por metro cuadrado [W/m²]. Para el caso de Chispan la extensión de terreno disponible es considerable, por lo que elegir un panel de mayor tamaño o tener una mayor cantidad de paneles instalados no sería un problema.

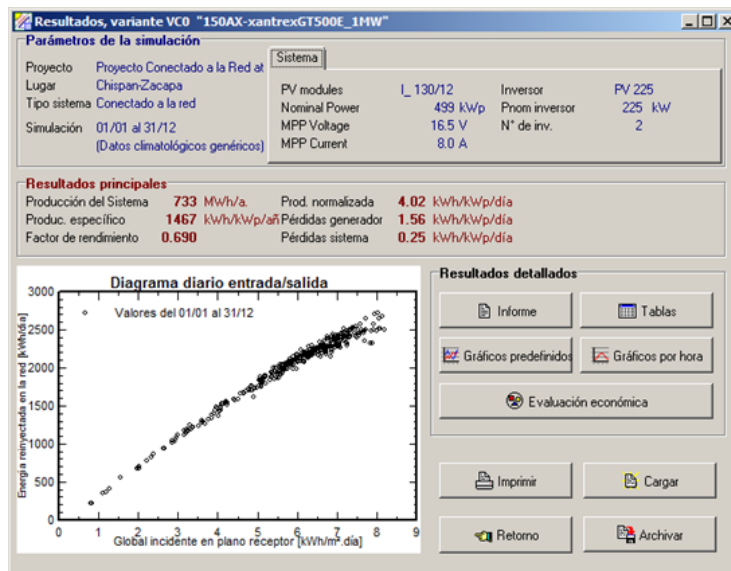
3.5.1. Tecnología fotovoltaica

En la actualidad las tecnologías más utilizadas en las centrales de generación fotovoltaica son: silicio cristalino y silicio amorfo. Para las tecnologías mencionadas se dispone en el mercado de una gran variedad de fabricantes, marcas, potencia, calidad y precio.

3.5.2. Selección

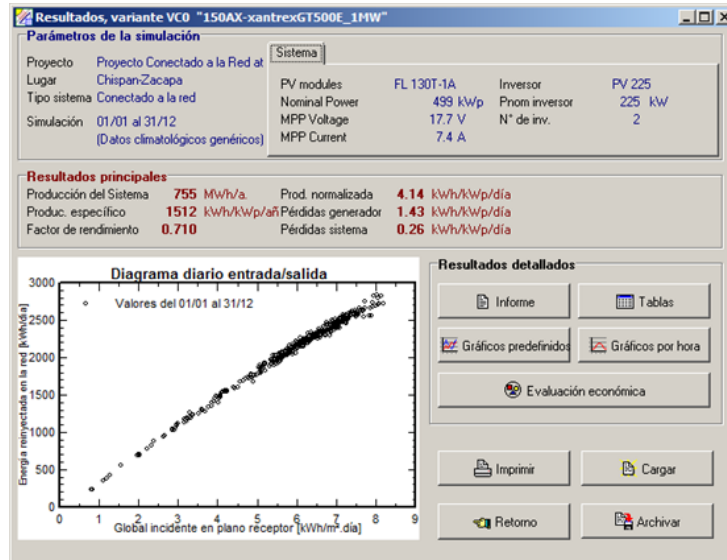
Para la selección de la tecnología fotovoltaica se discriminó entre silicio cristalino y silicio amorfo. Para el caso se escogieron paneles de la misma potencia con características similares y utilizando el mismo inversor, de los cuales se seleccionará la tecnología que genere mayor energía en un año realizando una simulación en PVsyst.

Figura 13. Simulación Isofotón Monocristalino modelo I130/12



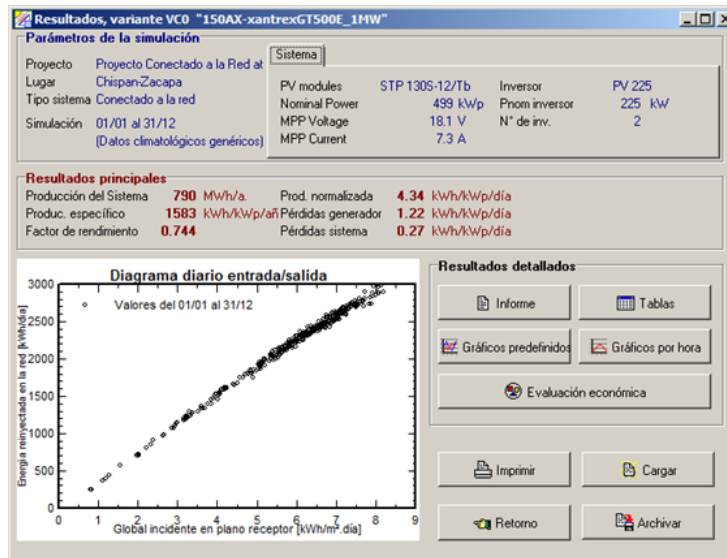
Fuente: elaboración propia, programa PVsyst.

Figura 14. Simulación Kyocera policristalino modelo FL130T-1A



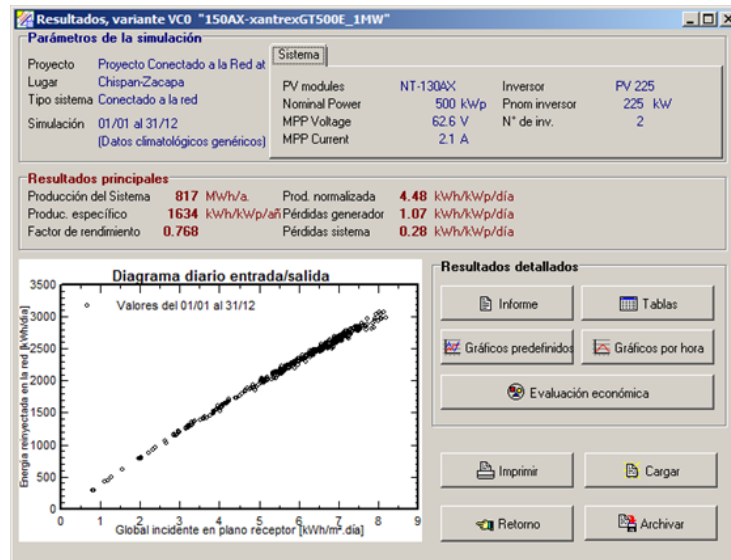
Fuente: elaboración propia, programa PVsyst.

Figura 15. Simulación Suntech policristalino modelo STP130S-12



Fuente: elaboración propia, programa PVsyst.

Figura 16. Simulación NexPower microsilicio modelo NT-130AX



Fuente: elaboración propia con el programa PVsyst.

Tabla IV. Resumen de datos para selección de tecnología del módulo

Módulo Fotovoltaico				
Marca	Modelo	Tecnología	Inversor	Producción del sistema MWh/a
Isofotón	I130/12	Mono-cristalino	Xantrex PV225	733
Kyocera	FL130T-1A	Poli-cristalino	Xantrex PV225	755
Suntech	STP130S-12	Poli-cristalino	Xantrex PV225	790
NexPower	NT-130AX	μc-Si	Xantrex PV225	817

Fuente: elaboración propia, simulación PVsyst.

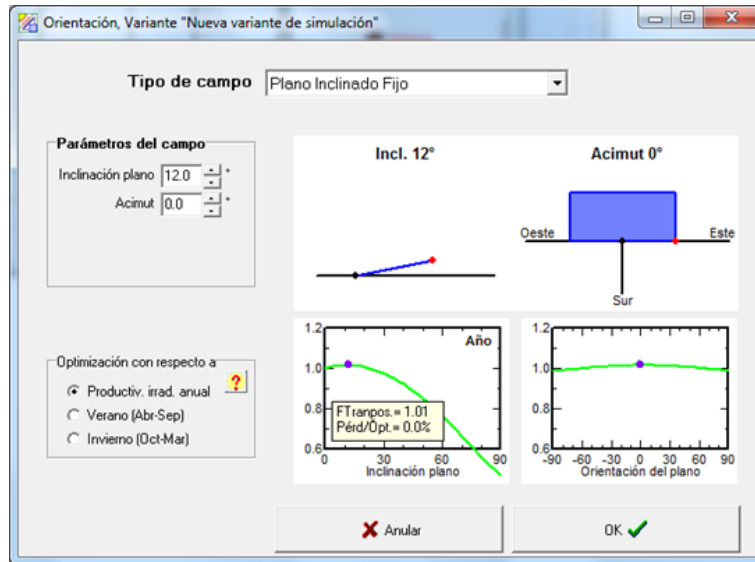
Como era de esperarse para este tipo de emplazamiento la tecnología que tiene una mayor cantidad de generación de energía al año es la de silicio amorfo, micro silicio para este caso.

Esto es debido a que tiene aprovechamiento de la irradiación difusa por lo que no requiere seguimiento solar y tiene un menor coeficiente de pérdidas por temperatura. La desventaja es que los módulos de esta tecnología son más grandes en tamaño comparados con otros de la misma potencia de otra tecnología, el área por unidad de potencia instalada es mayor. Esta característica de tamaño no es una desventaja para este caso ya que por la disponibilidad y precio del terreno se justifica la elección.

3.6. Orientación e inclinación del panel

Se creó un punto geográfico en PVsyst con la información de temperatura medida en el 2007 por la Dirección General de Energía y los datos de irradiación global de *Geospatial Toolkit* de NREL y se efectuó una simulación a fin de encontrar el punto óptimo de inclinación para irradiación anual; el cual fue de 12 grados respecto la horizontal.

Figura 17. Orientación del panel respecto a la horizontal



Fuente: elaboración propia, imagen del programa PVsyst.

4. DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW

En la actualidad hay gran número de fabricantes de paneles clasificados por tecnología, calidad, eficiencia, tamaño, potencia, nivel de tensión. Elegir un participante de mercado reconocido es lo ideal para centrales de generación debido a que los módulos representan el mayor valor de la inversión inicial y tener el respaldo de un fabricante reconocido nos garantizará su buen funcionamiento y el cumplimiento con el período de amortización.

Se demostró en el capítulo anterior para el territorio seleccionado los módulos que nos permitirán tener una mayor producción de energía son los de silicio amorfo (capa fina).

4.1. Criterios de selección del equipo

Se analizaron las características de los fabricantes de módulos de capa fina reconocidos a nivel mundial: Unisolar, Suntech, Sharp, T-solar, Gadir, Mitsubishi y NexPower entre los cuales se discriminaron: precio, eficiencia prestigio y calidad.

Utilizando los factores de comparación descritos anteriormente se realizó una preselección quedando como candidatos; NexPower y T-solar dentro de estos dos fabricantes se determinará cuál es la mejor opción y posteriormente elegir el modelo del panel más adecuado para el estudio.

4.2. Precios y características de los paneles seleccionados

De la marca T-solar se eligieron para evaluación los módulos, TS90, TS97, TS390, TS410 con tecnología silicio amorfo y la única variante entre ellos es la potencia de salida y por ende el tamaño. Del fabricante NexPower se tomaron en cuenta para evaluación los modelos NT100AX, NT130AX, NT150AX, NT140AX con tamaño físico similar y de tecnología de fabricación micro silicio tándem.

Tabla V. Comparación de características T-solar y NexPower

Característica	T-solar	NexPower
Energía Producida (Wh/año)	1694 Wh/año/W instalado	1746 Wh/año/W instalado
Costo de inversión de modulo	1,78	1,55
Energía producida por dólar invertido	941	1112
Eficiencia	6,86	6,95
Degradación de capacidad	10 años sobre el 90% 20 años sobre el 80%	10 años sobre el 90% 25 años sobre el 80%
Vida útil	25	30
Prestigio	Alto	Alto
Centrales fotovoltaicas que utilizan esta tecnología (País)	España, Italia, India, Perú, EEUU y Puerto Rico.	Australia, Bulgaria, Canadá, Chile, China, Francia, Alemania, Grecia, Hong Kong, India, Israel, Italia, Japón Corea, México, Portugal, Sudáfrica, España, Taiwán, Tailandia, UK, USA, entre otros
Fabricación	España	Taiwán

Fuente: elaboración propia, con información de catálogos, hojas de datos e información publicada en línea por los productores.

4.3. Elección del inversor según configuración panel-inversor

Las celdas fotovoltaicas tienen curvas características V-I (ver figura 3 capítulo 1) que definen el comportamiento de las mismas ante diferentes condiciones de operación. La potencia de una celda solar está dada por el producto de la corriente y el voltaje de la misma. El punto de máxima potencia (MPP, Maximum Power Point) es el producto del voltaje en el punto máximo (V_{MPP}) y corriente en el punto máximo (I_{MPP}) para los cuales la potencia extraída del arreglo fotovoltaico es máxima (MPP). El punto de máxima potencia varía continuamente, pues depende de factores como la temperatura de la celda solar y de las condiciones de irradiación.

Los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) se utilizan en sistemas fotovoltaicos para maximizar la energía entregada, dicho seguimiento se realiza básicamente variando el valor de ciclo útil de un convertidor de potencia.

Todo inversor fotovoltaico dispone del denominado seguidor del punto de máxima potencia (MPP). Este permite que el generador fotovoltaico siempre funcione en su punto de trabajo óptimo. Controlado de esta forma, el generador fotovoltaico puede aprovechar de forma óptima la potencia disponible para una determinada radiación solar.

Es inevitable que para cada escenario de radiación y de temperatura en la célula fotovoltaica existirá un único valor de resistencia de carga, con el que se optimiza la entrega de potencia de la célula misma. Trabajar en dicho punto es lo que busca el sistema MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) del inversor. Este varía constantemente la resistencia de carga ofrecida al grupo de módulos para conseguir el punto óptimo de funcionamiento.

Si bien las características de tensión y corriente máximas y mínimas del inversor definen con qué tipo de módulos es compatible. La elección de un inversor que tenga un rango adecuado de búsqueda del MPP (considerando características del módulo y de la zona donde se instalaran) permitirá optimizar el arreglo que dará como resultado una mayor producción de energía para un mismo número de módulos fotovoltaicos.

4.3.1. Tamaño del inversor

Contar con gran número de inversores permite tener indisponible un área de la planta de menor tamaño ante el fallo de un inversor, además que para mantenimiento se pueden seccionar por menores zonas y afectar en menor grado la producción de energía.

Por otro lado, tener más inversores significa más cableado, más equipos de protección, seccionamiento y maniobra; mas costos de inversión para la misma potencia y finalmente más inversores se traduce en más pérdidas ya las pérdidas se ven disminuida al contar con uno dos equipos grandes que con cinco o diez de menor tamaño.

Por lo anteriormente expuesto se considera como buen criterio de diseño utilizar 2 inversores de 500 kilo *watts* así se podrá tener dividida a la mitad la central y se evitará tener incremento de pérdidas por gran número de equipos.

4.3.2. Características y funcionamiento de los inversores

Un inversor es el que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. Los transistores utilizados como

conmutadores estáticos se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida.

4.3.3. Configuración panel-inversor

Para una adecuada combinación se deben tomar en cuenta los parámetros de funcionamiento máximo y mínimos que permitan una operación segura, posteriormente se debe elegir la configuración que optimice la producción de energía. Lo anterior se garantiza analizando cada uno de los siguientes aspectos:

4.3.3.1. Potencia máxima del inversor

La sumatoria de potencia máxima de salida del grupo total de paneles no debe superar la potencia de entrada máxima del inversor, en la mayoría de fabricantes toleran un 110 por ciento de sobrecarga.

4.3.3.2. Corriente máxima del inversor

La cantidad de paneles se limita por la corriente máxima del inversor. Se calcula con la corriente máxima de corto circuito del grupo total de módulos FV conectados en paralelo al inversor.

4.3.3.3. Voltaje máximo de operación del inversor

Este voltaje es distinto al de diseño para el aislamiento. El voltaje no puede ser menor que el voltaje de circuito abierto de los paneles sometidos a una temperatura mínima de 10 grados Celsius. Además, el fabricante incrementa un 4 por ciento debido al incremento de voltaje previo a la estabilización.

4.3.3.4. Voltaje de operación del inversor

Tensión en que el inversor opera en condiciones normales de operación, no supera los valores máximo y mínimo de seguridad del equipo. Este valor debe coincidir con el voltaje de diseño de cada cadena de módulos solares FV.

4.3.3.5. Voltaje mínimo de operación del inversor

El voltaje mínimo de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, sometidos a una temperatura de 40 grados Celsius (temperatura máxima de diseño) no debe ser inferior al voltaje de entrada de diseño del inversor.

4.3.3.6. Rango de voltaje de operación de seguimiento de máxima potencia (MPPT)

El rango de operación del inversor debe coincidir o ser mayor que el rango de tensión de los módulos, ante variaciones de temperatura (-10 a 60 grados Celsius), para utilizar adecuadamente el rango de operación de voltaje de máxima potencia del inversor.

4.3.3.7. Voltaje de sistema de los paneles solares

El voltaje de diseño de los paneles no debe ser sobrepasado por la configuración final al determinarse el número de paneles en serie. (En condición normal de operación y en condición de circuito abierto).

Para la elección del inversor se tomaron en cuenta a los fabricantes: Sunny Central, ABB, Ingecom, Xantrex (Schneider) y Enertron (Gammesa); por su presencia en el mercado, características físicas/eléctricas, por su versatilidad en la instalación e incorporación de todos los elementos de protección, interruptores y transformador, todo en uno.

Para obtener la mejor configuración panel/inversor, se utilizó una hoja de cálculo automatizada, la cual realiza los cálculos necesarios y permite visualizar las comparaciones entre todas las combinaciones posibles entre todos los módulos y todos los inversores seleccionados.

Se resume en la tabla VII la información obtenida entre las combinaciones Módulo-Inversores detalla el resultado de todas las posibles combinaciones panel/inversor, entre las cuales se observan más productivas las configuraciones conseguidas por los paneles NexPower NT140AX y NT150 AX.

Para facilitar la visualización de la información se asignó un número a cada inversor de la siguiente manera:

Tabla VI. **Número asignado a cada inversor**

Numero	1	2	3	4	5	6	7*	8
Inversores	Siemens 500M TL	Siemens 1000MS TL	Ingecon Sun 500HE TL MS	Schneider Xantrex GT500 E	ABB PVS800- 57- 0500kW-A	Enertron Gamesa 500 KW PLUS	Schneider Xantrex GT500 MV(<i>incompatible con todos los modulos por Vmin</i>)	SUNNY CENTRAL 500 CP

Fuente: elaboración propia.

Tabla VII. Detalle de comparación módulo-inversor

Modulo	Tecnología	Compatible con Inversor								Ventajas	Desventajas
		1	2	3	4	5	6	7	8		
T-solar 90	silicio amorfo	x	x			x	x		x		Modelo antiguo. Baja eficiencia 6%
T-solar 97	silicio amorfo	x	x	x	x	x	x		x	Laminado vidrio-vidrio de larga duración	Produce menos energía que los NexPower, ligeramente más caro \$/w instalado.
T-solar 390	silicio amorfo			x	x	x	x		x	Laminado vidrio-vidrio de larga duración	2.6m* 2.2m Dimensiones grandes, dificulta el traslado e instalación
NexPower NT 150AX	µc- Si Tandem	x	x	x	x	x	x		x	Muy buena configuración con todos los inversores estudiados. Produce 12% más energía.	Wp/m ²
NexPower NH 140AX	µc- Si Tandem	x	x	x	x	x	x		x	Muy buena configuración con todos los inversores estudiados. Produce 12% más energía.	mismas características físicas que el NT150AX, por lo que sería más conveniente el NT150AX
NexPower NH 100AT 3A	thin film si - a								x	(4% más de energía) por su eficiencia. Buen precio (\$ / w instalado)	Solo logra buena configuración con el inversor H
NexPower NH 100AX	thin film si - a				x	x				Produce más energía que las otras marcas de silicio amorfo por su eficiencia. Buen precio (\$/w instalado)	Voltaje máximo de sistema de 600 V, No cumple Vmax, Vmin.
NexPower NT 100AT 4A	thin film si - a					x	x		x	Bajas perdidas por temperatura, (4% más de energía). Menor \$/ w instalado.	buena configuración únicamente con los inversores F y H

Fuente: elaboración propia.

Según los resultados obtenidos y tomando como parámetro más importante la producción de energía se elige la combinación ABB PVS800-57-0500kW-A y NexPower NT150AX.

4.4. Cálculo del campo generador fotovoltaico

La elección entre las combinaciones de inversor y módulo representa parte importante del diseño debido a dos consideraciones; la primera por los valores de operación segura de los equipos y la segunda por los valores óptimos de funcionamiento de los mismos.

4.4.1. Inversores

La potencia de entrada del inversor ABB PVS800-57-0500 kW-A es de 600 kWp, por lo que con asignar 2 inversores sería suficiente para instalar 1MWp de paneles solares o hasta 1,2 MWp.

4.4.2. Paneles fotovoltaicos por inversor

Los paneles o módulos fotovoltaicos (llamados comúnmente paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos

Para el módulo NT150AX:

Voltaje de circuito abierto del panel a la temperatura T_x

$$V_{oc\ panel}(T_x) = V_{oc} + \alpha[T - T_x]$$

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto (85,5 V)

α : coeficiente de temperatura ($-175 \text{ mV}/^\circ\text{C}$)

T : Temperatura en condición estándar de prueba (25°C)

$$V_{panel}(-10^\circ\text{C}) = 85,5 + [25 - (-10)]0,175 = 92,5$$

Máximo número de módulos en serie:

$$\text{Módulos en serie} = \frac{V_{oc} \text{ inversor}}{V_{oc, 10^\circ\text{C}} \text{ modulo}} = \frac{940}{92,52} = 10,1$$

El número de módulos en serie que se utilizará en el diseño será de 9, valor que considera el programa de simulación y que esta dentro de lo tolerable según el cálculo anterior.

Para el cálculo de número de filas en paralelo (cadenas) existen dos criterios: utilizando como referencia la corriente máxima de inversor y utilizando como referencia la potencia máxima del inversor. Para este caso utilizaremos el criterio de potencia máxima.

$$\text{Número de paneles por inversor} = \frac{P_{\max} \text{ inversor}}{P_{\max} \text{ modulo}} = \frac{600\text{kW}}{170\text{W}} \cong 3\,529$$

$$\text{Número de cadenas} = \frac{\text{Número de módulos}}{\text{módulos en serie}} = \frac{3\,529}{9} \cong 392$$

Según el resultado del programa de simulación, este dato es bastante acertado se utilizarán 3 456 módulos y 384 cadenas por inversor según la optimización del programa de simulación.

Se comprobará que el número de cadenas calculadas no supere la corriente máxima del inversor:

$$I_{\text{max Cadena}} = I_{\text{cc max panel}} \cdot \text{número de cadenas} = 384(2,54) \cong 976 \text{ A}$$

La configuración de 384 cadenas no sobrepasa la corriente máxima del inversor que es de 1 145 A.

Ya se comprobó que no se sobrepasa el voltaje ni corriente máxima del inversor. De igual manera el inversor tiene restricción de valor mínimo de funcionamiento por lo que se verifica si el valor está dentro del rango de operación del mismo.

$$V_{\text{módulo}_{60^{\circ}\text{C}}} = 85,5 + [25 - (60)]0,175 = 79,48 \text{ V}$$

Voltaje de cada cadena = ($V_{\text{módulo}}$) (número de módulos en serie)

$$V_{\text{módulos en serie}} = 79,48 \cdot 9 = 715,32 \text{ V}$$

El rango de voltaje del inversor es de 450-825 VDC, el anterior valor calculado se encuentra dentro del rango de operación del inversor.

Por último, se calcula la corriente y voltaje nominal del arreglo de módulos, considerando la temperatura de condición estándar de prueba (25°C).

$$V_{25^{\circ}\text{C}} = 9 \cdot 64,7 = 582,3 \text{ V}$$

$$I_{25^{\circ}\text{C}} = 2,25 \cdot 384 = 864 \text{ A}$$

4.5. Esquema básico de conexiones

Cuando la energía se aprovecha a través de paneles para el hogar o en aplicaciones pequeñas su conexión e implementación puede ser sumamente sencilla. En el caso de los parques fotovoltaicos debido a la magnitud, la gran cantidad de paneles que requieren, la potencia de los bancos de transformación e inversores, la conexión con la red de distribución; es necesario contar con sistemas de protección, transformación, medición y de seguridad para la continuidad del servicio de la planta.

4.5.1. Esquema general en DC

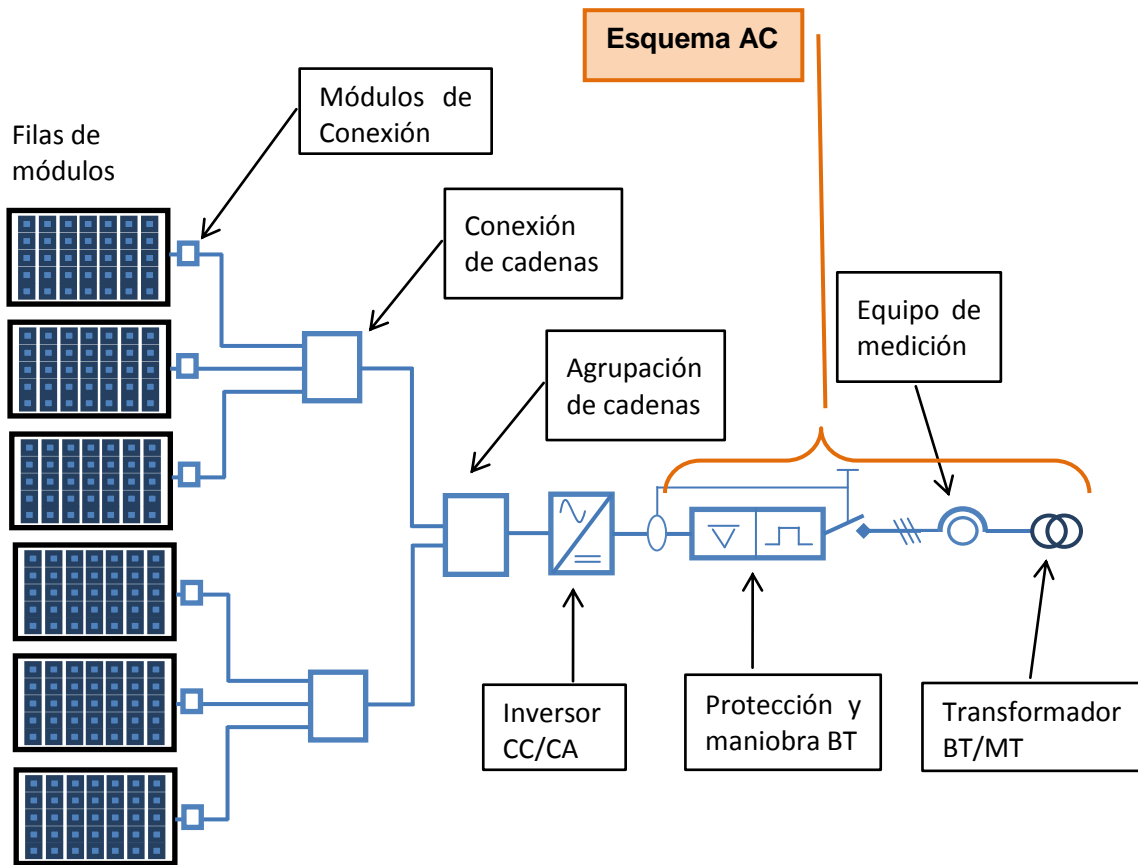
Esta parte abarca desde las conexiones en la parte posterior de cada módulo fotovoltaico, pasando por la conexión de cadenas, arreglos, grupos de arreglos hasta llegar al inversor, utilizando para la interconexión cajas combinación y conductores.

4.5.1.1. Grupo de paneles solares

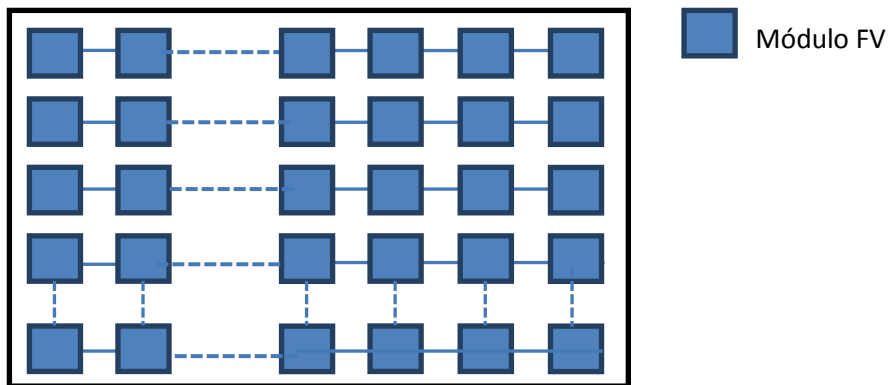
Se necesitan 6 912 módulos fotovoltaicos con una potencia de 150 Wp, fijos de la Marca NexPower se deben conectar 9 módulos en serie para formar una cadena, según la optimización es el número adecuado de módulos para la entrada de VDC del inversor.

Además se deben conectar 768 cadenas, esto para garantizar el buen funcionamiento del inversor dentro de los parámetros mínimo y máximo de corriente eléctrica.

Figura 18. Esquema básico de conexión del parque solar



Detalle; filas de módulos



Fuente: elaboración propia, con programa Latex.

4.5.1.2. Seccionamiento de cadenas (*strings*)

Es recomendable la instalación de un dispositivo de desconexión para cada cadena. Esto para permitir mantenimiento o verificación en una cadena sin dejar indisponible el resto de la central fotovoltaica. Los interruptores automáticos de corriente continua tienen capacidad para protección contra sobrecargas, cortocircuitos, control y seccionamiento.

Las 768 cadenas se organizarán en dos subgrupos uno por cada inversor de 384, cada subgrupo se dividirá en 96 arreglos de 4 cadenas cada uno. Se propone utilizar interruptores automáticos debido a su versatilidad. Para el diseño de estos se considera 22,86 amperios por cadena y 91,44 amperios por arreglo (Isc). El voltaje de cada cadena es de 715, 32 voltios.

4.5.1.3. Protecciones y maniobra en DC

Se propone para las protecciones; fusibles tipo cuchilla para las cajas de combinación de segundo nivel, interruptor termomagnético para el agrupador de cadena y un limitador de sobretensiones transitorias. Además se recomienda protecciones para control y seccionamiento.

4.5.1.4. Diodos de desvío (*Bypass*)

Cada módulo fotovoltaico NT150AX de NexPower vienen equipados con diodos de *bypass* como protección para evitar corrientes en circulación contraria (entrando al módulo) debido a sombras parciales. Adicionalmente se recomienda instalar diodos de bloque para cada cadena (rama).

4.5.2. Esquema general AC en baja tensión

Son parte de este esquema el inversor, (interruptor CA integrado) las protecciones (sobrecarga, cortocircuitos, seccionamiento), la unidad de medición y el transformador de potencia.

4.5.2.1. Medida y calidad de la energía

La energía eléctrica generada por un parque fotovoltaico que se inyecta a la red de distribución debe garantizar y cumplir con los parámetros de calidad eléctrica (tensión, armónicos). Por ello es de utilidad, la instalación de analizadores de red, que permitan monitorear la calidad de energía entregada a la red en tiempo real.

Esta supervisión permite además identificar perturbaciones provenientes de la red eléctrica que afecten al generador.

4.5.2.2. Centros de transformación BT/MT

Es prudente utilizar un transformador trifásico tipo pedestal *padmount* debido a que ocupa un menor espacio en la caseta de equipos además son robustos, no presentan problemas con la humedad y facilitaría la conexión subterránea de las líneas de salida de conexión a la red. El fabricante del inversor recomienda utilizar un transformador tipo seco debido a que es ecológicamente más amigable pero el inversor podría funcionar con otro tipo de transformador sin ningún problema incluso con transformadores de distribución.

Existe una amplia gama de fabricantes de transformadores en el mercado, idealmente se propone utilizar el fabricante del inversor (ABB), para este caso

en particular porque es una marca que tiene respaldo para Guatemala (es necesario especificar que se conectaran dos inversores en paralelo). Utilizar el mismo fabricante para la configuración Transformador-Inversor evita la incompatibilidad entre dispositivos y facilita su pedido.

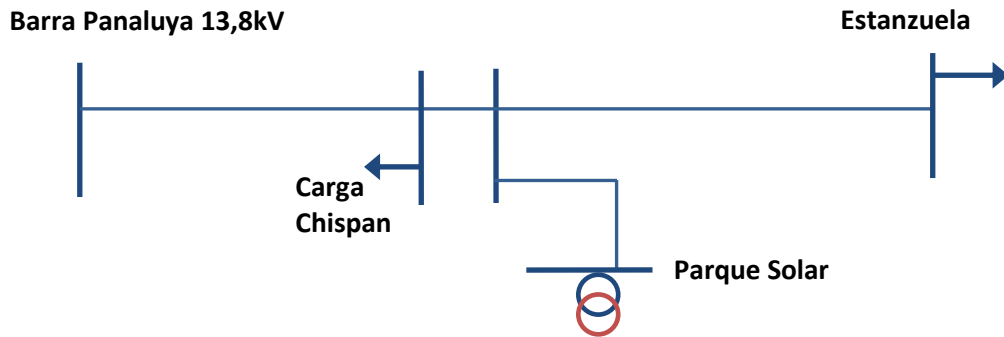
La potencia del transformador disponible en el mercado que corresponde al parque solar es de 1 250 KVA, con un voltaje nominal del lado de baja tensión de 300 vatios, un voltaje nominal del lado de alta tensión de 13,8 kilo vatios es importante aclarar que la frecuencia nominal debe ser de 60 hertz.

4.5.3. Red en MT y unifilar

El punto de conexión del parque solar es el circuito de 13,8 kilo vatios que sale desde la subestación Panaluya hacia Estanzuela propiedad de la Distribuidora de Occidente (DEOCSA); el circuito es conductor de aluminio desnudo, como se ve en la figura 20, tiene una disposición (geométrica) en triángulo con aisladores de porcelana, el calibre AWG del conductor es 1/0 y según la tabla número uno de la NTDOID este diámetro de conductor tiene capacidad de transportar 230 amperios. Es importante aclarar que según la longitud del conductor, el nivel de suciedad y antigüedad del mismo esta capacidad de transporte está por debajo del valor mencionado.

Es oportuno mencionar que la conexión se realizará de 200 a 600 metros del punto de derivación de conexión de la aldea de Chispan. Los detalles aquí expuestos se comprenderán mejor al observar las figuras 19 y 20.

Figura 19. **Diagrama unifilar simplificado de conexión**



Fuente: elaboración propia.

4.5.4. Punto de conexión con la red

El punto que se seleccionó para la conexión está entre el kilómetro 138 y 139 la cual es propiedad de la Distribuidora de Occidente. Está ubicado en el perímetro del terreno propuesto para el proyecto del parque solar y está paralelo a la carretera CA-10.

Figura 20. **Punto de conexión con la red de 13,8kV**



Fuente: kilómetro 138,5 de la ruta CA-10.

4.5.5. Red de tierras

Esta parte del proyecto no se detalla, debido a que no es de gran importancia para los objetivos de este trabajo aunque si se considera una aproximación del coste del desarrollo de la red de tierras en la parte económica.

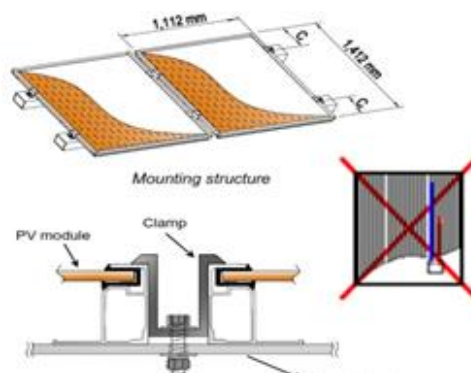
4.5.6. Estructura que soportara los paneles solares

Según la respuesta del programa utilizado para la simulación el ángulo óptimo es de N12°S (la cara del panel apuntando hacia al sur), para producir la mayor cantidad de energía anual. La estructura se diseñó para soportar 36 paneles; 18 a lo largo y 2 de alto, que suman 4 cadenas. Se utilizará bases de hormigón armado de 0,35 * 0,35 metros, el fabricante aclara que las caja de conexión del panel debe de ir hacia arriba de lo contrario perderá la garantía.

Para la estructura que sujeta los paneles se utilizará perfil rectangular hierro galvanizado, para el resto de la estructura se utilizará perfil angular de hierro galvanizado.

Para unirlos perfiles se utilizarán uniones desmontables (atornilladas). Soportes centrales que sujetan dos paneles y en el extremo del arreglo (4 cadenas) soporte para sujetar un panel, todos los soportes sujetados con tornillos galvanizados como los que se ven en la figura 21.

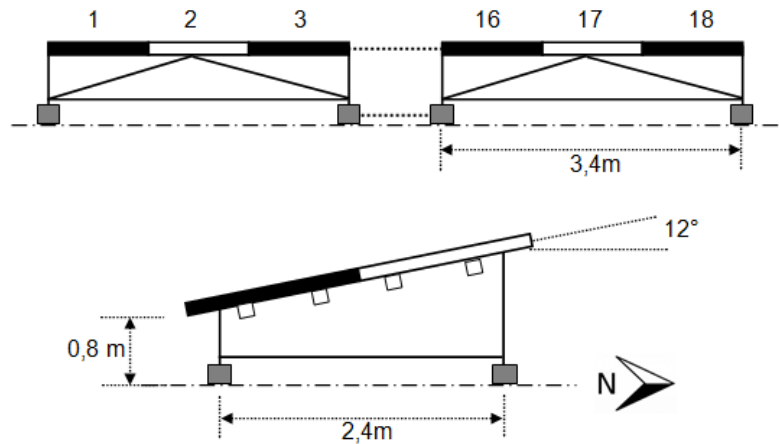
Figura 21. **Detalle de montaje**



Fuente: Hoja de datos Nexpower serie NT. http://www.nexpw.com/products.php?p_id=14.

Consulta: marzo de 2013

Figura 22. **Detalle de armazón para instalación de módulos**



Fuente: elaboración propia.

4.6. **Distribución en predio**

Para la distribución del predio se debe considerar distancias adecuadas y seguras; para prevenir accidentes, evitar daños de equipos que faciliten la instalación, inspección y mantenimiento de los equipos.

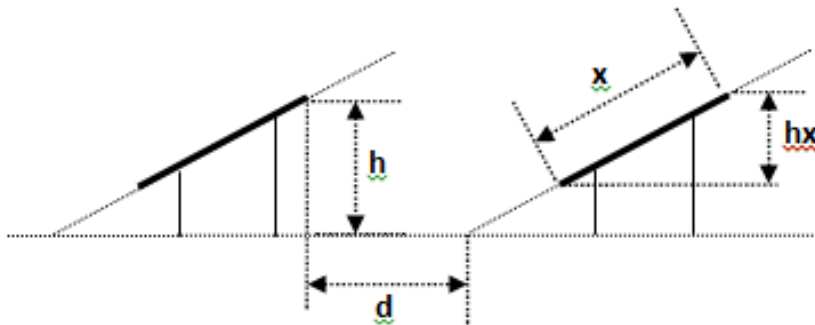
El tamaño del predio lo define básicamente; la separación entre paneles, el tamaño y separación de los arreglos (cuatro cadenas), edificación para la sala de control y la caseta que contendrá a los dos inversores y el transformador de potencia.

4.6.1. **Separación de las estructuras fijas de paneles**

Esta es una parte importante dentro del proyecto, ya que se desea maximizar la luz solar. La separación mínima de los soportes para evitar sombras dentro de ellos viene dada por:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Figura 23. **Distancia mínima entre estructuras**



Fuente: elaboración propia.

Para nuestro caso $x = 2,824$ y el ángulo de inclinación del módulo es de 12° y $\text{latitud} = 15,02^\circ$, por lo que $hx = 2,84 \sin(12^\circ) = 0,6$ metros, además como se muestra en la figura 23 la altura menor de la estructura del panel es de $0,8$ metros, entonces $h = 0,8 + 0,6 = 1,4$ m. con los datos anteriores obtenemos que: $d = 1,4 / (\tan(61^\circ - 15,02)) = 1,36$ metros.

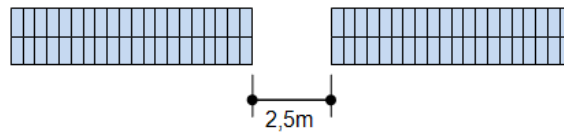
La distancia mínima para evitar sombras entre estructuras es de $1,36$ metros. Para facilitar el acceso tanto para mantenimiento instalación o inspección se utilizará una distancia entre estructuras de 2 metros.

4.6.2. Separación de los arreglos de paneles

Se debe considerar el acceso adecuado para personal para inspección y mantenimiento. Además se diseña para el acceso de un montacargas pequeño

para transporte del equipo por lo que una distancia de 2,5 metros sería prudente para la separación entre los arreglos de cadenas.

Figura 24. **Separación entre arreglos**



Fuente: elaboración propia.

4.6.3. Accesos

La entrada principal de la central fotovoltaica esta paralela a la carretera CA-10, además se pretende implementar otro acceso a la planta por el lado norte de esta.

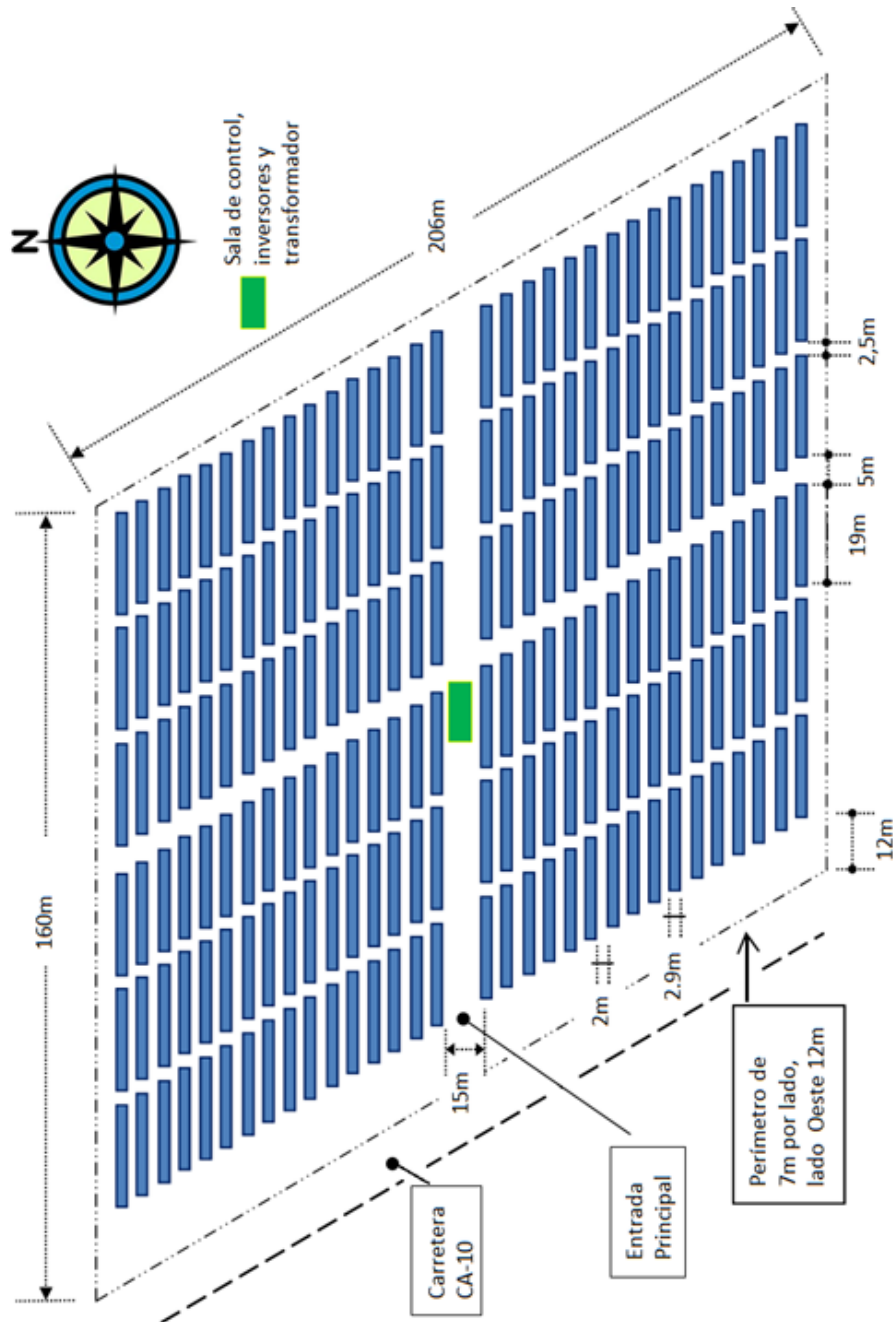
4.6.4. Distribución de los arreglos en filas

Se dividirán en 6 filas de 36 arreglos cada fila separada por 2,5 metros y un corredor central de 5 metros, que separa tres filas de cada lado. Adicionalmente cada fila se divide a la mitad con un corredor de 15 metros el cual servirá para la entrada principal y para la instalación de los postes para la salida de la línea en 13,8 kilo vatios.

4.7. Tamaño del terreno

Se requiere de un terreno de 160 por 206 metros que equivalen a 3,3 hectáreas, el costo aproximado en la zona por hectárea es de \$75 7500,00, lo que da; un costo total del terreno adecuado de \$250 000,00.

Figura 25. Disposición de equipos y dimensiones del terreno



Fuente: elaboración propia, con programa Latex.

4.8. Cableado

Este cálculo representa parte importante del proyecto, debido que las pérdidas en los conductores son inversamente proporcional a su sección transversal, pero a mayor sección mayor costo. Por lo que se debe establecer un balance entre ambos criterios, de manera que se cumpla con los parámetros adecuados de operación, y no sobredimensionarlos para evitar un incremento innecesario en el costo.

4.8.1. Cálculo del cableado en baja tensión

Para los conductores que conectan las cadenas, arreglos y subgrupos hasta llegar al inversor se asignó una caída de tensión de 0,02, 0,002, 0,003 y 0,0035 por ciento respectivamente luego de seleccionar los conductores que permitieran estos valores de caída de tensión o menores se calculó que la mayor caída de tensión (conductores más largos) suman en total 0,7 por ciento. Para este caso no se consideró la caída de tensión en el conductor inversor-transformador debido a que son relativamente cortos, por encontrarse en la misma caseta.

El cálculo del tramo inversor-transformador se realiza únicamente por criterio de corriente, considerando que es un conductor relativamente corto. El detalle de la sección de conductores se muestra en el apéndice.

4.8.1.1. Tensión máxima

Según el artículo 690.7 del NEC para calcular la tensión máxima se debe efectuar una corrección por temperatura según los datos del fabricante. Para la tecnología de capa fina se debe efectuar adicionalmente una corrección por

estabilización de voltaje para el caso de los módulos utilizados, la corrección por estabilización de voltaje es de 4 por ciento y la corrección por temperatura de 0,32 por ciento por grado Celsius, según la hoja de datos del fabricante.

El voltaje máximo de una cadena será V_{oc} , más el valor de corrección por temperatura y por estabilización de voltaje, considerando que la mínima temperatura esperada en la zona es de 15 grados Celsius. Considerando el escenario de mínima temperatura, esta descendería en 10 grados Celsius respecto la temperatura de condición estándar de prueba (25 grados Celsius), tendríamos un factor de 3,2 por ciento.

$$V_{max} = \frac{V_{oc}}{(\text{factor por temperatura})(\text{factor por estabilización de voltaje})}$$

$$V_{oc} = 9(85,5) / (0,969 * 0,96) = 827 \text{ V.}$$

4.8.1.2. Corriente máxima

Según el NEC en el artículo 690.8 la corriente máxima de los circuitos de fuente fotovoltaica será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicada por 125 por ciento. Este valor de corriente será utilizada para dimensionar los conductores de los circuitos y dispositivos de sobrecorriente.

4.8.1.3. Cálculo del cableado en media tensión

Se toma en cuenta, en este apartado, un conductor de corriente alterna de tres fases que va de la salida del transformador de potencia al punto de conexión con la red. Este conductor se divide en dos partes; en que va del

poste de conexión al poste frontera (aéreo) de la caseta y la parte que va del poste frontera al interior de la caseta, este último es subterráneo. La longitud de estos conductores es de 75 metros y 15 metros respectivamente.

- Control de temperatura en cortocircuito

Si la sección de un conductor es la suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, se debe cumplir la condición:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = K \cdot S$$

K: coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. (92 para el aluminio)

I_{cc}: corriente de corto circuito

S: sección transversal nominal del conductor en mm²

t: tiempo de liberación de falla en segundos

Para este caso se utiliza una corriente de corto circuito de 25 veces la corriente nominal y un tiempo de liberación de falla de 3 segundos. Al sustituir todos los valores se obtuvo una sección mínima de 43,45 milímetros cuadrados, debido a que existen medidas de conductores estándar el conductor más cercano a esta sección es el calibre 1/0 AWG, que tiene una sección de 53.48 mm²

4.9. Estudio de la producción anual

La capacidad instalada es aproximadamente de 1 mega *watt*, es importante aclarar que la potencia de los paneles en este caso 150 Wp es para un nivel de irradiancia de 1 000 *watts* por metro cuadrado y una temperatura

de 25 grados Celsius (condiciones estándar de prueba), por lo que valores más pequeños de radiación y distintos valores de temperatura representan menor entrega de energía por parte de los módulos.

El inversor necesita una cantidad de energía para funcionar y el transporte de energía entre paneles, cajas de conexión e inversor a través de conductores representa pérdidas de energía. Por los factores, anteriormente expuestos, resulta oportuno realizar un estudio de producción anual que incluya la temperatura y la irradiancia de la zona para determinar la fiabilidad en función de las condiciones del entorno y las pérdidas de los equipos.

4.9.1. Factor de rendimiento

El coeficiente de rendimiento (performance ratio) es la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible. Expresa la relación entre la energía inyectada a la red y la energía entregada por el sistema fotovoltaico en condiciones estándar de prueba. Considerando como energía inyectada, a la energía disponible menos el descuento de las pérdidas energéticas. Para este caso según la simulación obtenida en PVsyst el factor de rendimiento es de 0,845.

4.9.2. Capacidad instalada

De acuerdo con la simulación se necesitan 6 912 módulos fotovoltaicos NT150AX de 150 Wp cada uno, lo que suma una capacidad instalada de 1,0368 MWp en condiciones estándar de prueba.

4.9.3. Estudio de pérdidas

Aún con condiciones óptimas de radiación y temperatura, no se dispone de la potencia máxima del grupo de paneles, en el punto de conexión con la red. Debido a las pérdidas propias de los módulos, equipos y conexiones que se encuentran en la trayectoria entre los paneles y la conexión en media tensión. A continuación se detallan las pérdidas en los equipos de mayor relevancia que influyen en la generación de energía fotovoltaica.

4.9.3.1. Pérdidas en el generador FV

La radiación en la zona varía para cada intervalo de tiempo, es decir que cada mes se pueden percibir radiaciones promedio distintas e incluso cada año, la tecnología del silicio amorfo es menos afectada por valores de irradiancia menores que el valor de la condición estándar de prueba (1 000 *watts* por metro cuadrado).

4.9.3.1.1. Irradiancia

Las sombras parciales son otro tipo de pérdidas que van ligadas a la baja radiación percibida en determinadas cadenas por la acción de una sombra momentánea.

En la figura 4 del capítulo 1 puede apreciarse con mayor detalle la variación de potencia entregada según el valor de irradiancia.

4.9.3.1.2. Ángulo de incidencia (IAM)

Es un efecto óptico (pérdida por reflexión), debido a una reducción de la radiación que incide el módulo en un ángulo que no es normal a la superficie según la simulación realizada el valor de esta pérdida es de 2,2 por ciento de la energía generada por las celdas.

4.9.3.1.3. Temperatura

Para un mismo valor de irradiación, un aumento de temperatura conlleva a una reducción en el voltaje de salida y por ello una reducción en la potencia de salida (ver figura 4 del capítulo 1) este valor es el más representativo en el estudio de pérdidas, para este caso tiene un valor de 8,8 por ciento de la energía generada por las celdas, según la simulación realizada con PVsyst.

4.9.3.1.4. Dispersión de los parámetros o desajuste (*mismatch*)

Debido a que no todas las células no tiene la misma curva característica V/I y por consiguiente cada panel. Esto hace que las cadenas en paralelo no trabajen en el mismo punto de la curva a máxima eficiencia. Esta pérdida equivale al 1,1 por ciento de la energía generada por las celdas.

4.9.3.1.5. Polvo y suciedad

La acumulación de polvo en la superficie de las placas puede causar una importante pérdida de eficiencia. Esto es debido a que la capa de suciedad dificulta la transmisión de los rayos solares a la placa. La relación entre la densidad de la capa de suciedad y la pérdida energética es aproximadamente

lineal, e independiente del material con el que esté fabricada la placa. Adicionalmente la suciedad provoca una degradación del material es recomendable realizar limpieza periódica de la superficie de las placas. Para el caso de Chispan que es un bosque seco se consideró valor de 3 por ciento para todo el año.

Para la limpieza de los módulos se recomienda utilizar máquinas dedicadas para módulos fotovoltaicos. Estas purifican el agua que se utiliza en la aspersión, además disponen de implementos como cepillos y paños para facilitar el mantenimiento. Estas máquinas también son similares a las utilizadas en la limpieza de vidrios. Es importante que la limpieza con agua pura debido a que el agua corriente o de lluvia minerales, sales que dejan impurezas sobre la superficie del módulo.

Otra forma de limpieza, puede ser la utilización de cepillos rotatorios hidráulicos que incluyen boquillas de aspersión de agua y sensor de posición digital para evitar dañar el módulo durante la limpieza, estos equipos se conectan (aditamento) a maquinaria de movimiento de tierras. El tiempo de limpieza es más reducido que el descrito en el párrafo anterior.

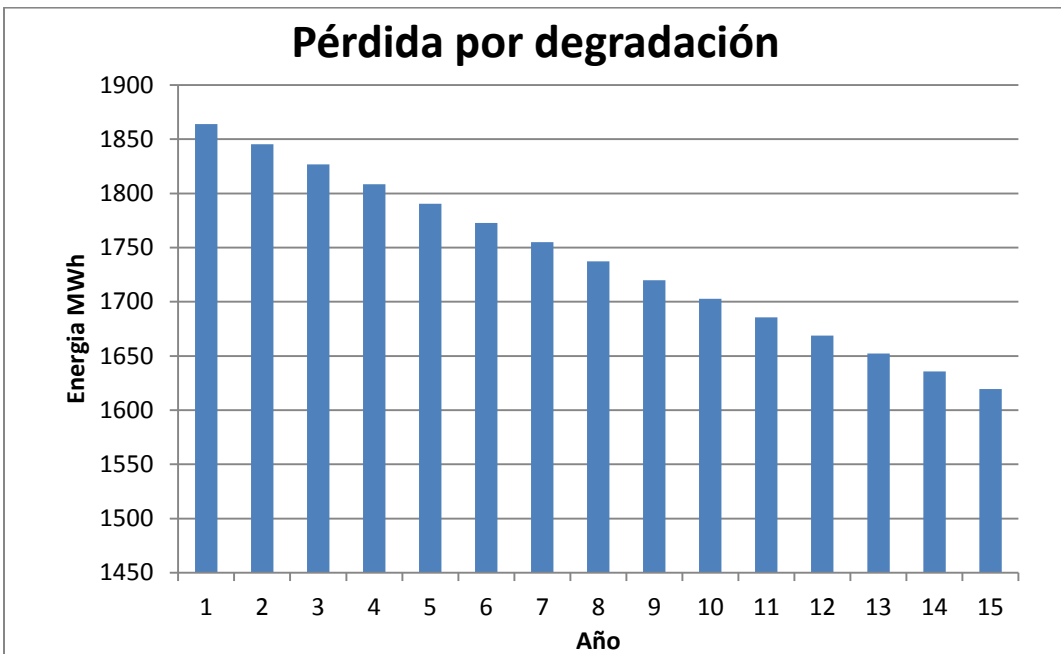
Si los módulos tienen manchas que no se remueven, luego de efectuar la limpieza con agua se pueden utilizar detergentes suaves para removerla, solo si fuera necesario.

4.9.3.1.6. Degradación

Cada módulo pierde eficiencia con el tiempo, debido al fenómeno conocido como degradación. Regularmente es inferior a un 1 por ciento anual, considerando que la vida útil de los paneles es de entre 20 y 30 años

aproximadamente, este es un factor muy importante de pérdidas. En el análisis económico o se tomó una degradación de 1 por ciento anual, que para el año 15 se convirtió en una degradación acumulada del 14 por ciento.

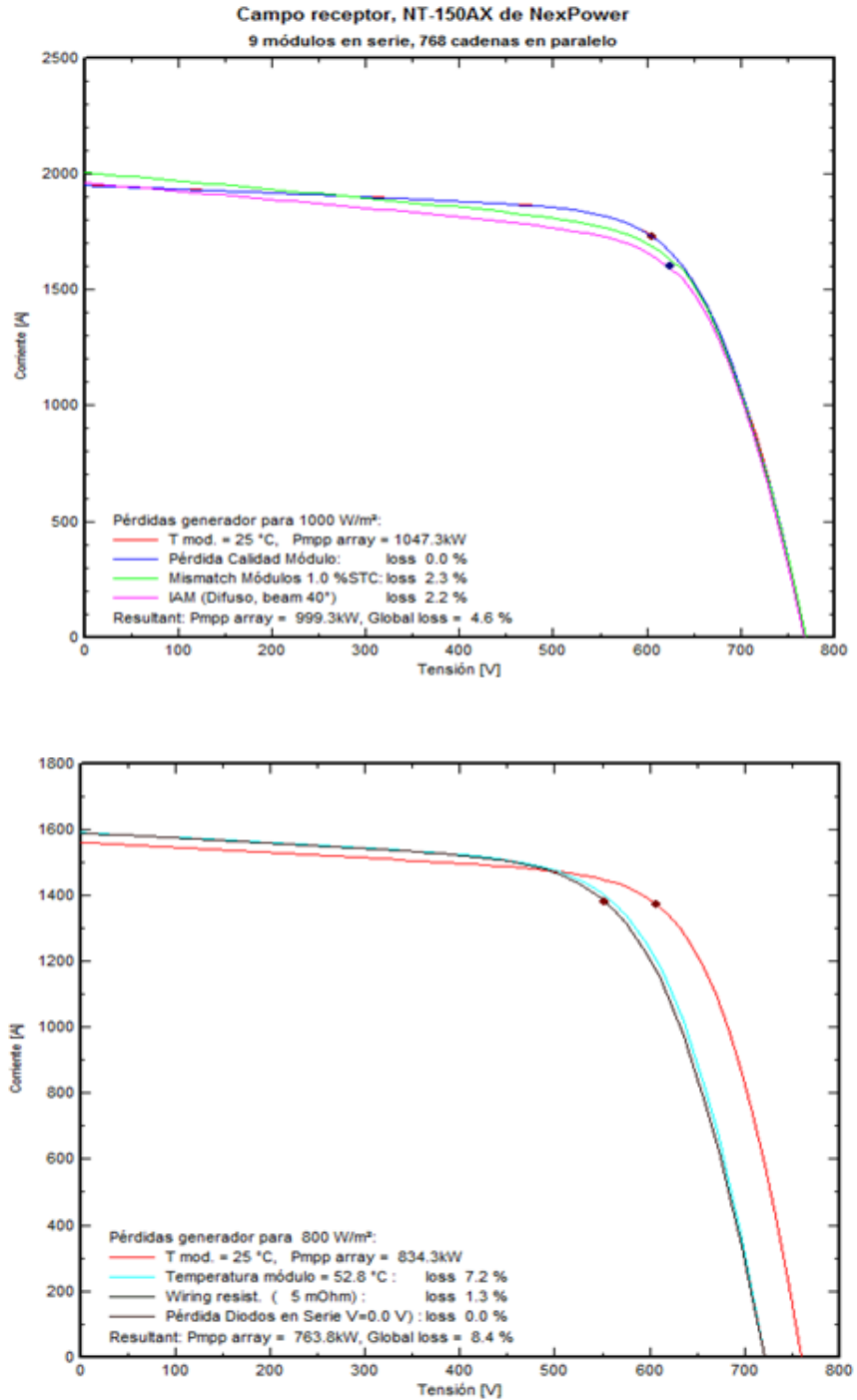
Figura 26. **Gráfica de pérdida anual por degradación**



Fuente: elaboración propia.

Se detalla en figura 27 las pérdidas que devolvió la simulación en PVsyst considerando 768 cadenas de 9 módulos NT150AX cada una, además se incluye el MPP (Punto Máxima Potencia).

Figura 27. Gráficas de pérdidas PVsys



Fuente: elaboración propia, resultado del programa PVsys

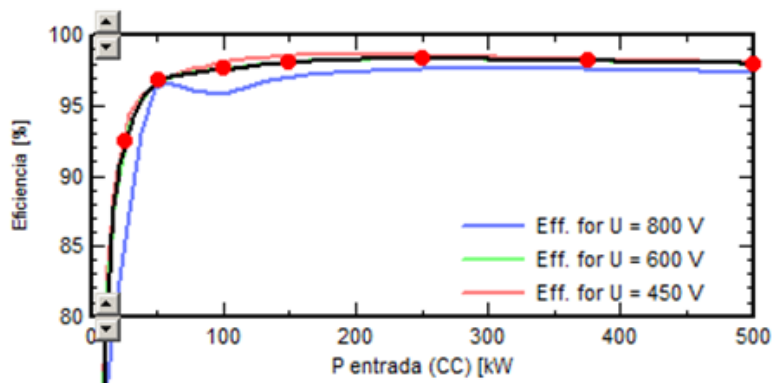
4.9.3.2. Pérdidas en conductores I^2R

Al transportar energía eléctrica de un punto a otro a través de un conductor no toda la energía de la fuente es entregada en el otro extremo del conductor, debido a que parte de esta energía se transforma en calor a lo largo del conductor estas son proporcionales a la resistencia R del conductor y al cuadrado de la corriente que pasa por dicho conductor (Efecto Joule). Esta pérdida equivale al 1,1 por ciento de la energía producida.

4.9.3.3. Pérdidas del inversor

Según la hoja de datos del inversor PVS800S-57-0500 utiliza menos de 550 *watts* cuando se encuentra en operación y 70 *watts* cuando se encuentra suspendido (*standby*) aproximadamente 0,11 por ciento de la capacidad conectada cuando se encuentra en operación. A continuación se presenta la curva de eficiencia para diferentes entradas de potencia en corriente continua del inversor.

Figura 28. Curva de eficiencia de inversor

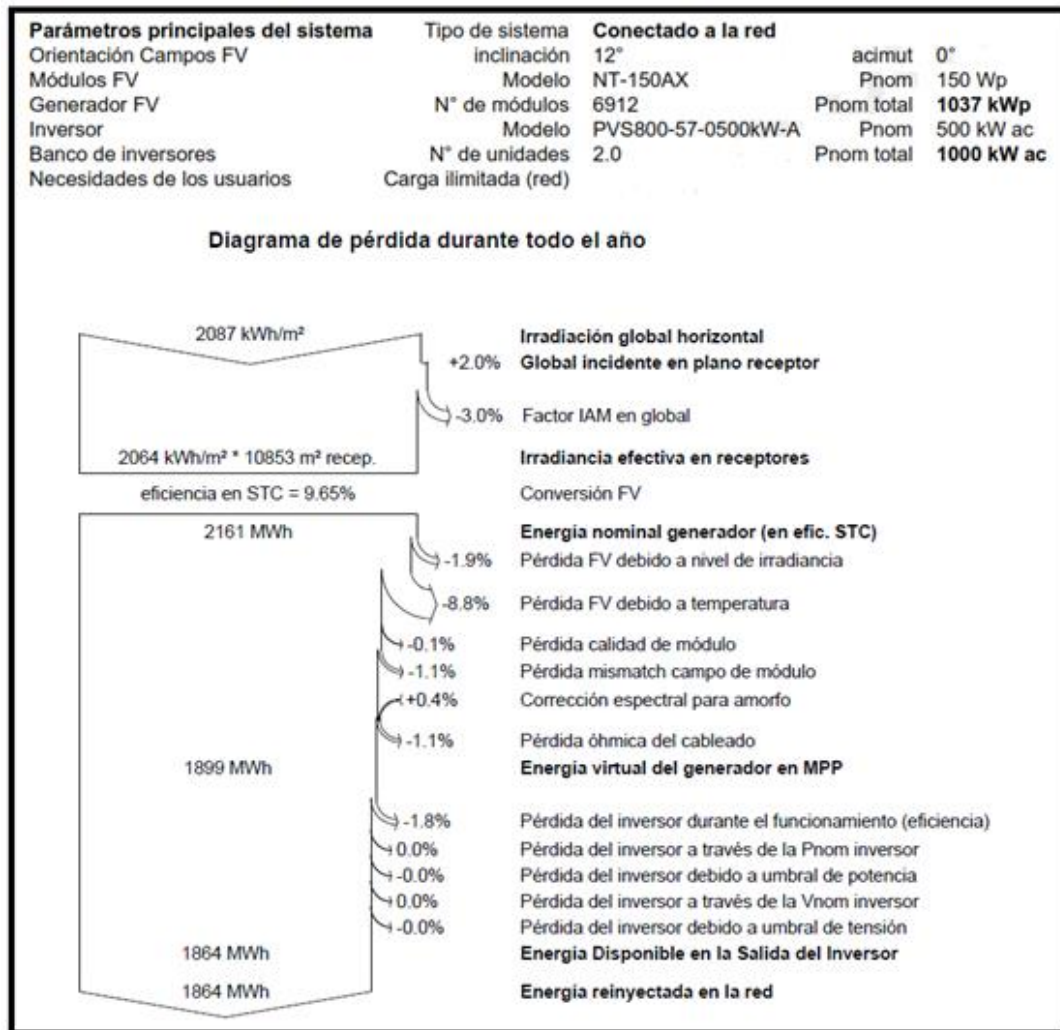


Fuente: elaboración en el programa PVsyst.

4.9.3.4. Diagrama de producción anual

El siguiente diagrama muestra la producción anual estimada luego de considerar las pérdidas antes descritas. Para este caso, la producción anual calculada para el año número uno es de 1 864 mega watts hora por año.

Figura 29. Diagrama de pérdida anual



Fuente: elaboración propia, imagen del programa PVsyst.

4.9.3.5. Pérdidas del transformado de BT/MT

Para evitar las pérdidas en el transformado de BT/MT se utilizará un valor de 1,5 por ciento sobre la potencia nominal del transformador que para este caso es de 1 250 kilo vatios.

4.9.4. Producción final de energía

Luego de considerar todas las pérdidas del parque solar se puede determinar la energía neta que se puede entregar a la red.

Se tiene una mayor producción de energía entregada a la red es la de los meses de: marzo, abril, mayo y agosto. Y se entrega menor energía a la red en los meses de: diciembre y noviembre.

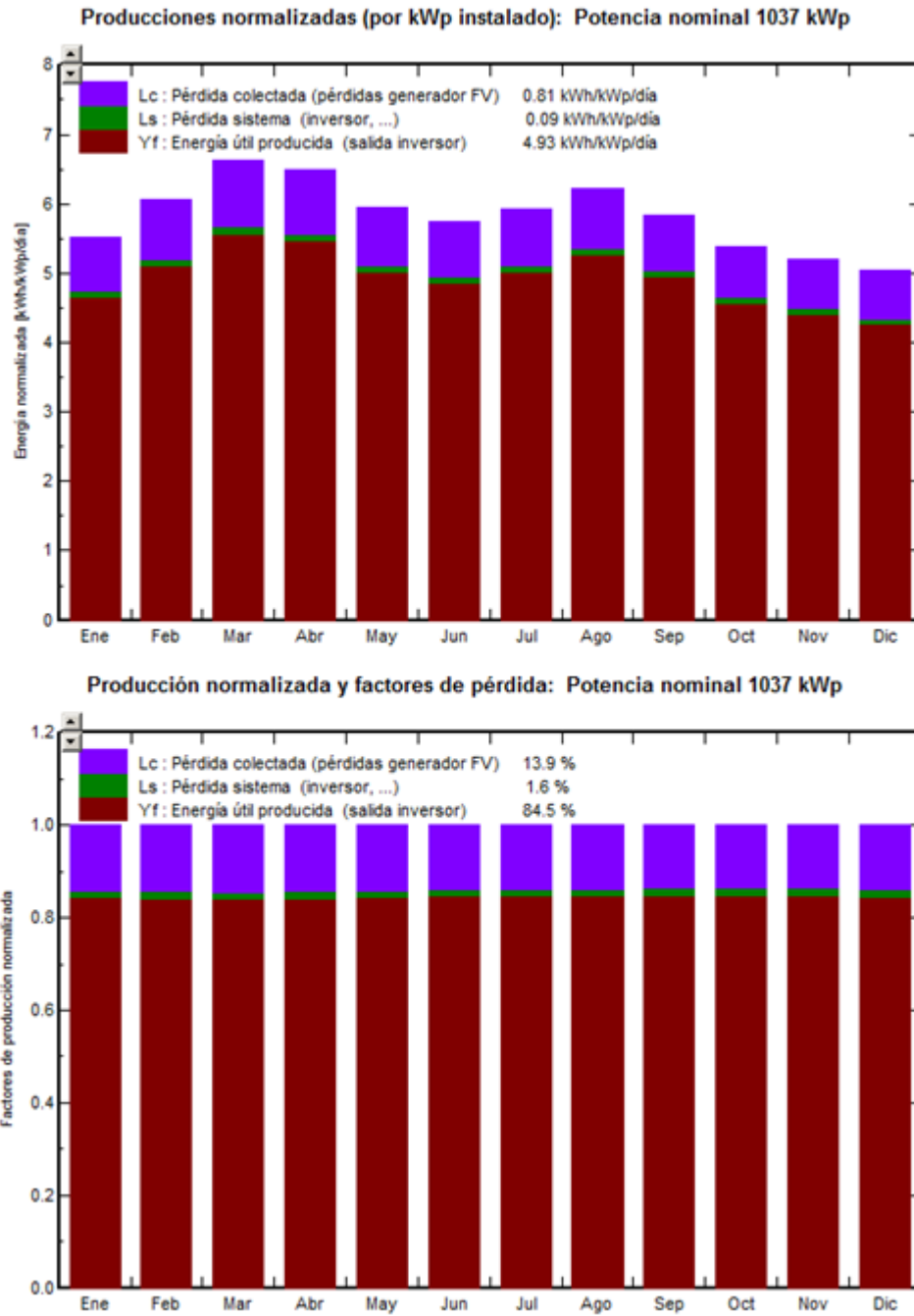
A continuación se detalla en tablas y figuras la información final referente a la energía y pérdidas del sistema.

Tabla VIII. **Resultados principales de la simulación**

Resultados principales de la simulación
Energía producida: 1864 MWh/año
Producción Específico: 1798 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento (PR): 84,5%

Fuente: Elaboración propia con datos del programa PVsyst

Figura 30. Producción y factores de pérdidas



Fuente: elaboración propia, imagen del programa PVsyst.

Tabla IX. **Balances y resultados principales**

150AX-ABBpvs800-570-500_1MWultimo
Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Enero	152.8	27.40	171.3	166.1	152.5	149.7	8.20	8.05
Febrero	156.8	28.50	169.9	165.0	151.1	148.4	8.20	8.05
Marzo	198.4	28.70	205.3	199.4	182.2	178.8	8.18	8.03
Abril	197.7	30.90	195.1	189.5	173.3	170.2	8.19	8.04
Mayo	193.4	31.00	184.1	178.5	163.9	161.0	8.20	8.05
Junio	183.3	29.60	172.1	166.6	153.8	151.0	8.23	8.09
Julio	194.4	29.30	183.3	177.5	164.0	161.1	8.24	8.10
Agosto	198.1	29.10	192.5	186.6	172.1	169.0	8.24	8.09
Septiembre	172.8	28.20	174.9	169.7	156.6	153.7	8.25	8.10
Octubre	158.4	27.70	167.1	162.2	149.8	147.0	8.26	8.11
Noviembre	141.9	26.20	156.0	151.1	139.8	137.3	8.26	8.11
Diciembre	138.9	26.50	156.4	151.5	139.6	137.1	8.23	8.08
Año	2086.9	28.59	2127.8	2063.8	1898.7	1864.4	8.22	8.07

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fuente: elaboración propia, imagen del programa PVsyst.

4.9.5. Factor de planta

Es la relación que existe entre la energía generada y la energía que se hubiera producido si la central hubiera generado a plena carga para un mismo período de tiempo, para este caso el período de tiempo de análisis es de un año. Además es importante aclarar que para una central fotovoltaica se define como plena carga la operación con condiciones estándar de prueba.

$$F_p = \frac{\text{Energía real producida}}{\text{Energía producida SCT}} = \frac{1\,864 \text{ MW/año}}{1\,037 \times 24 \times 365} = 0,2051$$

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA

Después de realizar simulaciones para determinar los equipos más adecuados para la zona se procedió a completar el diseño de la central y según lo evidenciado en capítulos anteriores; el terreno como las características topográficas y meteorológicas de la zona se prestan para la elaboración del proyecto.

Adicionalmente se presentó un panorama sobre el marco regulatorio del sistema guatemalteco, donde se hace mención de los parámetros de calidad, requerimientos técnicos y las normas que debe cumplir el parque solar para su aprobación y habilitación comercial.

Es objeto de este capítulo presentar una evaluación económico-financiera con el fin de obtener información importante que permita determinar si es viable la ejecución del proyecto, ya sea con capital privado o como proyecto estatal el cual podría tener donaciones para su ejecución.

Básicamente con el fin de aprovechar los recursos naturales renovables, la reducción de emisiones de carbono, la utilización de una energía limpia, cubrimiento de la demanda energética, entre otros, diferentes países alrededor de la tierra promueven el desarrollo de estas fuentes a través de diferentes estructuras de incentivos. Los mecanismos que utiliza cada país son muy diferentes entre sí, depende de cada país determinar el mejor modelo que se adapta a su situación y a las metas proyectadas.

Considerando la condición del sector eléctrico guatemalteco; para promover el desarrollo, el aprovechamiento de los recursos naturales renovables, obtener una mayor independencia en la compra de combustibles fósiles, facilitar el suministro de energía económica y finalmente para mejorar la calidad ambiental del país se emite la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.

5.1. Estudios previos

Se expondrán todos los factores que tienen incidencia económica en el proyecto; precio de venta, financiamiento, inflación, impuesto y finalmente los beneficios otorgados por el país, para centrales de energía renovable.

5.1.1. Antecedentes de precios

El primer escenario se toma en cuenta que toda la energía del parque se venda en el mercado de oportunidad, para este análisis se realizó un promedio del Precio de Oportunidad de la Energía de 05:00 a 16:00 horas considerando que en el transcurso del año este período comprende el tiempo en que se tiene energía disponible para inyectar a la red. Se determinó un promedio mensual para posteriormente encontrar un promedio anual.

El promedio anual resultó de 153,41 dólares por megavatio hora, el cual se utilizará para contrastar con el precio de la venta de energía directamente con el distribuidor.

Tabla X. **POE mensual de 05:00 a 16:00 horas**

MES	Promedio POE [\$/MWh]
Enero	128,40
Febrero	159,10
Marzo	167,90
Abril	168,27
Mayo	178,98
Junio	154,31
Julio	139,08
Agosto	142,30
Septiembre	143,76
Octubre	153,10
Noviembre	158,49
Diciembre	147,22
Promedio	153,41

Fuente: elaboración propia, con datos publicados en la página del AMM.

El marco regulatorio vigente en Guatemala exige a las empresas distribuidoras de electricidad contratar sus requerimientos totales de potencia y energía eléctrica, por medio de licitaciones abiertas. Esto, con el objetivo de adicionar nuevas centrales de generación al Sistema Nacional Interconectado, y garantizar así el abastecimiento a largo plazo.⁸

Según la licitación abierta PEG 2-2012 la oferta virtual para tecnología solar fue: 203,900 \$/MWh de los que se adjudicaron 55 megavatios. Estos contratos pueden tener una duración máxima de 15 años.

Al evaluar las dos opciones se concluyó lo siguiente:

⁸ <http://peg2-2012.gt/>. Consulta: agosto de 2013

- El precio de venta con el distribuidor es un 33 por ciento más que el POE estimado con datos históricos.
- Según la expansión del sistema de generación se prevé ampliar el mix energético del país de tal manera que se reduzca el POE por lo que a futuro la energía puede ser liquidada a un precio más bajo que el esperado, lo que genera incertidumbre. En cambio el contrato con el distribuidor puede durar hasta 15 años manteniendo su precio por lo es mucho más adecuado para realizar la evaluación económica.

Por lo antes expuesto, se realizará la evaluación económica considerando un precio de venta de 203,90 \$/MWh por un período de 15 años.

5.1.2. Posibilidades de financiamiento

Debido a que el proyecto es menor a 15 mega *watts* es posible que la banca comercial del país sea la que supla los instrumentos de deuda.

El BCIE ofrece una guía sobre los instrumentos financieros y fuentes de financiamiento que permitirá determinar la estructura financiera que se adapte a las condiciones del proyecto.

Los principales instrumentos de financiamiento que deben considerarse para proyectos de energía renovable son los siguientes:

- Financiamiento de preinversión
- Deuda principal o *senior*
- Créditos de promoción de las exportaciones
- Instrumentos de financiamiento mezanine

- Capital accionario
- Garantías parciales de crédito

Las instituciones que proveen financiamiento para proyectos de energía renovable se especializan en cierta forma de financiamiento, estas son:

- Bancos comerciales privados
- Bancos fuera de plaza o banca
- Bancos multilaterales
- Bancos públicos de desarrollo
- Instituciones financieras internacionales privadas
- Fondos de inversión
- Agencias de crédito de exportación

5.1.3. Condiciones macro

Para el flujo de fondos del proyecto se consideró el índice de precios al consumidor del país de 4,34 por ciento para la actualización anual de los costos de mantenimiento, operación y seguros. El precio de venta de energía no se actualiza durante los 15 años de contrato por lo cual se tiene un flujo de fondos constante.

5.1.4. Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Se debe pagar el 12 por ciento de impuestos sobre la venta de energía mensual, además se pueden descontar las compras. Según la normativa vigente para proyectos de energía renovable en el país, se otorga como un incentivo la exención de IVA, sobre la importación de maquinaria y equipo. Este

incentivo tendrá vigencia durante el período de preinversión construcción, el cual no será mayor de 10 años.

5.1.5. Impuesto Sobre la Renta (ISR)

Según la Ley de Incentivos para Proyectos de Energía Renovable; hay una exención de este impuesto por un período de 10 años luego de la habilitación comercial. Para el caso del proyecto se tenían dos opciones de pago de este impuesto; 31 por ciento sobre la utilidad neta o 6 por ciento de los ingresos netos. Se evaluaron ambas opciones y resultó que la más apropiada económicamente es 6 por ciento de ingresos netos.

5.1.6. Beneficios impositivos por promoción

En este apartado se resume lo establecido en el Artículo Número 5 de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto 52-2003):

- Exención de derechos arancelarios para las importaciones.
- Exención del pago del Impuesto al Valor Agregado (hasta 10 años preinversión y construcción).
- Cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo.
- Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta (durante 10 años, desde la fecha de inicio de operación comercial).

5.2. Duración del proyecto

Debido a que la vida útil de los equipos más importantes del parque solar no coincide con el tiempo máximo del contrato de venta de energía, es de utilidad evaluar los activos al finalizar el contrato. Esto para venderlos, o para continuar con la producción.

5.2.1. Vida física

El activo más importante del parque solar son los módulos fotovoltaicos. Según el fabricante el módulo puede entregar como mínimo el 80 por ciento de la potencia nominal durante 25 años y según estadísticas después de transcurrido este tiempo desde su instalación siguen operativos.

5.2.2. Vida tecnológica

La vida tecnológica no se establece fácilmente; primero por el activo avance del mercado fotovoltaico y segundo, debido al comportamiento dinámico del mercado de electricidad. Aún considerando estos aspectos la aparición de una nueva tecnología no invalida ni desplaza directamente la utilizada en el proyecto, podrían estar operativas en el mercado por un tiempo indefinido sin problema alguno.

5.2.3. Vida comercial

Estaría determinada por la demanda de energía del mercado, esta no tiene un fin definido ya que la energía eléctrica es un bien que no pierde capacidad comercial debido al crecimiento constante de la demanda energética del país. Además la tendencia de la matriz energética del país apunta hacia un

desarrollo energético sostenible por lo que los proyectos de energía renovable no apuntan a ser excluidos del mercado sino por el contrario se contemplan en planes de expansión de largo plazo.

5.2.4. Vida jurídica

Los contratos de compra pueden ser pactados hasta por 15 años, según la licitación abierta para contratar potencia y energía eléctrica para el suministro de los usuarios del servicio de distribución final de Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A. Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A. y Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (PEG 2-2012).

5.2.5. Valor residual

Significa el valor que tiene el proyecto luego de alcanzar el horizonte temporal previsto. A continuación se mencionan las varias teorías que existen de cómo determinar el valor residual:

- Valor contable de los activos
- Valor de mercado o liquidación de los activos
- Valor de continuidad del proyecto

5.2.5.1. Cálculo del valor de continuidad del proyecto

Este criterio es aplicable si se trata de un proyecto para el cual se puede esperar que continúe en operación después del horizonte de evaluación.

Para la vida útil del proyecto se consideran 15 años, considerando en máximo tiempo de duración de contrato de compra de energía de la licitación abierta PEG 2-2012.

Para el caso del parque solar en cuestión se utiliza este criterio de cálculo tomando en cuenta que la venta de energía se prolongue después de finalizado el contrato hasta 25 años de vida física del proyecto.

El activo más importante son los paneles solares, transcurrido el tiempo el activo que no se devalúa es el terreno, por el contrario su valor se incrementa. Con el fin de castigar un poco el proyecto y de amortiguar cualquier costo que se hubiera subdimensionado se tomó en cuenta un porcentaje de los activos más importantes del cual resultó un valor residual equivalente al 32 por ciento de la inversión inicial, con un valor de \$779 354.

5.3. Fondos absorbidos

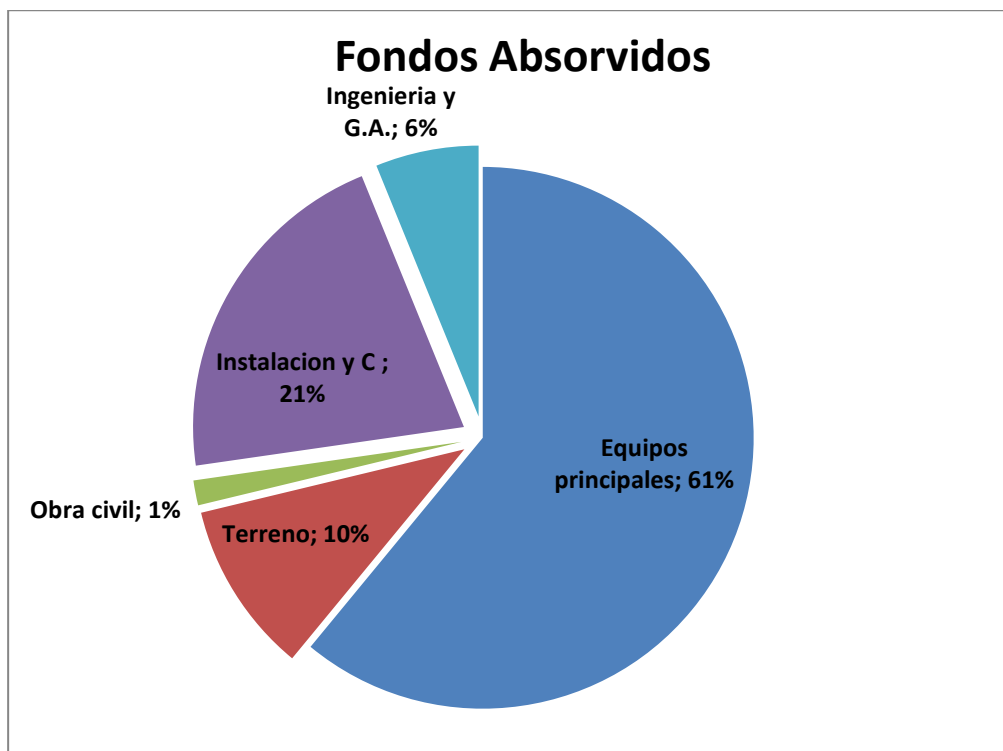
Se dividió la inversión en cinco activos principales; equipos principales, terreno, obra civil, instalación y gestión administrativa. A fin de conocer que activos representan la mayor parte de la inversión inicial se determinó la cantidad porcentual que representa cada uno de ellos.

Tabla XI. **Porcentaje de la inversión inicial de cada activo principal**

Activo	Inversión (%)
Equipos principales	61%
Terreno	10%
Obra civil	1%
Instalación y C.	21%
Ingeniería y G.A.	6%

Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Fondos absorbidos**



Fuente: elaboración propia.

5.4. Fondos generados

Se tomaron en cuenta los ingresos por venta de energía al precio de adjudicación de la licitación abierta y bonos de carbono menos costos de operación, mantenimiento, seguros. Adicionalmente se tomó en cuenta una pérdida de eficiencia de uno por ciento anual.

Para el flujo de fondos del proyecto se consideró el índice de precios al consumidor del país de 4,34 por ciento para la actualización anual de los costos de mantenimiento, operación y seguros. Para los costos de operación y mantenimiento de cinco por ciento sobre ingresos de venta de energía un precio de venta por megavatio hora de 203,90 dólares (US). Para la pérdida de eficiencia anual se utilizó como partida 1 862 megavatios hora por año. El precio de venta de energía no se actualiza durante los 15 años de contrato por lo cual se tiene un flujo de fondos constante.

5.5. Costo de oportunidad del accionista

Cuando se va a realizar una inversión, esta presente la incertidumbre de que opción elegir para invertir. El costo de oportunidad representa el costo medido como beneficio perdido de la segunda mejor alternativa cuando se enfrenta decisiones de selección de gasto y se elige otra. Se representa por el valor K_e , que se obtiene utilizando el método CAPM (*Capital Assets Pricing Model*) que entrega la rentabilidad de los recursos propios.

$$K_e = R_f + \beta (R_m - R_f) + R_p$$

K_e : costo de oportunidad del accionista

R_f : tasa libre de riesgo

β : prima de riesgo de empresa
Rm: rentabilidad del mercado
Rm-Rf: prima de riesgo de mercado
Rp: riesgo país

- Tasa libre de Riesgo Rf: es el rendimiento que se puede obtener libre de riesgo de incumplimiento. Para este caso se utilizarán los bonos del tesoro de Estados Unidos de largo plazo (30 años) con un valor para el año presente de 5,75 por ciento.
- Prima de Riesgo del Mercado PRM: incluye la rentabilidad del mercado Rm. Que se define como; la rentabilidad media del mercado bursátil en inversiones a largo plazo. Como dato de referencia se utilizará el valor del índice de S&P 500 que para el inicio de este año su valor es de 13 por ciento.

$$PRM = (R_m - R_f) = (13 - 3,1) = 9,9\%$$

- Beta β : corresponde a la prima de riesgo de empresa; es la cotización de la empresa con la media de la bolsa. Tiene valores entre $0,7 < \beta < 1,5$ y para una empresa/negocio/proyecto de nueva creación, se suele utilizar una beta de 1,5.
- Riesgo País Rp: es un indicador sobre las posibilidades de un país emergente de no cumplir en los términos acordados con el pago de su deuda externa, ya sea al capital o sus intereses; cuanto más crece el nivel del Riesgo País de una nación determinada, mayor es la probabilidad de que la misma ingrese en moratoria de pagos. El riesgo país se mide con el EMBI+ (*Emerging Markets Bond Index*), que fue

creado por la firma internacional JP Morgan. Para Guatemala el Riesgo país es de 2,65.

$$K_e = 5,75 + 1,5(13-5,75) + 2,65 = 19\%$$

5.6. Cálculo del costo promedio ponderado de capital WACC

La tasa de descuento de descuento o costo promedio ponderado de capital combina el costo de la deuda y el costo del capital propio, cada componente de la deuda tiene asociado un costo y que se puede lograr maximizar la inversión cuando se logra reducir, al máximo posible, el costo financiero producto de la financiación externa y de la autofinanciación. Esta tasa de descuento debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para la evaluación de una empresa utilizando el descuento de flujos de fondos.

$$WACC = K_e \left[\frac{F_p}{F_a + F_p} \right] + K_d(1-t) \left[\frac{F_a}{F_a + F_p} \right]$$

$$WACC = 0,19 \left[\frac{0,4}{0,4+0,6} \right] + 0,07(1-0,12) \left[\frac{0,6}{0,6+0,4} \right] = 0,1141$$

K_e : rentabilidad mínima de recursos propios

K_d : interés de la deuda

F_p : fondos propios

F_a : fondos ajenos

t : tasa impositiva

5.7. Mecanismos de desarrollo limpio (venta de CERs)

Para la evaluación económica se efectuó un flujo de efectivo considerando los costos iniciales, costos anuales y el beneficio neto, para la toma de decisión, luego de valuar algunos escenarios, se determinó que la venta de bonos de carbono incide de manera favorable en el proyecto.

Tabla XII. Flujo de caja bonos de carbono

COSTOS INICIALES

Diseño	Factor de Emisiones	0,5 t CO ₂ / MWh
Validación	Precio por CER	20,0 USD
Negociación de contrato		
Registro		
		\$ 65 000

COSTOS ANUALES

Vigilancia + verificación + certificados	\$ 7 000
Expedición	2% sobre valor de los certificados
Venta	9% sobre valor de los certificados

FLUJO POR VENTA DE CRÉDITOS DE CARBONO

AÑO	0	1	2	3	4	5	6
Prod. Anual Estimada		1 864,0	1 845,4	1 826,9	1 808,6	1 790,6	1 772,6
Factor de Emisiones		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CERs Anuales		932	923	913	904	895	886
Ganancia por CER		\$ 18 640	\$ 19 254	\$ 19 889	\$ 20 545	\$ 21 222	\$ 21 922
Costos iniciales	\$ 65 000						
V+V+C		\$ 4 000	\$ 4 174	\$ 4 355	\$ 4 544	\$ 4 741	\$ 4 947
Expedición+venta		\$ 2 050	\$ 2 118	\$ 2 188	\$ 2 260	\$ 2 334	\$ 2 411
Beneficio Neto	-\$ 65 000	\$ 12 590	\$ 12 963	\$ 13 347	\$ 13 741	\$ 14 147	\$ 14 564
Beneficio Acumulado	-\$ 65 000	-\$ 52 410	-\$ 39 448	-\$ 26 101	-\$ 12 360	\$ 1 787	\$ 16 351
TIR		20%					
VAN		\$ 34 383					

7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 754,9	1 737,4	1 720,0	1 702,8	1 685,8	1 668,9	1 652,2	1 635,7	1 619,3
0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
877	869	860	851	843	834	826	818	810

Continuación de la tabla XII.

\$ 22 644	\$ 23 391	\$ 24 162	\$ 24 959	\$ 25 781	\$ 26 631	\$ 27 509	\$ 28 416	\$ 29 353
\$ 5 161	\$ 5 385	\$ 5 619	\$ 5 863	\$ 6 117	\$ 6 383	\$ 6 660	\$ 6 949	\$ 7 251
\$ 2 491	\$ 2 573	\$ 2 658	\$ 2 745	\$ 2 836	\$ 2 929	\$ 3 026	\$ 3 126	\$ 3 229
\$ 14 992	\$ 15 433	\$ 15 885	\$ 16 350	\$ 16 828	\$ 17 319	\$ 17 823	\$ 18 341	\$ 18 873
\$ 31 343	\$ 46 776	\$ 62 661	\$ 79 011	\$ 95 839	\$ 113 158	\$ 130 981	\$ 149 323	\$ 168 196

Fuente: elaboración propia.

5.8. Evaluación económica - financiera

Se elaboró el flujo de caja del proyecto, para determinar la Tasa Interna de Retorno y el Valor Actual Neto. Adicionalmente, se obtuvieron los indicadores de rentabilidad, liquidez, sensibilidad y riesgo del proyecto.

5.8.1. Flujo del financiamiento

Es un parámetro contable que muestra cuánto efectivo que tiene una empresa o persona después de los gastos, los intereses y el pago al capital. Provee información en relación a los movimientos realizados en período de tiempo determinado. Para el proyecto en consideración se realizó el análisis correspondiente para un capital propio del 40 por ciento y el resto financiamiento externo con una duración de deuda de diez años, una tasa de interés anual de 7 por ciento y amortización constante (método francés).

Tabla XIII. Flujo de financiamiento

Período	Saldo Inicial	Interés	Amortización	Pago	Saldo Final
0					\$ 1 461 289
1	\$ 1 461 289	\$ 102 290	\$ 105 764	\$ 208 055	\$ 1 355 524
2	\$ 1 355 524	\$ 94 887	\$ 113 168	\$ 208 055	\$ 1 242 356
3	\$ 1 242 356	\$ 86 965	\$ 121 090	\$ 208 055	\$ 1 121 267
4	\$ 1 121 267	\$ 78 489	\$ 129 566	\$ 208 055	\$ 991 701
5	\$ 991 701	\$ 69 419	\$ 138 636	\$ 208 055	\$ 853 065
6	\$ 853 065	\$ 59 715	\$ 148 340	\$ 208 055	\$ 704 725
7	\$ 704 725	\$ 49 331	\$ 158 724	\$ 208 055	\$ 546 001
8	\$ 546 001	\$ 38 220	\$ 169 835	\$ 208 055	\$ 376 167
9	\$ 376 167	\$ 26 332	\$ 181 723	\$ 208 055	\$ 194 444
10	\$ 194 444	\$ 13 611	\$ 194 444	\$ 208 055	\$ 0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. Flujo de caja

Años desde Puesta en Marcha	0	1	2	3	4	5	6
Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Perdida de Eficiencia			1%	1%	1%	1%	1%
Perdida de Eficiencia Acumulada			1%	2%	3%	4%	5%
Producción Anual Estimada (MWh/año)		1 864	1 845	1 827	1 809	1 791	1 773
Precio Venta Unitario (USD/MW)		203,9	203,9	203,9	203,9	203,9	203,9
INGRESOS							
Ingresos por venta de electricidad		380 069,6	376 268,9	372 506,2	368 781,2	365 093,3	361 442,4
venta de bonos de CO2	-65 000	12 590	12 963	13 347	13 741	14 147	14 564
(-) COSTOS Y GASTOS							
(-)Costos de Operación y Mantenimiento		-20 904	-21 811	-22 758	-23 745	-24 776	-25 851
(=) EBITDA		371 755	367 421	363 095	358 777	354 464	350 155
(-)Costos de Seguro		-6 089	-6 353	-6 629	-6 916	-7 217	-7 530
(-)Amortizaciones		-228 548	-228 548	-228 548	-228 548	-228 548	-228 548
(=) UTILIDAD OPERACIONAL		137 118,6	132 519,7	127 918,5	123 312,6	118 699,6	114 077,1
(-) Intereses		-102 290	-94 887	-86 965	-78 489	-69 419	-59 715
(=) UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		34 828	37 633	40 954	44 824	49 281	54 363
(-) ISR							
(-) IVA		-38 311	-37 928	-37 549	-37 173	-36 801	-36 433
(=) UTILIDAD NETA		-3 482,6	-294,9	3 404,9	7 650,8	12 479,2	17 929,2
(+) Amortizaciones		228 548	228 548	228 548	228 548	228 548	228 548
(-) Inversiones							
MODULOS							
INVERSOR							
BOS+INSTALACION							
INGENIERIA							
Total Inversión	-2 435 481						
Valor Residual							
(+) Préstamos							
Préstamo Largo Plazo	1 461 289	-105 764	-113 168	-121 090	-129 566	-138 636	-148 340
(=) FLUJO DE CAJA NETO	-1 039 192	119 301	115 085	110 863	106 633	102 392	98 137
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	-1 039 192	-919 891	-804 806	-693 943	-587 310	-484 918	-386 781

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) 11,84%
 VALOR ACTUAL NETO (VAN) 30 581

Continuación de la tabla XIV.

7	8	9	10	11	12	13	14	15
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
1 755	1 737	1 720	1 703	1 686	1 669	1 652	1 636	1 619
203,9	203,9	203,9	203,9	203,9	203,9	203,9	203,9	203,9
357 828,0	354 249,7	350 707,2	347 200,1	343 728,1	340 290,9	336 887,9	333 519,1	330 183,9
14 992	15 433	15 885	16 350	16 828	17 319	17 823	18 341	18 873
-26 973	-28 144	-29 365	-30 640	-31 969	-33 357	-34 805	-36 315	-37 891
345 847	341 539	337 227	332 911	328 587	324 253	319 907	315 545	311 166
-7 857	-8 197	-8 553	-8 924	-9 312	-9 716	-10 138	-10 578	-11 037
-228 548	-228 548	-228 548	-228 548	0	0	0	0	0
109 442,5	104 793,0	100 125,8	95 438,1	319 275,0	314 537,0	309 769,1	304 967,8	300 129,6
-49 331	-38 220	-26 332	-13 611	0	0	0	0	0
60 112	66 573	73 794	81 827	319 275	314 537	309 769	304 968	300 130
-36 069	-35 708	-35 351	-34 998	-21 633	-21 457	-21 283	-21 112	-20 943
24 042,7	30 864,5	38 442,9	46 829,3	262 993,8	258 779,1	254 528,1	250 237,4	245 903,6
228 548	228 548	228 548	228 548	0	0	0	0	0
								779 354
-158 724	-169 835	-181 723	-194 444	0	0	0	0	0
93 867	89 578	85 268	80 934	262 994	258 779	254 528	250 237	1 025 258
-292 914	-203 336	-118 068	-37 134	225 860	484 639	739 167	989 404	2 014 662

Fuente: elaboración propia.

5.8.2. Rentabilidad

El Valor Actual Neto con una tasa de descuento de 11,41 por ciento da un valor presente positivo de \$30 5815, con base en este valor se determina que el proyecto es viable. La tasa de descuento TIR que hace cero estos flujos, o lo que es lo mismo el valor actual neto cero; es de 11,84 por ciento. El análisis de

rentabilidad de un proyecto depende en parte de la tasa de descuento utilizada, dos de los parámetros que más influyen en su cálculo son el beta y el riesgo del país.

Se consideró el proyecto como el primero e independiente, que no forma parte de alguna otra empresa por lo que el beta utilizado fue de 1,5 es natural que para empresas establecidas en el mercado de energía se utilice un beta de uno; el beta es un indicador de riesgo de una empresa, a mayor beta mayor riesgo corre la empresa.

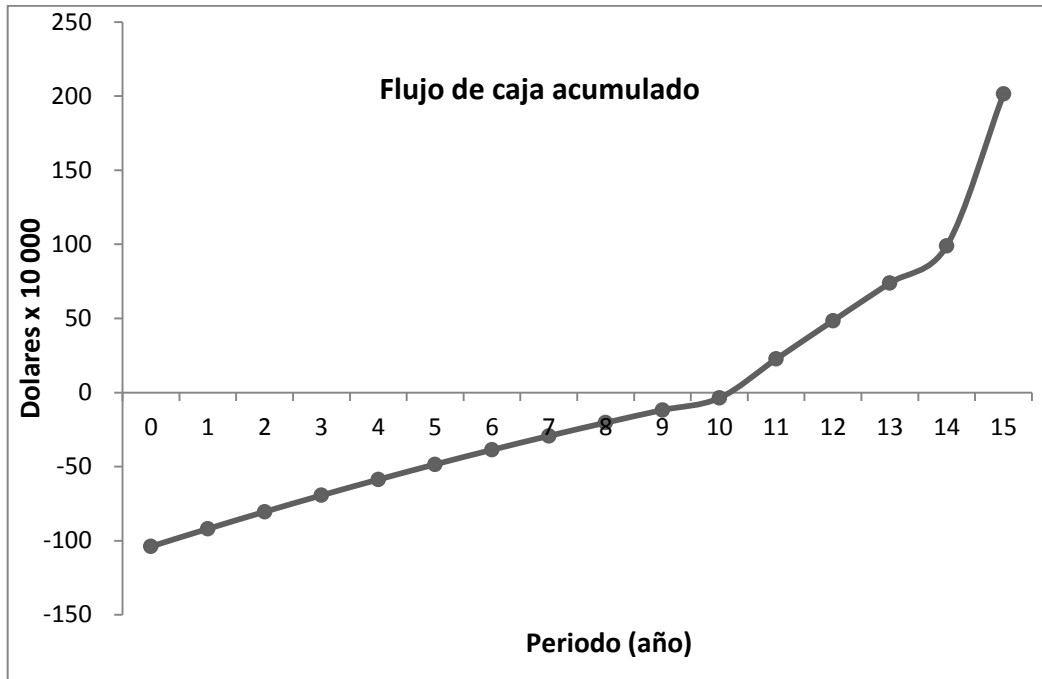
Debido al efecto del apalancamiento sobre la rentabilidad de los recursos propios, se consideró únicamente el escenario con financiamiento y no con 100 por ciento capital propio.

5.8.3. Liquidez

La capacidad para liquidar del proyecto es relativamente buena ya que activos como el terreno, el transformador y los equipos de conexión con la red pueden convertirse nuevamente en dinero con pocas pérdidas.

El plazo de recuperación de la inversión es de once años. El flujo de efectivo neto acumulado en el año once sera de \$225 860.

Figura 32. **Flujo de caja acumulado**



Fuente: elaboración propia.

5.8.4. **Sensibilidad**

Este análisis es un aporte más de información para que el inversor tenga un parámetro adicional para decidir si invierte o no en el proyecto, se modificaran un parámetro a la vez (análisis unidimensional) del proyecto para evidenciar de qué manera es afectado el flujo de caja.

5.8.4.1. **Financiamiento**

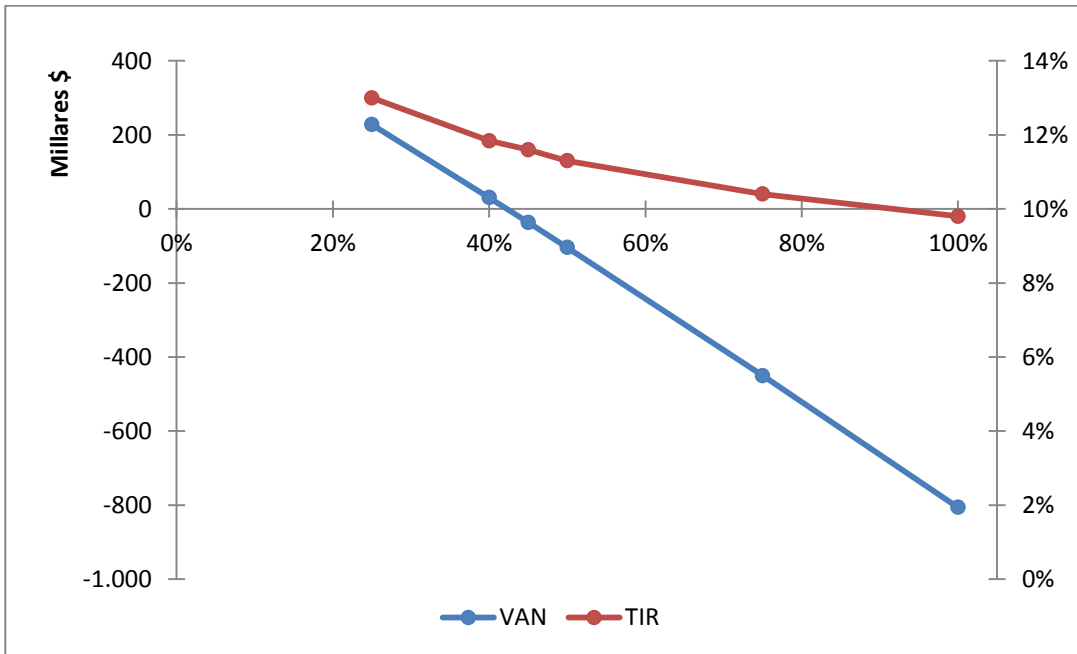
El financiamiento mínimo para que el proyecto se rentable es del 58 por ciento, en la siguiente figura se muestra la tendencia del VAN y la TIR para diferentes porcentajes de fondos propios.

Tabla XV. **Sensibilidad – financiamiento**

Financiamiento		
Fondos propios	VAN	TIR
100%	-806.075,00	9,80%
75%	-450.187,00	10,40%
50%	-104.023,00	11,30%
45%	-36,.408,00	11,60%
40%	30.581,00	11,84%
25%	227.518,00	13,00%

Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Sensibilidad – financiamiento**



Fuente: elaboración propia.

5.8.4.2. Producción anual de energía

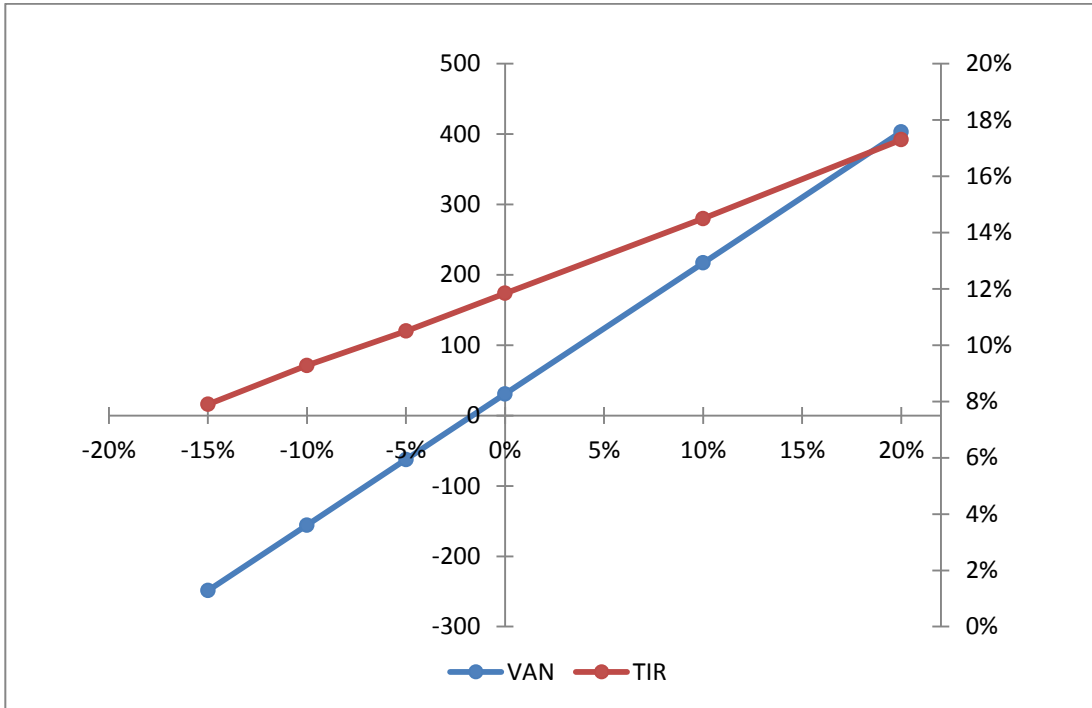
Un decremento en la generación anual de energía a 1 833,40 hará el VAN igual a por lo que es el límite inferior de producción de energía, que hace rentable el proyecto. Por otra parte, un incremento del 10 por ciento en la producción de energía dará como resultado una tasa interna de retorno del 14,5 por ciento.

Tabla XVI. Sensibilidad - producción anual de energía

Producción Anual de Energía			
porcentaje de cambio	Energía año [MWh]	VAN	TIR
20%	2 236,80	403 217,00	17,30%
10%	2 050,40	216 899,00	14,50%
0%	1 864,00	30 581,00	11,84%
-5%	1 770,80	-62 578,00	10,50%
-10%	1 677,60	-155 737,00	9,28%
-15%	1 584,40	-248 846,00	7,90%

Fuente: elaboración propia.

Figura 34. **Sensibilidad – producción anual de energía**



Fuente: elaboración propia.

5.8.4.3. Precio de venta de energía

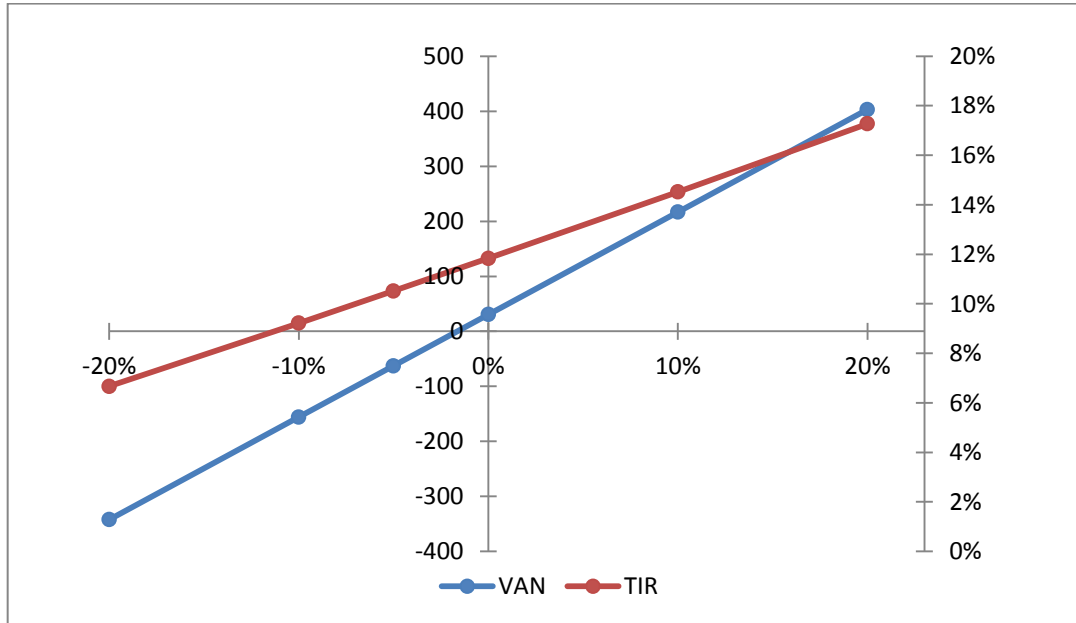
Si bien este parámetro se mantiene constante durante el tiempo del contrato es importante determinar el impacto de este sobre la venta de energía solar, con las condiciones del país. El valor mínimo de venta que hace rentable el proyecto es de 200,55 dólares por megavatio hora. Es importante mencionar que con un proyecto de generación más grande los costos de operación, mantenimiento, obra civil y algunos de instalación no se incrementan proporcionalmente, por lo que un proyecto más grande sería más rentable lo que podría traducirse en una tasa de retorno mayor o si fuera necesario un precio de venta más bajo.

Tabla XVII. **Sensibilidad – precio de venta**

Precio de venta de Energía			
porcentaje de cambio	Precio Energía [\$/MWh]	VAN	TIR
20%	244,68	403 217,00	17,27%
10%	224,29	216 899,00	14,52%
0	203,9	30 581,00	11,84%
-5%	193,705	-62 577,82	10,52%
-10%	183,51	-155 736,69	9,22%
-20%	163,12	-342 054,44	6,67%

Fuente: elaboración propia

Figura 35. **Sensibilidad – precio de venta**



Fuente: elaboración propia.

5.8.4.4. Inversión

La inversión límite para que el proyecto sea rentable es de 2 475 400,00 que la cual cubre 1,02 por ciento de aumento del valor proyectado. Si bien es margen bastante ajustado, en cada uno de los costos se tomó sobredimensión de 1 a 5 por ciento y el valor residual tomado de 779 354 dólares, el cual fue sub dimensionado para amortiguar cualquier sobre costo y plantear un escenario más castigado.

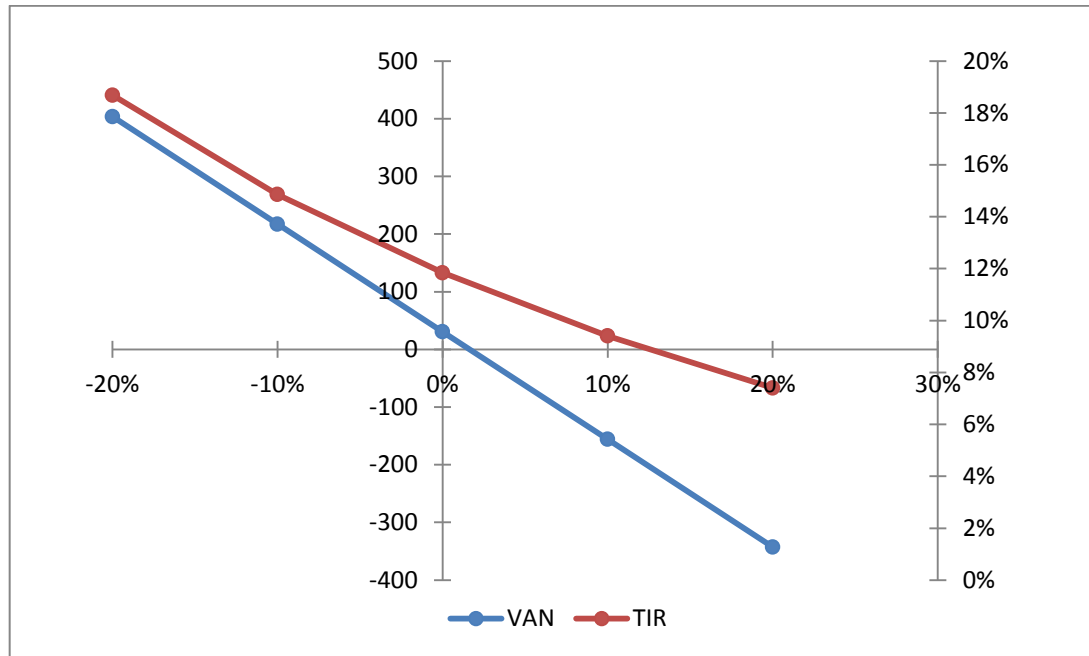
Por lo antes expuesto, aún cuando el cálculo anterior muestra cierta vulnerabilidad a un aumento de la inversión, se evidenció que existen otras condiciones que suprimen este aspecto.

Tabla XVIII. **Sensibilidad- inversión**

Inversión			
porcentaje de cambio	Inversión [\$]	VAN	TIR
-20%	1 948 384,80	403 739,80	18,69%
-10%	2 191 932,90	217 160,43	14,86%
0%	2 435 481,00	30 581,06	11,84%
10%	2 679 029,10	-155 998,31	9,41%
20%	2 922 577,20	-342 577,68	7,40%

Fuente: elaboración propia.

Figura 36. **Sensibilidad – inversión**



Fuente: elaboración propia.

5.8.5. Consideraciones económicas para 5MW

Se analizan en conjunto las variables económicas más importantes, con la intención de evidenciar el beneficio neto que se obtiene al desarrollar un proyecto de mayor dimensión.

5.8.5.1. Inversión inicial e ingresos- egresos

Se obtuvo un nuevo cálculo de inversión en los que se analizaron los costos por vatio instalado; los factores por vatio instalado, que cambian según el análisis son los siguientes:

- Precio por unidad de módulo FV

Al comprar un mayor volumen de paneles se puede obtener un mejor precio por unidad.

- Costo del terreno

Al ampliar el proyecto se puede prescindir de la distancia entre arreglos adyacentes y dejar caminos únicos en la parte trasera de los arreglos, de igual manera la compra de un área mayor de terreno mejora el costo por metro cuadrado.

- Equipos principales

La adquisición de más unidades representa un menor costo de compra en activos como transformadores, inversores, caja de conexiones, protecciones y luminarias.

- Sala de control y caseta

Deberá ampliarse únicamente para albergar una mayor cantidad de transformadores e inversores por lo que el incremento en cinco veces de la capacidad instalada representa cuando mucho el doble del costo para este activo, de igual manera el incremento de área no representa un incremento de perímetro proporcional lo que se traduce en un menor costo de cerca perimetral por vatio menor.

- Conductores

El costo de los conductores AC es casi el mismo ya que un incremento del doble del área es más que suficiente considerando que en el análisis previo se sobredimensionaron por lo que con la ampliación se tendría una relación 2 a 5 de costo por vatio instalado. Los conductores de DC presentan un incremento debido a que algunas las distancias entre arreglos al inversor se incrementaron.

- Egresos

El egreso principal son los costos de operación y mantenimiento, los costos de mantenimiento se incrementan proporcionalmente a la capacidad instalada (leve decremento por volumen) pero los costos de operación no se incrementan, o aumentan levemente debido a que el personal requerido para la administración y operación de un parque solar de 5 mega *watt* pueden ser los mismos que el de 1 mega *watt* con la salvedad de un incremento en el personal de seguridad.

- Ingresos

Los ingresos por venta de bonos de carbono crecen proporcionalmente con la capacidad instalada, de la misma manera los ingresos por venta de energía se incrementan proporcionalmente con la magnitud del parque solar.

5.8.5.2. Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN)

Con las consideraciones del inciso anterior se construyó un nuevo flujo de caja para determinar el impacto de la creación de un proyecto de mayores dimensiones.

La tasa interna de retorno es de 16,4 por ciento se incrementa un 4,56 por ciento en relación con el proyecto de 1 mega *watt*. El valor actual neto es de \$1 550 338,00 y finalmente el flujo neto se vuelve positivo en el año 7 con un valor de \$202 171,00. Con lo que se concluye que el proyecto es más rentable y tiene un tiempo de recuperación de inversión menor.

CONCLUSIONES

1. La generación de energía eléctrica solar fotovoltaica representa una buena opción para el desplazamiento de generación térmica en la demanda máxima del período de banda media (10 a 12:00h), ya que la máxima generación que se puede aportar con este tipo de generación coincide con un incremento de demanda en el país.
2. El aprovechamiento del recurso solar contribuye a utilizar menos unidades generadoras con combustibles fósiles que se traduce en dos beneficios; estabilidad en el precio de energía, al ganar independencia energética y menos emisiones de CO₂ contribuyendo de esta manera con un desarrollo sostenible.
3. Para la inserción al mercado eléctrico del parque solar en estudio se debe cumplir con los requerimientos de conexión, control, operación establecidos en la NTGDR.
4. La región que reúne la mejor combinación de parámetros para el desarrollo del parque solar; radiación, distancia de conexión a la red, topología y costo del terreno; es el poblado de Chispan que pertenece al municipio de Estanzuela del departamento de Zacapa.
5. La tecnología de panel que muestra el mejor desempeño energético del recurso solar por sus características aprovechamiento de radiación no directa es de silicio amorfo.

6. Para el proyecto se utilizaron cadenas de nueve módulos en serie que se conectan a inversores de 500 kilo *watts*, se considera que este tamaño de inversor se ajusta de la mejor manera a la relación beneficio costo que tiene colocar más o menos número de inversores.
7. La producción de energía anual estimada descontando pérdidas, tomando en cuenta las características de los equipos utilizados en el diseño y las características de radiación en el lugar seleccionado fue de 1 864 mega *watts* por hora para una capacidad instalada de 1 mega *watt*.
8. Se evaluó un flujo de efectivo considerando los costos de inscripción, acreditación, verificación y el beneficio recibido por la venta de bonos de carbono del cual se obtuvo un valor actual neto de \$507 000 que evidencia la viabilidad económica de tomar en cuenta la venta de los bonos y por consiguiente fueron tomados en cuenta en el flujo de caja total del proyecto. Se evitarían 13043 toneladas de CO₂ por cada megavatio instalado en un período de quince años.
9. Según el estudio de sensibilidad, se observa que el proyecto padece de algunas debilidades que podría hacerlo económicamente inviable: reducción del precio de venta en 1,7 por ciento, reducción en la producción anual de energía de 1,65 por ciento, un incremento de inversión en 1,64 por ciento y reducción del apalancamiento financiero incrementando el aporte propio a 42,23 por ciento.

10. Si bien algún inversionista podría considerar poco atractiva la tasa interna de retorno del proyecto, una empresa que comercialice energía en el país podría verlo atractivo para mejorar la imagen de la empresa o para ser pionero en el desarrollo de este tipo de tecnología de generación en el país y con esto recibir un beneficio que no es netamente económico.
11. El parque solar podría ser desarrollado estatalmente con apoyo económico de otros países que incentiven la generación de energía limpia, eso permitiría que el proyecto sea utilizado con fines didácticos o para reducir la tarifa de usuarios finales en la localidad.
12. Según el escenario en cuestión es rentable la implementación de un parque solar, que reúne todas las características técnicas necesarias para que opere de manera confiable, adecuada y segura.

RECOMENDACIONES

1. Diversificar la matriz energética constituye una forma de garantizar el suministro de energía.
2. Realizar un contrato con el distribuidor y prescindir de la participación en el Mercado Mayorista para obtener un mayor beneficio económico.
3. Si al finalizar el contrato con el Distribuidor de Energía se decidiera vender energía en el mercado de oportunidad es necesario completar los requisitos establecidos en la normativa vigente del AMM para ser participante del mercado, actualmente para ser participante del mercado se debe cumplir con todos los requisitos de un Agente generador.
4. Desarrollar un método para el cálculo de potencia firme, para reconocer el pago por potencia para centrales fotovoltaicas.
5. La creación de una planta piloto con capacidad instalada entre 200 y 500 kWp permitiría obtener un valor más exacto y preciso de la producción anual de energía.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma Técnica Para La Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable*. Guatemala 2008. 15 p.
2. *Cuaderno de aplicaciones No. 10. Plantas Fotovoltaicas*. ABB. Barcelona, 2011. 116 p.
3. *Guatemala en cifras (2006-2011)*. Banco de Guatemala. Disponible en Web:http://www.banguat.gob.gt/Publica/guatemala_en_cifras_2011.pdf. [Consulta: septiembre de 2013].
4. Guatemala. *Ley General de Electricidad*. 2 de junio de 1998. 18 p.
5. *Guía del subsector eléctrico y de las energías renovables*. Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Guatemala: MEM marzo de 2012. 29 p.
6. OSSENBACH SUTER, Manuel. GUILLEN GRILLO, Sergio. COTO CHINCHILLA, Oscar. *Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Guatemala*. Banco Centroamericano de Integración Económica. 2010. 70 p.
7. LÓPEZ CÓZAR, José Manuel. *Energía solar térmica*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid, 2006. 148 p.

8. *Perspectivas de mediano plazo (2010-215) para el suministro del sistema eléctrico nacional.* Comisión Nacional de Energía Guatemala. Disponible en Web: <http://www.cnee.gob.gt/peg/Docs/Perspectivas%20PEG.pdf>. 45 p.
9. SERWAY, Raymond A; JEWETT, John Jr. *Física para ciencias e ingeniería volumen II.* 6a ed. 2005. México: Editorial Thomson. ISBN: 9706864253. [Consulta: febrero de 2013].
10. Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. *Aprovechamiento de la Energía Solar en la Argentina y en el Mundo.* Julio C. Durán, Elena M. Godfrin. Boletín Energético Numero 16. Serie Publicaciones Científicas N° 1. Año 2004. Disponible en: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b16/duran.pdf>. [Consulta: agosto de 2013].
11. *Índice de precios al consumidor marzo 2013.* Instituto Nacional de Estadística. Disponible en: <http://www.ine.gob.gt/np/INFORME%20EJECUTIVO%20IPC%20Marzo%202013.pdf>. 13 p.
12. *Productos para la limpieza de paneles solares con agua pura.* Vip Clean. <http://www.vipclean.it/ES/limpieza-paneles-fotovoltaicos/limpieza-paneles-solares-2.pdf>. [Consulta: septiembre de 2013]. 19 p.

APÉNDICES

Tabla XIX. Cálculo de conductor

Conductor	Descripción	Longitud d	Cantidad d(+ y -)	Imax	1.25 Imax	Vmax	Caída de Tensión		Sección utilizada	Caída de Tensión	Caída de Tensión %
							mm²	%			
C1	Panel-Panel	1,2	432	2,54	3,175				2,08	14	
	Cadena -Caja A	25	24	2,54	3,175	827	0,02	0,17	3,31	12	0,84
	Cadena -Caja A	13,7	24	2,54	3,175	827	0,02	0,09	2,08	14	0,73
	Cadena -Caja A	12,5	24	2,54	3,175	827	0,02	0,08	2,08	14	0,67
	Cadena -Caja A	2	24	2,54	3,175	827	0,02	0,01	2,08	14	0,11
C3	Caja A- Caja B	21	24	10,16	12,7	827	0,002	5,66	8,37	8	1,12
	Caja A- Caja B	15	24	10,16	12,7	827	0,002	4,04	5,26	10	1,27
	Caja A- Caja B	9	24	10,16	12,7	827	0,002	2,42	3,31	12	1,21
	Caja A- Caja B	2	24	10,16	12,7	827	0,002	0,54	2,08	14	0,43
C4	Caja B- Caja C	49	8	40,64	50,8	827	0,003	35,20	53,5	1/0	1,63
		25	8	40,64	50,8	827	0,003	17,96	33,6	2	1,33
		4	8	40,64	50,8	827	0,003	2,87	13,3	6	0,54
C5	Caja C - Inversor	76	8	121,9	152,4	827	0,0035	140,40	203,400MCM	2,01	0,24
		53	8	121,9	152,4	827	0,0035	97,91	152,900MCM	1,66	0,23
		30	8	121,9	152,4	827	0,0035	55,42	85,1	3/0	1,89
		14	8	121,9	152,4	827	0,0035	25,66	67,4	2/0	1,11
							0,0285	Caída de tensión total		0,70	
Inversor -Transformador		2	4	975,4	1219				2*1500MCM (625A)		
Transformador- RED		90	3	72,25	1806,3	72	3	43,45	1/0		
temperatura cc (sc)											

Fuente: elaboración propia, con programa Excel.

