



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

**ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES
SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL
DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR**

Herbert Edmundo Pérez Ramírez

Asesorado por el Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval

Guatemala, noviembre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES
SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL
DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

HERBERT EDMUNDO PÉREZ RAMÍREZ

ASESORADO POR EL ING. MARCO FABIO GUDIEL SANDOVAL

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo 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 Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
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 TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 25 de octubre de 2012.



Herbert Edmundo Pérez Ramírez

Guatemala, 3 de julio de 2013.


Ing. Juan Merck Cos
Dirección de Unidad de EPS
Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad de Guatemala

Estimado Ing. Merck.

De acuerdo a la designación efectuada por la Unidad de EPS, me permito informarle que he procedido a asesorar el trabajo de graduación por EPS titulado: **ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR**, desarrollado por el estudiante de Ingeniería Eléctrica, Herbert Edmundo Pérez Ramírez, carné 2005-11,843, el cual lo he encontrado satisfactorio en su contenido y resultados, por lo tanto me permito dar la aprobación del mismo, remitiéndolo a su dirección para el trámite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del trabajo.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grado suscribirme, deseándole éxitos en sus labores diarias.

Atentamente:


Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval
Ingeniero Electricista
Colegiado 7089
Asesor

Marco Fabio Gudiel Sandoval
Ingeniero Electricista
Col. 7089



Guatemala, 28 de octubre de 2013.
Ref.EPS.DOC.1181.10.13.

Ing. Juan Merck Cos
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Merck Cos.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Herbert Edmundo Pérez Ramírez** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **200511843**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Nataliel Jonathan Requena Gómez



c.c. Archivo
NJRG/ra



Guatemala 28 de octubre de 2013.
Ref.EPS.D.801.10.13.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Herbert Edmundo Pérez Ramírez**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"



JMC/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 79. 2013
Guatemala, 12 de septiembre 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE
PANELES SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL
HOSPITAL DISTRITAL DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE
ACUERDO A LA NORMA NTGDR, del estudiante Herbert
Edmundo Pérez Ramírez, que cumple con los requisitos establecidos
para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 79. 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; HERBERT EDMUNDO PÉREZ RAMÍREZ titulado: ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 31 DE OCTUBRE 2013.



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 TÉCNICO/ECONÓMICO PARA LA UTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES, EN EL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN DEL HOSPITAL DISTRITAL DE LA TINTA, ALTA VERAPAZ, DE ACUERDO A LA NORMA NTGDR**, presentado por el estudiante universitario: **Herbert Edmundo Pérez Ramírez**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, noviembre de 2013

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme la satisfacción de alcanzar esta meta tan anhelada, ser la guía en todo momento y a quien le debo todo.
- Mis padres** Aura Marina Ramírez y Federico Pérez Sánchez, por brindarme todo el apoyo y principios morales y éticos para conducirme en la vida; por su cariño y amor incondicional.
- Mis hermanos** Hellmuth Federico, Néstor Josué y Lisbeth Alejandra Pérez Ramírez, por todo el apoyo y las muestras de afecto.
- Mis tíos** Gladys, Nohemí, Marvin y Hellmuth Ramírez García (q.e.p.d.), por ser un ejemplo para mi persona.
- Mi novia** Yany María Berreondo, por todo el apoyo brindado para la elaboración del presente documento.
- Mis amigos** Javier Coronado Fernández, Donis Villatoro Hernández, Carlos Cojulún Montealegre, Jaime Bardales, Julio Gaitán Álvarez, a quienes aprecio y estoy muy agradecido por su amistad.

AGRADECIMIENTOS A:

Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval	Por su valiosa asesoría, disposición para realizar este trabajo de graduación y su amistad.
Dr. Guillermo Buenafé	Por permitirme realizar el presente estudio en las instalaciones del Hospital de La Tinta.
Ing. Jaime Bardales	Por su colaboración y amistad.
Lic. Federico Pérez Sánchez	Por todo el apoyo brindado en la elaboración del presente documento.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por permitir que me forjara como profesional.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento en temas eléctricos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. SITUACIÓN ACTUAL DEL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN GUATEMALA	1
1.1. Antecedentes regulatorios	1
1.2. Potencia instalada en Guatemala	4
1.3. Potencial de la energía renovable en Guatemala	7
1.3.1. Energía eólica.....	8
1.3.2. Biomasa.....	10
1.3.3. Hidroeléctricas a micro y pequeña escala	12
1.3.4. Energía geotérmica	12
1.3.5. Energía solar	15
1.4. Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía	17
1.4.1. Generación distribuida renovable	18
1.4.2. Usuarios autoprodutores de energía.....	20
2. ILUMINACIÓN EFICIENTE	25
2.1. Sustitución de luminarias existentes por eficientes.....	25

2.1.1.	Beneficios económicos para el consumidor	26
2.1.2.	Medio ambiente.....	27
2.2.	Superación de barreras hacia la iluminación eficiente.....	29
2.2.1.	Barreras financieras	30
2.2.2.	Barreras de mercado	30
2.2.3.	Barreras regulatorias e institucionales	31
2.2.4.	Barreras técnicas	31
2.3.	Lámparas	32
2.3.1.	Lámparas incandescentes	34
2.3.2.	Lámpara fluorescente (CFL)	35
2.3.2.1.	Lámparas T-8 y T-5	40
2.3.3.	Lámparas de diodos emisores de luz (LED)	41
2.4.	Mecanismos de regulación y control	43
2.4.1.	Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS).....	45
2.4.1.1.	Ventajas.....	46
2.4.1.2.	Desventajas	47
2.4.2.	Prohibición de tecnología	49
2.4.2.1.	Ventajas.....	49
2.4.2.2.	Desventajas	49
2.4.2.3.	Certificación y etiquetado de productos.....	51
2.5.	Condiciones energéticas del Hospital Distrital de La Tinta.....	53
2.5.1.	Análisis histórico de facturación	54
2.5.2.	Sistema de iluminación	56
3.	INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	61
3.1.	Tipología de instalaciones fotovoltaicas	63
3.2.	Efecto fotovoltaico.....	64

3.3.	Componentes generales de la instalación fotovoltaica	69
3.3.1.	Módulo fotovoltaico.....	70
3.3.2.	Almacenamiento de energía eléctrica en baterías... ..	75
3.3.3.	Reguladores y acondicionamiento de potencia	76
3.3.4.	Estructuras y accesorios.....	79
3.4.	Ubicación y sombras.....	81
3.4.1.	Inclinación óptima	81
3.4.2.	Orientación óptima.....	82
3.4.3.	Efecto de la sombra.....	83
3.4.4.	Efecto de la orientación e inclinación.....	83
3.5.	Efecto de la temperatura.....	84
3.6.	Distancia entre paneles.....	85
4.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	89
4.1.	Dimensionamiento básico.....	91
4.2.	Características del área de estudio.....	92
4.2.1.	Extensión.....	93
4.2.2.	Hidrografía.....	93
4.2.3.	Clima	93
4.3.	Cálculo de las horas solares pico	94
4.4.	Cálculo de inclinación y orientación	97
4.5.	Cálculo de la distancia entre paneles	98
4.6.	Determinación de la potencia a instalar	100
4.6.1.	Requerimientos de potencia y energía	101
4.7.	Simulación del sistema fotovoltaico (PVYST)	102
4.8.	Cálculos.....	108
4.8.1.	Número máximo de módulos por ramal.....	108
4.8.2.	Número mínimo de módulos por ramal.....	110
4.8.3.	Número ramales en paralelo.....	112

4.8.4.	Dimensionamiento de los conductores	114
4.8.4.1.	Dimensionamiento de los ramales	114
4.8.4.2.	Dimensionamiento del cable de corriente continua	118
4.8.4.3.	Dimensionamiento del cable de corriente alterna	119
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	121
5.1.	Historial de gastos	121
5.2.	Criterios de evaluación	123
5.3.	Generación eléctrica	123
5.4.	Costo de la inversión	125
5.4.1.	Detalle de costos totales del proyecto con base en los métodos de referencia	127
5.5.	Estructura de financiamiento	128
5.6.	Análisis de ingresos	129
5.7.	Estado de resultados proyectado	131
5.8.	Flujo de fondos	131
5.9.	Evaluación financiera	132
5.10.	Otras consideraciones	136
	CONCLUSIONES	137
	RECOMENDACIONES	139
	BIBLIOGRAFÍA	141
	APÉNDICE	145
	ANEXOS	149

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Evolución de la matriz energética	6
2.	Mapa eólico de SWERA para Guatemala	10
3.	Sitios geotérmicos en Guatemala	14
4.	Mapa de potencial solar en la República de Guatemala, radiación solar directa normal, anual kWh/m ² /día.....	17
5.	Diagrama de flujo para la conexión de un GDR al sistema de distribución	20
6.	Diagrama de flujo para la conexión de un autoproducer con excedentes de energía al sistema de distribución.....	22
7.	Participación de usuarios autoproduceres	23
8.	Potencia instalada en los sistemas de distribución	24
9.	Diagrama esquemático de la lámpara fluorescente	38
10.	Tipos de tubos fluorescentes	39
11.	Perspectiva del Hospital Distrital de La Tinta	54
12.	Histórico de potencia contratada contra potencia máxima registrada por el Hospital Distrital de La Tinta.....	55
13.	Lámpara fluorescente 4x40 vatios, balastro electromagnético, difusor acrílico	56
14.	Lámpara fluorescente 2x40 vatios, balastro electromagnético.....	57
15.	Balace energético	57
16.	Luminaria encendida las 24 horas	58
17.	Mediciones realizadas con el luxómetro.....	59
18.	Concepto de horas sol pico.....	62

19.	Esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada para electrificación de vivienda.....	63
20.	Esquema básico de una instalación fotovoltaica de conexión a red	64
21.	Generación eléctrica por efecto fotovoltaico en una unión p-n.....	65
22.	Esquema de funcionamiento de un panel solar	67
23.	Curva IV y PV para un módulo fotovoltaico típico a 1 000 W/m ² y 25 °C	68
24.	Módulo fotovoltaico.....	70
25.	Curva característica de un módulo fotovoltaico de 50 Wp.....	71
26.	Partes principales de un módulo fotovoltaico	72
27.	Campo fotovoltaico.....	73
28.	Conexión de módulos fotovoltaicos en serie	74
29.	Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo	74
30.	Baterías	75
31.	Ubicación del regulador en el esquema de conexión de una instalación fotovoltaica aislada	77
32.	Esquema de instalación fotovoltaica aislada con convertidor cc/cc.....	78
33.	Medidor o contador de energía eléctrica, instalación conectada a la red.....	80
34.	Posiciones del Sol al amanecer, mediodía y ocaso en las diferentes estaciones o solsticios	83
35.	Efectos de la temperatura sobre la generación de energía en un panel solar.....	85
36.	Distancia entre paneles, mínima y máxima	86
37.	Esquema simplificado de instalación de conexión a red	90
38.	Hospital Santa Catalina La Tinta, Alta Verapaz.....	95
39.	Pantalla del programa Meteonorm versión 6,0 beta 2	96
40.	Orientación e inclinación óptima para el caso de estudio.....	98
41.	Lugar propuesto para la instalación de los paneles solares	99

42.	Perspectiva del techo del Hospital	100
43.	Configuración de la instalación, PVYST V5.63, versión de prueba ...	104
44.	Resultados principales de la simulación, PVYST V5.63, versión de prueba	105
45.	Principales resultados obtenidos en la simulación PVSYST, V 5.63, versión de prueba	106
46.	Tabla de conductores AWG, para temperaturas de 60 °C, 75 °C y 90 °C	115
47.	Comportamiento de la energía eléctrica generada por los paneles solares.....	125
48.	Comportamiento de flujo neto de fondos simple acumulado.....	133

TABLAS

I.	Capacidad instalada en Guatemala 2011	5
II.	Potencial geotérmico en Guatemala	15
III.	Comparación entre lámparas fluorescentes e incandescentes...	27
IV.	Emisiones de CO ₂ y NO ₂ relacionadas a la operación de las lámparas (ver supuestos de CO ₂ y NO ₂).....	28
V.	Supuestos de CO ₂	29
VI.	Supuestos de NO ₂	29
VII.	Comparación entre tecnologías	33
VIII.	Características de lámparas incandescentes	34
IX.	Datos de lámparas incandescentes	35
X.	Características de las lámparas fluorescentes	37
XI.	Datos de lámparas fluorescentes	40
XII.	Datos de lámparas LED.....	42
XIII.	Norma de la India IS 15111 parte 2	48
XIV.	Etiquetas obligatorias para CFLs.....	53

XV.	Detalle de la facturación del Hospital Distrital de La Tinta	54
XVI.	Niveles de iluminación recomendados, Norma UNE 1264.1	60
XVII.	Placa de datos entregada por fabricante de un panel Solarex VLX-53	68
XVIII.	Inclinación óptima de paneles solares	82
XIX.	Límites aceptables por pérdidas por efecto de la sombra, orientación e inclinación	84
XX.	Temperatura promedio en grados centígrados	94
XXI.	Irradiación media global de una superficie a distintos ángulos de inclinación	97
XXII.	Comparación técnica entre las luminarias T-10 y LED	101
XXIII.	Energía consumida entre luminarias T-10 y LED.....	101
XXIV.	Características técnicas del panel solar a implementar en el presente estudio.....	103
XXV.	Características técnicas del inversor a implementar en el presente estudio.....	103
XXVI.	Características técnicas para el dimensionamiento de los ramales	117
XXVII.	Características técnicas para el dimensionamiento del cable de corriente continua.....	118
XXVIII.	Características técnicas para el dimensionamiento del cable de corriente alterna	120
XXIX.	Resumen del costo de electricidad	122
XXX.	Cargos asociados a la tarifa BTDFp.....	123
XXXI.	Criterios de valuación.....	123
XXXII.	Comportamiento de la energía eléctrica generada por los paneles solares	124
XXXIII.	Descripción de los PPI a utilizar en el estudio.....	126
XXXIV.	Detalle del costo inicial del proyecto	127

XXXV.	Estructura del financiamiento.....	128
XXXVI.	Proyección de energía eléctrica generada por los paneles solares, de manera anual	129
XXXVII.	Proyección de ahorro de energía, por cambio de luminarias	130
XXXVIII.	Ingreso total anual del proyecto.....	130
XXXIX.	Estado de resultados	131
XL.	Flujo de fondos	132
XLI.	Evaluación financiera.....	133
XLII.	Valor Actual Neto.....	134
XLIII.	Valor Actual Neto utilizando otras tasas de descuento.....	134
XLIV.	Tasa Interna de Retorno	135

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
CA	Corriente directa
CC	Corriente continua
°C	Grados centígrados
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatios hora
Lm	Lúmenes
m	Metros
MW	Megavatios
W	Vatios
Wp	Vatios pico

GLOSARIO

Autoproducción	Persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, cuya producción destina exclusivamente a su propio consumo.
Distribuidor	Persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
Generación distribuida	Generación de electricidad producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución, cuyo aporte de potencia es inferior o igual al que establece el Reglamento de la Ley General de Electricidad.
Hora solar	Número de horas diarias que con una irradiación solar ideal de 1 000 vatios por metro cuadrado proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día.
Inversor	Dispositivo que convierte la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna.
Lámpara	Aparato mediante el cual se transforma la energía eléctrica en energía luminosa.

LED	Dispositivo de estado sólido que contiene una unión p-n, que emite radiación visible cuando es excitado por una corriente alterna.
Luminaria	Aparato compuesto por un gabinete o armadura de metal que sirve para repartir, filtrar iluminación a través de un reflector y accesorios necesarios para fijar, proteger y conectar lámparas al circuito de alimentación eléctrica.
Panel solar	Dispositivo que aprovecha la energía de la radiación solar, para generar electricidad mediante energía solar fotovoltaica.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
Usuario	Titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.
Vatio	Unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades, su símbolo es <i>W</i> , equivalente a 1 joule por segundo (1 J/s).
VAN	Valor Actual Neto.

RESUMEN

En el capítulo uno se estudia la apertura del mercado eléctrico en Guatemala, el cual dio inicio con la creación de la Ley General de Electricidad en 1996, además se presenta un resumen de la generación renovable instalada en la República de Guatemala, (biomasa, eólica, solar, etc.) y se analiza el procedimiento para que un usuario del servicio de energía eléctrica sea reconocido como un autoprodutor con excedentes de energía de acuerdo a la Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía (NTGDR).

En el capítulo dos se analizan las distintas tecnologías en tema de iluminación disponibles en el mercado guatemalteco, dentro de las más comunes cabe mencionar: fluorescentes, incandescentes y la tecnología LED, además se presentan escenarios donde se describen las mejores prácticas en iluminación eficiente y casos provenientes de estudios desarrollados en otros países, enfocándose en aspectos de tecnología, políticas, consumo y protección del ambiente.

El capítulo tres describe conceptos relacionados con energía solar, captación y generación fotovoltaica, asimismo se definen las características principales que se deben considerar al momento de realizar un estudio fotovoltaico, el concepto de horas solar pico; el cual es un concepto fundamental al momento de diseñar cualquier instalación solar.

En el capítulo cuatro se presenta el análisis de la posición de los colectores, así como la orientación e inclinación de los mismos, se presenta el cálculo para la configuración del sistema fotovoltaico.

En el capítulo cinco se realiza una evaluación financiera del sistema fotovoltaico, para lo cual se presentan los criterios de valuación; la tasa de descuento, el periodo de evaluación, la relación de deuda y el periodo de pago de la deuda. Se presentan análisis económicos como: Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), los cuales determinarán la factibilidad del estudio.

OBJETIVOS

General

Realizar un estudio de factibilidad técnica económica que permita la utilización de paneles solares en el circuito de iluminación del Hospital Distrital de La Tinta, Alta Verapaz, considerando lo estipulado en la Norma NTGDR.

Específicos

1. Analizar la situación actual del uso de energías renovables en la República de Guatemala.
2. Analizar los fundamentos técnicos para la determinación de una iluminación eficiente.
3. Presentar los fundamentos técnicos para realizar instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución.
4. Realizar un diseño eléctrico fotovoltaico que provea de energía eléctrica al sistema de iluminación perteneciente al Hospital Distrital de La Tinta, Alta Verapaz.
5. Realizar un análisis económico que estime la factibilidad de la utilización de un sistema fotovoltaico en el Hospital

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la demanda energética ha crecido a un ritmo acelerado e imparable, al tiempo que baja la eficiencia y aumentan descontroladas las emisiones de gases invernaderos, pues se vive en una sociedad que está regida por el consumo de combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades energéticas.

Es necesario desarrollar un sistema dirigido a utilizar energías renovables, ya que se han convertido en una opción para el presente y futuro, a la vez que son inagotables y limpias. Además se pueden utilizar de forma autogestionada, aprovechándose en el mismo lugar en que se producen, con la ventaja de complementarse entre sí.

Actualmente, y gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el precio de la energía solar fotovoltaica se ha venido reduciendo de manera constante. Asimismo, la regulación eléctrica guatemalteca permite a los usuarios poder conectar a la red de distribución los sistemas fotovoltaicos, los cuales generarán un ahorro energético para los usuarios.

Considerando los beneficios que brinda un sistema fotovoltaico, se realizará un diseño eléctrico que supla los requerimientos de potencia del sistema eléctrico de iluminación del Hospital Distrital de La Tinta, para lograr dichos requerimientos, se proyectaron 66 módulos de 230 kilovatios dispuestos en una configuración de 6 cadenas de 11 paneles en serie.

Además, considerando que el Hospital consume en promedio 17 600 kilovatios hora de energía, de los cuales el 74 por ciento se debe al sistema de iluminación, se realizó un análisis para determinar la mejor tecnología a implementar.

1. SITUACIÓN ACTUAL DEL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN GUATEMALA

El sector energético ha desempeñado un papel fundamental en el desarrollo económico de los países, ya que los saltos tecnológicos y avances en las capacidades productivas se han dado gracias a la evolución de la producción energética. Es por ello que se puede establecer que la energía sigue siendo un elemento clave para el desarrollo económico y que la misma se constituye en una variable decisiva para la generación de crecimiento.

Las decisiones que Guatemala tome en materia de política energética tendrán una influencia significativa en cuanto a seguridad, calidad de abastecimiento, eficiencia en la producción, utilización de la energía, explotación racional de los recursos naturales y precios bajos o constantes, entre otros.

1.1. Antecedentes regulatorios

La empresa de servicio público estatal de Guatemala, Instituto Nacional de Electrificación (INDE), fue fundado en 1959 y se hizo responsable de todos los aspectos de la generación, transmisión y distribución de electricidad. Para la década de 1980 se había vuelto incapaz de financiar los gastos de capital requeridos para el crecimiento y desarrollo del sector eléctrico, el Congreso de la República trató de generar el interés en inversiones privadas a través de la Ley de Energía Renovable de 1986; sin embargo, en 1990, el 92 por ciento de la electricidad en Guatemala todavía era generada por empresas de servicio público estatales.

A principios de la década de 1990, la potencia instalada del sistema no podía mantener el ritmo de la demanda y los apagones diarios eran comunes. El INDE empezó a ofrecer acuerdos de compra de energía muy generosos para estimular la inversión privada; por lo que, entre 1993 y 1996 se suscribieron trece acuerdos privados de compra de energía (PPAs, por sus siglas en inglés) abriendo el mercado a las inversiones privadas.

En el contexto de las privatizaciones de la infraestructura pública que se extendió por los países en vías de desarrollo en la década de 1990, el Congreso guatemalteco aprobó la Ley General de Electricidad en 1996. La legislación dividió y privatizó partes de la infraestructura estatal de electricidad y creó un mercado abierto para la electricidad (el mercado mayorista) y un Administrador del Mercado Mayorista (AMM), siendo este último el encargado de supervisar los contratos y las transacciones, así como de hacer que la oferta coincida con la demanda en toda la red nacional llamada Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El INDE siguió siendo una empresa de propiedad estatal y continuó operando las centrales de generación, las líneas de transmisión y la distribución de electricidad a través de sus tres subsidiarias. La generación del INDE se dividió en tres empresas: Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), propietaria de varias centrales hidroeléctricas (Chixoy, Jurún Marinalá y Aguacapa) y termoeléctricas; EGEE vende su electricidad directamente en el mercado abierto. Cuenta con la mayor capacidad de generación instalada del país y en el 2010, suministró más de 2 655 gigavatios hora de energía.

Las otras dos subsidiarias del INDE son la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), que se ocupa de la transmisión de electricidad y la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE),

responsable de la comercialización y distribución. Todas estas subsidiarias aún son propiedad estatal.

Actualmente, la regulación de la electricidad es el ámbito de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que establece las tarifas y promueve el desarrollo de nueva energía y eficiencia energética. La CNEE, también coordina las subastas y licitaciones entre los distribuidores del país y el sector de la generación. Guatemala tiene tres empresas privadas principales que proporcionan servicios públicos de electricidad, las cuales cubren al grueso de los consumidores guatemaltecos: EEGSA, DEOCSA Y DEORSA.

- Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) es la más grande y se ocupa del suministro a la capital y sus alrededores en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla; suministra más del 50 por ciento de la electricidad del país y distribuye 593 megavatios de energía a través de su red.
- DEOCSA atiende a unos 862 000 consumidores en el área occidental.
- DEORSA atiende 504 000 usuarios en el área oriental y junto a DEOCSA, suministran a una demanda estable de 532 megavatios.
- El suministro de la demanda restante proviene las empresas de energía municipales y los grandes consumidores con los Acuerdos de Compra de Energía (PPA) directa con los generadores.

Guatemala fue afectada por precios de electricidad muy altos a principios de la década de 1990, lo cual impulsó la construcción de nueva infraestructura

para energía, se construyeron centrales termoeléctricas a base de búnker o diésel en los años 90, y otras más en los últimos 10 años.

Los ingenios azucareros producían 381 megavatios de energía, a través de la quema de caña de azúcar y bagazo, asegurando de esta manera, contratos de 20 años a precios muy altos. Estos contratos son también, parcialmente culpables de los altos costos de electricidad en Guatemala junto con la generación a base de derivados de petróleo, muchos de estos contratos expiraron en 2011 y fueron renegociados a precios más bajos, por otra parte, los planes actuales del gobierno incluyen la eliminación de la generación basada en petróleo, esto ayudará a tener precios de electricidad más bajos en Guatemala.

Los generadores privados representan una parte creciente de la potencia instalada del país y todos los proyectos, actualmente en construcción, son emprendimientos privados de entidades individuales o consorcios formados tanto por inversionistas nacionales como extranjeros, toda la energía nueva en proyecto es financiada por empresas privadas y por lo tanto, la adopción de energía renovable que no sea la energía hidroeléctrica en Guatemala, dependerá de la confianza del sector privado en retornos atractivos sobre la inversión.

1.2. Potencia instalada en Guatemala

A lo largo de la mayor parte del siglo XX, Guatemala dependió de energía hidroeléctrica para satisfacer su demanda de electricidad, algunas de estas centrales hidroeléctricas han estado en operación por más de 70 años.

La hidroeléctrica Santa María (5 megavatios), inició sus operaciones en 1927, y en 1983 lo hizo El Salto (2 megavatios), lo más grande y notable del país fue Chixoy (300 megavatios), la cual entró a funcionar en 1983.

Entre los años 2003 y 2004, entraron en funcionamiento las hidroeléctricas Canadá (48 megavatios) y Renace (68 megavatios), y en agosto del 2010 inició sus operaciones Xacbal (94 megavatios).

La central de carbón San José (130 megavatios) fue la primera central de carbón en entrar en funcionamiento, la cual es propiedad de Tecno Energy. En la actualidad existen tres nuevas centrales de carbón en construcción: Duke Energy (80 megavatios), ESI (80 megavatios) y Jaguar Energy (275 megavatios), las cuales se espera que entren en operación en el 2014.

El país tiene dos centrales de energía geotérmicas con un total de 49 megavatios, no posee energía eólica o solar a escala de empresa de servicio público. La tabla I muestra la distribución actual de la potencia instalada en el 2011, por tipo de combustible y tecnología.

Tabla I. **Capacidad instalada en Guatemala 2011**

Tipo de combustible	Tecnología	Potencia instalada (MW)	% Potencia instalada	Observaciones
Carbón	Turbina a vapor	159	6,80	Planta San José
Diésel	Turbina a gas	260,9	11,10	
<i>Fuel Oil # 6</i> (búnker)	Motor de combustión interna	736,7	31,30	
Bagazo	Turbina a vapor	371,5	15,80	Temporada de cosecha
Geotermia	Turbina a vapor	49,2	2,10	
Hídrico	Hidroeléctrica	774,1	32,90	
	Potencia instalada total	2 351,4	Temporada de cosecha	

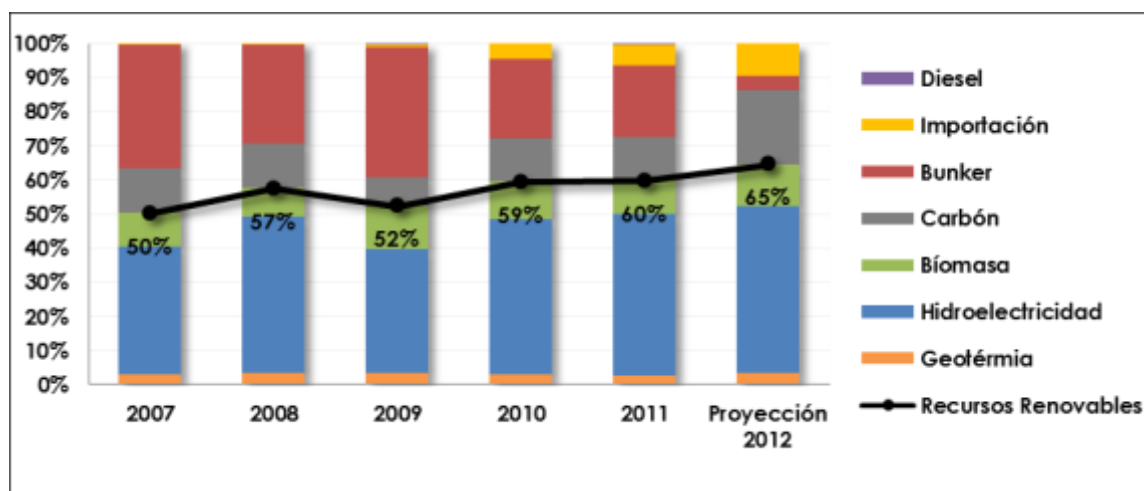
Fuente: www.amm.org.gt. Consulta: 12 de enero de 2013.

Actualmente se tiene el plan indicativo del sistema de generación 2012-2026, el cual plantea como meta que para el 2022, al menos el 60 por ciento de la generación de energía eléctrica sea mediante recursos renovables. Adicionalmente, el plan contiene dos objetivos adicionales a los establecidos en el plan de generación, las cuales son:

- Promover la implementación de acciones para el desarrollo de la generación geotérmica o el recurso geotérmico.
- Promover la implementación de procedimientos para incorporar en el subsector eléctrico medidas de eficiencia energética.

Los resultados obtenidos desde la publicación del plan y la transformación que ha tenido la matriz energética durante los últimos años, se muestra en la figura 1.

Figura 1. Evolución de la matriz energética



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Memoria de labores CNEE 2011-2012. p. 25.

1.3. Potencial de la energía renovable en Guatemala

Guatemala tiene un potencial significativo de energía renovable no explotado en la forma de fuentes eólicas, solares, geotérmicas, biomasa y pequeñas hidroeléctricas, además se han realizado algunos estudios sobre el metano de los rellenos sanitarios como una fuente potencial para la generación de electricidad, que también podría contribuir a aliviar el problema crónico de la basura.

A nivel mundial, una de las principales barreras para la utilización de la energía renovable es que los lugares óptimos para la energía eólica, solar y geotérmica tienden a estar lejos de los centros de carga, lo que significa que se deben instalar nuevas líneas de transmisión, situación que incrementa el costo total de la electricidad producida. El caso de Guatemala es especial, ya que las ubicaciones de la energía renovable están relativamente cerca de los principales centros de carga en la porción del sudoeste del país. Por ejemplo, los mapas eólicos de evaluación de recursos de energía solar y eólica (SWERA, por sus siglas en inglés) muestran que los sitios de mayor calidad están ubicados dentro de una distancia de 150 kilómetros de la capital.

La naturaleza intermitente de la energía eólica y solar significan que deben ser parte de un sistema de suministro de electricidad, que incluya energía despachable (generalmente la energía hidroeléctrica, turbinas a gas, u otras fuentes de energía térmica) para esos tiempos en los que el viento no sopla y el sol no brilla. La energía geotérmica y de biomasa, por otra parte, son fuentes despachables de las que se puede depender para la energía de carga base.

Guatemala tiene instaurado un incentivo para proyectos de energía renovable: el decreto ley 52-2003. Este dispone incentivos en la forma de

excepciones fiscales, que incluyen la exención del impuesto a las importaciones sobre equipo y servicio durante la fase de implementación y una exención fiscal sobre los ingresos del proyecto los primeros 10 años de operación fiscal.

El decreto también dispone de 10 años de exención fiscal sobre inversiones en energía renovable para las empresas comerciales y agrícolas. En noviembre de 2010, la CNEE promulgó la resolución 268-2010, que permitía que los generadores pequeños obtuviesen contratos de largo plazo más allá del mercado spot. Esto permite que los generadores pequeños celebren Acuerdos de Compra de Energía (PPA) con distribuidores y/o grandes consumidores bajo términos que garanticen un retorno constante a largo plazo.

1.3.1. Energía eólica

La energía eólica no consume combustible, no tiene emisiones y los costos requeridos para la construcción se recuperan usualmente dentro de unos cuantos meses, la energía eólica es un buen complemento para la energía hidroeléctrica existente. La capacidad de despacho inmediato de la energía hidroeléctrica complementa la intermitencia de la energía eólica, por otro lado, cuando el viento sopla, la electricidad generada en los parques eólicos sustituye a la energía hidroeléctrica, dejando la valiosa agua detrás de la presa. En Guatemala, este es especialmente el caso durante la transición entre las estaciones secas y húmedas en mayo y junio cuando los embalses de la energía hidroeléctrica están en sus niveles más bajos y los vientos tienen la mayor confiabilidad.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) del país estima un potencial de energía eólica de hasta 7 000 megavatios, sin embargo, las estimaciones más conservadoras del potencial económicamente viable lo colocan entre 400 y 700

megavatios. Al momento no existen parques eólicos a escala de empresa de servicio público en funcionamiento en Guatemala. Sin embargo, se están desarrollando algunos proyectos y podrían entrar en operación en un plazo corto. El primer proyecto que será concluido es San Antonio El Sitio (50 megavatios) en Santa Elena Barillas, municipio de Villa Canales, departamento de Guatemala, y se estima que inicie operaciones en mayo 2014.

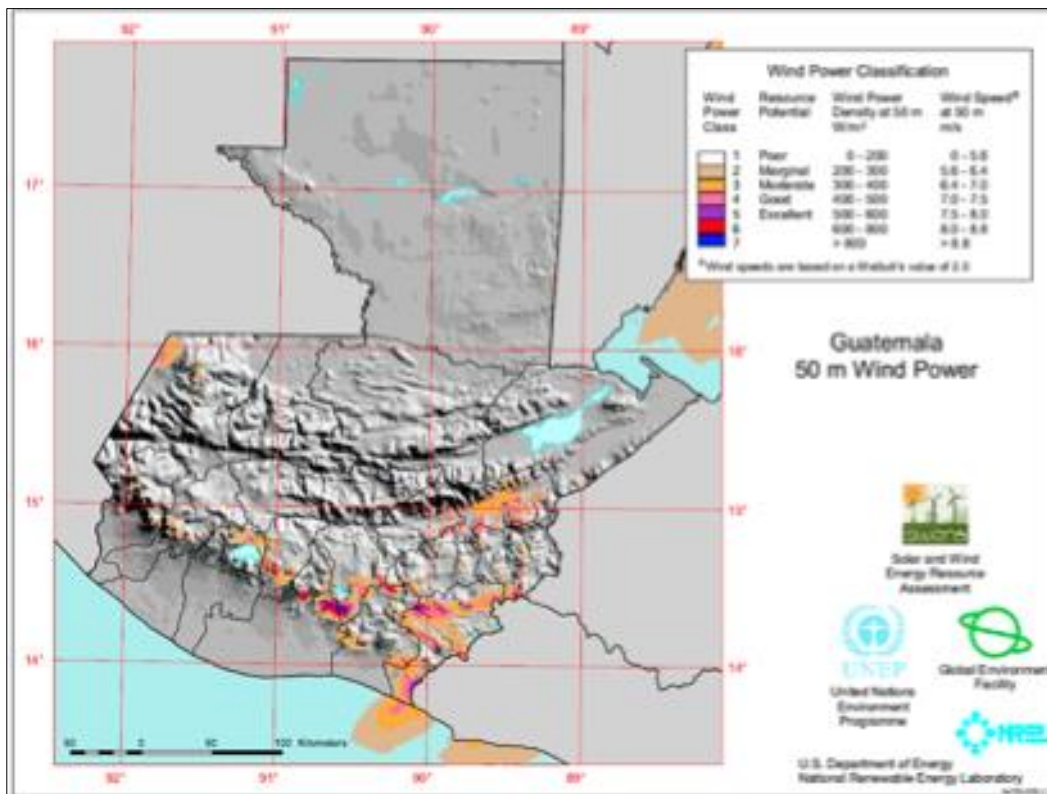
Otro proyecto al que se le otorgó aprobación recientemente es Viento Blanco (21 megavatios), un proyecto ubicado cerca de los principales centros de carga, lo que incluye una subestación y una línea de transmisión de 1,2 kilómetros que se conectará al sistema interconectado por medio de la subestación Palín.

La CNEE aprobó la resolución CNEE-194-2010, que otorga los derechos de paso y autoriza el proyecto, fijando abril de 2011 como la fecha de inicio de operaciones el parque eólico Buenos Aires de 15 megavatios, ubicado a unos 35 kilómetros al sudoeste de la ciudad de Guatemala es otro proyecto en consideración.

Se han instalado torres de prueba eólica desde 2005 para medir la velocidad del viento en varios lugares con potencial prometedor de generación eólica según los mapas de evaluación de recursos de energía solar y eólica (SWERA). Los mapas eólicos de SWERA (ver figura 2) indican que la mayor parte del excedente potencial de generación eólico se encuentra en las estribaciones sudoccidentales entre Escuintla y Jutiapa. Esto se encuentra cerca de la ciudad capital, no solo la concentración más grande de consumidores de electricidad del país, sino que también una región cruzada por líneas de transmisión y punteada por subestaciones de transformación. Muchas de las nuevas líneas de transmisión propuestas en el PET 2008 pasarían por este

territorio, facilitando así la transmisión de energía eólica generada en este lugar. Los costos de capital de los parques eólicos han bajado significativamente en los últimos años, y en vista del costo cero de combustible y los costos de O&M relativamente bajos, la energía eólica a escala de empresa de servicio público es una opción viable para satisfacer la demanda creciente.

Figura 2. **Mapa eólico de SWERA para Guatemala**



Fuente: www.swera.com. Consulta: 14 de marzo de 2013.

1.3.2. Biomasa

El potencial de la producción de biomasa agrícola en Guatemala es grande, ya que el país tiene un sector agroindustrial fuerte, con considerables productos

residuales de biomasa. Los ingenios azucareros ya usan los residuos de biomasa para generar electricidad en Guatemala con una potencia instalada efectiva de alrededor de 300 megavatios, durante la temporada de cosecha (noviembre a mayo), estos pueden generar hasta 25 por ciento de la electricidad del país con la quema de bagazo de caña de azúcar y otros residuos.

Estos generadores a biomasa en los ingenios azucareros fueron construidos en las décadas de 1980 y 1990, cuando el precio de la electricidad en el país era mucho más alto de lo que es hoy, varios contratos de largo plazo suscritos en ese tiempo expirarán en los siguientes 2 a 5 años (2015 y 2019) y lo más probable es que sean renegociados a tarifas mucho más bajas.

Los ingenios azucares solo pueden utilizar el bagazo durante la temporada de cosecha de noviembre a mayo, varios de estos han estado utilizando búnker para seguir generando electricidad durante el resto del año, además de la biomasa de la caña de azúcar, el maíz representa un gran porcentaje de la producción agrícola y está concentrado en los departamentos norteros de Petén, Alta Verapaz, Quiché, Huehuetenango y San Marcos, estas áreas se pueden beneficiar de la generación distribuida de electricidad, ya que son en general áreas pobres, desconectadas del sistema interconectado. Las plantaciones de café cubren el área más extensa de la zona agrícola en Guatemala, con 273,00 hectáreas. Sin embargo, la mayor parte de sus residuos es utilizada como combustible para secar los granos de café luego de la cosecha, de manera que el potencial en esto, probablemente será pequeño. Es necesario realizar estudios adicionales para evaluar el potencial de generación de electricidad con los recursos de biomasa.

1.3.3. Hidroeléctricas a micro y pequeña escala

La Fundación Solar reporta sobre la construcción de un proyecto de energía microhidroeléctrica de 165 kilovatios que suministra a 2 500 personas de Chel, Xesayi y las Flores en Alta Verapaz, ubicados a unos 300 kilómetros al noroeste de la ciudad de Guatemala. El proyecto fue construido por la comunidad, donde cada familia aportó con 80 días de mano de obra entre 2003 y 2007 a cambio de una conexión al sistema, la disponibilidad de esta energía convirtió a Chel en un centro regional con pequeños negocios prósperos, lo que incluye fábricas de hielo, herreros y una biblioteca. Chel es ahora un centro de servicios sociales y económicos adyacente a los poblados.

La empresa Xela Teco instaló un sistema microhidroeléctrico de 16 kilovatios para la distante comunidad Nueva Alianza, el sistema terminado suministra a 40 familias (aproximadamente 200 personas) electricidad limpia y renovable, el mismo grupo ayudó a construir un sistema hidroeléctrico de 75 kilovatios en la Fe y Chantel en Quetzaltenango que propulsa la maquinaria agrícola, con planes de extender su minired a los hogares de las 100 familias.

1.3.4. Energía geotérmica

Las estimaciones del potencial de la energía geotérmica en Guatemala varían entre 400 y 4 000 megavatios. El Ministerio de Energía y Minas sostiene que el potencial económicamente viable del país es de 1 000 megavatios. Casi todo este potencial permanece sin explotar. La figura 3 muestra una indicación confiable del potencial geotérmico del país.

El interés en el desarrollo del potencial geotérmico guatemalteco ha estado aumentando. En abril de 2010, US Geothermal Inc se adjudicó una concesión

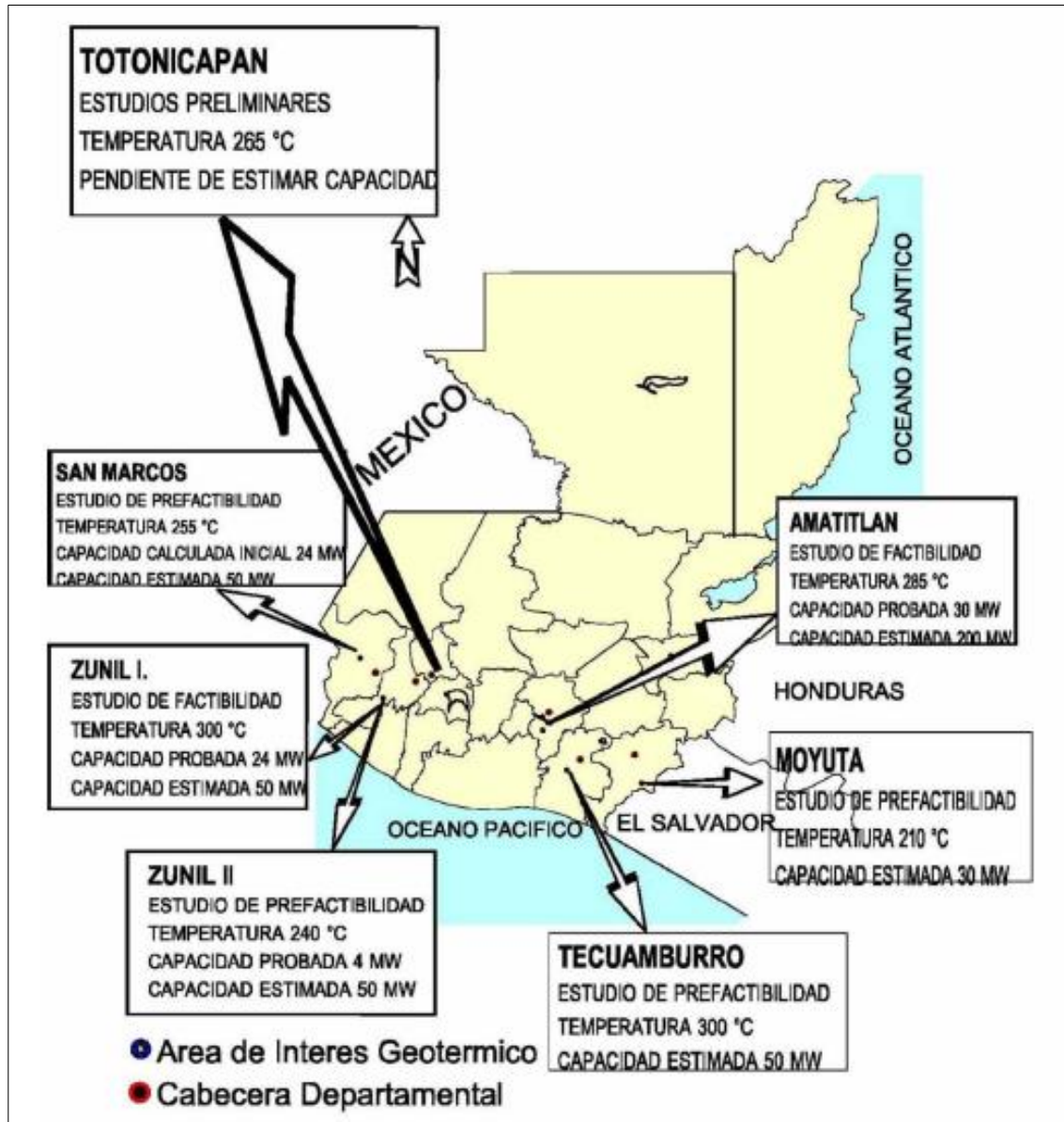
para construir la central El Ceibillo en Amatitlán. La central tendrá una potencia nominal de 25 megavatios y costará un estimado de US\$ 50 millones.

En la actualidad se tiene en Guatemala las plantas de Orzunil en Escuintla, que cuenta con una planta de ciclo combinado de 7 unidades de 3,6 megavatios, netos cada una, con una capacidad instalada total de 25,2 megavatios, además se encuentra en operación la planta Amatitlán, la cual tiene una potencia instalada de 50 megavatios.

Como fuente de energía renovable, las centrales de energía geotérmica tienen la ventaja de tener capacidad de carga base y, por lo tanto, pueden proveer potencia firme confiable. Contrario a las centrales eólicas y solares que son de naturaleza intermitente.

Las centrales geotérmicas son una de las fuentes de electricidad más confiables, con factores de capacidad típicamente entre 80 y 90 por ciento. Esto es mejor que la energía hidroeléctrica, que está sujeta a regímenes estacionales de flujo. Las centrales geotérmicas tienen de hecho, impactos sociales y ambientales y, por lo tanto, necesitan ser situadas apropiadamente, con evaluaciones exhaustivas de sus impactos, consultas con las comunidades potencialmente afectadas, y planes instaurados para garantizar que todos los impactos sean manejados apropiadamente.

Figura 3. Sitios geotérmicos en Guatemala



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla II. **Potencial geotérmico en Guatemala**

Proyecto	Potencia (MW)
El Cebillo	25
Moyuta	30
Tecuamburro	50 - 190
San Marcos	50

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El tema principal con el desarrollo del potencial geotérmico son los costos iniciales de capital para explotar este recurso. Los altos costos de la perforación, además de las primas de riesgo por la perforación de pozos secos hacen que sea difícil financiar los costos iniciales de explotar recursos geotérmicos. Sin embargo, una vez que se ha encontrado un pozo apropiado, el costo nivelado de la electricidad geotérmica es entonces comparable al de la energía hidroeléctrica con los costos bajos de O&M y ningún costo de combustible.

Otros obstáculos potenciales al desarrollo de la energía geotérmica incluyen a las líneas de transmisión cercanas a los sitios geotérmicos, y la relativa falta de la familiaridad con la tecnología en comparación con la energía térmica o hidroeléctrica.

1.3.5. Energía solar

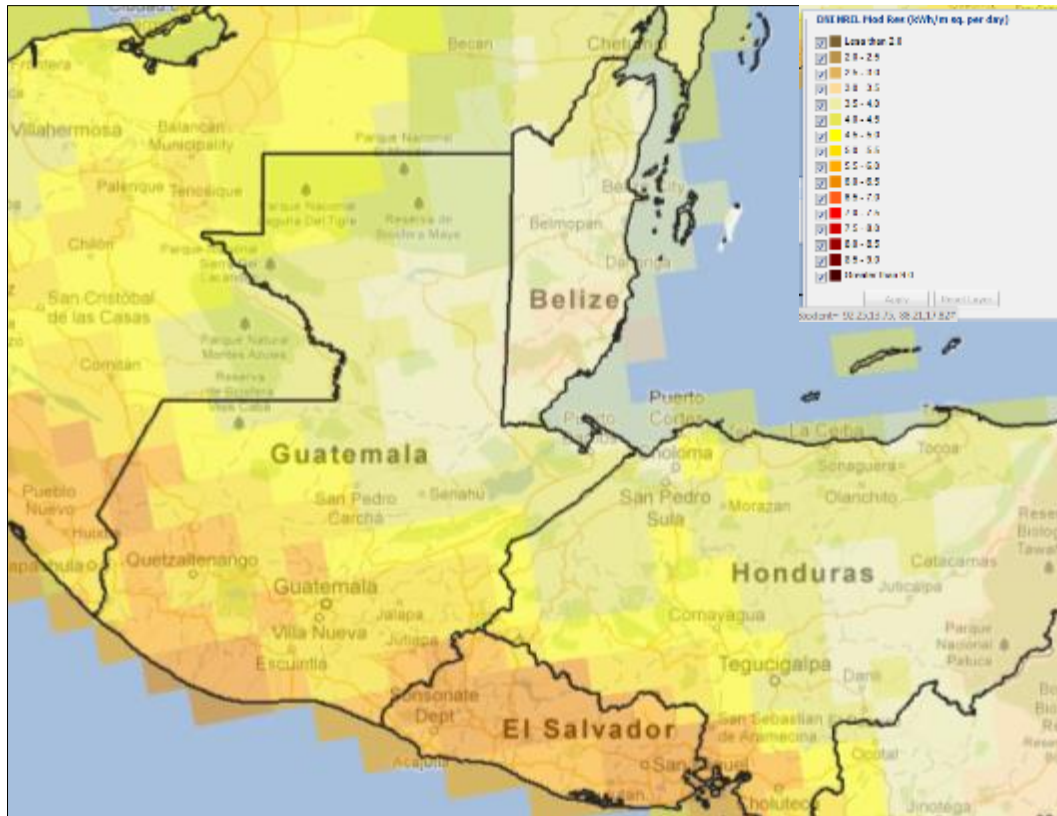
Según los mapas solares de la Evaluación de Recursos Solar y Eólica (SWERA), la irradiación promedio en Guatemala es aproximadamente de 5,3 kilovatios hora/metro cuadrado/día (ver figura 4). En los últimos años esta tecnología ha evolucionado, y con ello los costos de los módulos solares han disminuido de US\$ 6,07 por vatio en 1990 a US\$ 1,85 por vatio en 2010, situación que hace más factible para la elaboración de proyectos de esta

envergadura, existen módulos disponibles a precios tan bajos como US\$1,00 por vatio. Se ha utilizado sistemas fotovoltaicos (FV) pequeños exitosamente en áreas remotas de Guatemala que no tienen acceso a electricidad del sistema interconectado.

La Fundación Solar y sus socios, principalmente ADIM han provisto electricidad exitosamente a varios poblados pequeños distantes utilizando tecnología FV. En 2004, USAID se asoció con la Fundación Solar y varias otras organizaciones no gubernamentales locales para inaugurar 180 sistemas fotovoltaicos en seis comunidades rurales de la región norteña guatemalteca de Quiché, para uso residencial, comercial y comunitario.

La empresa Sistemas de Apoyo de Energía Eléctrica S. A. (Sadesa), desarrollará un proyecto de 5 megavatios, el cual implica la instalación de un complejo de paneles solares que estarán ubicados sobre el techo de una fábrica en Fraijanes Guatemala, la generación requerirá de unos US\$8 millones, los cuales podrán recuperarse en cuatro años y medio.

Figura 4. **Mapa de potencial solar en la República de Guatemala, radiación solar directa normal, anual kWh/m²/día**



Fuente: www.swera.com. Consulta: 24 de marzo de 2013.

1.4. Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía

Dentro de las funciones atribuidas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se encuentra la emisión de normas técnicas relativas al subsector eléctrico, además de garantizar el libre acceso a las líneas de transmisión y redes de distribución.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica y con base a la libre conexión de las instalaciones a las redes de distribución, los distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del generador distribuido renovable, para lo cual deberá determinar la capacidad del punto de conexión y las ampliaciones necesarias de sus instalaciones, emite el 16 de septiembre del 2007, la Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable (NTGDR) y usuarios autoprodutores con excedentes de energía.

1.4.1. Generación distribuida renovable

La generación distribuida es definida como la electricidad producida localmente donde es consumida, podría ser grande o pequeña, conectada o no al sistema interconectado. Por ejemplo, un productor de azúcar a gran escala que utiliza sus residuos de biomasa para generar electricidad para impulsar sus instalaciones, podría vender su electricidad excedente al sistema interconectado cuando produzca más de lo que utiliza o comprar del sistema interconectado cuando necesite más de lo que su capacidad de generación puede suministrar. Asimismo, una comunidad aislada podría invertir en un sistema hidroeléctrico pequeño o solar fotovoltaico y construir su propio mini sistema centralizado completamente desconectado del sistema interconectado nacional.

La generación distribuida es uno de los segmentos de crecimiento más rápido de la industria de generación eléctrica. La generación distribuida tiene sentido en términos económicos al ubicar la generación cerca de las fuentes de combustible distribuido (por ejemplo, residuos de biomasa de la agroindustria) o cerca de lugares donde se necesita vapor o calefacción (refrigeración producida con vapor).

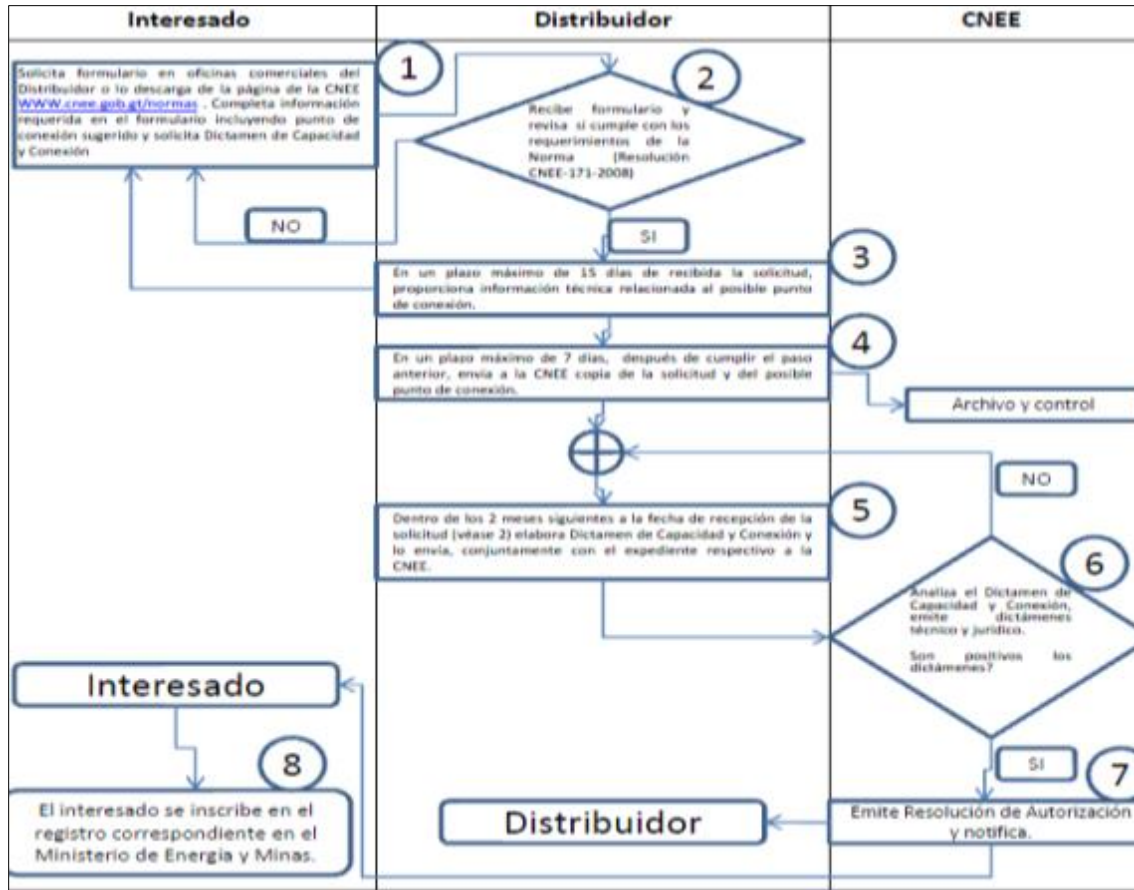
La generación distribuida conectada al sistema interconectado puede ayudar a reducir los costos de transmisión al producir electricidad en lugares cercanos a donde se la utiliza. Asimismo, la generación distribuida descentralizada a menudo puede ser efectiva en cuanto a costos comparado con la ampliación de líneas de transmisión y distribución a áreas remotas. Por lo tanto, en la actualidad la generación distribuida es una alternativa factible a las redes centralizadas, ya que ahorran dinero y energía al eliminar las inversiones de capital en líneas de transmisión y reducir las pérdidas en la distribución.

La Norma Técnica para la Generación Distribuida Renovable NTGDR fue dictaminada en 2008, con el propósito específico de permitir que los pequeños productores de energía guatemaltecos, de hasta 5 megavatios, vendan su electricidad excedente al sistema interconectado.

La regla no especifica un precio para la electricidad vendida y no se menciona a ningún tipo de tarifa de suministro (*Feed-In Tariff*). Cualquier persona o negocio puede generar y vender al INDE, desde un sistema fotovoltaico (FV) doméstico de una familia única, conectado al sistema interconectado hasta una turbina de caldera de un ingenio azucarero de 5 megavatios.

Desde la aprobación de la ley, se ha conectado 7,61 megavatios de capacidad de generación distribuida al sistema interconectado. En la figura 5 se muestra un diagrama de flujo para la conexión de cualquier generador distribuido renovable (GDR) al sistema de distribución.

Figura 5. Diagrama de flujo para la conexión de un GDR al sistema de distribución



Fuente: elaboración propia.

1.4.2. Usuarios autoprodutores de energía

Se define a un usuario autoprodutor con excedentes de energía como: el usuario del sistema de distribución que inyecta energía eléctrica ha dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes.

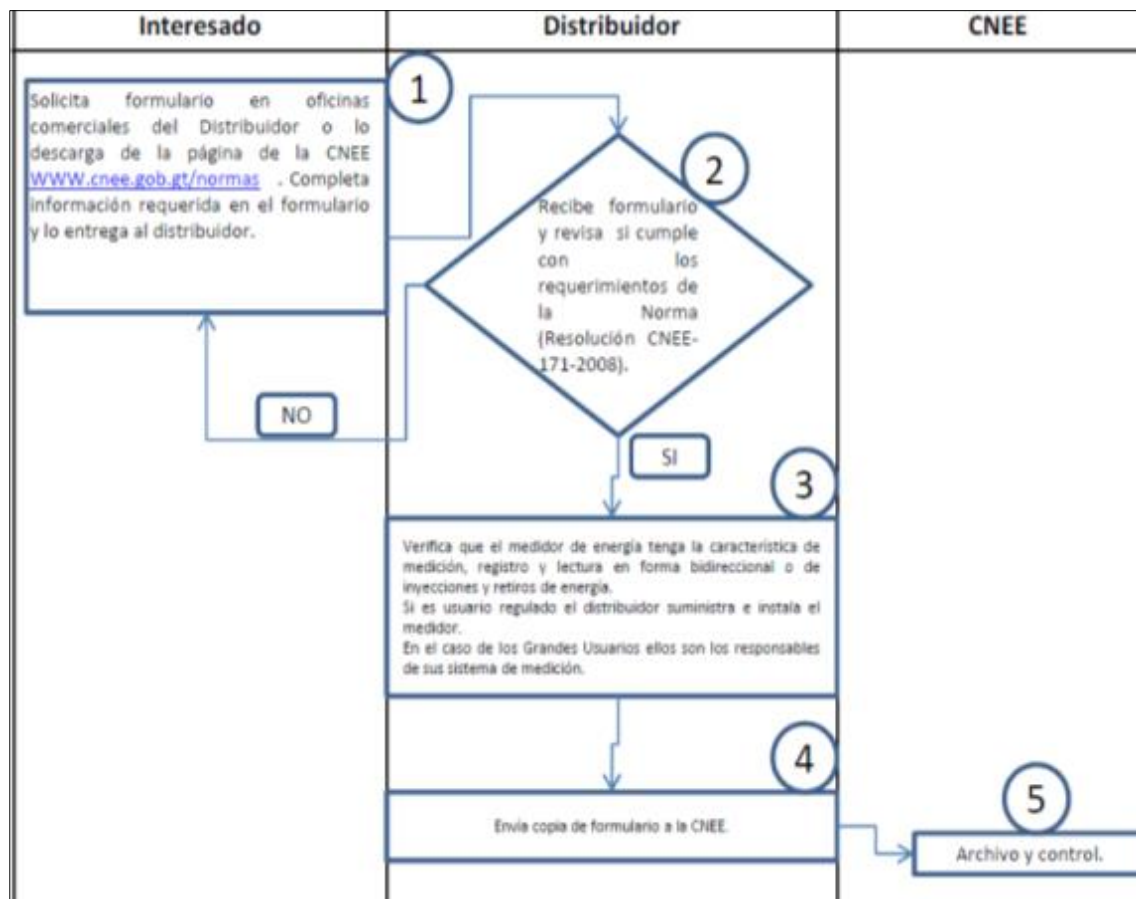
Por lo tanto, un usuario que desee participar como autoprodutor con excedente de energía, debe cumplir con las disposiciones indicadas en esta norma, en especial a lo enunciado en el numeral 35: los usuarios autoprodutores, no requerirán de autorización alguna; sin embargo, deberán instalar los medios de protección, control y desconexión automática apropiados que garanticen que no podrán inyectar energía eléctrica al sistema de distribución ante fallas de este o cuando el voltaje de la red de distribución se encuentre fuera de las tolerancias establecidas en las NTSD.

En cuanto al beneficio, se establece: los usuarios autoprodutores con excedentes de energía no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al sistema de distribución. Para efectos de la facturación mensual del usuario, el distribuidor leerá cada mes los registros del medidor correspondiente; si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda; por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del usuario hacia el sistema de distribución, el distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a favor del usuario, con liquidación trimestral.

No obstante, en el caso de inyección, el distribuidor cobrará el cargo fijo y el cargo por potencia que le sean aplicables a cada usuario, según la tarifa correspondiente, con lo cual un usuario autoprodutor con excedentes de energía puede obtener un crédito energético, con liquidación trimestral.

En la figura 6, se muestra un diagrama esquemático para la conexión de un usuario que desee considerarse como autoprodutor, y por lo tanto introducir energía al sistema de distribución.

Figura 6. Diagrama de flujo para la conexión de un autoprodutor con excedentes de energía al sistema de distribución

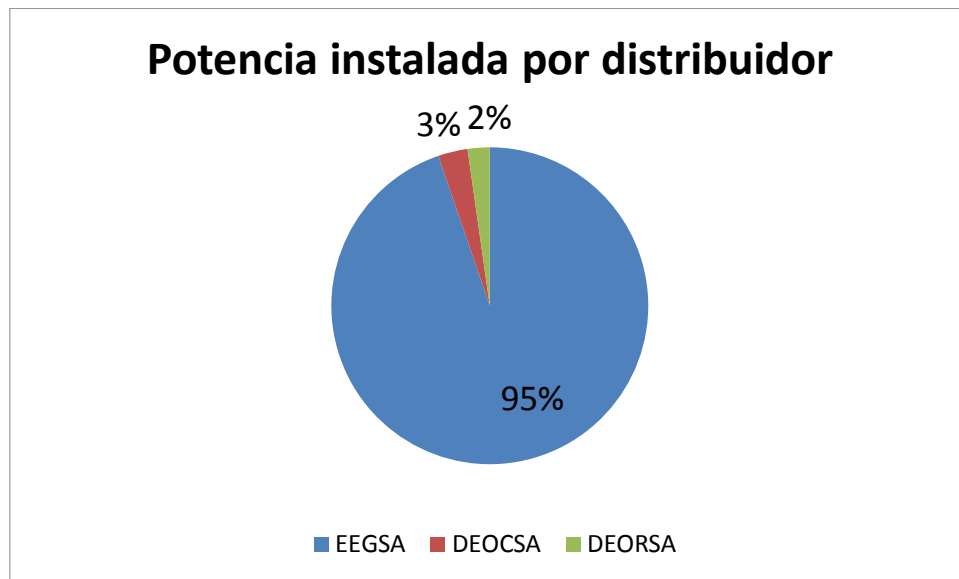


Fuente: elaboración propia

Desde la aprobación de la resolución CNEE-171-2002, se han conectado a las redes de Empresa Eléctrica de Guatemala, 37 autoprodutores con un total de 197,67 kilovatios instalados, la Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. tiene 1 usuario autoprodutor, con un potencia instalada de 4,7 kilovatios, mientras que la Distribuidora de Electricidad de Occidente, tiene actualmente un total de 2 usuarios autoprodutores con una potencia instalada de 6,3 kilovatios.

En la figura 7 se muestra la participación usuarios autoprodutores desagregados por distribuidora.

Figura 7. **Participación de usuarios autoprodutores**

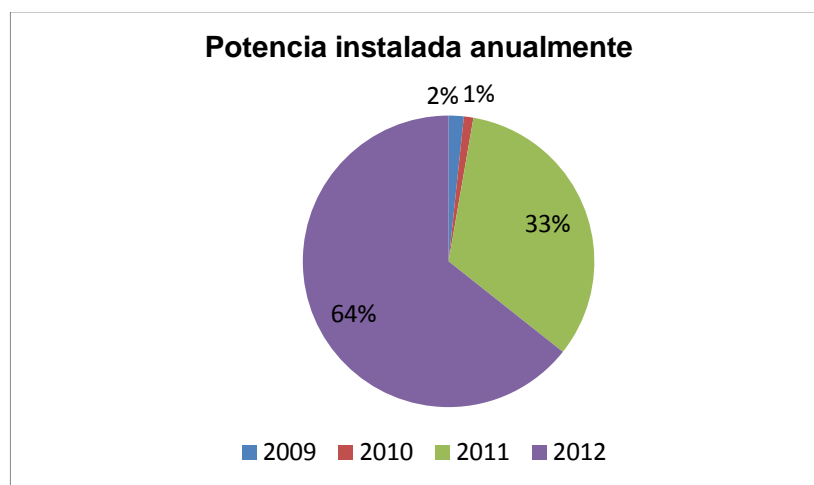


Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Actualmente, la totalidad de usuarios autoprodutores utilizan la tecnología solar para proveer de energía al sistema de distribución (206,51 kilovatios), a excepción de 2,16 kilovatios, los cuales son producidos por tecnología eólico/solar. El proyecto con mayor potencia instalado, corresponde a Distribuidora Electrónica, S. A., con un total de 50 kilovatios. En el 2012, la Universidad del Valle de Guatemala (UVG), instaló un proyecto de energía solar fotovoltaica a través de la instalación de 28 paneles fotovoltaicos de 240 vatios, el proyecto presentó una inversión de US\$ 25 000,00, con lo cual se espera tener un ahorro de US\$ 1 786,25.

Adicionalmente cabe mencionar, que el Ministerio de Energía y Minas en el 2007, con el fin de reducir el monto de la factura eléctrica y promover el uso de energías renovables, inauguró un programa piloto de energía fotovoltaica para alumbrar el exterior de su edificio central y las 16 lámparas del despacho superior, el costo del proyecto piloto asciende a unos Q. 29 000,00, gracias a la utilización de paneles solares reciclados, esperando que este sistema genere un ahorro de Q. 6 500,00 anuales en la factura eléctrica, al desconectar 16 lámparas de 60 vatios y 3 de alumbrado público de 150 vatios. En la figura 8 se muestra la evolución de la potencia instalada en los sistemas de distribución, a partir del año 2009 a la actualidad.

Figura 8. **Potencia instalada en los sistemas de distribución**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

2. ILUMINACIÓN EFICIENTE

En la mayoría de los países en desarrollo, la brecha existente entre oferta de energía eléctrica y demanda está aumentando rápidamente, lo que obliga a los países a considerar el alto costo de la generación de nuevas fuentes de energía y los precios crecientes de los combustibles al momento de definir sus políticas, al mismo tiempo, el cambio climático y la necesidad de utilizar en forma sostenible los recursos existentes requieren una acción inmediata para reducir las emisiones de carbono.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency), la iluminación es responsable de aproximadamente 19 por ciento del consumo global de energía eléctrica. Los avances en eficiencia energética ayudan a reducir la demanda energética, el consumo y las emisiones de efecto invernadero asociadas, la transición a una iluminación eficiente es un enfoque directo y rentable para abordar el cambio climático.

2.1. Sustitución de luminarias existentes por eficientes

Las lámparas más eficientes para iluminación general en el sector consumidor, utilizan la quinta a sexta parte de la electricidad utilizada por lámparas menos eficientes, para producir la misma cantidad de luz.

Las lámparas eficientes no solo requieren menos energía, sino que también tienen una vida útil nominal más larga que las lámparas convencionales e ineficientes, los avances tecnológicos hacen que las lámparas sean cada vez más competitivas respecto a las lámparas ineficientes. Por ejemplo, el precio de

las lámparas fluorescentes compactas (CFLs) de buena calidad se redujo un 90 por ciento durante la última década. En muchos mercados alrededor del mundo, el precio de venta de una CFL está entre 1,50 y 2,50 US\$.

La necesidad de reducir el impacto ambiental de la quema de combustibles fósiles hace que la transición hacia una iluminación eficiente sea imprescindible. Sin embargo, hay algunos países en el mundo que todavía no han tomado acciones hacia la transición a la iluminación eficiente, esto puede deberse a muchos factores, incluyendo; incertidumbre por parte de los gobiernos acerca de cómo iniciar un programa de eliminación gradual; falta de información sobre productos alternativos; cuestiones de capacidad; escepticismo sobre los beneficios potenciales de la iluminación eficiente; y falta de los recursos necesarios para implementar la transición de manera efectiva.

Además del ahorro de energía y de la reducción de emisiones, la transición hacia una iluminación más eficiente ofrece beneficios adicionales para los gobiernos y los consumidores.

Mediante el uso de una iluminación eficiente, los consumidores pagan menores costos de energía para iluminación, de esta manera queda disponible una valiosa capacidad de generación eléctrica para apoyar el desarrollo económico y productivo a muy bajo costo.

2.1.1. Beneficios económicos para el consumidor

Las lámparas eficientes de alta calidad utilizan mucho menos energía que las lámparas ineficientes a las cuales reemplazan y duran mucho más tiempo, ejemplo del beneficio que obtendría un consumidor, al cambiar cinco lámparas incandescentes de 60 vatios cinco lámparas fluorescentes de 15 vatios (ambas

lámparas tienen el mismo flujo luminoso), puede resultar en un ahorro de Q. 312,00 por año, con un tiempo de recuperación de la inversión de aproximadamente tres meses.

Estos ahorros y tiempos de recuperación de la inversión dependerán del costo de la electricidad en relación al precio de las lámparas, aun considerando que el precio de la electricidad es de 0,3905 quetzales/kilovatio hora o menor, el consumidor sigue teniendo beneficios económicos del cambio de incandescentes por CFLs, debido a que la energía ahorrada es lo suficientemente grande como para asegurar que el ahorro económico es capaz de cubrir el costo inicial más alto de la CFL.

Tabla III. **Comparación entre lámparas fluorescentes e incandescentes**

	Lámpara incandescente	Lámpara fluorescente
Consumo por día	5 h	5 h
Vida útil	1 000 h	3,000 h
Costos	Q. 6,00	Q. 17,00
Potencia	60 W	15 W
Flujo luminoso	870 lm	870 lm
Precio de la electricidad	0,78 Q/kWh	0,78 Q/kWh

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 25.

2.1.2. Medio ambiente

A pesar de que es difícil predecir el efecto final de la actividad humana en el cambio climático, la comunidad científica mundial está de acuerdo en que estos efectos pueden ser graves y destaca como factor relevante el uso de la energía. Debido a que los programas de iluminación eficiente son relativamente simples de implementar, estos representan una de las opciones más fáciles que

tienen los países para impactar positivamente en el ambiente global (y cumplir con sus compromisos internacionales) mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) procedentes de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles.

La reducción en la demanda de electricidad está asociada a la reducción de la producción de contaminantes atmosféricos tales como: CO₂, NO₂, y SO₂ y de las emisiones de otras sustancias tóxicas tales como metales pesados, material particulado, compuestos orgánicos volátiles (COVs) y CO (de la generación de electricidad).

En base al combustible fósil requerido para generar la electricidad para alimentar cada tipo de lámpara, es posible calcular las emisiones de GEI y otras emisiones tóxicas relativas a cada lámpara, lo que permite evaluar el beneficio ambiental de la iluminación eficiente.

Tabla IV. **Emisiones de CO₂ y NO₂ relacionadas a la operación de las lámparas (ver supuestos de CO₂ y NO₂)**

Impacto ambiental				Tipo de lámparas			
Emisión	Combustible fósil	Factor de emisión (g/kWh)	Fuente de información factor de emisión	Incandescente	Tungsteno-halógeno	CFL	LED
CO ₂	Carbón	902	IEA 2011	902	649,4	180,4	126,3
	Petróleo	66		66	479,5	133,2	93,2
	Gas Natural	390		390	280,8	78	54,6
Nox	Carbón	1,08	IPCC 2006	1,08	0,78	0,22	0,15
	Petróleo	0,72		0,52	0,14	0,1	0
	Gas Natural	0,54		0,11	0,08	0	0

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 21.

Tabla V. **Supuestos de CO₂**

Lámpara (potencia)	kWh	Carbón	Gas	Petróleo (litros)	
Incandescente	100 W	1 000	500	189 365	28
Halógena	72 W	720	360	136 342	20
CFL	20 W	200	100	37 873	6
LED	14 W	140	70	26 511	4

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 19.

Tabla VI. **Supuestos de NO₂**

Emisiones		kg/TJ	g/kWh
Nox (kg/TJ) (NO and NO ₂)	Carbón	300	1,08
	Gas	150	0,54
	Petróleo	200	0,72

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 21.

2.2. Superación de barreras hacia la iluminación eficiente

Los programas de iluminación eficiente implican la sustitución generalizada de las lámparas existentes y por este motivo, deben superarse una variedad de barreras.

El primer paso en la decisión, si un país se beneficiaría con la eliminación de la iluminación eficiente es comprender cuánta electricidad es consumida a nivel nacional en iluminación, y qué ahorros potenciales presenta el avanzar hacia la iluminación eficiente, tal evaluación provee los datos necesarios para el análisis del costo-beneficio y de políticas efectivas.

Además del ahorro energético y la disminución de las emisiones, contar con más iluminación eficiente beneficia a los gobiernos y consumidores, pues al utilizar más iluminación eficiente, los consumidores gastan menos en energía y se libera capacidad de generación energética, valiosa para el crecimiento productivo a muy bajo costo. Los gobiernos, por su parte, se beneficiarían de la reducción de la importación de energía y un aumento de la seguridad energética, existen cuatro tipos principales de beneficio de la iluminación eficiente, adicionales a los beneficios directos de ahorros en costos y energía; beneficios políticos, económicos, ambientales y sociales.

2.2.1. Barreras financieras

Las barreras financieras se deben, principalmente, al mayor costo inicial de los productos eficientes en relación a los productos ineficientes. Los consumidores con menores ingresos, especialmente en países en desarrollo, podrían no ser capaces de pagar los productos eficientes y los consumidores con ingresos moderados a altos podrían mostrarse reacios a gastar el dinero extra para comprar los productos, al no ser conscientes de los beneficios económicos de las tecnologías de iluminación eficiente (PNUMA 2007).

Algunas veces, es posible superar estas barreras financieras a través de políticas de apoyo tales como: incentivos fiscales, subsidios, programas de asistencia financiera para familias de bajos ingresos, instrumentos regulatorios y programas de información.

2.2.2. Barreras de mercado

Las barreras de mercado incluyen la falta de disponibilidad de productos de iluminación eficiente de bajo costo y alta calidad, debido a que la baja

demanda; la falta de producción local y/o altos costos de importación o aranceles; y la promoción inadecuada de productos de iluminación eficiente. Las barreras de mercado se pueden abordar mejor a través de mecanismos e incentivos fiscales, la aplicación de normas para productos y normas regulatorias, instrumentos económicos y mecanismos de transferencia de tecnología.

2.2.3. Barreras regulatorias e institucionales

Las barreras regulatorias e institucionales se presentan en países en desarrollo e incluyen la falta de interés del gobierno, falta de recursos; ejecución insuficiente de las políticas; necesidad de personal más calificado, falta de capacidades; corrupción; prioridad para aumentar la oferta en lugar de disminuir el consumo; y falta de políticas energéticas integrales a nivel nacional y/o local.

Dichas barreras se ven agravadas, en muchos casos, por la falta de políticas integrales a nivel nacional y de leyes que promuevan la eficiencia energética, así como también, por la falta de regulación, monitoreo y aplicación de dichas leyes, en caso que existan. Para superar estos obstáculos regulatorios e institucionales es necesario desarrollar y mejorar la aplicación de normas, políticas, y leyes que promuevan y fomenten el uso de productos de iluminación eficiente. Esto también ayuda a promover la cooperación internacional y la transferencia de tecnología.

2.2.4. Barreras técnicas

Las barreras técnicas incluyen la falta de recursos y de infraestructura tales como: instalaciones para el reciclaje e instalaciones de pruebas; y problemas con el suministro de energía eléctrica (incluyendo cortes del servicio, caídas de

tensión, sobretensiones y variaciones de voltaje). Estas barreras son abordadas a través de la adopción de especificaciones y prácticas nacionales, la creación de acuerdos de colaboración con instalaciones de ensayo internacionalmente reconocidas, la mejora en las capacidades para controlar las sustancias peligrosas durante la fabricación de CFLs, la combinación de prácticas aplicadas a la iluminación con otros estándares y programas de etiquetado, y el establecimiento de operaciones de recolección y reciclaje.

2.3. Lámparas

Para comprender los beneficios de la iluminación eficiente y su impacto en la sociedad y en el ambiente, es necesario entender los fundamentos de la tecnología de iluminación, y las diferencias básicas entre las lámparas ineficientes y sus alternativas eficientes.

Las lámparas que actualmente se consiguen en el mercado son tres categorías generales:

- Lámparas de filamento metálico (incandescentes y de tungsteno halógeno)
- Lámparas de descarga (fluorescentes compactas)
- Estado sólido (diodo emisor de luz)

Las lámparas incandescentes y las de tungsteno- halógeno producen luz cuando la corriente eléctrica pasa por un filamento metálico que está sellado dentro de un bombillo de vidrio, el filamento presenta resistencia frente a la corriente y emite luz visible y calor.

Las lámparas fluorescentes compactas producen luz cuando la corriente eléctrica forma un arco eléctrico a través del vapor de mercurio que está

contenido dentro de un tubo de vidrio. El vapor de mercurio emite radiación ultravioleta la cual provoca la excitación de los fósforos que recubren el interior del tubo, estos fósforos fluorescentes emiten luz visible.

En las lámparas de diodos emisores de luz (LED), la corriente eléctrica pasa a través de materiales semiconductores para generar luz a longitudes de onda específicas. Las lámparas LED, comúnmente disponibles para el uso del consumidor, contienen LEDs que emiten luz azul para excitar a los fósforos que a su vez emiten luz a otras longitudes de onda; el sistema visual humano combina los colores, percibiéndolos como luz blanca; la luz blanca se cuantifica en lúmenes (lm).

Tabla VII. **Comparación entre tecnologías**

Concepto/tipo de lámpara	Incandescente	Tungsteno - halógeno	Fluorecente compacta	Diodo emisor de luz
Costo inicial	Muy bajo	Bajo a medio	Bajo a medio	Alto a muy alto
Vida media	< 1 000 h	< 4 000 h	< 20 000 h	< 1 000 h
Eficacia luminosa	< 12 lm/W	< 15 lm/W	< 15 Lm/W	< 120 lm/W
Eficacia luminosa relativa	Muy baja	Hasta 15% de ahorro en comparación con la incandescente. Con gas xenón y otras mejoras; hasta 30% de ahorro en comparación con las lámparas incandescentes	Hasta 80% de ahorro de energía en comparación con las lámparas incandescentes	Hasta 90% de ahorro de energía en comparación con las lámparas incandescentes
Costo por vida útil	Alta	Alta	Bajo a medio	Medio a bajo
Complejidad técnica y de producción	Baja	Media	Alta	Muy alta

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 25.

2.3.1. Lámparas incandescentes

La lámpara incandescente es una tecnología que tiene 130 años, produce luz por calentamiento de un delgado filamento de metal a temperaturas lo suficientemente altas como para emitir radiación visible; estas son ineficientes; cerca del 90 por ciento de la energía eléctrica que recibe se convierte en energía térmica, la cual se pierde como calor.

En presencia de aire, el filamento metálico se quema rápidamente, por lo tanto, está encapsulado en un bombillo de vidrio al vacío, siendo reemplazo por un gas inerte. La base de lámpara tiene un conector metálico (casquillo de la lámpara o base de la lámpara) que proporciona el soporte mecánico del bombillo de vidrio y los contactos eléctricos.

Tabla VIII. **Características de lámparas incandescentes**

Costo inicial (precio para el consumidor)	Muy bajo
Vida media y depreciación de lúmenes durante su vida útil	Corta (< 1 000 h). No hay disminución notoria de los lúmenes durante su vida útil.
Eficacia Luminosa	Baja (< 12 lm/W).
Costos operativos, incluyendo el reemplazo de lámparas	El costo inicial de la lámpara es muy bajo pero los costos operativos son muy altos y las lámparas deben ser reemplazadas frecuentemente.
Temperatura de color	Blanco cálido (2 700 K – 2 800 K)
Compatibilidad con luminarias existentes	Si
Compatibilidad con controles de atenuación (tenuable)	Si
Gestión ambiental sostenible	Pueden contner plomo en las soldaduras, riesgo rotura de vidrio.

Fuente: United Nations Enviroment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 26.

Las lámparas incandescentes producen en un amplio rango de tamaños, niveles de flujo luminoso y potencias nominales, también son económicas para producir y para comprar, pero su operación es costosa, en comparación con otras tecnologías de iluminación alternativas, tales como: las CFLs y los LEDs; las incandescentes son de relativamente corta duración y tienen una eficacia luminosa muy baja.

Para las lámparas incandescentes, la eficacia luminosa depende del voltaje de alimentación (normalmente 120 o 230 voltios) y la energía consumida, que para aplicaciones residenciales está entre 15 y 200 vatios. En la tabla IX se muestran los datos técnicos de las lámparas incandescentes.

Tabla IX. **Datos de lámparas incandescentes**

Potencia vatios	Flujo luminoso lúmenes	Eficacia lúmenes/vatios	Vida horas	Depreciación luminosa (%)
25	250	10	1 000	90
40	415	10,4	1 000	87,50
50	440	8,8	1 000	90
60	675	11,3	1 000	93
75	1 090	14,5	1 000	92
100	1 410	14,1	1 000	90,50
300	5 290	17,6	1 000	89
500	10 100	20,2	1 000	89

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Taller promotores de ahorro y eficiencia de energía eléctrica*. p. 12.

2.3.2. Lámpara fluorescente (CFL)

En un tubo de lámpara fluorescente, la electricidad excita al vapor de mercurio, generando una radiación ultravioleta de onda corta que estimula al recubrimiento de fósforo del interior del tubo para que emita radiación visible. La

corriente eléctrica en el tubo debe ser controlada, por lo tanto, cada lámpara fluorescente compacta requiere de un balastro integrado.

Los tubos de la lámpara fluorescente compacta se doblan y tuercen para ocupar el mismo espacio que una lámpara incandescente, algunas CFLs tienen tubos expuestos, otras están equipadas con bombillos externos, de vidrio o plástico que son decorativos y de protección, estos bombillos disminuyen la eficacia luminosa de las lámparas, pero agregan protección al contener el mercurio en caso que los tubos se rompan.

Las CFLs tienen una vida útil y una eficiencia luminosa mucho mayor que las lámparas incandescentes. en general utiliza hasta un 80 por ciento menos de energía que una incandescente, para producir el mismo flujo luminoso, están disponibles en rangos de temperaturas que las hacen compatibles con aplicaciones residenciales, desde el blanco cálido al blanco frío.

Los consumidores deben reemplazar las lámparas incandescentes por CFLs de similar flujo luminoso, refiriéndose a los lúmenes nominales informados en la etiqueta o en el empaque del producto. Para garantizar un flujo luminoso suficiente a lo largo de la vida útil de la CFL, los consumidores deben buscar aquellos modelos que tengan una etiqueta ecológica o una garantía de los consumidores.

Tabla X. **Características de las lámparas fluorescentes**

Costo inicial (precio para el consumidor)	Bajo o medio
Vida media y depreciación de lúmenes durante su vida útil	Corta (< 20 000 h). Puede haber disminución notoria de los lúmenes durante su vida útil
Eficacia luminosa	Alta (< 12 lm/W). Las CFLs que tienen bombillos de plástico o de vidrio adicional pueden reducir su eficacia luminosa
Costos operativos, incluyendo el reemplazo de lámparas agotadas	Bajos
Temperatura de color	Hay modelos disponibles en un amplio rango de temperaturas de color, desde el blanco muy cálido (2 400 K), hasta el blanco muy frío (6500 K)
Compatibilidad con luminarias existentes	La mayoría son compatibles, pero algunas CFLs pueden no caber en algunas luminarias existentes. La lámpara puede tardar unos segundos hasta alcanzar el máximo flujo luminoso.
Compatibilidad con controles de atenuación (tenuable).	La mayoría de las CFLs son no atenuables. A través de la etiqueta de la lámpara se puede identificar si el modelo es atenuable.
Gestión ambiental sostenible	Contienen mercurio. Puede tener plomo en las soldaduras. Componentes electrónicos y plásticos similares a otros productos electrónicos. Riesgo de rotura de vidrio.

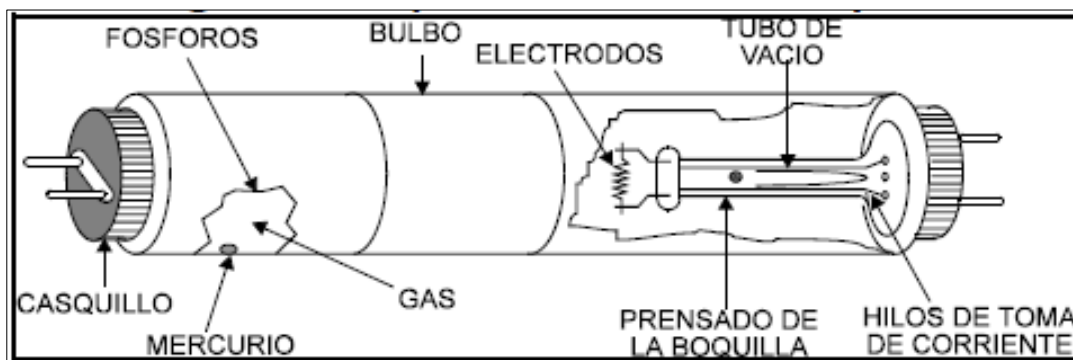
Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 30.

La luz se produce debido al fenómeno de fluorescencia por medio de una descarga eléctrica dentro de un tubo cuya longitud es mucho mayor que su diámetro, en una atmósfera de vapor de mercurio a baja presión.

La radiación de mercurio en estas condiciones no es visible, por lo que se utilizan polvos fluorescentes, los cuales tienen la propiedad de cambiar la longitud de onda ultravioleta del arco a longitudes dentro del espectro visible, ver figura 9.

La apariencia de la luz producida es una consecuencia de las características especiales de los polvos fluorescentes. Una lámpara luz de día hace resaltar los colores azules, disminuyendo los rojos; una lámpara blanco cálido por el contrario reproduce en mejor forma los colores rojos mientras que los azules los desplaza hacia el gris; la lámpara blanco frío es de una aplicación intermedia, reproduciendo mucho mejor los colores naranja, verde y amarillo opacando un poco los rojos y azules.

Figura 9. **Diagrama esquemático de la lámpara fluorescente**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Taller promotores de ahorro y eficiencia de energía eléctrica*. p. 14.

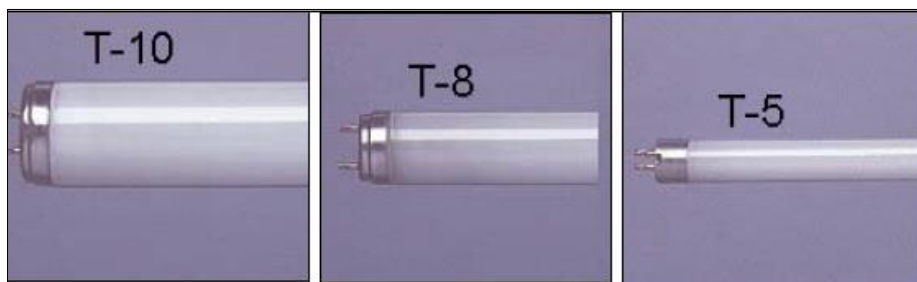
La lámpara fluorescente posee la ventaja de no producir la luz desde un mismo punto focal, sino de hacerlo en forma suave y difusa por toda su extensión sin producir resplandores ni sombras acentuadas, por ello su luz aparece fresca y más eficiente reduciendo el esfuerzo visual. La limitación de uso de lámparas fluorescentes se encuentra sobre todo en su altura de montaje, ya que para alturas superiores a los 3 metros su aprovechamiento es reducido drásticamente. Las lámparas fluorescentes requieren de un reactor o balastro para operar, generalmente los balastros se diseñan para operar a la vez, recientemente se han diseñado balastros para operar tres o cuatro lámparas. De

acuerdo a su tecnología de arranque las lámparas fluorescentes se dividen en tres grupos:

- Tecnología T-10 (menos eficiente en el consumo de energía)
- Tecnología T-8 (eficiente en el consumo de energía)
- Tecnología T-5 (muy eficiente en el consumo de energía)

La clasificación de las tecnologías para los tubos fluorescentes viene de los diámetros que poseen. Por ejemplo, T.10 significa que su diámetro corresponde a 10/8 de pulgada, T-5 quiere decir que su diámetro corresponde a 5/8 de pulgada. En la figura 10 se muestran imágenes para estos tres tipos de lámparas.

Figura 10. **Tipos de tubos fluorescentes**



Fuente: EE-Ind-Alimentaria. *Estudio de tecnologías*. p. 13.

Debido a que los tubos fluorescentes son las lámparas más utilizadas, a continuación se muestra una comparación entre los diversos tipos disponibles en el mercado.

2.3.2.1. Lámparas T-8 y T-5

Los sistemas denominados T-8 y T-5, lámparas de una (8/8, 5/8) pulgada o menos de diámetro, son lámparas fluorescentes que poseen las características más avanzadas en calidad y eficiencia. Con un CRI de 90, un flujo luminoso arriba de los 104 lúmenes por vatio operando con balastro electrónico y un diámetro de 25 milímetros. Las lámparas T-8 son la mejor opción para diseños de iluminación de oficinas, bibliotecas, tiendas, hospitales y otras múltiples aplicaciones en donde sea importante ahorrar energía y tener una iluminación de alta calidad.

Estos productos cuentan con una gran variedad de temperatura de color para crear ambientes y efectos diferentes. Pueden encontrarse lámparas fluorescentes ahorradoras con una depreciación luminosa de 95 por ciento, estas son una excelente opción para oficinas, tiendas comerciales y aplicaciones industriales gracias a su alto CRI. Por otra parte, es posible obtenerlas de diferentes longitudes: 61, 91, 122 y 152 centímetros. Además, las lámparas T-8 incorporan un polvo fluorescente a base de fósforo activados con tierras raras, que proporcionan un mayor flujo luminoso, de excelente rendimiento de color, y con la posibilidad de elegir entre distintas temperaturas de color: 3 000 K, 3 500 K y 4 100 K.

Tabla XI. **Datos de lámparas fluorescentes**

Potencia (W)	Flujo luminoso (lm)	Eficacia (lm/W)	Vida (h)	Observaciones
14	1 200	85,7	20 000	AR T5 4000 K, 61 cm
14	1 100	78,6	20 000	AR T5 6500 K, 61 cm
21	2 100	100	20 000	AR T5 3000 K, 92 cm
21	1 900	90,5	20 000	AR T5 4000 K, 92 cm
21	1 750	83,3	20 000	AR T5 6500 K, 92 cm
28	2 900	103,6	20 000	AR T5 3000 K, 122 cm
28	2 900	103,6	20 000	AR T5 4000 K, 122 cm
28	2 400	85,7	20 000	AR T5 6500 K, 122 cm

Continuación de la tabla XI.

54	5 200	96,3	20 000	AR T5 6500 K, 122 cm
32	2 800	87,5	20 000	AR T8 U, 61 cm
17	1 400	82,4	20 000	AR T8, 61 cm
25	2 250	90	20 000	AR T8, 92 cm
32	3 050	95,3	20 000	AR T8, 122 cm
59	5 900	100	15 000	AJ T8, 244 cm
40	3 200	80	12 000	AR Circular
60	5 400	90	12 000	AL Blanco Frío T 12

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Taller promotores de ahorro y eficiencia de energía eléctrica*. p. 14.

2.3.3. Lámparas de diodos emisores de luz (LED)

Los diodos emisores de luz (LED) al principio, solo eran utilizados como señales visuales, para representar un estado u otro tipo de señal en dispositivos electrónicos, esto se debió a la baja intensidad luminosa con la que contaban; actualmente los LED han avanzado de forma impresionante, logrando alcanzar una categoría de iluminación nueva, aportando sentido y simplicidad a la iluminación diaria. La iluminación LED ha revolucionado el mundo de la iluminación, esto por su eficacia, durabilidad, respecto con el medio ambiente y controlable, permitiendo aplicaciones novedosas y tradicionales, comparándolos con ampollitas incandescentes y LCF, los LED poseen muchas ventajas, dentro de las cuales se destacan sus elevados niveles de eficiencia, no generan calor.

Esta tecnología ha mejorado enormemente su nivel lumínico, no generan residuos tóxicos, poseen mayor durabilidad (mayores a 50 000 horas), bajo consumo energético, entre otras. Las lámparas LED tienen una eficiencia luminosa mayor que cualquiera de las lámparas fluorescentes e incandescentes. Tienen larga duración, no tienen filamentos metálicos y normalmente no tienen

bombillos de vidrio. Su uso para reemplazar una lámpara incandescente, reduce el consumo de energía hasta en un 90 por ciento.

A diferencia de las CFLs, las lámparas LED no contienen mercurio, al igual que otros aparatos electrónicos y lámparas, las soldaduras pueden contener plomo u otros metales pesados. Sin embargo, algunos fabricantes ofrecen modelos que contienen soldadura libre de plomo.

Actualmente, el costo inicial de las lámparas LED es muy alto comparado con las lámparas incandescentes y CFLs, pero se espera que los precios comiencen a bajar rápidamente a medida que aumente la demanda de lámparas LED.

Tabla XII. **Datos de lámparas LED**

Costo inicial (precio para el consumidor)	Medio a muy alto
Vida media y depreciación de lúmenes durante su vida útil	Muy larga (< 50 000 h).
Eficacia luminosa	Alta (< 12 lm/W). Puede haber disminución notoria de los lúmenes durante su vida útil
Costos operativos, incluyendo el reemplazo de lámparas agotadas	Bajos
Temperatura de color	Hay modelos disponibles en un amplio rango de temperaturas de color, desde el blanco muy cálido (2 400 K) hasta el blanco muy frío (6 500 K).
Compatibilidad con luminarias existentes	La mayoría son compatibles, pero algunas lámparas LED pueden ser más pesadas debido al disparador de calor, que es de metal. Algunas pueden o no caber en todas las luminarias.
Compatibilidad con controles de atenuación (tenuable).	Sólo si se especifica en la etiqueta o en el empaque.
Temperatura de operación (superficie de la lámpara)	Muy baja. El disparador de calor de algunas lámparas LED puede estar templado a caliente.
Gestión ambiental sostenible	Pueden contener plomo en las soldaduras. Riesgo de rotura de vidrio.

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 35.

2.4. Mecanismos de regulación y control

Existe una amplia gama de herramientas para diseñar y ejecutar programas de iluminación eficiente a disposición de los legisladores nacionales:

- Mecanismos regulatorios y de control: leyes y reglamentos que requieren ciertos dispositivos, prácticas o diseños de sistemas para mejorar la eficiencia energética.
- Instrumentos económicos y basados en el mercado: mecanismos de mercado iniciados y promovidos por incentivos regulatorios pero que contienen elementos de acción voluntaria o de participación.
- Instrumentos fiscales e incentivos: mecanismos que impactan los precios, tales como impuestos que apuntan a reducir el consumo energético o incentivos financieros para cubrir los costos iniciales.
- Acciones de apoyo, información y voluntariado: iniciativas que buscan persuadir a los consumidores para que modifiquen su comportamiento, suministrando información y ejemplos de ejecución exitosa.

Los estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS, por sus siglas en inglés) son herramientas regulatorias que aumentan la eficiencia energética, promedio de clases individuales de productos, y contribuyen a la eliminación de los productos menos eficientes en el mercado a través de la definición de niveles mínimos de eficiencia energética que un producto, en una clase determinada, debe cumplir para poder ser puesto en el mercado.

Los MEPS representan la mejor opción rentable en cuanto a políticas para la eliminación de productos de iluminación ineficientes y su sustitución por opciones más eficientes, cuando son aplicados exitosamente conjuntamente con otras políticas de apoyo, incentivan a los fabricantes a mejorar la eficiencia de sus productos o a introducir productos más eficientes.

Antes de que los MEPS sean adoptados, deben realizarse estudios de costo-beneficio para asegurar que las normas y reglamentos provean un beneficio económico al país o al mercado que las ponga en práctica. Los MEPS deben ser desarrollados en consulta con todos los actores involucrados en la fabricación y comercialización de los productos a los que se aplican. Otras herramientas utilizadas para incentivar la transición a la iluminación eficiente incluyen: prohibición de tecnologías, certificación y etiquetado de productos, requisitos de eficiencia energética, y códigos de energía en la construcción.

Aunque existe un amplio rango de herramientas de políticas para el diseño y ejecución de programas de iluminación eficiente, las opciones para la eliminación de lámparas ineficientes deberían enfocarse primariamente en el mercado residencial, donde la adopción de iluminación eficiente tiende a ser más lenta, dadas las barreras de costo e información. Para el mercado residencial, las opciones de política incluyen:

- Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS)
- Etiquetado y certificación obligatorios
- Etiquetado y certificación voluntarios
- Compras cooperativas, subvenciones, bonificaciones y entregas sin costo
- Aumentos de impuestos y exenciones

2.4.1. Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS)

Los MEPS son instrumentos reguladores que incrementan la eficiencia energética promedio de clases de productos individuales, contribuyen a la eliminación del mercado de los productos menos eficientes mediante el establecimiento de los niveles mínimos de eficiencia energética que un producto de una determinada clase debe cumplir antes de que pueda ser vendido.

Los MEPS ofrecen la opción más rentable para la eliminación de productos poco eficientes y su sustitución por las opciones energéticas más eficientes; cuando se aplican eficazmente los MEPS en conjunto con las políticas de apoyo, alientan a los fabricantes para mejorar la eficiencia de sus productos o para introducir sustitutos más eficientes.

Antes de que los MEPS sean adoptados, debe realizarse un análisis de costo/beneficio para garantizar que las normas y regulaciones asociadas proporcionen un beneficio económico positivo para el país o el mercado que las ejecuta; deben ser desarrollados en consulta con todos los actores involucrados en la fabricación y venta de los productos a los que se aplican.

Los parámetros de energía de los MEPS pueden ser diseñados de acuerdo a cualquiera de los dos enfoques tecnológicos: el específico o el neutral. En ambos casos, los MEPS deben ser cuidadosamente definidos para evitar efectos secundarios no deseados, como la exención o el perjuicio de aplicaciones específicas.

- Enfoque específico: los MEPS son contemplados para tecnologías individuales o categorías de productos, por ejemplo, para las lámparas fluorescentes compactas.

- Enfoque neutral: los MEPS son contemplados para lámparas sin consideración a la tecnología involucrada, por ejemplo, la estrategia de transición de la Unión Europea permite que cualquier tecnología de lámparas pueda ser vendida si se ajusta a la eficiencia energética especificada y otras normas legales.

2.4.1.1. Ventajas

Los MEPS ofrecen muchas ventajas para los programas de energía de iluminación eficiente, a saber:

- Se centran en los niveles técnicamente viables de eficiencia energética que pueden ser logrados con una relación costo-beneficio atractivo.
- Proporciona un alto grado de certeza para el ahorro de energía, debido a su enfoque de carácter obligatorio.
- Minimiza el impacto fiscal y la política gubernamental frente a las acciones legislativas, tales como las subvenciones y los gravámenes.
- Son relativamente fáciles de ajustar periódicamente (a medida de que nuevos productos o sus mejoras estén disponibles).
- Pueden ser diseñados para maximizar los beneficios de los consumidores con muy bajo costo de transacción por unidad.

Los MEPS crean un estímulo para que los fabricantes inviertan en investigación y desarrollo; efectivamente crean una línea de base para lámparas eficientes, indicando qué niveles más estrictos se pueden establecer al mismo

tiempo que el mercado madura y las nuevas tecnologías son más eficientes, e introducidas por los fabricantes.

2.4.1.2. Desventajas

Las desventajas que se vislumbran en el establecimiento de MEPS en iluminación incluyen:

- Los productos eficientes pueden no estar ampliamente disponibles.
- Los productos pueden no cumplir con el desempeño deseable o los niveles de calidad equivalentes a los productos menos eficientes que deben reemplazar.
- El costo inicial de opciones de energía eficiente puede ser mayor que las opciones menos eficientes.
- Las estrictas normas de eficiencia energética pueden afectar a la industria local, por lo tanto se deben incorporar períodos de preparación en los calendarios de transición.
- Los programas de MEPS necesitan ser apoyados con otras opciones políticas y medidas integrales, tales como pruebas, control y fiscalización.

Estas limitaciones pueden ser magnificadas en algunos mercados en desarrollo, aunque puede no ser inmediatamente práctico establecer MEPS tan estrictos como los estándares de las naciones desarrolladas.

Las lámparas incandescentes son bienes globales comúnmente comercializados, por lo que puede ser posible alinearlos con socios comerciales o dentro de regiones geográficas. Ejemplo de la aplicación de los MEPS fue el caso de la India en 2007, el cual importó cerca de un tercio de sus lámparas fluorescentes compactas para satisfacer la demanda local, y el resto era suministrado por los fabricantes de la India.

Se estima que un 30 por ciento de los productos operaban con menos de 3 000 horas de vida útil. En 2008, la oficina de Normas de la India (BIS) publicó un estándar para CFLs en dos partes: IS 15111 parte 1 e IS parte 2 15111 parte 2, con esto se abordan temas de seguridad (parte 1) y calidad/rendimiento de la iluminación para asegurarse de que las lámparas fluorescentes compactas que llevan la marca de BIS sean al mismo tiempo seguras y eficientes. El BIS también requiere una vida media mínima de 6 000 horas.

Tabla XIII. **Norma de la India IS 15111 parte 2**

Potencia de la lámpara (vatios)	Eficacia luminosa (lm/W)		
	Para 2 700K	Para 4 000 K	Para 6 500K
<=7	45	44	42
8 a 10	50	49	47
11 a 15	55	54	51
16 a 23	60	59	56
24 a 26	60	59	56

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 35.

Desde el 2008, las lámparas fluorescentes compactas en el mercado de la India han sido obligadas a llevar la marca del BPI, lo que indica que han sido probadas para cumplir con los requisitos del BIS.

En 2009, las pruebas independientes de productos en el mercado encontraron que los productos hechos por fabricantes locales fueron capaces de cumplir con los requisitos del BIS. Debido a esta alta tasa de participación de los fabricantes nacionales, el BIS está considerando modificar las Normas de las CFL para exigir una disminución en el contenido de mercurio de 5 a 3 miligramos en diciembre de 2013.

2.4.2. Prohibición de tecnología

Una política de prohibición de tecnología impide el uso de una tecnología específica para determinado mercado. Esto se puede lograr de varias maneras, por ejemplo, mediante la prohibición de la venta del producto o por la imposición de una prohibición de las importaciones en los países que no tienen la capacidad de fabricación doméstica.

2.4.2.1. Ventajas

Prohibir una tecnología es una política fácil de comunicar y entender, obliga a la adopción de tecnologías de sustitución y puede fomentar el rápido desarrollo de nuevas alternativas. La prohibición ofrece una clara señal a los proveedores y los clientes con respecto a los niveles de eficiencia para los nuevos productos, asimismo, ayudar a mantener y ampliar los canales al por menor de lámparas eficientes.

2.4.2.2. Desventajas

En la práctica es muy difícil definir una tecnología de prohibición. porque puede haber aspectos de la tecnología o sus aplicaciones particulares que sigan siendo deseables. Por ejemplo, la prohibición de todas las lámparas

incandescentes, también podría evitar lámparas necesarias para aplicaciones especiales, como las lámparas para dispositivos médicos. La creación de excepciones, sin embargo, también puede crear brechas inesperadas que pueden ser explotadas para las aplicaciones más generales. Por ejemplo, un fabricante podría argumentar, ante la acusación de que determinadas lámparas prohibidas fueran detectadas en el mercado de consumo masivo, que estas fueron diseñada para uso médico exclusivo.

La prohibición de una determinada tecnología, también elimina las oportunidades para la innovación dentro de dicha tecnología (por ejemplo, el desarrollo de la súper lámpara incandescente), por lo que podría reducir la gama de productos disponibles en el futuro. La prohibición de tecnología también puede requerir altos costos iniciales de sustitución. Además puede crear retos para la recolección y el tratamiento ambientalmente sostenible de las lámparas prohibidas, ejemplo de la aplicación de la prohibición de tecnología, es el caso de cuba, durante el 2006 y 2007 implementó un esquema de mercado de transformación masiva para remplazar todas las lámparas incandescentes en el país por CFLs.

Cuba prohibió la producción y venta de lámparas incandescentes, este enfoque solo fue posible porque los productos instalados anteriormente eran lámparas incandescentes principalmente, y los controles regulatorios no se habían instalado normalmente, por lo que la regulación de la compatibilidad con las CFLs no era necesaria.

El esquema se completó en 2007 haciendo de Cuba el primer país del mundo con eliminación total de la iluminación incandescente, unos 9 millones de lámparas incandescentes fueron remplazadas por lámparas fluorescentes compactas, con el consiguiente ahorro de demanda en horas pico de cerca de

440 megavatios y un ahorro anual de emisión de más de 260 000 toneladas de CO₂ equivalente.

2.4.2.3. Certificación y etiquetado de productos

Los programas obligatorios de etiquetado y certificación requieren que las etiquetas de los productos eléctricos, tales como electrodomésticos de consumo masivo y lámparas, proporcionen a los usuarios finales la información necesaria sobre el rendimiento energético del producto.

Mediante estas etiquetas se debe informar y posibilitar que los consumidores tomen decisiones, a la vez que se motiva a los proveedores para ofrecer productos que cumplan con los niveles prescritos de eficiencia y calidad. Los productos deben ser evaluados por su rendimiento y certificados para cumplir con los requisitos del programa.

Los programas de etiquetado y certificación son ampliamente considerados como uno de los instrumentos políticos más efectivos para lograr la transformación del mercado, necesaria para la supresión de la iluminación ineficiente.

Para mejorar su eficacia se pueden combinar con otros instrumentos políticos, tales como: MEPS, incentivos financieros o de acuerdos voluntarios, etc. Los programas exitosos emplean una combinación de consideraciones legales, financieras y sociales; en función de la estructura, la economía y la cultura de la sociedad a la que se aplican. Un sistema de etiquetado por sí solo no puede eliminar las lámparas incandescentes ineficientes, debido a la diferencia de precio inicial entre los productos más antiguos del mercado, los productos ineficientes, ocasionándose a veces barreras de compra para las alternativas más eficientes.

Muchos países desarrollados y en vías de desarrollo tienen el etiquetado de aparatos y programas de certificación de productos, pero ningún programa satisface las necesidades de cada país. Para desarrollar y emplear un sistema de etiquetado y certificación a su máximo efecto, los funcionarios del gobierno y los interesados deben combinar varias características de los diseños posibles para desarrollar un programa que sea el más adecuado para las necesidades específicas de su país, el apoyo directo legislativo o alguna forma de autoridad por mandato legal para el organismo de ejecución mejoran en gran medida la probabilidad de que se adopte un sistema de etiquetado y certificación. Cuanto más fuerte sea el reclamo a la jurisdicción legal por parte del organismo de ejecución, más probable es que el programa tenga éxito y sobreviva a los desafíos que puedan acontecer.

La exitosa implementación de un programa de etiquetado y certificación obligatoria implica el cambio o la introducción (y cumplimiento) de las leyes que exigen a los fabricantes proporcionar información específica a los consumidores, cuando se diseñan adecuadamente los requisitos obligatorios son muy eficaces.

Es importante tener en cuenta que los consumidores reconocen los beneficios de etiquetas de energía cuando se utilizan con una amplia variedad de aparatos y no sólo con productos de iluminación. La coordinación de los requisitos de etiquetado entre los países vecinos o dentro de una región determinada anima a muchos fabricantes y distribuidores para utilizar la marca y por lo tanto aumentar su reconocimiento y su éxito.

Tabla XIV. **Etiquetas obligatorias para CFLs**

Economía	Título
Argentina	Programa de calidad de artefactos eléctricos para el hogar (PROCAEH) -CFLs
Brasil	Sello Procel de Economía de Energía (sello de eficiencia energética) - lámparas fluorescentes
Brasil	INMETRO programa brasileño de etiquetado para lámparas fluorescentes compactas.
Canadá	Etiquetado del empaque de lámparas - CFLs (01-06-2009)
Chile	Etiquetado obligatorio para lámparas fluorescentes compactas (Chile) (30-06-2007)
Ecuador	Programa de etiquetado para lámparas fluorescentes compactas
Países miembros de la UE	Directiva comunitaria 98/11/EC - CFLs (200)
Ghana	Programa de etiquetado y estándares de gana para aplicaciones eléctricas (GEALSP) - etiqueta para CFLs (30-06-2005)

Fuente: United Nations Environment Programme. *Instrumental para la transición global a la iluminación eficiente*. p. 40.

2.5. Condiciones energéticas del Hospital Distrital de La Tinta

De acuerdo a los estudios realizados por la CONAE (Consejo Nacional de Energía), se observa que en edificios comerciales y de oficinas, el consumo de energía eléctrica por concepto de alumbrado interior suele representar un 40 y 60 por ciento del total de energía consumida por el inmueble, al ser un porcentaje muy alto en consumo de energía, la iluminación se considera una de las principales áreas de oportunidad para implementar medidas de ahorro de energía.

Actualmente, en el municipio de La Tinta, la Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., es la encargada de proporcionar el servicio de energía eléctrica, a los alrededores.

Figura 11. **Perspectiva del Hospital Distrital de La Tinta**



Fuente: Hospital Distrital de La Tinta, Alta Verapaz.

2.5.1. **Análisis histórico de facturación**

Se realizó un análisis un análisis de la facturación histórica de un año a fin de obtener las características de servicio de energía eléctrica y los promedios de facturación del inmueble. El resultado se muestra en la tabla XV.

Tabla XV. **Detalle de la facturación del Hospital Distrital de La Tinta**

Concepto	Valores mensuales promedio
Tarifa eléctrica	BTDfp
Consumo energía (kW.h)	17 600
Potencia contratada (kW)	90,0
Potencia máxima (kW)	53,3
Cargo fijo mensual (Q)	544,9
Factor de potencia	0,9
Facturación	Q. 36 491,36

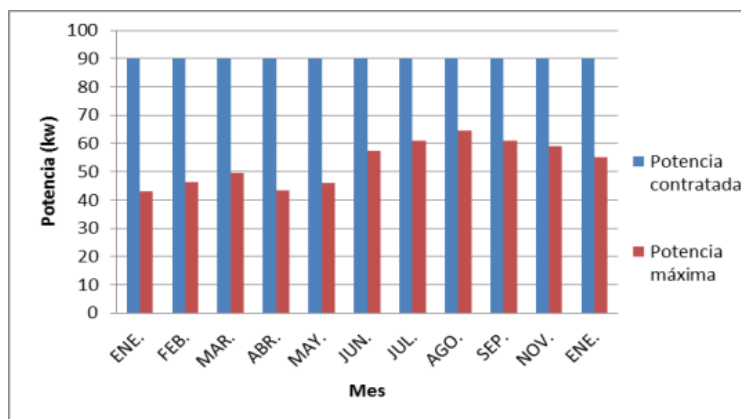
Fuente: elaboración propia.

La tarifa BTDFp se define como la tarifa en baja tensión con demanda fuera de punta, esta tarifa es aplicada para usuarios que registran una demanda mayor a 11 kilovatios y un factor de carga mayor a 0.6., para facturación de este inmueble está compuesta básicamente, por tres conceptos indicados a continuación:

- Cargo por consumo eléctrico de kilovatios hora
- Cargo por demanda contratada expresada en kilovatios
- Cargo como penalización por un bajo factor de potencia

En la figura 12 se muestra el comportamiento histórico de la demanda máxima requerida por el inmueble, en la cual se puede observar que el Hospital requiere una demanda contratada menor a la que actualmente posee, derivado de ello, si se contratara una potencia de 70 kilovatios, el Hospital tendría un ahorro aproximadamente del 29 por ciento por el cargo de potencia contratada.

Figura 12. **Histórico de potencia contratada contra potencia máxima registrada por el Hospital Distrital de La Tinta**



Fuente: elaboración propia.

Dado que los equipos de iluminación representan el mayor porcentaje en el consumo de energía, se procede a realizar un censo de las lámparas existentes y una medición de los niveles de iluminación en cada área del inmueble, a fin de determinar las condiciones actuales del sistema de iluminación.

2.5.2. Sistema de iluminación

El sistema tiene actualmente instaladas 82 lámparas de empotrar para plafón fluorescente con 4 tubos fluorescentes de 40 vatios cada una, con balastro electromagnético de bajo factor de potencia y difusor acrílico, de las cuales únicamente se encuentran en funcionamiento 63 del total.

Figura 13. **Lámpara fluorescente 4x40 vatios, balastro electromagnético, difusor acrílico**



Fuente: www.philips.com. Catálogo de productos Philips. Consulta: 5 de noviembre de 2012.

Además, el Hospital cuenta con 241 lámparas de empotrar para plafón fluorescente con 2 tubos fluorescentes de 40 vatios cada una, con balastro electromagnético de bajo factor de potencia y difusor acrílico, de las cuales únicamente 89 se encuentran en funcionamiento.

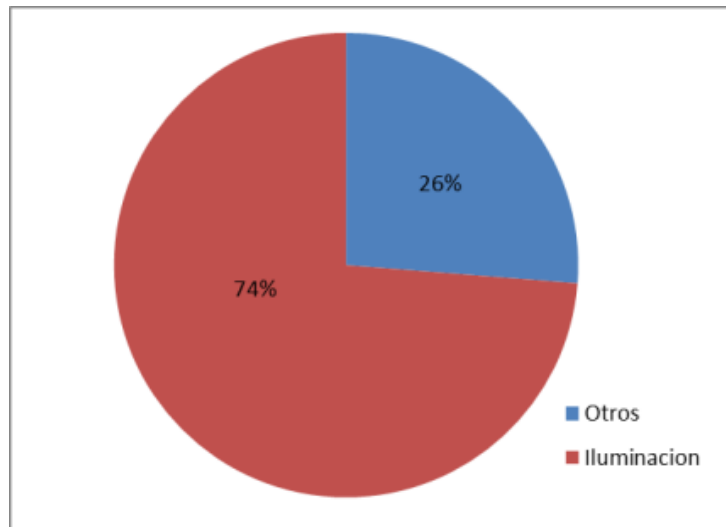
Figura 14. **Lámpara fluorescente 2x40 vatios, balastro electromagnético**



Fuente: www.philips.com. Catálogo de productos Philips. Consulta: 5 de noviembre de 2012.

Se estima que, aproximadamente el 74 por ciento del consumo de energía, se debe al sistema de iluminación, en la figura 15 se muestran los resultados.

Figura 15. **Balance energético**



Fuente: elaboración propia.

Dentro de las instalaciones pertenecientes al hospital, se encontraron luminarias encendidas las 24 horas, cuando únicamente es necesario tenerlas encendidas 16 horas, tal como se puede apreciar en la figura 16.

Figura 16. **Luminaria encendida las 24 horas**



Fuente: Laboratorio del Hospital Distrital de La Tinta, Alta Verapaz.

Para entender el impacto de tener encendida esta luminaria 12 horas extras, se estima que la potencia de la luminaria es de 80 vatios y el costo actual de la tarifa eléctrica por concepto de cargo de energía, es de 1,325872 quetzales/kilovatio hora, con lo cual se tiene lo siguiente:

$$\text{Costo}(Q./\text{mes}) = \frac{80 (W) * 30(\text{días})}{1\ 000} * 12(\text{horas}) = 28,8 * 1,325872 = 38,18$$

De la anterior ecuación se puede observar que el gasto mensual de tener encendida 12 horas extras, le cuesta al Hospital Q. 38,18 al mes.

2.5.3. Medición de los niveles de iluminación

Para poder determinar los niveles de luxes en cada área del ambiente, se utilizó como instrumento de medición el luxómetro; al realizar las mediciones en cada uno de los ambientes del Hospital, se concluye que en la mayoría de los casos no cumplen con los estándares internacionales de iluminación (Norma UNE 12464.1).

Figura 17. **Mediciones realizadas con el luxómetro**



Fuente: Hospital Distrital de La Tinta, Alta Verapaz.

Tabla XVI. Niveles de iluminación recomendados, Norma UNE 1264.1

DESCRIPCIÓN	E (LUX)
Salas para uso general	
Oficina de personal	500
Salas de espera, personal y pasillos	200
Salas de examen	
Examen y tratamiento	1 000
Alumbrado general examen	300
Salas de parto	
Alumbrado general	300
Examen y tratamiento	1 000
Salas de tratamiento	
Dermatología	500
Salas de endoscopia	300
Salas de yesos	500
Areas de operación	
Salas de operación	500
Quirófano	1 000

Fuente: Norma UNE 12464-1. p. 24.

La diferencia se puede deber al mal estado en que se encuentran las luminarias, o la falta de tubos de las luminarias.

3. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Una instalación fotovoltaica tiene como objetivo producir energía eléctrica a partir de la energía solar, esta generación de energía eléctrica, sin emisión de contaminantes, se produce como resultado de la captación directa de energía solar mediante la intervención del llamado efecto fotovoltaico.

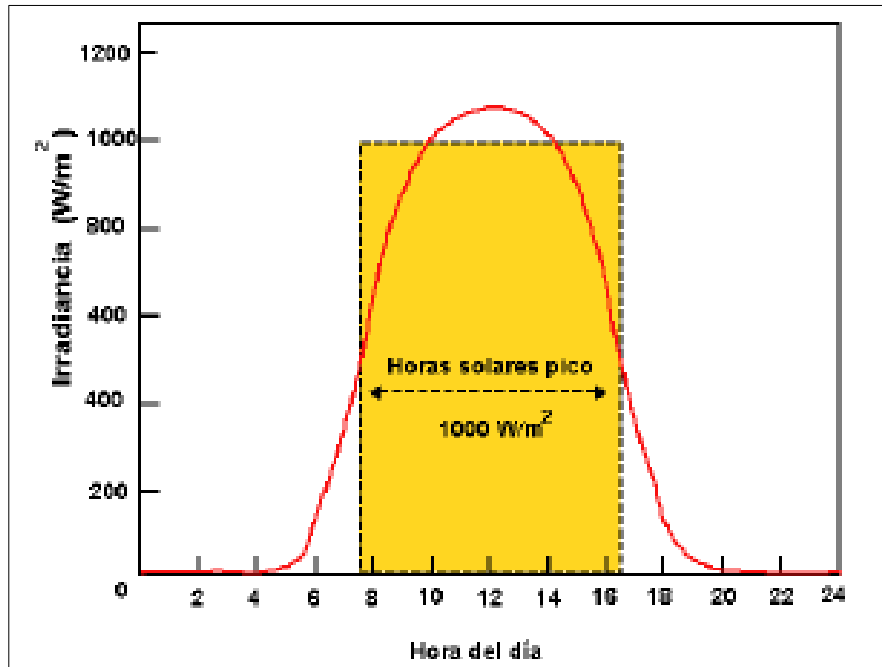
Los módulos fotovoltaicos formados por celdas fotovoltaicas, son los dispositivos que transforman directamente la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua. La batería es el componente que almacena la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos por el carácter aleatorio de la energía solar, en caso de no ir conectada la instalación a la red.

El regulador es el que controla el proceso de carga y, en ocasiones, el de descarga de la batería y, finalmente es el inversor el que transforma la corriente continua en corriente alterna, esta última con valores de 120 a 240 voltios y 60 hertz para Guatemala.

Lo descrito anteriormente es de aplicación para instalaciones solares fotovoltaicas, no obstante, es necesario tener en cuenta que en este tipo de instalaciones, se emplea un concepto relacionado con la radiación solar, que simplifica el cálculo, son las horas sol pico (HSP).

Se denomina HSP al número de horas diarias que con una irradiación solar ideal de 1 000 vatios por metro cuadrado proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día. Este concepto se explica en la figura 18.

Figura 18. Concepto de horas sol pico



Fuente: New Mexico State University. *Guía para el desarrollo de proyectos con energía fotovoltaica*. p. 36.

Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1 000 se obtienen las HSP. Se puede deducir fácilmente que si los valores de radiación solar disponibles están expresadas en kilovatios hora por metro cuadrado, coinciden numéricamente con los que resultan al expresarlos en HSP.

Ejemplo: para una irradiación de 5 kilovatios hora por metro cuadrado, el resultado es:

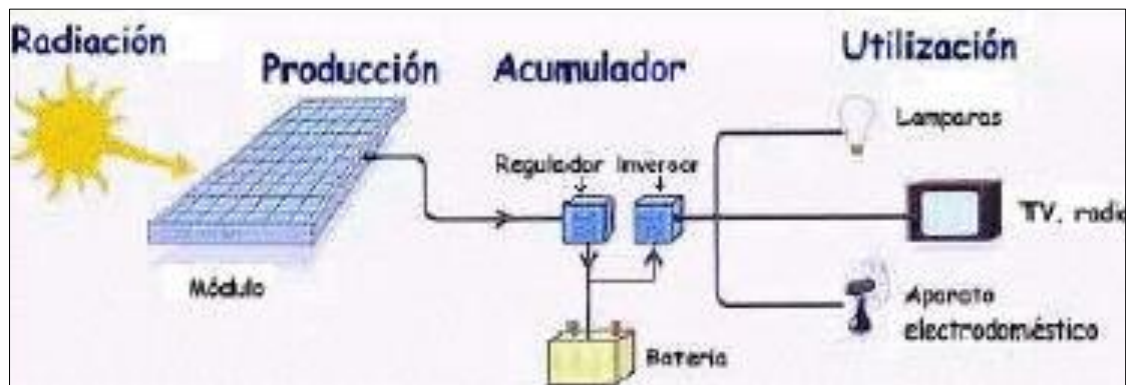
$$HSP = \frac{5 \text{ kWh/m}^2}{1\,000 \text{ W/m}^2} = \frac{5\,000 \text{ Wh/m}^2}{1\,000 \text{ W/m}^2} = 5$$

3.1. Tipología de instalaciones fotovoltaicas

Los distintos tipos de configuraciones de instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos de instalaciones:

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red: su objetivo es satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica en un lugar determinado donde no existe red eléctrica convencional. Las aplicaciones más habituales suelen ser las de bombeo de agua y las de electrificación de viviendas rurales, aunque existen otras muchas aplicaciones en telecomunicaciones, señalizaciones, juguetería, entre otros (ver figura 19).

Figura 19. **Esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada para electrificación de vivienda**

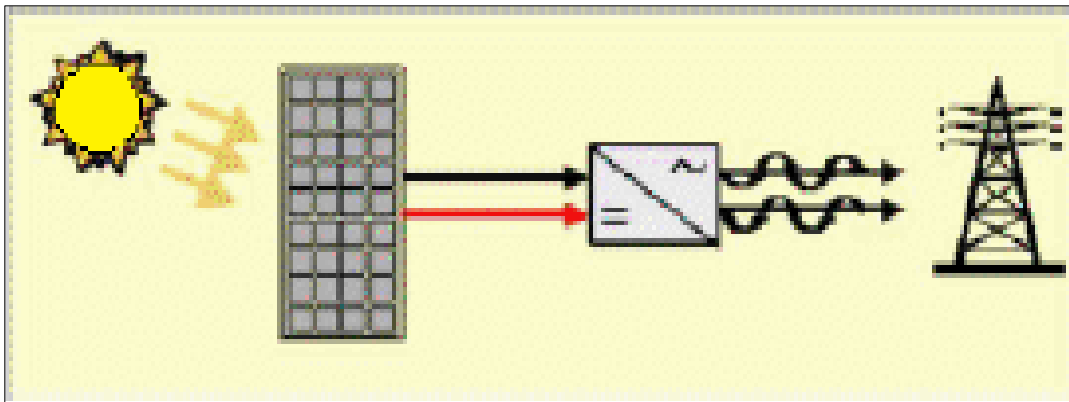


Fuente: www.solartronic.com/Ayuda/preguntas_Frecuentes/. Consulta: 14 de diciembre de 2012.

- Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red: tienen como objetivo fundamental generar energía eléctrica, e inyectarla en su totalidad a la red eléctrica de distribución (figura 16). Hay que destacar que al inyectar toda la energía producida en la red se anula el concepto de

autoabastecimiento, pasando a ser un sistema generador, la instalación será una central eléctrica, y se podrá consumir ni acumular parte de la energía producida. Estas instalaciones suelen ubicarse en tejados o estructuras fotovoltaicas en edificios, o a modo de grandes centrales de generación fotovoltaica como son los denominados: huertos solares.

Figura 20. **Esquema básico de una instalación fotovoltaica de conexión a red**



Fuente: http://energeticafutura.com/tienda/imgproductos/esquema_autoconsumo_EF%20200%20enecsys.jpg. Consulta: 6 de enero de 2013.

Otras instalaciones, cuyo número es notablemente inferior a las anteriores son las mixtas, en las que se complementa una instalación fotovoltaica aislada con otro tipo de recurso energético como pueden ser los grupos electrógenos o aerogeneradores.

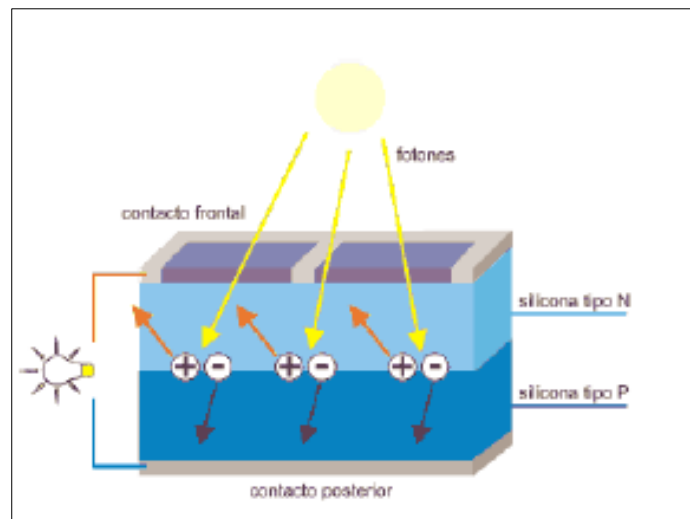
3.2. Efecto fotovoltaico

La transformación de la radiación solar en energía eléctrica se realiza mediante un dispositivo denominado celda fotovoltaica. El proceso que realiza

esta transformación se denomina efecto fotovoltaico, y se produce la radiación solar incidiendo sobre un material semiconductor, las celdas fotovoltaicas están formadas, fundamentalmente, por silicio; este material es modificado químicamente para dar lugar a dos estructuras eléctricamente distintas entre sí, semiconductor tipo P y semiconductor tipo N.

Una vez que estos elementos se ponen en contacto y se exponen a la radiación solar, los fotones que transportan la energía de la luz solar al incidir sobre ellos hacen que se genere una corriente eléctrica (intensidad), convirtiendo así la celda fotovoltaica en una pequeña pila generadora de energía eléctrica (ver figura 21).

Figura 21. **Generación eléctrica por efecto fotovoltaico en una unión p-n**



Fuente: www.electricasa.com. Consulta: 20 de marzo de 2013.

La corriente eléctrica (intensidad) generada será proporcional a la irradiación incidente (ya que al aumentar la irradiación aumenta el número de fotones), y dependerá también de otros parámetros (temperatura de la celda,

temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, entre otros), siendo por tanto, el funcionamiento de la considerablemente variable.

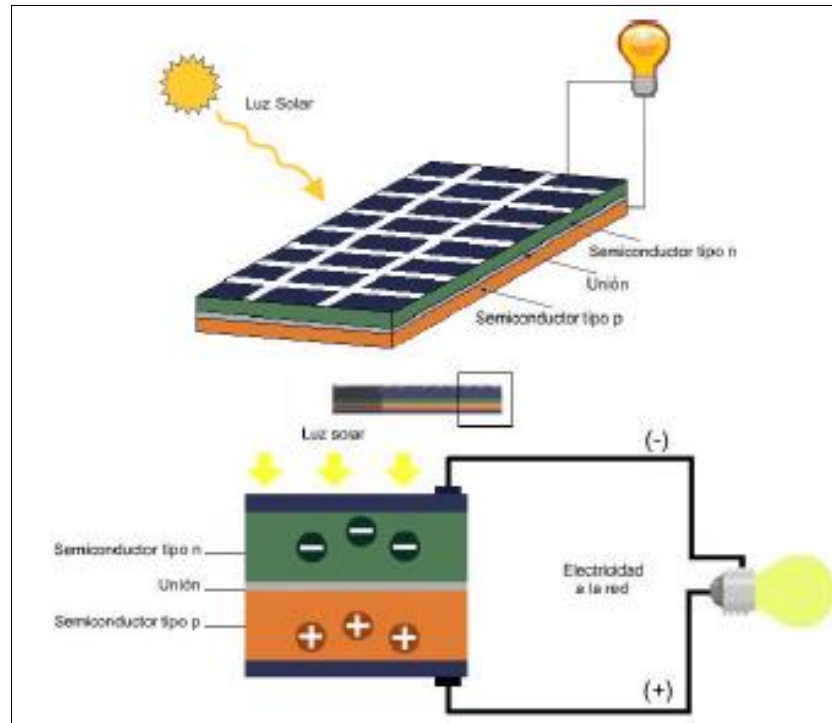
El nivel de potencia de potencia de salida por panel es denominado potencia pico, la cual corresponde a la potencia máxima entregable por el conjunto de celdas bajo las siguientes condiciones estándares de prueba (STC: Standard Test Conditions):

- Radiación de 1 000 vatios por metro cuadrado.
- Temperatura de celda de 25 grados centígrados (no corresponde a la temperatura ambiente).
- Masa de aire (*air mass* = 1,5).

Bajo estas condiciones es posible medir los siguientes parámetros:

- Corriente de corto circuito (*I_{sc}*): corresponde a la máxima corriente en amperes generada por cada panel, al conectar una carga de resistencia cero en sus terminales de salida. Su valor depende de la superficie del panel y de la radiación solar.
- Voltaje de circuito abierto (*V_{oc}*): corresponde al voltaje máximo que genera un panel solar y medido en los terminales de salida cuando no existe carga conectada, es decir a circuito abierto.

Figura 22. Esquema de funcionamiento de un panel solar



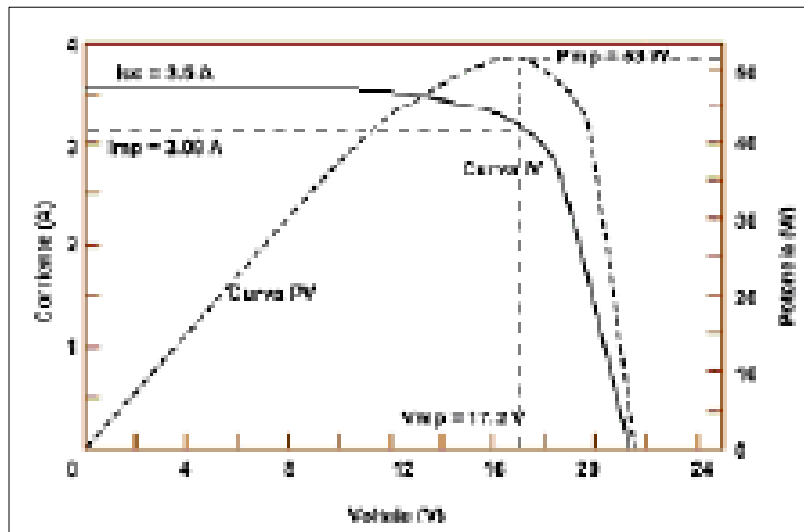
Fuente: www.gstriatum.com. Consulta: 24 de febrero de 2013.

El comportamiento eléctrico de los paneles está dado por las curvas de corriente v/s voltaje (curva IV) o potencia v/s voltaje (curva PV). La curva de potencia está dada por el producto entre la corriente y el voltaje en cada punto de la curva IV. La figura 23 muestra las curvas IV y PV características de un panel típico Solarex VLX-53, disponible comercialmente.

Bajo las condiciones estándares de prueba mencionadas anteriormente, cada modelo de panel tiene una curva IV o PV característica, la corriente nominal (I_{mp}) y el voltaje nominal (V_{mp}) del panel se alcanzan en el punto de máxima potencia. Mientras el panel opere fuera del punto de máxima potencia,

la potencia de salida será significativamente más baja. La tabla XVI muestra los datos entregados por el fabricante de paneles Solarex VLX-53.

Figura 23. **Curva IV y PV para un módulo fotovoltaico típico a 1 000 W/m² y 25 °C**



Fuente: www.solarex.com. Consulta: 2 de marzo de 2013.

Tabla XVII. **Placa de datos entregada por fabricante de un panel Solarex VLX-53**

MODELO	VLX-53
Pmp	53 W
Vmp	17,2 V
Imp	3,08 A
Isc condiciones	3,5 A 1 000 W/m ² , 25 °C

Fuente: www.solarex.com. Consulta: 2 de marzo de 2013.

Una característica importante a tener en cuenta de los paneles fotovoltaicos es que el voltaje de salida no depende de su tamaño, ya que frente a cambios en los niveles de radiación incidente tiende a mantener una tensión constante de salida. En cambio la corriente, es casi directamente proporcional a la radiación solar y el tamaño del panel.

Una forma práctica de aumentar la potencia de salida del panel, consiste en instalar sistemas de seguimiento del sol, con el propósito de mantener lo más perpendicular posible el panel frente al sol, o concentrando la luz solar mediante lentes o espejos. El empleo de concentradores debe estar dentro de ciertos límites, ya que un aumento considerable de la temperatura provoca una reducción del voltaje de salida y por ende una reducción de potencia, no así la corriente, que se mantiene relativamente estable.

3.3. Componentes generales de la instalación fotovoltaica

Una instalación de este tipo puede constar solo de un regulador, un acondicionamiento de potencia y uno o varios paneles solares compuestos de varias celdas solares, que son las encargadas de producir la energía eléctrica, sin embargo, también debe ser incluido un almacenamiento de energía eléctrica o bien baterías, ya que no siempre se podrá contar con luz solar.

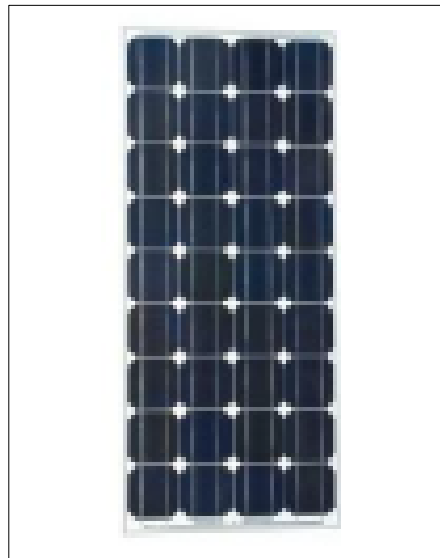
Por lo tanto, una instalación fotovoltaica consta de cuatro partes o elementos que son los siguientes:

- Módulo fotovoltaico: campo fotovoltaico
- Almacenamiento de energía eléctrica: baterías
- Reguladores y acondicionamiento de potencia
- Estructuras y accesorios

3.3.1. Módulo fotovoltaico

La unión eléctrica de las celdas fotovoltaicas da lugar a los módulos fotovoltaicos con eficiencias diferentes (ver figura 24), que no son más que un conjunto de celdas (36 a 72 celdas por módulo) fotovoltaicas conectadas entre sí, de modo que no son capaces de generar una corriente eléctrica (intensidad) a partir de la incidencia de la luz solar. Esta corriente eléctrica es generada a baja tensión o voltaje (de 12 a 38 voltios) en corriente continua.

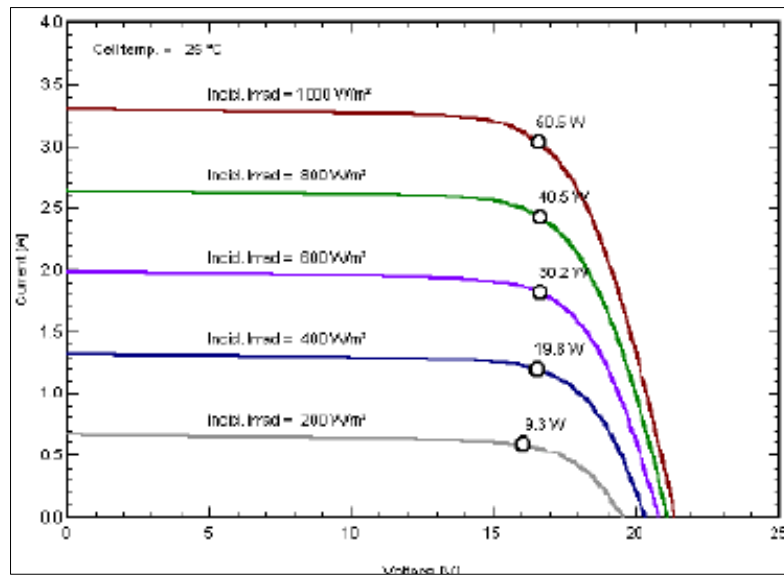
Figura 24. **Módulo fotovoltaico**



Fuente: www.solarshop.cl. Consulta: 29 de noviembre de 2012.

Los paneles o módulos fotovoltaicos pueden variar en su funcionamiento obteniendo diferentes voltajes, corrientes y por tanto potencias eléctricas para un mismo panel, esto ocurre principalmente debido a un cambio en la cantidad de luz solar o bien irradiación que incida sobre los mismos procurando que la temperatura del panel no supere ciertos límites (ver figura 25).

Figura 25. **Curva característica de un módulo fotovoltaico de 50 Wp**



Fuente: www.solarex.com. Consulta: 2 de marzo de 2013.

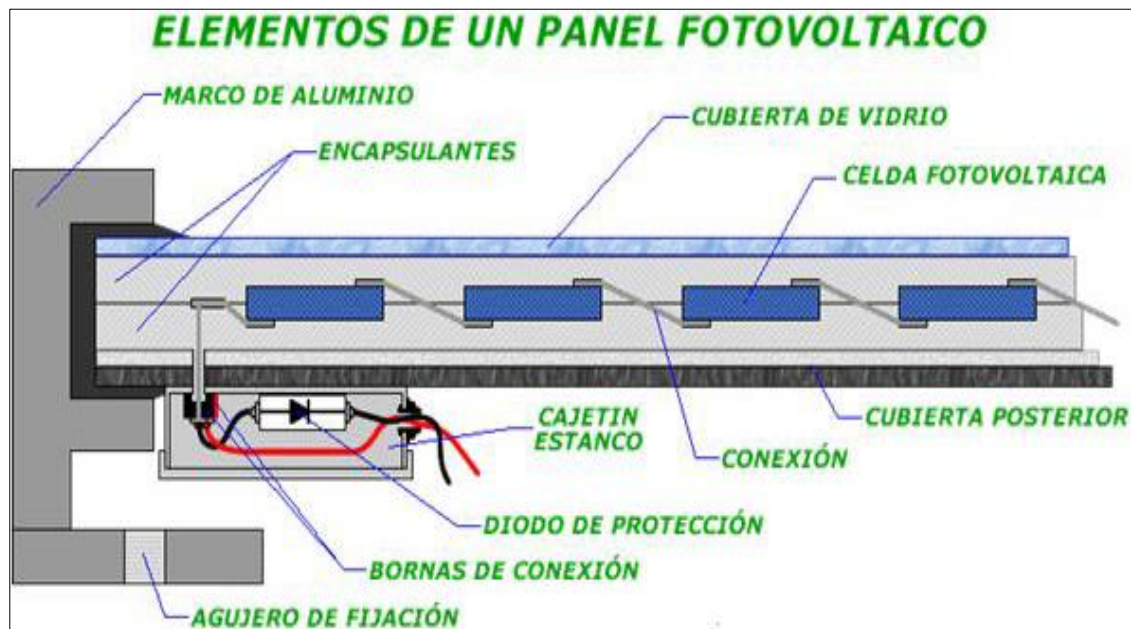
Las partes principales de un módulo fotovoltaico son:

- Vidrio: vidrio templado con un alto coeficiente de transmisión a la radiación incidente (del orden del 95 por ciento).
- Cubierta posterior: lámina delgada opaca de un polímero (normalmente Tedlar).

En algunas aplicaciones en conexión a red, para una mejor integración en la cubierta o fachadas de edificios se suele colocar un polímero transparente con otro vidrio.

Todo el conjunto debe estar aislado del exterior y también eléctricamente. Un esquema de la selección de un módulo fotovoltaico se muestra en la figura 26.

Figura 26. Partes principales de un módulo fotovoltaico



Fuente: www.adformacio.com. Consulta: 12 de marzo de 2013.

Los módulos fotovoltaicos, actualmente se comercializan con potencias entre los 50 a 400 vatios pico, aunque algunos fabricantes ofrecen módulos con potencias picos superiores. En términos generales sus tamaños oscilan entre 0.5 y 1 m² y su durabilidad o vida útil se estima en más de 30 años.

El campo fotovoltaico lo forman uno o más módulos fotovoltaicos conectados entre sí (ver figura 27). La conexión de estos módulos puede ser en serie o en paralelo, así como combinaciones de ambas conexiones, en función

de las características eléctricas que se deseen obtener a la salida del campo fotovoltaico (I,V).

Figura 27. **Campo fotovoltaico**

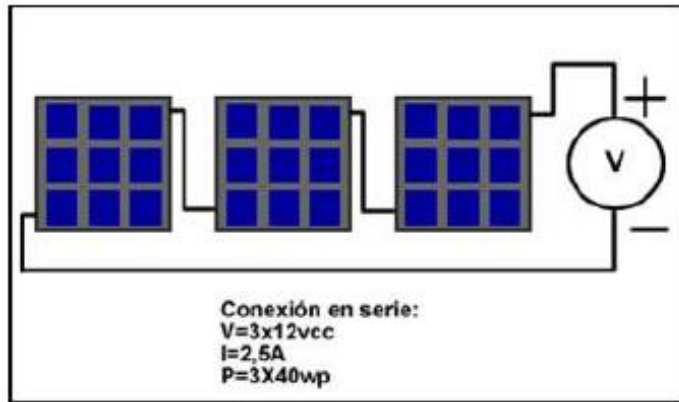


Fuente: www.ecotelia.es. Consulta: 10 de enero de 2013.

La tensión (voltaje) e intensidad de salida del campo fotovoltaico están dadas por:

- La suma de los voltajes de los módulos y la intensidad, si están conectados en serie (ver figura 28). Por ejemplo: si el voltaje de un módulo es de 12 voltios circuito cerrado (V_{cc}), al unir 3 en serie sumarán 36 voltios circuito cerrado conservando la cantidad de amperios de un módulo en toda la conexión.

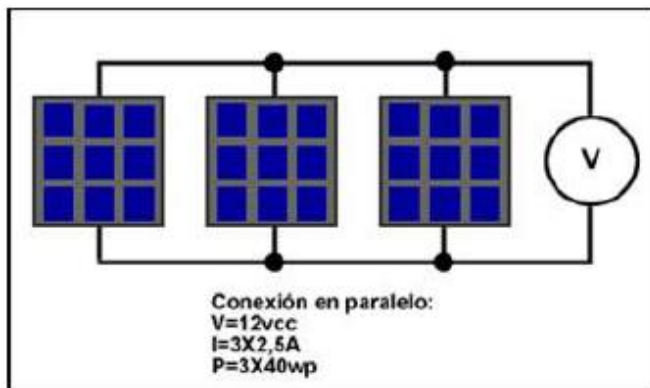
Figura 28. **Conexión de módulos fotovoltaicos en serie**



Fuente: www.eliseosebastian.com. Consulta: 12 de enero de 2013.

- La suma de las intensidades de los módulos y el voltaje de un módulo, si están conectados en paralelo (ver figura 29).

Figura 29. **Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo**



Fuente: www.eliseosebastian.com. Consulta: 12 de enero de 2013.

Cabe mencionar que la potencia en serie y paralelo será la misma, es decir, la suma de los vatios de cada uno de los módulos.

3.3.2. Almacenamiento de energía eléctrica en baterías

Dada la aleatoriedad de la intensidad de la radiación solar, y que la demanda de energía eléctrica no tiene por qué coincidir temporalmente con las horas de radiación solar, es imprescindible disponer de un acumulador de energía o batería (ver figura 30), que almacene la energía eléctrica generada por el campo fotovoltaico, asegurando así el suministro para la demanda a la que se haya dimensionado la instalación. Este componente sólo se encuentra en las instalaciones aisladas de la red eléctrica, ya que las instalaciones conectadas a red inyectan toda la energía producida a la misma en el momento de generación y, por tanto, este componente carece de utilidad. La capacidad de almacenamiento de las baterías es variable y puede proporcionar la autonomía necesaria para los días sin radiación solar.

Figura 30. **Baterías**



Fuente: www.fotovoltaica.info. Consulta: 12 de enero de 2013.

En la tabla XVII se aportan los datos estándar de los dos tipos de baterías más utilizados en instalaciones fotovoltaicas.

Tabla XVII. **Parámetros habituales de baterías de uso fotovoltaico**

Concepto	Plomo-ácido	Níquel-cadmio
Temperatura de operación (^o C)	Ambiente	
Rendimiento energético (%)	80	60-75
Auto descarga (%/mes)	2-15	3-10
Ciclos de vida (ciclos)	1 500 - 2 000	1 500 - 3 000
Vida (años)	5-10	5-15
Electrolito	H ₂ SO ₄	KOH
Funcionamiento	Electrodos sólidos	

Fuente: ARAMBERRI, Joseph. *Paneles fotovoltaicos, aplicaciones*. p. 45.

La inclusión de baterías en una instalación fotovoltaica, permite fijar un voltaje de referencia de funcionamiento de las mismas, estableciéndose así, un punto de trabajo óptimo del campo fotovoltaico y, por otra parte permite soportar puntas de consumo superiores a la nominal.

3.3.3. Reguladores y acondicionamiento de potencia

En una instalación fotovoltaica se designan como elementos de acondicionamiento de potencia, aquellos que controlan el funcionamiento de los elementos básicos de una instalación fotovoltaica (campo fotovoltaico, acumuladores y cargas), así como los que ajustan desde el punto de vista eléctrico las características de la corriente eléctrica (intensidad). Los principales elementos de acondicionamiento de potencia son:

- Reguladores: la función principal de este elemento es la de proteger las baterías de la sobrecarga y descarga excesiva, además de actuar como indicador de carga de las baterías. De ahí su ubicación dentro de una instalación (ver figura 31).

Figura 31. **Ubicación del regulador en el esquema de conexión de una instalación fotovoltaica aislada**

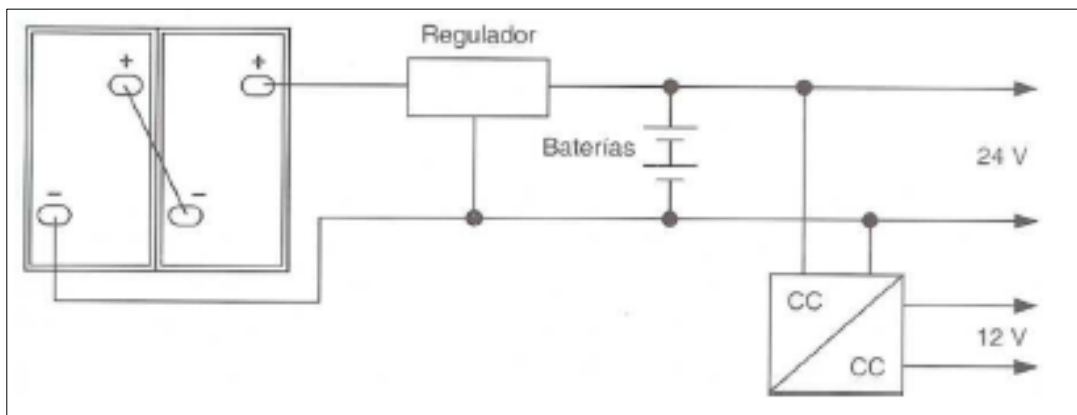


Fuente: www.inelsacontrols.com. Consulta: 15 de marzo de 20143.

Los principales parámetros de operación de un regulador son la tensión (voltaje) e intensidad nominal del regulador, que corresponde a la tensión nominal y a la intensidad máxima de funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Existen modelos disponibles con rangos habituales entre 12 y 48 voltios de tensión, y entre los 5 y los 50 amperios de intensidad.

- Convertidores de cc/cc: son dispositivos que adaptan la energía generada en corriente continua por el campo fotovoltaico o por las baterías a las condiciones requeridas por las cargas de consumo o por la red (ver figura 32), se utilizan:
 - En aplicaciones en las que se necesita disponer de energía eléctrica en corriente continua en varias tensiones.
 - Cuando se requiere un seguimiento del punto de máxima potencia del campo fotovoltaico con el fin de optimizar el funcionamiento de la instalación, sea cual sea la carga aplicada.

Figura 32. **Esquema de instalación fotovoltaica aislada con convertidor cc/cc**



Fuente: www.gobiernodecarias.org. Consulta: 15 de febrero de 2013.

Estos convertidores de acoplamiento trabajan a la tensión (voltaje) de máxima potencia del campo fotovoltaico en cada momento y recortan la onda de tensión para alimentar a las cargas.

3.3.4. Estructuras y accesorios

La estructura que soporta los módulos debe ser de material inalterable a la corrosión y a los agentes atmosféricos (acero galvanizado en caliente o el aluminio anodizado). La estructura debe ser capaz de soportar el peso de los módulos y las cargas de viento, según la normativa vigente. Si se desea disminuir la resistencia al viento, es aconsejable separar los módulos entre sí del orden de 1 centímetro.

Especial atención deberá presentarse a los puntos de poyo de la estructura. Si la base donde descansa es de hormigón, es conveniente reforzarlo en sus extremos mediante tirantes de acero. En cuanto a los anclajes o empotramiento de la estructura, se utilizan bloques de hormigón y tornillos roscados. Tanto la estructura como los soportes habrán de ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado y los tornillos de acero inoxidable.

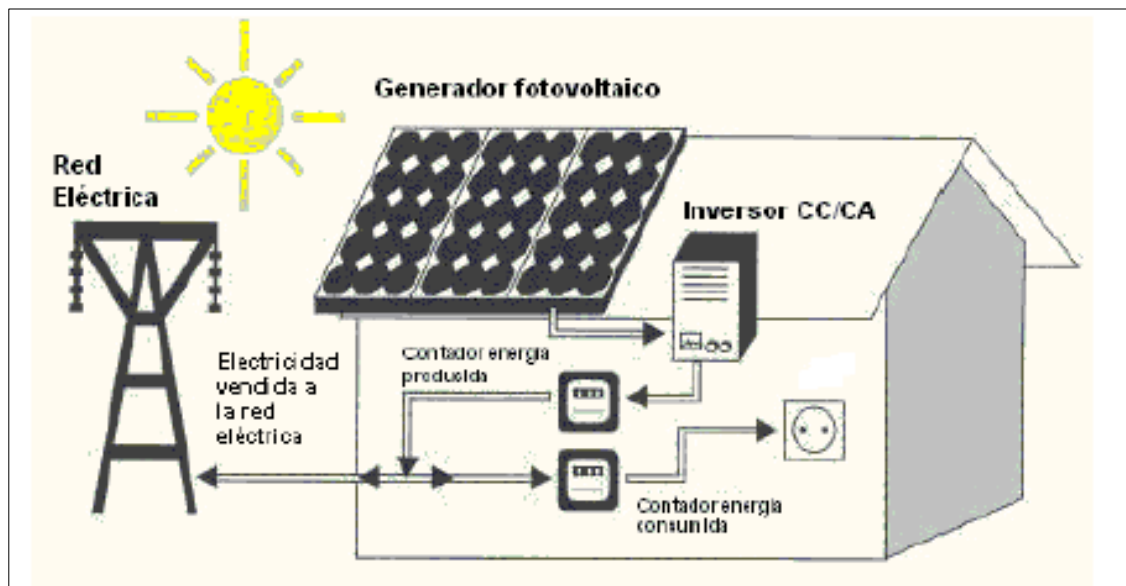
El aluminio anodizado es de poco peso y gran resistencia. El acero inoxidable es apropiado para ambientes muy corrosivos, siendo de mayor calidad y período de vida aunque presenta un elevado costo. Las estructuras de hierro galvanizado ofrecen una buena protección frente a los agentes corrosivos externos con la ventaja de que el zinc es compatible químicamente con el mortero de cal y de cemento, una vez que estos están secos. Las estructuras galvanizadas suelen montarse mediante tornillos.

Los nuevos productos están orientados a una más fácil integración de los módulos fotovoltaicos en los edificios y a la corrección del impacto visual. El resto de accesorios que incorpora una instalación fotovoltaica son elementos de seguridad y protecciones (caja de conexiones con diodo de bloqueo), fusibles,

interruptores magneto térmicos, etc., de utilización habitual en instalaciones de bajo voltaje, así como el cableado y técnicas de conexión utilizados de manera extensiva en este tipo de instalaciones.

El último accesorio que se instala es el medidor o contador, que se encarga de cuantificar la energía eléctrica que hemos producido, ya sea para ser utilizada directamente en la vivienda (instalación fotovoltaica aislada) o inyectada en la red (instalación fotovoltaica de conexión a red), en esta última con el fin de poder facturar a la compañía eléctrica la energía vertida en la red (ver figura 33), nulificando el costo del servicio de la energía eléctrica comercial, o en su defecto obtener un descuento en el pago del mismo.

Figura 33. **Medidor o contador de energía eléctrica, instalación conectada a la red**



Fuente: www.sustainable-tech.inf.um.es. Consulta: 14 de febrero de 2013.

3.4. Ubicación y sombras

Para producir el movimiento de los electrones y generar el flujo de corriente, es necesario que el nivel de radiación que incide sobre el panel (fotones) posea una cantidad de energía entre ciertos límites, debido a que la luz incidente tiene distintas longitudes de onda, cerca del 50 por ciento de la radiación recibida no está dentro del margen aceptado por los paneles solares disponibles comercialmente y se pierde, ya sea por poca o demasiada energía.

Por otro lado, la corriente es directamente proporcional a la radiación incidente y aceptada por el panel, por lo que un bajo nivel de energía radiante provocará que la corriente generada también sea baja.

3.4.1. Inclinación óptima

Las condiciones climáticas de un lugar suelen ser muy variables, y el funcionamiento del módulo fotovoltaico variará en función de estas. Se debe procurar por tanto, que sobre el módulo incida la mayor irradiación posible, y que su temperatura, en cada instante, sea mínima. Esto se consigue con una buena selección de la inclinación, orientación y montaje de los módulos fotovoltaicos.

La radiación solar que incide sobre una placa variará con el ángulo que forme la misma con la radiación. La captación será máxima cuando la posición de la placa solar sea perpendicular a la radiación. La inclinación de los rayos del Sol respecto a la superficie horizontal es variable a lo largo del año (máxima en verano, mínima en invierno) y por tanto, en instalaciones de paneles fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía anual (ver tabla VXIII). Conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida.

Tabla XVIII. **Inclinación óptima de paneles solares**

Latitud del lugar de instalación	Ángulo de inclinación invierno	Ángulo de inclinación en verano
0 -150	150	150
15-250	Igual que latitud	Igual que latitud
25-300	Latitud + 50	Latitud - 50
30-350	Latitud + 100	Latitud - 100
35-400	Latitud + 150	Latitud - 150
> 400	Latitud + 200	Latitud - 200

Fuente: www.zeus-electric.cl. Consulta: 15 de febrero de 2013.

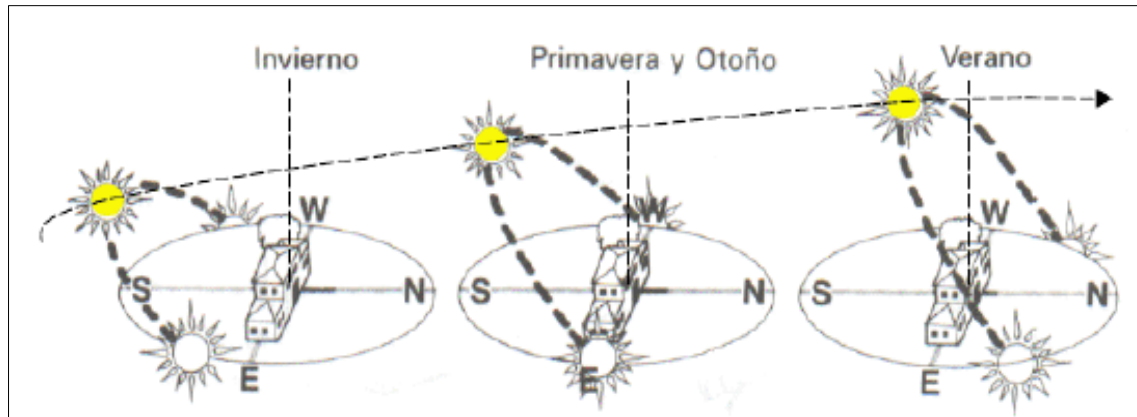
En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación. Normalmente se suele tomar un ángulo mayor, aproximadamente 15 grados, en beneficio de una mayor captación durante el invierno, cuando la luminosidad disminuye, a costa de una peor captación en verano, cuando hay una mayor cantidad de luz.

3.4.2. Orientación óptima

La orientación preferida de los colectores es hacia el sur, debido a que la trayectoria del Sol en movimiento este a oeste es simétrica respecto de la posición que ocupa al mediodía y, a que es precisamente en este momento cuando la captación de energía solar es máxima (ver figura 34).

Las desviaciones hacia el oeste o hacia el este en un ángulo inferior a 30 grados hacen disminuir la radiación diaria recibida en un pequeño valor que se cifra en menos del 5 por ciento. Por el contrario, para ángulos superiores a este valor, las pérdidas en la irradiación captada son considerables. La orientación óptima de un colector es la que mira directamente hacia el sur, pero si esto no es posible puede determinarse una variación aproximada de 15 grados.

Figura 34. **Posiciones del Sol al amanecer, mediodía y ocaso en las diferentes estaciones o solsticios**



Fuente: www.zeus-electric.cl. Consulta: 15 de febrero de 2013.

3.4.3. Efecto de la sombra

El efecto de sombras sobre los paneles solares afecta el rendimiento de estos, por lo que se debe procurar al momento de diseñar una instalación fotovoltaica, situar los paneles en lugares donde no sufra este tipo de interferencias. Este efecto es más notorio en instalaciones de paneles conectados en serie, ya que si un panel es sombreado no generará los mismos niveles de energía que los que se encuentran descubiertos, por lo cual consumirá energía, en vez de generala.

3.4.4. Efecto de la orientación e inclinación

Los paneles solares trabajarán en forma óptima cuando su orientación sea directa hacia el Sol, es decir, que el panel se sitúe perpendicularmente hacia él. En instalaciones fijas es imposible mantener el panel perpendicular al Sol, por lo

cual, el sistema se debe diseñar de tal forma que su instalación permita aprovechar la mayor cantidad de luz posible y en los periodos de mayor radiación.

Para las instalaciones con sistema de seguimiento, este problema tiene menor incidencia, ya que el panel tiende a mantener perpendicularidad hacia el Sol. La tabla XIX muestra los valores aceptables para distintos factores de pérdidas.

Tabla XIX. **Límites aceptables por pérdidas por efecto de la sombra, orientación e inclinación**

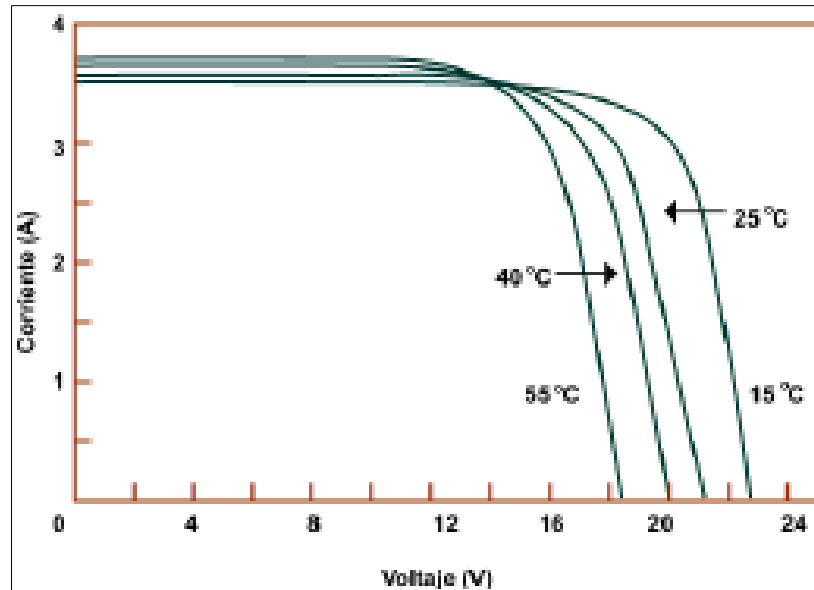
	Orientación e inclinación %	Sombras %	Total %
General	10	10	15
Superposición	20	15	30
Integración arquitectónica	40	20	50

Fuente: MOREIRA ARUEZ, Jorge. *Sistema de iluminación utilizando ampollitas de bajo consumo y alimentado por paneles solares*. p. 18.

3.5. Efecto de la temperatura

La temperatura es un parámetro que afecta directamente la generación de energía en un panel fotovoltaico. Al aumentar la temperatura, la corriente también tiende a aumentar, pero el voltaje cae notablemente, lo que provoca una disminución de la potencia entregada por el panel, en cambio, al disminuir la temperatura el voltaje tiende a aumentar, pero la corriente disminuye, aumentando en una fracción el nivel de potencia entregada. Se estima que la potencia nominal se reduce aproximadamente un 0,5 por ciento por cada grado por sobre de 25 grados centígrados. Esto se puede ver en la figura 35.

Figura 35. **Efectos de la temperatura sobre la generación de energía en un panel solar**



Fuente: AGUIRRE MERLOS, Carlos. *Propuesta de la introducción de la energía renovable en la vivienda mexicana*. p. 28.

3.6. Distancia entre paneles

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

En equipos de utilización todo el año o en invierno, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día, la altura solar mínima al mediodía tiene el valor:

$$H \text{ mínima } i. = (90^{\circ} - \text{latitud del lugar}) - 23^{\circ}5'$$

Para los equipos de utilización, solo en verano, los días más desfavorables pueden ser el 21 de marzo o de septiembre. En estos días, la altura solar mínima al mediodía solar será:

$$H \text{ mínima v.} = (90^{\circ} - \text{latitud del lugar})$$

Existen en Guatemala, generalmente, latitudes que obligan a tener una inclinación de paneles solares similar en grados a la latitud esto significa que la altura solar mínima al mediodía que ocurre en invierno (H mínima i), y que es la más desfavorable porque crea la mayor sombra entre paneles, será igual o muy cercana a los 45 grados; de acuerdo a este razonamiento los paneles cuya H mínima i . sea cercana a los 45 grados, deberán estar a una distancia mínima de al menos 1,2 hasta una máxima de 2,5 veces el ancho del panel, asegurar así, que nunca se proyecten sombras unos a otros (ver figura 36).

Figura 36. **Distancia entre paneles, mínima y máxima**



Fuente: elaboración propia.

Por último, el espacio o distancia que tiene cada panel solar con respecto a la superficie de apoyo (azotea o estructura metálica), puede ser calculado conociendo cuánto mide el ancho del panel solar y los grados de inclinación del mismo, con estos datos se utiliza la siguiente fórmula:

$$H = a \cdot (\text{sen} \beta)$$

Donde:

H= altura del panel solar,

A= ancho del panel

β = ángulo de inclinación del panel solar

4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red comercial están diseñadas para verter a la red de distribución (DEROSA) toda la energía que generan, pudiendo a su vez ser utilizada en una vivienda o edificio.

El requerimiento básico para poder realizar una instalación fotovoltaica conectada a la red en un edificio, nave industrial, o en cualquier otro espacio, reside en la disponibilidad de espacio libre de sombras, para la ubicación del generador fotovoltaico.

Los componentes básicos de una instalación fotovoltaica conectado a la red son los siguientes:

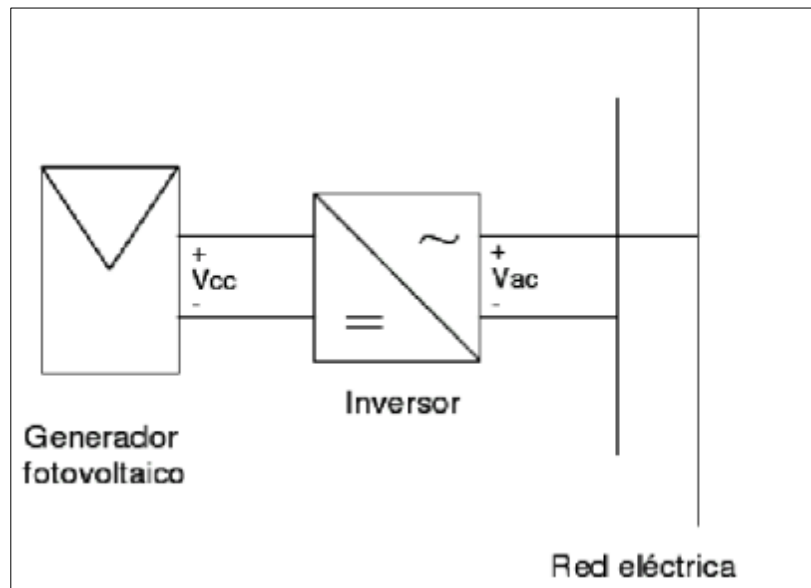
- Generador fotovoltaico
- Inversor
- Protecciones

Las protecciones aseguran la calidad de la energía vertida a la red actuando contra sobretensiones, sobrecorrientes y funcionamiento en modo isla (independiente). Actualmente casi todos los inversores incluyen, en su interior, estas protecciones.

Los requisitos técnicos de una instalación fotovoltaica de conexión a red son los de cualquier instalación eléctrica de baja tensión (voltaje), por tanto deben cumplir las exigencias de la normativa técnica vigente en baja tensión, por ejemplo: el REBT, así como los requisitos técnicos indicados en la normativa

específica para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red de cualquier empresa distribuidora.

Figura 37. **Esquema simplificado de instalación de conexión a red**



Fuente: AGUIRRE MERLOS, Carlos. *Propuesta de la introducción de la energía renovable en la vivienda Mexicana*. p. 45.

Una vez se disponga de un espacio para ubicar el campo fotovoltaico, hay que decidir sobre el tipo de campo a instalar, con o sin seguimiento solar. Existen varias opciones, entre ellas la más sencilla, técnicamente hablando, consiste en que el campo fotovoltaico se encuentre fijo todo el año, las características de este tipo de campo son:

- Menor costo de estructura
- Menor riesgo de avería al no haber partes móviles
- No requiere mantenimiento

Otras opciones son: la orientación fija del campo y 2 inclinaciones posibles, lo que mejora la captación de radiación anual en un 2 por ciento y la opción de utilizar sistemas de seguimiento (los paneles se mueven automáticamente siguiendo el Sol), ya sea en dos ejes (30 por ciento de ganancia de captación), en eje vertical (con seguimiento del ciclo horario con un incremento del 25 por ciento en ganancia del 5 por ciento).

Para efectos de este estudio se consideran beses fijas, porque esta es la opción más recomendada para instalaciones en edificios, viviendas, etc., ya que al instalar un mecanismo para seguir el Sol, conlleva generalmente un sobrecosto y mantenimiento extra que debe ser evaluado en relación al aumento de las prestaciones energéticas de las instalaciones.

4.1. Dimensionamiento básico

El punto de partida en el dimensionamiento básico de instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, los criterios a considerar deben ser los siguientes:

- Potencia máxima a instalar (potencia pico vatios pico).
- Potencia en inversores (potencia en la inyección a la red en vatios).
- Superficie disponible (superficie en metros cuadrados e inclinación prefijadas).
- Costos (existencia de supuestos prefijado).

Una vez determinado el módulo fotovoltaico a implementar, se recomienda seguir los siguientes pasos:

- La orientación recomendada será aquella que maximice la producción energética anual, la recomendación recomendada en todo el hemisferio sur, es siempre norte, existiendo pérdidas de producción en relación a las posibles desviaciones de esta orientación óptima, respecto a la inclinación, la recomendada es la más próxima a la latitud de la región.
- Con base en el arreglo geométrico de las instalaciones fotovoltaicas, se escoge el inversor que será implementado.
- Se calcula las prestaciones energéticas de la instalación con arreglo a los datos de la instalación disponibles (HSP). En este balance deben considerarse las pérdidas del sistema: en el generador fotovoltaico (suciedad, conexiones, punto de trabajo de cada subcampo, eficiencia a baja radiación, temperatura de operación de la celda, etc), en el inversor (rendimiento y seguimiento del punto de máxima potencia) y en el cableado, se puede considerar, en general, que el factor de pérdidas al 25 por ciento de la producción ideal.

4.2. Características del área de estudio

El municipio de Santa Catalina La Tinta, se encuentra ubicado en la parte suroriental del departamento de Alta Verapaz. La cabecera municipal se encuentra en las coordenadas, 15,317 grados latitud norte y -89,883 grados longitud este, al sur de la cabecera departamental de Cobán, Alta Verapaz, a una distancia de 93 kilómetros, de los cuales 32 se viajan en ruta asfáltica y los restantes 61 se realizan en terracería.

4.2.1. Extensión

La extensión territorial del municipio es de 196 kilómetros cuadrados (191 kilómetros cuadrados de área rural y 5 kilómetros cuadrados de área urbana), el municipio está rodeado por la Sierra de las Minas y de Santa Cruz, con las cumbres de Jucupen, San Francisco, Jolomijix y Chinajá.

4.2.2. Hidrografía

El municipio se encuentra en la parte central de la cuenca del río Polochic, el departamento es susceptible a inundaciones debido al río Polochic y Cahabón.

4.2.3. Clima

El 87 por ciento de la zona es cálida muy húmeda, con vegetación de bosque húmedo, subtropical cálido, el restante 13 por ciento es zona templada muy húmeda con vegetación de bosques muy húmedos, subtropicales templados. Una de las fuentes de información climatológicas que se pueden consultar en Guatemala, es el Instituto Nacional de Vulcanología (INSIVUMEH), dentro de sus puestos de medición se encuentra la estación de Papalhá (ubicada dentro del departamento de La Tinta). En la tabla XX se muestra un registro histórico de temperatura, para el periodo comprendido entre 1998 y 2002.

Tabla XX. **Temperatura promedio en grados centígrados**

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1998	24.8	26.4	24.5	26.8	27.6	27.8	N/D	22.6	27.1	24.1	23.7	24
1999	24	24.7	24.1	27	27.1	27.3	24.7	26.7	26.2	24	23.5	24.2
2000	22	21.4	24.8	27.1	27.5	26	26.1	N/D	25.1	23.2	25	25.4
2001	24.3	25.3	25.6	25.7	25.9	26.1	26.3	25.6	25.3	25.7	23.6	25.4
2002	22.1	23.1	25.7	27.5	26.8	27	27.5	26.9	27.9	27.1	25.6	25.1

Fuente: http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/mapa_estaciones.htm. Consulta 1 de abril de 2013.

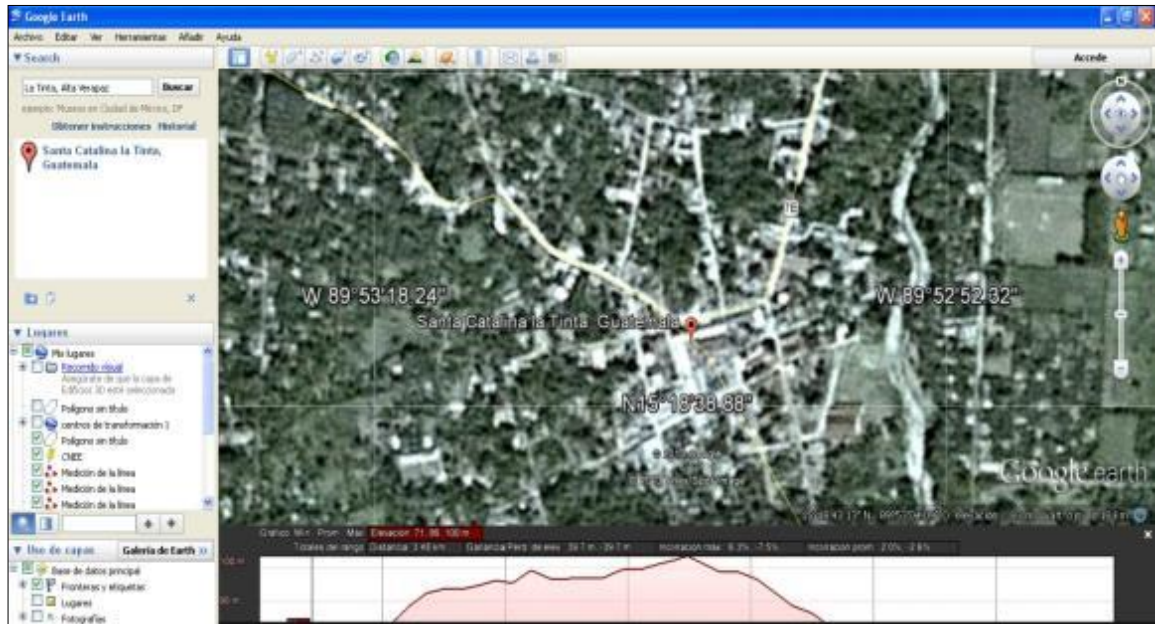
Según se observa en la tabla XVI, la temperatura promedio máxima se presente para el mes de mayo, y la mínima para el mes de enero.

4.3. **Cálculo de las horas solares pico**

Primeramente se calcula relacionando con la radiación solar las horas sol pico (HSP). Se denomina HSP al número de horas diarias que con una irradiación solar ideal de 1 000 vatios por metro cuadrado, proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día. De acuerdo con las características del área de estudio,

El Hospital Distrital de La Tinta se ubica en las coordenadas geográficas: latitud 15,3170 longitud: -89,8830; altitud: 84 metros sobre el nivel del mar, al localizar las coordenadas geográficas en el software Google Earth se tiene los siguiente.

Figura 38. Hospital Santa Catalina La Tinta, Alta Verapaz



Fuente: elaboración propia, con base al programa Google Earth V 7.2.5.6.2.

Para determinar la radiación promedio mensual disponible en el área de estudio, se recurrió a la utilización del software Meteonorm versión 6,0 (demo), para simular varios ángulos de inclinación con una ubicación geográfica (latitud: 15,317 grados, longitud: -89,883 grados; altitud: 84 metros sobre el nivel del mar), utilizando el modelo de Irradiación inclinada de Pérez, (radiación 1981-2000), se obtuvieron los siguientes resultados.

Figura 39. Pantalla del programa Meteonorm versión 6,0 beta 2



Fuente: elaboración propia, con base al programa Meteonorm V 6,0 beta 2.

Los resultados obtenidos del programa se observan en la tabla XVII, en donde se observa que la irradiación media es mayor durante el mes de marzo, para los ángulos de inclinación de 5, 10, 15, 20, 25 grados; no así para 30 grados de inclinación, pues el mes con mayor irradiación es febrero.

Para 15 grados, se tiene el promedio más alto de irradiación, con un potencial de 5,07 kilovatios hora/ metro cuadrado por día, por lo que para efectos de este estudio se considerará para los cálculos posteriores este ángulo de inclinación.

Tabla XXI. **Irradiación media global de una superficie a distintos ángulos de inclinación**

Mes	Gh	Gk5°	Gk 10°	Gk 15°	Gk 20°	Gk 25°	Gk 30°
Enero	4	4,23	4,41	4,57	4,7	4,8	4,87
Febrero	4,91	5,1	5,26	5,39	5,48	5,55	5,58
Marzo	5,4	5,5	5,57	5,61	5,62	5,59	5,53
Abril	5,5	5,5	5,47	5,41	5,32	5,2	5,05
Mayo	5,45	5,38	5,28	5,15	4,99	4,81	4,59
Junio	5,47	5,37	5,24	5,08	4,9	4,68	4,44
Julio	5,56	5,48	5,36	5,21	5,03	4,82	4,59
Agosto	5,42	5,38	5,32	5,23	5,1	4,95	4,76
Septiembre	5,06	5,11	5,14	5,14	5,11	5,06	4,97
Octubre	4,68	4,81	4,92	4,99	5,04	5,06	5,05
Noviembre	4,18	4,37	4,53	4,67	4,79	4,87	4,93
Diciembre	3,85	4,06	4,25	4,41	4,54	4,65	4,73
Anual	4,96	5,02	5,06	5,07	5,05	5	4,92

Fuente: elaboración propia, con base al programa Meteonorm V 6,0 beta 2.

Donde:

- Gh: irradiación media de la radiación global horizontal
- Gk: Irradiación media de la radiación global superficie inclinada
- Radiación en kilovatios hora/ metro cuadrado por día

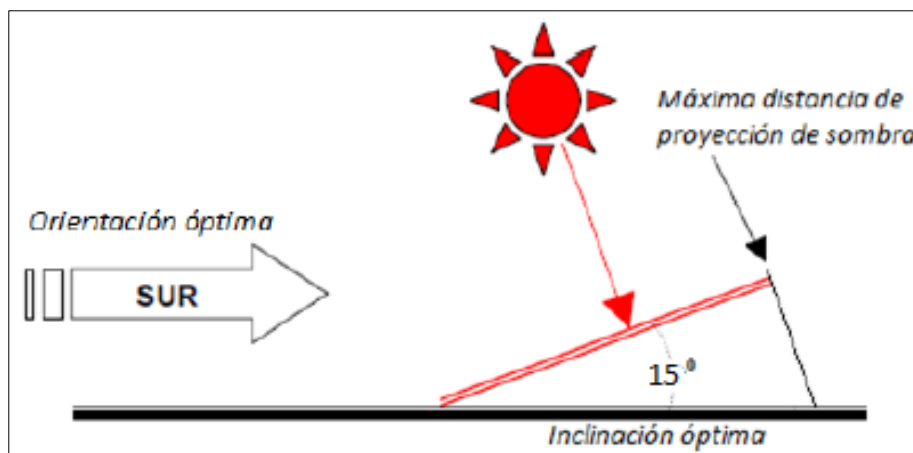
4.4. Cálculo de inclinación y orientación

Ahora se continúa con el cálculo de la inclinación y orientación óptimas, para poder realizar ambas se debe tener en cuenta lo estipulado en el apartado 3.4.1 y 3.4.2, donde se indica que, primeramente, para obtener la inclinación óptima de los paneles solares se toma en consideración que incida la mayor cantidad de irradiación solar, evitando en lo posible que se calienten demasiado los paneles solares.

Los paneles serán fijos debido a que los sistemas de seguimiento requieren de una inversión costosa, además de que su mantenimiento debe ser constante para evitar fallas en el mecanismo, por tanto incrementaría aún más su costo; por tanto, los paneles tendrán una posición durante todo el año y existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía anual.

Los paneles, por lo analizado en el apartado 4.3, tendrán un ángulo de inclinación de 15 grados y serán colocados en el techo del hospital, el cual posee una inclinación entre 10 y 15 grados, la orientación considerando lo definido en el apartado 3.4.2, será en dirección sur, en la figura 40 se observa tanto la orientación como la inclinación gráficamente.

Figura 40. **Orientación e inclinación óptima para el caso de estudio**



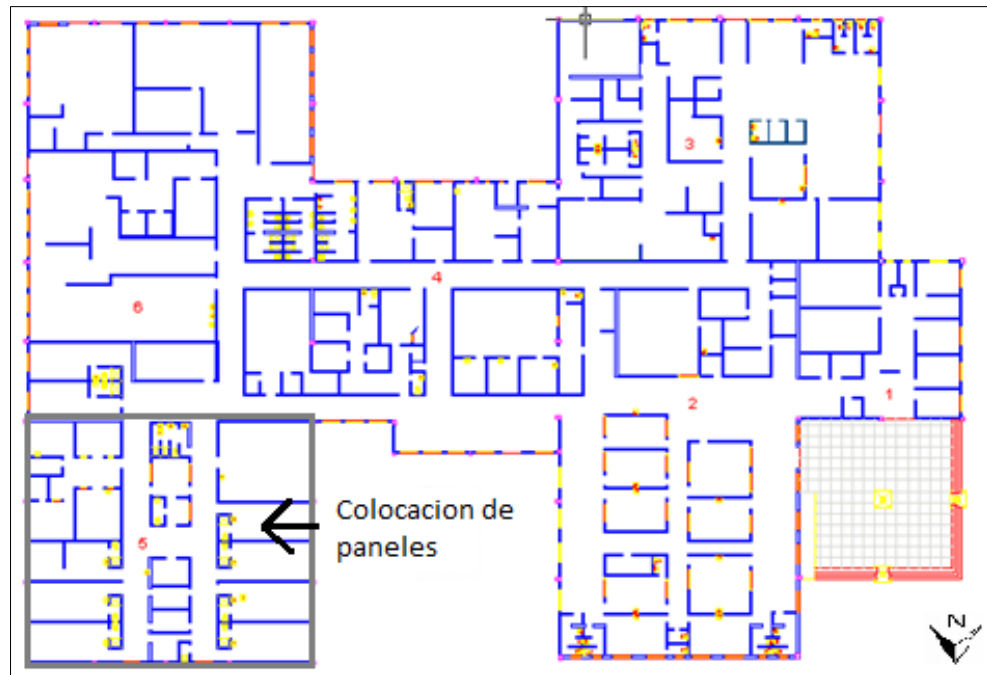
Fuente: elaboración propia, con programa de Microsoft Visio 2010.

4.5. Cálculo de la distancia entre paneles

De acuerdo al apartado 3.6, la distancia entre los paneles debe ser de 1,2 veces el ancho de los mismos.

Para efectos de este proyecto se considerará una superficie inclinada aproximadamente entre 10 y 15 grados (se instalarán en el techo del Hospital), por lo que, estos se colocarán uno seguido del otro (se cuenta con un área aproximada de 362,3 metros cuadrados), con un espacio de 1 metro, como se puede apreciar en la figura 41.

Figura 41. **Lugar propuesto para la instalación de los paneles solares**



Fuente: elaboración propia, con programa de Microsoft Visio 2010.

Figura 42. **Perspectiva del techo del Hospital**



Fuente: Hospital Distrital de La Tinta, Alta Verapaz.

4.6. Determinación de la potencia a instalar

Dada las condiciones actuales del sistema de iluminación, el proyecto consiste en combinar estrategias para mejorar la eficiencia energética del sistema de iluminación, para ello se considera la sustitución del sistema actual de iluminación, por un nuevo sistema más eficiente, en el cual se combinen mayores índices de reflexión de lámparas, mejor distribución fotométrica, menor consumo mediante el uso de balastos de alto rendimiento y utilización de lámparas fluorescentes de menor consumo. Para el presente estudio se analizará realizar un recambio de lámparas en su totalidad (aunque existan algunas que no se encuentren en buen estado), la tecnología a implementar será la LED, en la tabla XXII se muestra una comparación técnica entre la tecnología actualmente instalada y la propuesta.

Tabla XXII. **Comparación técnica entre las luminarias T-10 y LED**

DESCRIPCION	LED	T-10
Potencia (w)	18	40
Flujo luminoso (lúmenes)	1 750	2 500
Eficacia (lm/w)	--	--
Vida (horas)	50 000	8 000

Fuente: elaboración propia.

4.6.1. **Requerimientos de potencia y energía**

Para poder determinar los requerimientos de potencia que serán abastecidos por la instalación fotovoltaica, se considerará un recambio de las luminarias existentes (tubos T-10 fluorescentes de 40 vatios), por tubos LED de 18 vatios, los cuales son más eficientes y tienen una vida útil más prolongada; para la instalación de los tubos se utilizarán las bases ya instaladas (se deberá quitar los balastos y realizar un puente, ya que las lámparas funcionan con 120-240 voltios). En la tabla XXIII se muestra una comparación entre la potencia y el consumo mensual de energía por iluminación, contra el consumo estimado con la tecnología eficiente.

Tabla XXIII. **Energía consumida entre luminarias T-10 y LED**

Tipo	Potencia (kW)	Energía (kWh/mes)
Lámparas T-10	17,2	12 902,40
Lámparas LED	14,8	8 164,80

Fuente: elaboración propia.

Al analizar la tabla anteriormente descrita, puede verse que a pesar de reemplazar la totalidad de luminarias instaladas, se observa un ahorro energético de 4 737 kilovatios hora al mes.

4.7. Simulación del sistema fotovoltaico (PVYST)

Para evaluar el sistema fotovoltaico a conectar a la red se utilizará un programa diseñado para la simulación y diseño de este tipo de trabajos. Este análisis se realizará con el programa PVYST v.5.0, el cual es específico para el diseño de sistemas eléctricos solares.

La simulación se realizará, fundamentalmente, para conocer el comportamiento de la instalación a diseñar, evitando sobredimensionar o subdimensionar el sistema, proyectando sistemas que se aproximan a la realidad.

El método de simulación utilizado en el programa se basa en la realización de balances energéticos horarios a lo largo de un año, realizándose un seguimiento del comportamiento del sistema con el fin de calcular la combinación apropiada para obtener un sistema con la máxima cantidad de energía, en función de la cantidad de módulos fotovoltaicos empleados.

Debido a que actualmente la base de datos del PVYST V 5.0, no contiene parámetros *ad – hoc*, para el municipio de La Tinta, se utilizó como fuente de información los datos provenientes del software Meteonorm, el cual es un programa específico que brinda información acerca de la irradiación del lugar (extrapola la información que se tiene disponible).

Para la elección del módulo fotovoltaico a utilizar y considerando la tecnología que actualmente se puede conseguir en el mercado guatemalteco, se decidió a utilizar paneles solares de 230 vatios, modelo VBMS230AE01, los datos técnicos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XXIV. **Características técnicas del panel solar a implementar en el presente estudio**

DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
Maximum Power (Pmax)	230 W
Open circuit Voltage (V_{oc})	37 V
Maximum Power Voltage (V_{pm})	29,4 V
Short Circuit Current (I_{sc})	8,42 A
Maximum power current (I_{pm})	7,83 A
Maximum Efficiency (%)	14,7%
Maximum System (DC) voltage	1 000 V
NOCT	47,5°C

Fuente: elaboración propia con datos del fabricante Sunny Boy.

Para efectos del presente estudio se utilizarán 66 módulos, los cuales tendrán un arreglo de 6 cadenas de 11 módulos en serie (en la sección de cálculos se determina la cuantificación de los mismos). El inversor elegido será el SunnyBoy5000-US del fabricante Sunny Boy, los cuales tienen una capacidad de recibir, por parte de los paneles solares, una potencia de 5 kilovatios. Los datos técnicos del mismo se resumen en la tabla XXV.

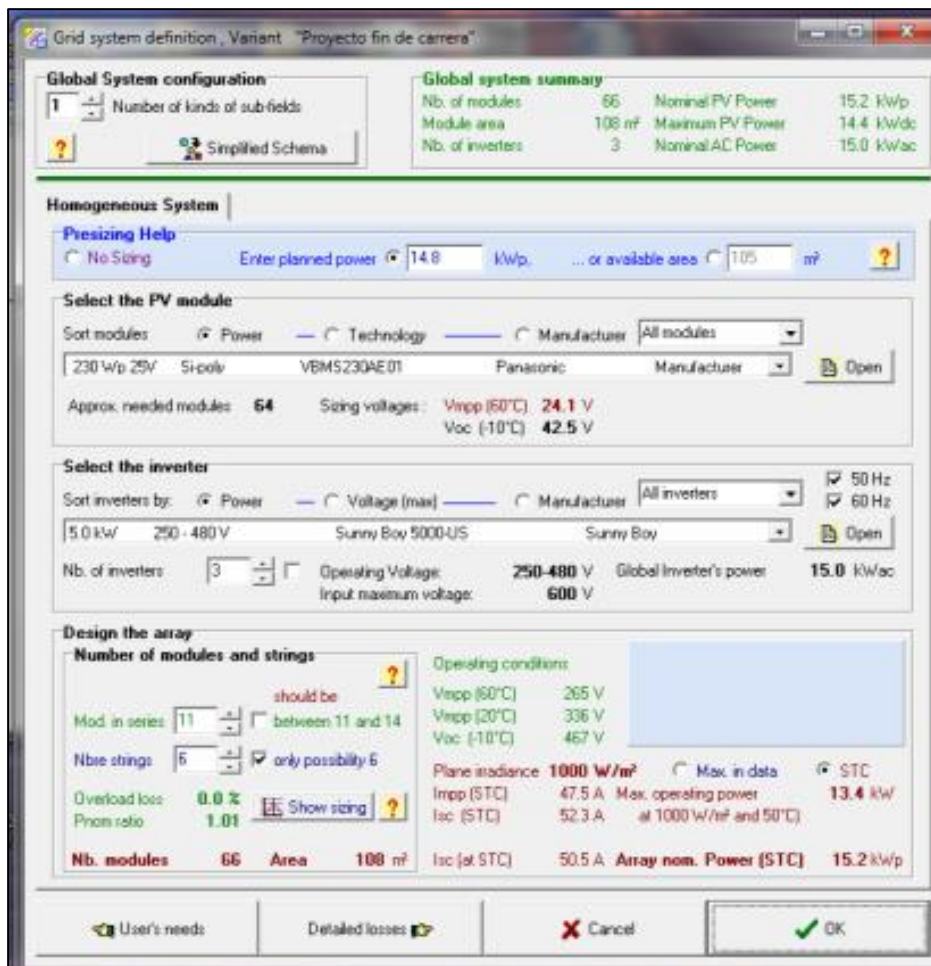
Tabla XXV. **Características técnicas del inversor a implementar en el presente estudio**

Input DC	
Max. Recommended PV power	6 250 W
Max. DC power	5 300 W
Max DC voltaje	600 V
DC nominal voltaje	310 V
MPP voltaje range	250 – 480 V
Min. DC voltaje / short voltage	250V / 300 V
Output (AC)	
AC nominal power	5 000 W
Max. AC apparent power	5 000 VA
Nominal AC voltaje / adjustable	208 V
AC voltaje range	183 – 229 V
AC grid frequency; range	60 Hz; 59,3

Fuente: elaboración propia con datos del fabricante Sunny Boy.

El inversor es una de las partes fundamentales para el diseño del sistema eléctrico, ya que dependiendo de las características de entrada se podrá determinar la cantidad de paneles en serie que son necesarios. Debido a que el inversor propuesto no puede suministrar toda la potencia de diseño, se utilizarán tres inversores, los cuales alimentarán dos cadenas de 11 paneles cada uno.

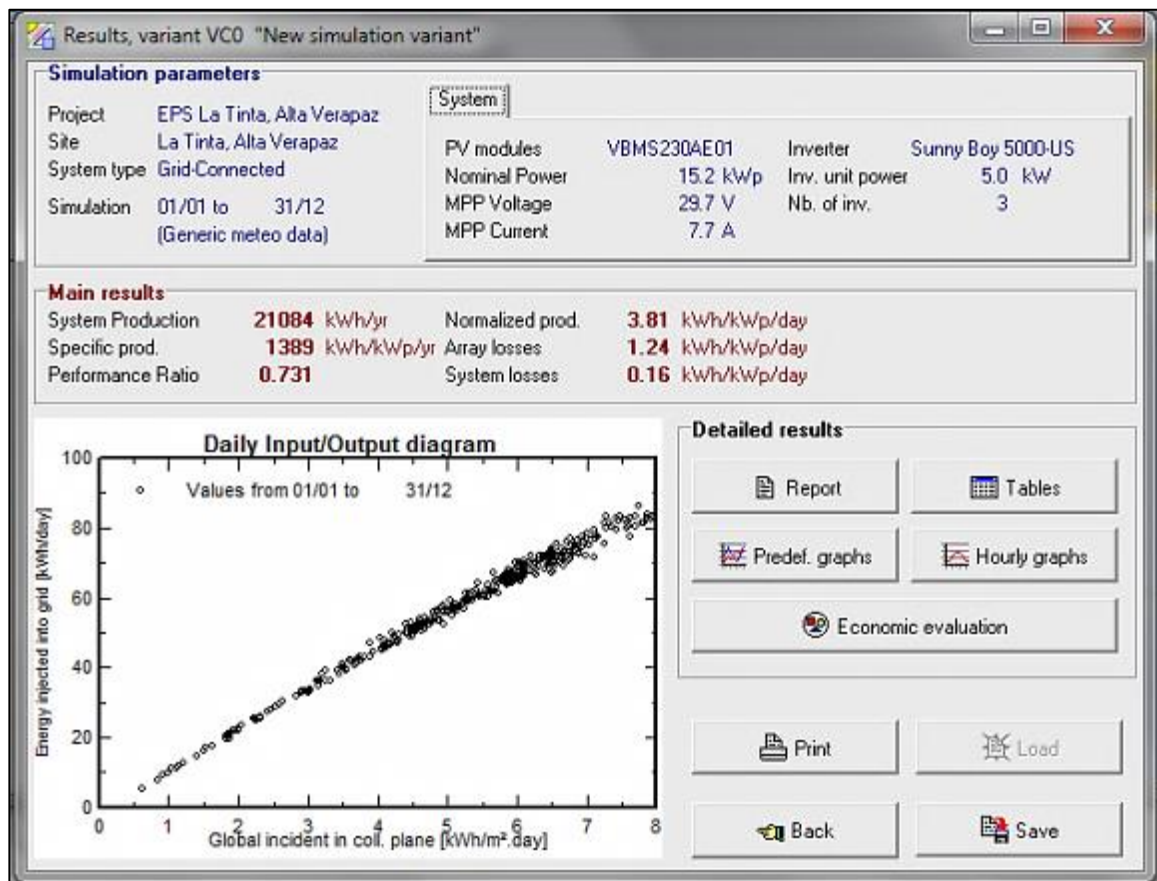
Figura 43. Configuración de la instalación, PVYST V5.63, versión de prueba



Fuente: elaboración propia, con programa de PVYST V5.63.

En la imagen anterior procedente del PVYST se observan las características principales de la instalación, y que abastecer una demanda de 14,8 kilovatios, se requiere 66 módulos solares distribuidos de la siguiente manera: 11 módulos de 230 vatios pico en serie y 6 paralelo, además se observa las principales condiciones de funcionamiento del sistema en cuanto a tensión y corriente, así como la potencia nominal del mismo. Una vez establecidas todas las condiciones del sistema se procederá a la simulación del mismo.

Figura 44. **Resultados principales de la simulación, PVYST V5.63, versión de prueba**



Fuente: elaboración propia, con programa de PVYST V5.63.

De la figura 40 se observa una producción anual de energía de 21 084 kilovatios hora al año, y una producción diaria de 3,81 kilovatios hora/kilovatios pico/día. Además se observa una producción media anual de 73,1 por ciento, esto es debido a que el sistema no es ideal y se producen pérdidas en el rendimiento del mismo. Estas pérdidas son producidas por las sombras, el generador fotovoltaico y el resto de elementos de la instalación. A continuación se muestra el informe elaborado por el programa PVSYST para la configuración propuesta.

Figura 45. **Principales resultados obtenidos en la simulación PVSYST, V 5.63, versión de prueba**

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	141.7	23.30	160.8	156.0	1905	1829	10.98	10.54
February	150.9	24.50	164.9	160.0	1917	1842	10.77	10.36
March	173.9	25.80	179.0	173.5	2059	1976	10.66	10.23
April	162.3	27.00	159.2	154.0	1815	1739	10.57	10.12
May	159.6	27.90	151.5	146.2	1755	1681	10.73	10.28
June	152.4	28.10	142.5	137.4	1644	1574	10.70	10.24
July	161.5	27.50	151.4	146.1	1744	1670	10.67	10.22
August	162.1	27.60	157.0	151.6	1808	1732	10.67	10.22
September	154.2	27.90	155.4	150.5	1774	1699	10.58	10.13
October	155.0	26.60	165.0	160.0	1878	1801	10.55	10.12
November	140.1	24.90	156.2	151.5	1833	1760	10.88	10.44
December	136.7	23.10	157.3	152.5	1855	1781	10.93	10.49
Year	1850.5	26.19	1900.2	1839.4	21987	21084	10.72	10.28

Fuente: elaboración propia, con programa de PVYST V5.63.

Dónde:

GlobHor= irradiación global horizontal.

T Amb= temperatura ambiente.

GlobInc= irradiación global incidente sobre el plano de colectores.

GlobEff= irradiación global “efectiva” (corregida con IAM y sombreado).

Earray= energía efectiva a la salida del campo fotovoltaico (considerando comportamiento del inversor).

EoutInv= energía disponible a la salida del inversor.

EffArrR= eficiencia del campo fotovoltaico.

EffSysR= eficiencia del sistema.

En la anterior figura, se puede ver que la energía total generada en un año por un único subgenerador fotovoltaico es 21 084 kilovatios hora.

De acuerdo a lo definido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en la Resolución CNEE-107-2013, el cargo por energía, para la tarifa BTDFp es de 1,325872 quetzales por kilovatio hora y considerando lo establecido en el artículo 37 de la NTGDR, el cual expone lo siguiente: “Los usuarios autoprodutores con excedentes de energía no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al sistema de distribución. Para efectos de la facturación mensual del usuario, el distribuidor leerá cada mes los registros del medidor correspondiente; si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda; por el contrario, si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda; por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del usuario hacia el sistema de distribución, el distribuidor se le reconocerá como crédito de energía a favor del

usuario, con liquidación trimestral. No obstante, en el caso de inyección, el distribuidor cobrará el cargo fijo y el cargo por potencia que le sean aplicables a cada usuario, según tarifa correspondiente”¹, por lo que conociendo la cantidad de energía generada a la salida del inversor, proveniente de la simulación en PVSYST y a los valores de la tarifa eléctrica, citados anteriormente, es fácil ver que el beneficio anual obtenido en esta instalación es de Q. 29 731,51.

4.8. Cálculos

Para poder determinar la cantidad de paneles a utilizar tanto en serie como en paralelo, se hace necesario en este punto tener realizada el modelo de panel a utilizar (para el presente estudio se utilizarán paneles de 230 vatios, marca Panasonic).

4.8.1. Número máximo de módulos por ramal

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde a una temperatura ambiente mínima, que se define como -5 grados centígrados y una irradiancia de mínima de 100 vatios por metro cuadrado, ya que son los valores usados habitualmente para este tipo de cálculos.

La temperatura del módulo en estas condiciones se consigue mediante la siguiente expresión:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) * I$$

¹ Resolución CNEE-107-2013. p. 3.

Dónde:

T_p =	temperatura del módulo ($^{\circ}\text{C}$)
T_a =	temperatura ambiente (-5°C)
T_{ONC} =	temperatura nominal de funcionamiento de la célula (47°C)
I =	irradiancia (100 W/m^2)

Introduciendo los valores expresión y sustituyendo, se obtiene un valor de:

Temperatura del módulo $T_p = -1,625$ grados centígrados

Por otra parte, la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre inferior a la tensión máxima de entrada al inversor, ya que si por algún motivo el inversor se detiene, se puede dar una tensión en circuito abierto que impida que el inversor arranque.

Por esta razón, el número de módulos por ramal conectados en serie se calcula mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del módulo a la temperatura mínima.

Para determinar la tensión a circuito abierto del módulo a la temperatura mínima del módulo se utilizará la siguiente expresión:

$$U_{ca} = U_{ca(STC)} - [(25^{\circ}\text{C} - T_p) * \Delta U]$$

Donde:

U_{ca} =	tensión de circuito abierto del módulo
ΔU =	variación de la tensión ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$)

Según se puede observar en las hojas de especificaciones del módulo, el valor U_{ca} es 37 voltios, mientras que la variación de la tensión es de -0,161 voltios por grado centígrado. Por lo tanto, al sustituir las variables en la ecuación anterior, se obtiene un valor de:

Tensión de circuito abierto a la temperatura mínima $U_{ca} = 41,28$ voltios.

El número máximo de módulos por ramal es por tanto:

$$n_{max} = \frac{U_{\max(INV)}}{U_{ca(Tmin)}}$$

Donde:

U_{\max} = valor de tensión máxima de entrada al inversor (v)

U_{ca} = valor de la tensión en circuito abierto a la temperatura mínima (V)

Si se busca el valor máximo de entrada del inversor en las hojas de características se observa que dicho valor es de 600 voltios, con lo que sustituyendo en la expresión anterior se obtiene 14,5 módulos los cuales se ajustan a 14 para asegurar que no se superó el valor de la tensión máxima de entrada al inversor.

Número máximo de módulos por ramal $N_{max} = 14$ *modulos*

4.8.2. Número mínimo de módulos por ramal

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor, este no será capaz de

seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos, puede que se apague.

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a una temperatura aproximada de 70 grados centígrados.

$$n_{max} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(Tmax)}}$$

Donde:

N_{MIN} = número mínimo de módulos en serie por ramal

U_{PMP} = tensión mínima de entrada al inversor en PMP (V)

$U_{PMP(Tmax)}$ = tensión de máxima potencia del módulo a 70 °C

El valor de $U_{PMP(TMAX)}$ se calcula de la siguiente manera:

$$U_{PMP(MAX)} = U_{PMP(STC)} + [(T_M - 25^{\circ}C) * \Delta U]$$

Sustituyendo los valores en la expresión anterior, a partir de los datos que que se obtienen por los fabricantes del inversor y de los módulos se deduce:

Tensión de máxima potencia del módulo $U_{PMP(Tmax)} = 23,3$ V

Una vez conocido el valor de $U_{PMP(Tmax)}$, y teniendo el valor de $U_{min(INV)}$ de 250 voltios, se tiene:

Número mínimo de módulos por ramal $N_{min} = 11$ módulos.

4.8.3. Número ramales en paralelo

El número de ramales en paralelo se determina mediante la expresión:

$$n_{max} = \frac{P_{PMP,fov}}{P_{PMP,ramal}}$$

Donde:

$P_{PMP,fov}$ = potencia pico del generador

$P_{PMP,ramal}$ = potencia pico de una ramal

Se conoce que el número de módulos en serie por ramal estará comprendido entre 11 y 14 módulos, para esta instalación se usará un total de 11 módulos en serie por ramal.

Por lo tanto la potencia $P_{PMP, ramal} = 11 \text{ módulos} * 230 \text{ (W/módulo)} = 2 530 \text{ vatios}$.

Como se puede ver en la simulación con PVYST, la potencia pico del generador es de 14,8 kilovatios con lo que si despeja en la expresión anterior se obtiene un total de 6 ramas en paralelo.

Número de ramales en paralelo $N_{ramales} = 6$

El número de ramales en paralelo, además debe cumplir que:

$$N_{ramales} * ICC_{ramal} \leq Imáx_{inversor}$$

Donde:

$I_{cc,ramal}$ = corriente de cortocircuito máxima por un ramal

$I_{m\acute{a}x_{inversor}}$ = corriente máxima admisible de entrada del inversor

La corriente de cortocircuito máxima de cada ramal se produce cuando el módulo trabaja a la temperatura máxima (70 grados centígrados), y se calcula mediante a variación de intensidad respecto a la temperatura:

$$I_{cc,ramal(70\ C)} = I_{cc,ramal(STC)} + (T_{max} - 25\ C) * \Delta I$$

Donde:

ΔI = variación de intensidad respecto a la temperatura ($A/^{\circ}C$)

Para estos módulos, la intensidad de cortocircuito máxima es de 8,42 amperios y la variación de la corriente respecto de la temperatura es 11,78 miliamperios por grado centígrado, obteniendo una intensidad de ramal a la temperatura máxima de:

Corriente de cada ramal a la temperatura máxima de 70 grados centígrados $I_{cc,ramal(70\ C)} = 8,95$ amperios.

Introduciendo este valor en la expresión $N_{ramales} * I_{cc} \leq I_{m\acute{a}x_{inversor}}$ y el valor de la corriente máxima de entrada del inversor (el número de ramales será de dos para dos para cada inversor), el cual se encuentra en las hojas de características del mismo, de esto se obtiene:

2 ramales * 8,95 amperios \leq 21 amperios; por lo que sí cumple, ya que está dentro de los valores admisibles.

4.8.4. Dimensionamiento de los conductores

Para el cálculo de las secciones de los conductores, hay que tener en cuenta varios factores, tales como: modo de alimentación (monofásica o trifásica), naturaleza del conductor (cobre o aluminio), tipo de aislamiento (PVC, XLPE, ERP, y equivalentes), tensión de suministro, caída de tensión, potencia prevista o demandada, modo de instalación (al aire, enterrada o aérea) y la temperatura a la que se someterán los conductores en la instalación. Para obtener la sección necesaria de los cables que se usarán en esta instalación, se seguirán los siguientes criterios en los que se basará la utilización de una sección o de otra son los siguientes:

- El conductor deberá de soportar una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que puede circular por él.
- La caída de tensión producida en el cable al circular la corriente máxima a través de él, ha de ser inferior al valor especificado en el pliego de condiciones técnicas.

4.8.4.1. Dimensionamiento de los ramales

En el cálculo de secciones se tomará la máxima caída de tensión. la que exista entre el generador fotovoltaico y la entrada del inversor, en el caso que se presenta será de 1,5 por ciento y se utilizará la siguiente expresión.

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}(STC)}{1,5 \% * U_{pmp}(STC) * C}$$

Dónde:

- L= longitud del cable (m)
- I_{cc}= corriente de cortocircuito del ramal (A)
- U_{pmp}= tensión del ramal (V)
- C= conductividad del cobre (56 m/Ω*mm²)

Para determinar la longitud del cable a emplear, se consideró la distancia entre el panel más alejado y la caja de conexión. En la figura 46 se muestra una tabla de conductores de calibre americano (AWG), con intensidades admisibles al aire, para una temperatura de 60 grados centígrados, estos conductores tienen aislamiento termoplástico de policloruro de vinilo (PVC) y cubierta termoplástica de nylon, son ideales para instalarlos en ambientes húmedos y secos.

Figura 46. **Tabla de conductores AWG, para temperaturas de 60 °C, 75 °C y 90 °C**

NOM-001-SEDE-2005 NORMA OFICIAL MEXICANA							
TABLA 310-16.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C							
Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)					
Lunes 13 de marzo de 2006		DIARIO OFICIAL			(Tercera Sección) 146		
mm ²	AWG o kcmil	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
		TIPOS TW* CCE TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT, USE	TIPOS ML, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THHW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2, USE-2 FEP*, FEPB*	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHW-2, XHHW*, XHHW-2, DRS
Cobre				Aluminio			

Continuación de la figura 46.

		Cobre			Aluminio		
0,824	18	---	---	14	---	---	---
1,31	16	---	---	18	---	---	---
2,08	14	20*	20*	25*	---	---	---
3,31	12	25*	25*	30*	---	---	---
5,26	10	30	35*	40*	---	---	---
8,37	8	40	50	55	---	---	---
13,3	6	55	65	75	40	50	60
21,2	4	70	85	95	55	65	75
26,7	3	85	100	110	65	75	85
33,6	2	95	115	130	75	90	100
42,4	1	110	130	150	85	100	115
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	190	230	255
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	355	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	310	375	420
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	450
458	900	435	520	585	355	425	480
507	1 000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	520	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1010	2000	560	665	750	470	560	630
FACTORES DE CORRECCION							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes						
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	0,76
56-60	0,58	0,71	0,58	0,71	0,71
61-70	0,33	0,58	0,33	0,58	0,58

Fuente: www.viakon-condumex.com. Consulta: 14 de enero de 2013.

Para efectos de cálculo se utilizarán la temperatura máxima de 60 grados centígrados, esta es una condición extrema, ya que la temperatura máxima de La Tinta, es alrededor de los 40 grados centígrados (esta condición es corregida con el factor de corrección de temperatura).

La tensión de línea de los ramales se calcula teniendo en cuenta la tensión de potencia máxima del ramal. Si se observa las características del módulo utilizado vemos que su tensión a la potencia máxima es: $U_{PMP} = 29,4$ voltios, con lo que la tensión de cada ramal se obtiene de la expresión:

$$U_{\text{ramal}} = 11 \text{ módulos} * 29,4 \text{ voltios} = 323,4 \text{ voltios.}$$

Para calcular la corriente máxima admisible del conductor, se utilizará la siguiente expresión:

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1,3 I_{CC(STC)}}{F_T}$$

Para el cálculo de la intensidad admisible se considerará una temperatura máxima de servicio de 40 grados centígrados, con lo que el factor de corrección por temperatura es igual a 0,82.

Tabla XXVI. **Características técnicas para el dimensionamiento de los ramales**

Sigla	Descripción	Dimensionales
I _{cc}	Corriente de corto circuito del ramal	8,65 A
L	Longitud del cable	25 m
U _{pmp}	Tensión del ramal	361,2 V
ΔU	Variación de la tensión	1,50%
C	Conductividad del cobre	56 m/Ω mm ²

Fuente: elaboración propia.

Con los datos mostrados en la tabla XXVI, se determinan los parámetros necesarios para calcular el tipo de conductor necesario para la instalación.

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1,3 * I_{CC(STC)}}{F_T} = \frac{11,245}{0,82} = 13,71 \text{ A.}$$

$$S = \frac{2 * L * I_{CC(STC)}}{1,5 \% * U_{PMP(STC)} * C} = \frac{2 * 25 * 8,65}{1,5 \% * 361,2 * 56} = 1,42 \text{ mm}^2$$

Considerando la figura 46 se determina que el conductor a emplear es el número 12 AWG, el cual tiene una sección de 3,307 milímetros cuadrados y una capacidad de corriente de 25 amperios.

4.8.4.2. Dimensionamiento del cable de corriente continua

Al igual que el cableado entre los ramales, el cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible. A efectos de cálculo se tomará como longitud del cable la distancia desde cada caja de conexión ubicada a 2 metros de altura, hasta los inversores. Al igual que para el cálculo de los ramales, para el cálculo de los conductores de corriente continua se utilizarán los conductores AWG. La tensión de línea es la misma que la tensión en los ramales, por encontrarse estos en paralelo, para la intensidad de corto circuito se considera que cada inversor estará alimentado por dos ramales.

$$I_{cc(STC)} = 2 * 8,65 A. = 17,3 A.$$

Tabla XXVII. **Características técnicas para el dimensionamiento del cable de corriente continua**

Sigla	Descripción	Dimensionales
I _{cc}	Corriente de corto circuito del ramal	17,3 A
L	Longitud del cable	30 m
U _{mp}	Tensión del ramal	361,2 V
ΔU	Variación de la tensión	1,50 %
C	Conductividad del cobre	56 m/Ω mm ²

Fuente: elaboración propia.

Con los datos mostrados en la tabla XXVII se determinan los parámetros necesarios para calcular el tipo de conductor necesario para la instalación.

$$I_{max,ramal} = \frac{1,3 * I_{CC(STC)}}{F_T} = \frac{22,5}{0,82} = 27,4 \text{ A.}$$

$$S = \frac{2 * L * I_{CC(STC)}}{1,5\% * U_{PMP(STC)} * C} = \frac{2 * 30 * 17,3}{1,5\% * 361,2 * 56} = 3,42 \text{ mm}^2$$

Se escogerá un conductor con una sección de 5,260 milímetros cuadrados, el cual es capaz de soportar una corriente de 30 amperios, ya que cumple con las condiciones anteriormente planteadas.

4.8.4.3. Dimensionamiento del cable de corriente alterna

Para poder determinar el calibre de conductor a utilizar, se dimensionará el tramo comprendido entre el inversor y el cuadro de protecciones, se escogerán conductores AWG.

En el presente caso, la tensión de salida del inversor y según sus hojas de características es de 220 voltios, mientras que la intensidad la se calcula a partir de los valores de potencia esperada, tensión y factor de potencia.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)} = \frac{5\ 400}{\sqrt{3} * 220 * 1} = 14,18 \text{ A.}$$

Para estimar el conductor a utilizar entre el inversor y el cuadro de protecciones, se utilizará lo siguiente:

Tabla XXVIII. **Características técnicas para el dimensionamiento del cable de corriente alterna**

Sigla	Descripción	Dimensionales
I _{cc}	Corriente de corto circuito del ramal	14,18 A
L	Longitud del cable	7 m
U _{mp}	Tensión del ramal	220 V
ΔU	Variación de la tensión	2,00%
C	Conductividad del cobre	56 m/Ω mm ²

Fuente: elaboración propia.

Para determinar la intensidad máxima se utilizan los datos de la tabla XXVIII, los cuales dan lo siguiente, con un factor de corrección de temperatura.

$$I_{MAX} = \frac{1,3 * I_{CC(STC)}}{F_T} = \frac{1,3 * 14,18}{0,82} = 22,45 \text{ A}$$

A diferencia que en otros conductores, la caída de tensión máxima para este tipo de cableado es del 2 por ciento.

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I_n(INV) * \cos(\varphi)}{2 \% * U_{PMP(STC)} * C} = \frac{\sqrt{3} * 7 * 14,18 * 1}{2 \% * 220 * 56} = 0,698 \text{ mm}^2$$

Para la selección del conductor se escogerá un que cumpla con las dos condiciones anteriormente mencionadas, dando como resultado un conductor, con una sección transversal de 5,26 milímetros capaz de soportar una corriente de 30 amperios.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente proyecto posee una propuesta de implementación de paneles solares para el inyectado de energía eléctrica de acuerdo a la Norma NTGDR, al servicio contratado por el Hospital Distrital de Santa Catalina La Tinta, Alta Verapaz, esta propuesta fue fundamentada en las características geográficas y climatológicas de dicho municipio; considerando que toda implementación de proyectos posee un costo, es necesario conocer el tiempo en que puede recuperarse la inversión realizada, y los beneficios económicos que dicha inversión puede proporcionarles a la entidad de estudio.

5.1. Historial de gastos

Para poder determinar el beneficio en términos económicos, de la implementación de paneles solares en el Hospital Distrital de Santa Catalina La Tinta, Alta Verapaz, es necesario conocer el gasto realizado en meses anteriores en el servicio de energía eléctrica por el mismo.

A continuación podrá observarse el pago realizado durante los meses de enero a diciembre del 2012, por servicios de energía eléctrica, describiendo cada uno de los rubros en que consiste el cobro de servicio de la empresa a sus clientes, con el objetivo de poder determinar el impacto que tendrá la implementación de paneles solares atados a la red de los mismos y el beneficio que puede traer al Hospital de estudio. El detalle de la facturación mensual es el siguiente (ver tabla XXIX):

Tabla XXIX. Resumen del costo de electricidad

Rubro	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Cargo fijo mensual con IVA	Q. 592,07	Q. 602,86	Q. 602,86	Q. 602,86	Q. 602,86	Q. 602,86
Consumo energía con IVA	Q. 22 744,20	Q. 23 298,90	Q. 21 986,28	Q. 22 423,82	Q. 22 337,59	Q. 22 666,09
Potencia contratada con IVA	Q. 6 433,82	Q. 6 478,62	Q. 6 478,82	Q. 6 478,62	Q. 6 478,62	Q. 6 478,62
Potencia máxima con IVA	Q. 1 843,08	Q. 1 983,98	Q. 2 124,47	Q. 1 860,82	Q. 1 882,00	Q. 2 343,51
Recargo p/factor potencia con IVA	Q. -	Q. -	Q. 917,68	Q. 922,89	Q. 1 534,92	Q. 1 259,53
Servicio alumbrado público sin IVA	Q. 61,68	Q. 61,34	Q. 60,61	Q. 60,50	Q. 60,79	Q. 61,37
Gastos financieros	Q. -	Q. -	Q. 6 993,81	Q. -	Q. -	Q. -
Gastos financieros	Q. -	Q. -	Q. 595,69	Q. -	Q. -	Q. -
Gastos financieros	Q. -	Q. -	Q. 302,75	Q. -	Q. -	Q. -
Ajuste por redondeo sin IVA	Q. (0,88)	Q. (0,58)	Q. (0,35)	Q. (0,66)	Q. (0,44)	Q. (0,42)
Redondeo mes anterior	Q. 0,03	Q. 0,88	Q. 0,58	Q. 0,35	Q. 0,66	Q. 0,44
TOTAL	Q. 31 674,00	Q. 32 426,00	Q. 40 063,20	Q. 32 349,20	Q. 32 897,00	Q. 33 412,00
Rubro	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	NOVIEMBRE	ENERO	PROMEDIO
Cargo fijo mensual con IVA	Q. 602,86	Q. 623,12	Q. 623,12	Q. 623,12	Q. 623,12	Q. 609,25
Consumo energía con IVA	Q. 27 484,00	Q. 32 126,96	Q. 27 520,53	Q. 23 871,31	Q. 25 609,51	Q. 24 733,56
Potencia contratada con IVA	Q. 6 478,62	Q. 6 591,37	Q. 6 591,37	Q. 6 591,37	Q. 6 591,37	Q. 6 515,57
Potencia máxima con IVA	Q. 2 497,34	Q. 2 642,89	Q. 2 498,79	Q. 2 413,63	Q. 2 259,71	Q. 2 213,66
Recargo p/factor potencia con IVA	Q. 729,20	Q. 413,62	Q. 1 098,32	Q. 2 301,34	Q. 3 446,06	Q. 1 147,60
Servicio alumbrado publico sin IVA	Q. 61,56	Q. 63,35	Q. 64,25	Q. 66,31	Q. 64,47	Q. 62,38
Gastos financieros	Q. -	Q. -	Q. 4 654,80		Q. 756,62	Q. 1 240,52
Gastos financieros	Q. -	Q. -	Q. -			Q. 66,19
Gastos financieros	Q. -	Q. -	Q. -			Q. 33,64
Ajuste por redondeo sin IVA	Q. -	Q. -	Q. (0,49)	Q. (0,95)	Q. (0,56)	Q. (0,48)
Redondeo mes anterior	Q. 0,42	Q. (0,31)	Q. 0,31	Q. 0,87	Q. 0,70	Q. 0,45
TOTAL	Q. 37 854,00	Q. 42 461,00	Q. 43 051,00	Q. 35 867,00	Q. 39 351,00	Q. 36 622,33

Fuente: elaboración propia.

Al momento de analizar el historial de gastos de energía eléctrica del Hospital de estudio, se pudo observar que la empresa estipula en la facturación, rubros no definidos en los pliegos tarifarios aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

A continuación se presenta un detalle de la categoría tarifaria, en la cual de acuerdo a sus características se encuentra el Hospital de estudio (debido a la variación de la tarifa eléctrica, para este estudio se tomará en consideración un promedio de los últimos 5 ajustes tarifarios realizados).

Tabla XXX. **Cargos asociados a la tarifa BTDFp**

Cargo por consumidor (Q/usuario-mes)	576,48883
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	1,4101458
Cargo unitario por potencia máxima (Q/kW-mes)	36,9645696
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	67,0296902

Fuente: elaboración propia.

5.2. Criterios de evaluación

Para poder tener un mejor entendimiento de la evaluación financiera del proyecto de estudio, se describen a continuación los factores sobre los cuales se trabajarán:

Tabla XXXI. **Criterios de valuación**

Variable	Valor	Dimensional
Periodo de evaluación	10	Años
Tasa de descuento	10 %	Porcentual - anual
Relación de deuda	100 %	Porcentual
Periodo de pago de la deuda	10 años	Años

Fuente: elaboración propia.

5.3. Generación eléctrica

Para determinar la cantidad de energía generada por los paneles solares, se hizo uso del programa PVYST Versión 5.63 (DEMO), considerando que el mismo brinda datos confiables y ha sido utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para realizar fiscalizaciones de la generación de energía eléctrica, de proyectos de esta misma naturaleza.

A continuación podrá observarse la proyección anual de energía eléctrica generada por los paneles solares, esta se muestra en términos económicos, tomando como precio Q. 1,4101458 por cada kilovatio generado, el cual puede observarse en la tabla XXXII (cargos asociados a la tarifa BTDFp).

Tabla XXXII. **Comportamiento de la energía eléctrica generada por los paneles solares**

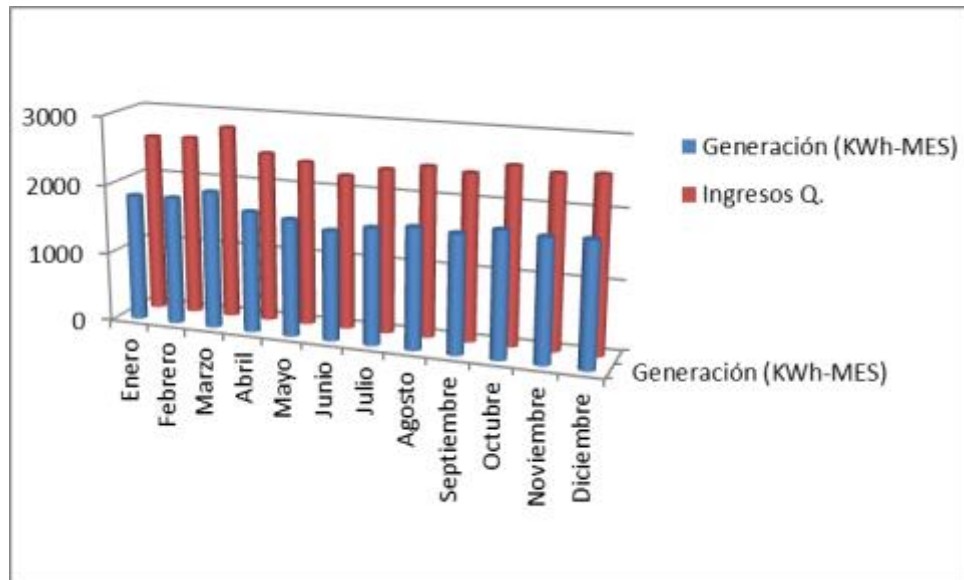
Mes	Generación (kWh-mes)	Ingresos Q.
Enero	1 829	2 579,16
Febrero	1 842	2 597,49
Marzo	1 976	2 786,45
Abril	1 739	2 452,24
Mayo	1 681	2 370,46
Junio	1 574	2 219,57
Julio	1 670	2 354,94
Agosto	1 732	2 442,37
Septiembre	1 699	2 395,84
Octubre	1 801	2 539,67
Noviembre	1 760	2 481,86
Diciembre	1 781	2 511,47
Anual	21 084	Q. 29 731,51

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXXII puede observarse de forma detallada la generación eléctrica de los paneles solares, así mismo como el valor en efectivo de la generación de manera mensual, creando anualmente un ingreso de Q. 29 534,51.

En la figura 47 se muestra el comportamiento de la energía eléctrica generada por los paneles solares de forma mensual, asimismo, el ingreso económico de los mismos, pudiéndose observar durante el mes de junio se presenta la menor generación eléctrica, teniendo variaciones promedio de 0,38 por ciento.

Figura 47. **Comportamiento de la energía eléctrica generada por los paneles solares**



Fuente: elaboración propia.

5.4. Costo de la inversión

El costo del proyecto fue establecido con base en una serie de cotizaciones, de los insumos necesarios para poder ejecutar el mismo, de las cuales se presentan las mejores cotizaciones; es decir aquellas que brindaban un producto de buena calidad a un precio cómodo. Debido a la variación de precios de un mes a otro, se hizo necesario fijar los precios a una fecha de referencia específica, a manera que los mismos se presentaran de manera actualizada (se tomó como fecha de referencia el 30 de diciembre de 2011).

5.4.1. Metodología para el establecimiento de los precios de referencia

Para definir el costo total del proyecto, se efectuaron los siguientes pasos:

- Los precios fueron trasladados a dólares, a una tasa de referencia de US\$ 1,00 por Q. 7,90; al 31 de diciembre del 2012, de acuerdo al Banco de Guatemala.
- Las cotizaciones obtenidas, considerando que no se efectuaron en la misma fecha, fueron ajustadas a la fecha de referencia establecida al 31 de diciembre del 2012, para el mismo fue utilizado como unidad de medida el PPI (Producer Price Index) obtenidos del Departamento de Estadística Laborales del Departamento de Estados Unidos, que se ajustaron a los tipos de materiales y equipo, siendo los siguientes:

Tabla XXXIII. Descripción de los PPI a utilizar en el estudio

SERIE ID	GRUPO	ITEM
WPU117	Machinery and equipment	Electrical machinery and equipment
WPU 10260301	Metals and metal products	Electronic wire and cable

Fuente: <http://www.bls.gov/ppi/>. Consulta: 14 de enero de 2013.

- Para el caso de los conductores fue utilizado como unidad de medida el WPU10260301, y para el resto del equipo eléctrico se utilizó el WPU117.
- Los salarios para la mano de obra fueron calculados a partir de la encuesta de la empresa Profesionales Consultores Asociados, S.A. (PCA).

5.4.1. Detalle de costos totales del proyecto con base en los métodos de referencia

A continuación en la tabla XXXIV se presentan el detalle del costo total del proyecto de estudio, con base en los precios de referencia ya descritos:

Tabla XXXIV. Detalle del costo inicial del proyecto

MATERIALES	CANTIDAD	FECHA	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO (ACTUALIZADO)	PRECIO TOTAL
Equipo					
Panel solar de 230 Wp marca "PANASONIC"	66	31/12/2012	\$ 385,96	\$ 384,94	\$ 25 405,98
Estructura para paneles de aluminio para techo	66	24/08/2011	\$ 72,13	\$ 72,13	\$ 4 760,64
Inversor y equipo de comunicación					
Inversor Sunny Boy conexión a red de 5 kW	3	24/08/2011	\$ 4 216,00	\$ 4 204,84	\$ 12 614,51
Sunny Web Box Bluetooth para monitoreo remoto	1	24/08/2011	\$ 800,00	\$ 797,88	\$ 797,88
Accesorios de instalación					
Cable THHN No. 12	25	02/05/2013	\$ 0,28	\$ 0,29	\$ 7,17
Cable THHN No. 8	6	02/05/2013	\$ 1,04	\$ 1,05	\$ 6,31
Cable THHN No. 10	7	02/05/2013	\$ 0,66	\$ 0,67	\$ 4,69
Cable de tierra THHN No. 10	25	02/05/2013	\$ 0,66	\$ 0,67	\$ 16,74
Varilla de cobre para tierra de 5/8x8	2		\$ 5,95	\$ 5,99	\$ 11,99
Tubo rígido de PVC para montaje de cableado	25	02/05/2013	\$ 2,31	\$ 2,33	\$ 58,18
Tubo LED de 18 W.	824	26/02/2013	\$ 42,39	\$ 42,72	\$ 35 199,3
Cinta aislante	1	02/05/2013	\$ 0,35	\$ 0,35	\$ 0,35
Mano de obra					
Técnico electricista (valor tomado de la encuesta PCA)	2		\$ 853,46		\$ 1 706,92
Ayudante electricista (salario mínimo para actividades no agrícolas)	2		\$ 366,87		\$ 733,75
TOTAL					\$ 81 395,75
					Q. 643 213,62

Fuente: elaboración propia.

Considerando la fecha de referencia, el valor en quetzales del proyecto es de Q. 643 213,62 (seiscientos cuarenta y tres mil doscientos trece con sesenta y dos centavos).

5.5. Estructura de financiamiento

Considerando que el Hospital de estudio corresponde a una entidad pública, la misma no cuenta con una serie de asociados como sería el caso de una entidad privada, razón por la cual esta posee un director municipal, según el caso, quien es el encargado de dar las directrices en el mismo y así buscar la adecuada administración y crecimiento institucional de este.

Debido a la naturaleza de la entidad, con base en el Acuerdo Gubernativo No. 240-98 del Congreso de la República de Guatemala, la misma no tiene la potestad ni la habilitación para poder realizar préstamos bancarios para poder ejecutar obras para su beneficio, sino únicamente puede afianzarse de fondos a través de las asignaciones realizadas por el Ministerio de Finanzas o buscar el financiamiento a través de entidades ejecutoras como sería el caso de: Municipalidad de Santa Catalina la Tinta (debido a la jurisdicción que posee); Consejo de Desarrollo de Alta Verapaz, donaciones internacionales; u otros fondos económicos de la nación. Por tal razón la estructura de financiamiento quedaría de la siguiente forma (ver tabla XXXV):

Tabla XXXV. **Estructura del financiamiento**

Quien aporta	Cantidad	Rubros asociados
Fondos asignados según presupuesto o entidad ejecutora	Q. 643 213,62	*Estudios de factibilidad *Documentación técnica *Financiamiento de la adquisición e instalación

Fuente: elaboración propia.

En la misma no se considera el pago de intereses debido a que se trabajaría con fondo asignado o financiado por una entidad nacional o internacional, según sea el caso. Asimismo, se realizará el análisis de retorno de

la inversión, así como su costo beneficio, sin embargo, por lo expuesto anteriormente no se considera necesario la elaboración de una tabla de amortización de préstamo, pues en este caso no es factible dicha opción.

5.6. Análisis de ingresos

- La energía eléctrica, generada por los paneles solares debido que dicha generación estaría evitando el pago a la empresa encargada de la prestación del servicio en el municipio del consumo de energía, pudiendo utilizar el efectivo ahorrado en otras actividades de interés para el hospital de estudio.

Tabla XXXVI. **Proyección de energía eléctrica generada por los paneles solares, de manera anual**

Mes	Generación (KWh-MES)	Ingresos Q.
Enero	1 829	2 579,16
Febrero	1 842	2 597,49
Marzo	1 976	2 786,45
Abril	1 739	2 452,24
Mayo	1 681	2 370,46
Junio	1 574	2 219,57
Julio	1 670	2 354,94
Agosto	1 732	2 442,37
Septiembre	1 699	2 395,84
Octubre	1 801	2 539,67
Noviembre	1 760	2 481,86
Diciembre	1 781	2 511,47
Anual	21 084	Q 29 731,51

Fuente: elaboración propia.

- Debido a la implementación de 824 lámparas LED, estas crearán un consumo de energía menor al realizado usualmente, dicho consumo de energía menor, por ende generará un ahorro en términos monetarios,

respecto al pago a realizar a la empresa distribuidora del servicio, por tal razón estos montos serán tomados de la misma forma que la energía eléctrica generada por los paneles solares, como ingresos para el Hospital de estudio. Para efectos de estudio a continuación se presenta la proyección de energía generada por los paneles solares y el ahorro generado por el cambio de luminarias:

Tabla XXXVII. **Proyección de ahorro de energía, por cambio de luminarias**

Tipo de lámpara	Consumo mensual (kWh)	Ahorro energético mensual (Q.)
Lámparas T-10 (Real)	12 902,40	
Led (18W)	8 164,80	6 680,71

Fuente: elaboración propia.

El ahorro estimado por concepto de energía, durante el periodo de un año, se describe en la siguiente tabla.

Tabla XXXVIII. **Ingreso total anual del proyecto**

Descripción	Valor
Paneles solares	Q. 29 731,52
Cambio de luminarias	Q. 80 168,48
Total ingreso	Q. 109 900,00

Fuente: elaboración propia.

Los mismos se toman como ingreso debido a que no será efectivo que egrese del Hospital para efectuar pagos a la empresa distribuidora del servicio, sino podrá ser utilizado para otras actividades como: mejoras, adquisición de insumos u otros, del ente de estudio.

5.7. Estado de resultados proyectado

Para la elaboración del estado de resultados proyectado debido a la naturaleza de la entidad, se tomará para dicho estado los ingresos generados por paneles solares y por el cambio de luminarias, asimismo, como la depreciación del equipo y los gastos por adquisición de luminarias, conforme vaya venciendo su vida útil (ver tabla XXXIX).

Tabla XXXIX. Estado de resultados

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos					
Ingresos por generación de paneles solares	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51
Ingresos por cambio de luminarias	Q.6 680,71	Q.6 680,71	Q.6 680,71	Q.6 680,71	Q.6 680,71
Total Ingresos	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22
Excedente del ejercicio	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22
Descripción	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos					
Ingresos por generación de paneles solares	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51
Ingresos por cambio de luminarias	Q.6 680,71	Q.6 680,71	Q.6 680,71	Q.6 680,71	Q.6 680,71
Total Ingresos	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22
Excedente del ejercicio	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22	Q.36 412,22

Fuente: elaboración propia.

Para el presente caso de estudio fueron evaluados los primeros diez años del proyecto, en los mismos puede observarse una utilidad o excedente del ejercicio de Q. 36 412,22 anualmente, considerando que la misma es una proyección, podría variar año con año, dependiendo si la generación de energía de paneles solares aumentara o disminuyera acorde a lo proyectado.

5.8. Flujo de fondos

Para determinar el flujo de fondos fueron utilizados, únicamente aquellos rubros que representan ingresos para la entidad de estudio, los mismos se detallan a continuación.

Tabla XL. **Flujo de fondos**

Concepto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Provisiones (paneles solares)		Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51
Provisiones (eficiencia energética)		Q.80 168,71	Q.80 168,71	Q.80 168,71	Q.80 168,71	Q.80 168,71
Inversión inicial	(Q.643 213,62)	Q.0,00	Q.0,00	Q.0,00	Q.0,00	Q.0,00
Flujo neto de energía	-Q.643 213,62	Q.109 900,22	Q.109 900,22	Q.109 900,22	Q.109 900,22	Q.109 900,22
		Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
		Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51	Q.29 731,51
		Q.80 168,71	Q.80 168,71	Q.80 168,71	Q.80 168,71	Q.80 168,71
		Q.0,00	Q.0,00	Q.0,00	Q.0,00	Q.0,00
		Q.109 900,22	Q.109 900,22	Q.109 900,22	Q.109 900,22	Q.109 900,22

Fuente: elaboración propia.

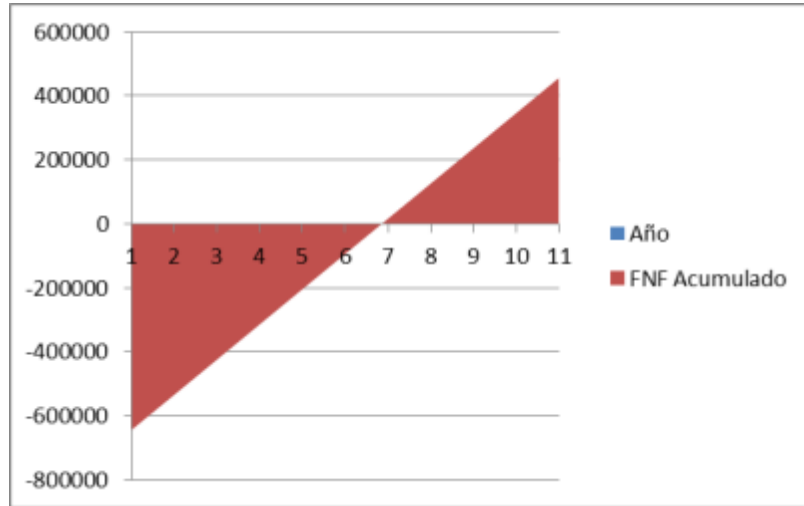
5.9. Evaluación financiera

Para determinar la factibilidad financiera del proyecto, se utilizarán como herramientas al Valor Actual Neto (VAN), La Tasa Interna de Retorno (TIR); La relación Beneficio/Costo y el periodo de recuperación.

A continuación puede observarse un análisis en el cual se detallan los ingresos y egresos del Hospital, derivados de la energía generada por los paneles solares y el cambio de luminarias; en el mismo se presentan para un periodo de 10 años debido a que es la vida útil del equipo (en este caso paneles solares); para su realización se utilizó una tasa de descuento del 10 por ciento con el objetivo de mitigar el efecto de la inflación y otros factores de riesgo como la disminución de las cantidades de energía proyectadas.

En el mismo podrá observarse que el Hospital tendrá un flujo neto de fondos de Q. 643 298,89.

Figura 48. Comportamiento de flujo neto de fondos simple acumulado



Fuente: elaboración propia.

Tabla XLI. Evaluación financiera

Año	Ingresos	Egresos	Flujo neto de fondos	FNF acumulado	Factor de actualización	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	FNF acumulado
0	0	Q.643 213,62	(Q.643 213,62)	(Q.643 213,62)	1,00	Q.0,00	(Q.643 213,62)	(Q.643 213,62)
1	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	(Q.533 313,40)	1,00	Q.109 900,22	Q.0,00	Q.109 900,22
2	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	(Q.423 413,18)	0,91	Q.99 909,29	Q.0,00	Q.109 900,22
3	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	(Q.313 512,96)	0,83	Q.90 823,63	Q.0,00	Q.109 900,22
4	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	(Q.203 612,74)	0,75	Q.82 569,66	Q.0,00	Q.109 900,22
5	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	(Q.93 712,52)	0,68	Q.75 063,33	Q.0,00	Q.109 900,22
6	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	Q.16 187,70	0,62	Q.68 239,39	Q.0,00	Q.109 900,22
7	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	Q.126 087,92	0,56	Q.62 035,81	Q.0,00	Q.109 900,22
8	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	Q.235 988,14	0,51	Q.56 396,19	Q.0,00	Q.109 900,22
9	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	Q.345 888,36	0,47	Q.51 269,26	Q.0,00	Q.109 900,22
10	Q.109 900,22	0	Q.109 900,22	Q.455 788,58	0,42	Q.46 608,42	Q.0,00	Q.109 900,22
	Q.1 099 002,20	Q.0,00	Q.1 099 002,20	(Q.387 624,10)		Q.742 815,20	Q.0,00	Q.455 788,58

Fuente: elaboración propia.

Basado en un periodo de 10 años, se muestra a continuación la determinación del Valor Actual Neto del proyecto, para esto es necesario determinar los fondos netos del Hospital para el periodo de 10 años (ver tabla XLII).

Tabla XLII. **Valor Actual Neto**

Año	Desembolso	Ingreso	Movimiento de fondos
	(Q.643 213,62)		(Q.643 213,62)
1		Q.109 900,22	Q.109 900,22
2		Q.109 900,22	Q.109 900,22
3		Q.109 900,22	Q.109 900,22
4		Q.109 900,22	Q.109 900,22
5		Q.109 900,22	Q.109 900,22
6		Q.109 900,22	Q.109 900,22
7		Q.109 900,22	Q.109 900,22
8		Q.109 900,22	Q.109 900,22
9		Q.109 900,22	Q.109 900,22
10		Q.109 900,22	Q.109 900,22
VAN			Q.455 788,58

Fuente: elaboración propia.

Para efectos de evaluación financiera fue tomada como base una tasa de descuento del 10 por ciento, sin embargo en la tabla XLIII, se muestra el valor actual neto de la inversión si fueran tomadas otras tasas de descuento.

Tabla XLIII. **Valor Actual Neto utilizando otras tasas de descuento**

Tasas de descuento	VAN
4%	Q. 238 630,39
4%	Q. 120 261,25
8%	Q. 87 246,11
9%	Q. 56 961,81
10%	Q. 675 289,28
11%	Q. 3 616,46
12%	(Q. 19 868,63)

Fuente: elaboración propia.

De la tabla anterior se observa que al utilizar una tasa de descuento del 10 por ciento se obtiene un mayor VAN. Otro Indicador necesario para la evaluación financiera del proyecto, es la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual al evaluarla para un periodo de diez años, da los siguientes resultados.

Tabla XLIV. **Tasa Interna de Retorno**

	Periodo (años)	Flujo de fondos (Q.)	TIR %	
Inversión Inicial	0	-643 213,62		
	1	109 900,22	-84	
	2	109 900,22	-51	
	3	109 900,22	-29	
	4	109 900,22	-16	
	5	109 900,22	-7	
	6	109 900,22	-1	
	7	109 900,22	3	Factibilidad del proyecto
	8	109 900,22	6	
	9	109 900,22	8	
	10	109 900,22	10	

Fuente: elaboración propia.

De la tabla XLIV puede observarse que la Tasa Interna de Retorno se hace positiva en el año 7, esto indica que a través de ese periodo se empezará a tener una recuperación de la inversión.

Con base en los resultados obtenidos puede concluirse que el proyecto de implementación de paneles solares, y del cambio de luminarias es factible, debido a que se posee un Valor Actual Neto (VAN), positivo de Q. 675 289,28, debido a que es mayor a cero; y una Tasa Interna de Retorno (TIR), del 10 por ciento igual a la tasa de descuento utilizada; obteniéndose una relación de costo beneficio del 1,71 y un periodo de recuperación simple de 7 años.

5.10. Otras consideraciones

Después de haber analizado la facturación mensual del 2011, se pudo observar que la potencia contratada por el Hospital de estudio es mayor a la que realmente necesita, al analizar el gráfico 3 (presentado en el capítulo II), se puede determinar que la demanda contratada siempre excede a la potencia máxima requerida por el Hospital, razón por la cual al modificarse los requerimientos de potencia contratada a 70 kilovatios, se tendría un ahorro aproximado de Q. 739,29.

Además, cabe mencionar que dentro de los rubros establecidos en los pliegos aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la tarifa BTDFP, no se encuentra definido el cargo gastos financieros, razón por la cual se debe realizar un reclamo a la distribuidora DEORSA.

CONCLUSIONES

1. Al analizar el comportamiento energético del Hospital, se puede observar que el mayor consumo de energía corresponde al sistema de iluminación en un 74 por ciento, por lo que al realizar un reemplazo de todas las lámparas T-10 a una tecnología más eficiente (LED), se estima un ahorro aproximado de Q. 6 680,00 mensuales.
2. El municipio de La Tinta tiene una irradiación mensual promedio de 5,07 kilovatios hora al día, lo cual hace factible la realización de un proyecto de generación fotovoltaica en el sitio.
3. Para cubrir los requerimientos de potencia necesarios por el circuito de iluminación, se hace necesario la instalación de 66 paneles fotovoltaicos de 230 vatios pico y 3 inversores de 5 kilovatios, los cuales suministrarán anualmente 21 084 kilovatios hora, lo cual significaría un ahorro anual por pago del servicio de energía eléctrica de Q. 29 731,51.
4. Con base en los resultados obtenidos, se determina que el proyecto de implementación de paneles fotovoltaicos y el cambio de luminarias en el Hospital Distrital de La Tinta, es factible debido a que la relación costo/beneficio es de 1,71 y el periodo de recuperación es de 7 años.
5. Al analizar la facturación eléctrica del hospital del 2011, se estima que la potencia contratada está muy por encima de la potencia requerida por el hospital, con lo cual al modificar sus requerimientos de potencia a 70 kilovatios, este tendría un ahorro aproximadamente del 29 por ciento, por el cargo de potencia contratada.

RECOMENDACIONES

1. Para la obtención de datos de radiación solar, específicamente, es necesario que en Guatemala se realice una base de datos que incluya información sobre radiación por regiones o departamentos, según distintos ángulos de inclinación.
2. Considerando los resultados obtenidos de la propuesta del sistema fotovoltaico, el Hospital Distrital de La Tinta, debería valorar su implementación, debido a que el mismo generaría un ahorro energético y por lo tanto económico, y la recuperación de la inversión sería en un tiempo menor a los 10 años.
3. Cambiar la tecnología de iluminación actualmente instalada a una más eficiente, con lo cual el Hospital generará un ahorro de Q. 6 680,00 mensuales.
4. Con base en el análisis realizado, se considera conveniente que el Hospital gestione ante la Distribuidora de Electricidad de Oriente, la modificación de su potencia contratada a un valor de 70 kilovatios, con lo obtendría un ahorro del 29 por ciento por concepto de potencia contratada.

BIBLIOGRAFÍA

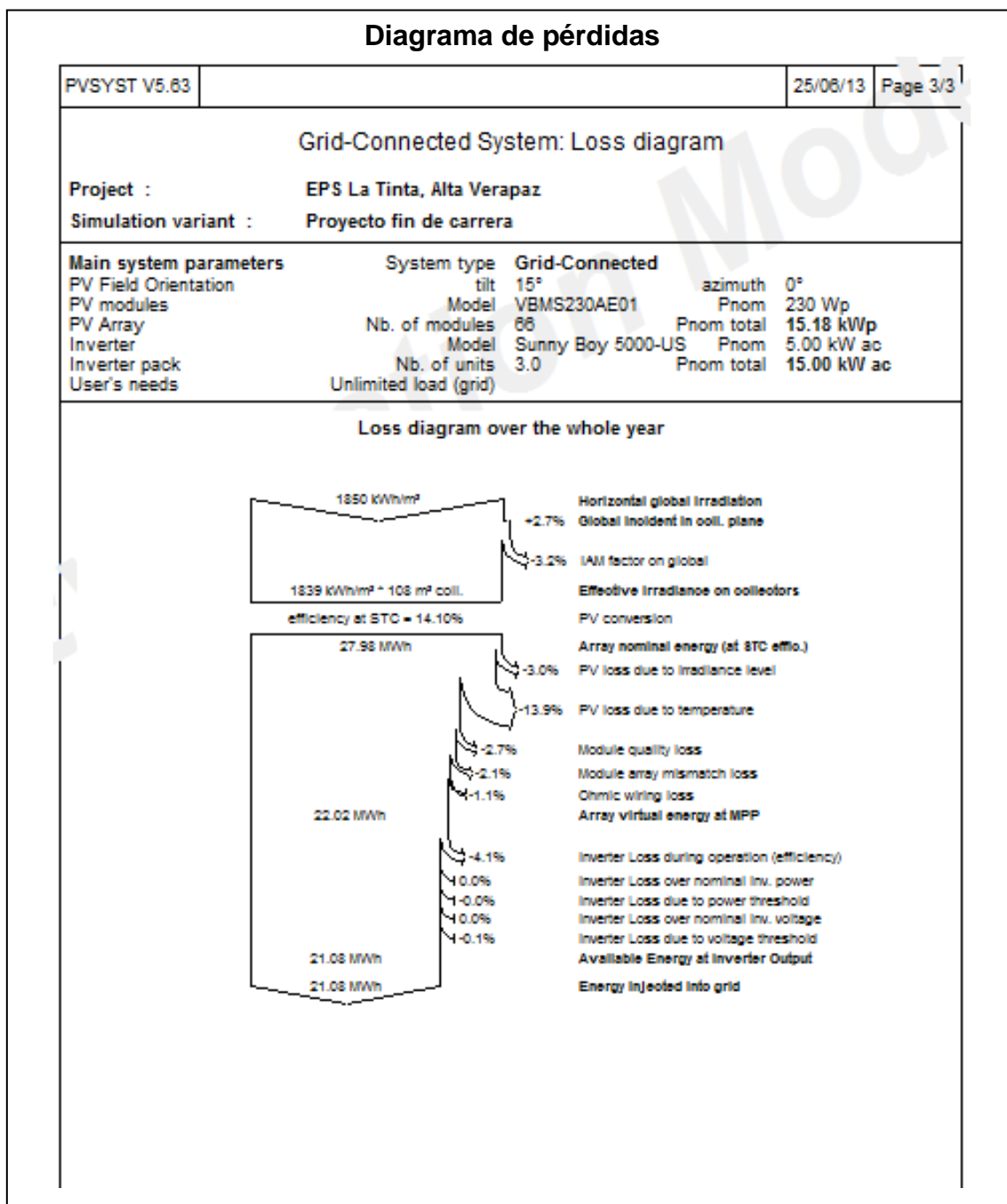
1. Colombia. Dirección General de Energía. *Guía para la presentación de solicitudes de autorización definitiva para utilizar bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras utilizadoras de energías renovables no tradicionales*. Colombia: DGE, 2009. 136 p.
2. DIMTER LAGOS, Daniela Andrea. *Solución de abastecimiento eléctrico a través de paneles solares fotovoltaicos para una vivienda en la ciudad de Valdivia*. Trabajo de graduación de Ingeniería Sanitaria. Universidad Austral de Chile. Facultad de Ingeniería. 2010. 99 p.
3. FUNES AGUIRRE, Fernando Antonio. *Modelo de sistema energético descentralizado basado en tecnología fotovoltaica para electrificación de poblaciones rurales aisladas*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. 1998. 76 p.
4. Guatemala. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable NTGDR y usuarios autoprodutores con excedentes de energía*. CNEE, 2013. 25 p.
5. _____. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Tarifa de consumo eléctrico*, Resoluciones CNEE-116-2012, CNEE-187-2012, CNEE-243-2012, CNEE-43-2013 y CNEE-107-2013. Guatemala 3 de julio de 2013. 42 p.

6. _____. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Seguimiento proyecto piloto de eficiencia energética generación fotovoltaica*. Universidad del Valle: 2013: 95 p.
7. _____. *Ley General de Electricidad*, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala del 13 de noviembre de 1996. Diario de Centro América, 21 de Noviembre de 1996. Guatemala. 35 p.
8. _____. Ministerio de Energía y Minas, Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo Número 256-97, Guatemala 21 de marzo de 1997.
9. _____. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Energía, Decreto Número 52-2003 Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Acuerdo Gubernativo No. 211-2005, Reglamento de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
10. _____. *Reglamento de la Ley General de Electricidad: Acuerdo Gubernativo 256-97 del 21 de marzo de 1997. Diario de Centro América 2 de abril de 1997, reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 68-2007. Diario de Centro América 5 de marzo de 2007*. Guatemala. 64 p.
11. JOACHÍN BARRIOS, Carmencita de los Ángeles. *Diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado, para el suministro de energía eléctrica a la comunidad rural Buena Vista, San Marcos*. Trabajo de graduación de Ing. Industrial, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. 2008. 126 p.

12. LÓPEZ, Luis. *Panel solar hibrido fotovoltaico, término con incremento de eficiencia en sistemas fotovoltaico* [en línea]. <<http://panelsolarhibrido.es>> [Consulta: 15 de diciembre de 2012].
13. VEGAS ALBERTO, Portero. *Diseño de una instalación de 200 kW en un edificio*. Trabajo de graduación de Ingeniería en Energía. Universidad Carlos III de Madrid. Facultad de Ingeniería. 2009. 125 p.

APÉNDICE

Apéndice. **Resultados relevantes de la simulación en PVYST V.5.63**



Continuación del apéndice.

Producción de energía anual

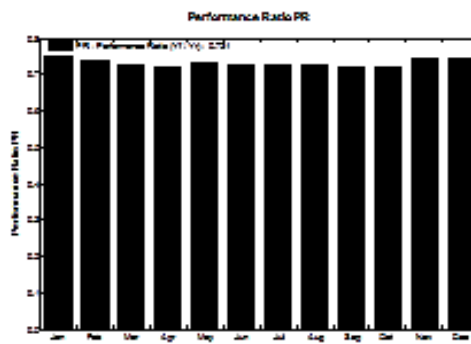
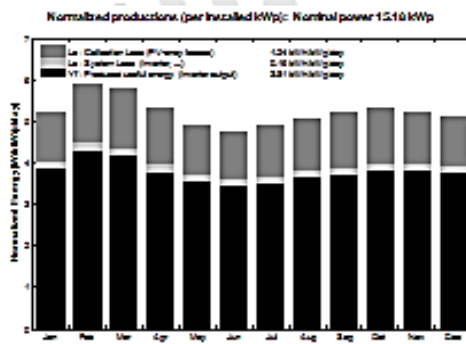
PVSYST V5.63 25/08/13 Page 2/3

Grid-Connected System: Main results

Project : EPS La Tinta, Alta Verapaz
Simulation variant : Proyecto fin de carrera

Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth	0°
PV modules		Model	VBMS230AE01	Pnom	230 Wp
PV Array		Nb. of modules	68	Pnom total	15.18 kWp
Inverter		Model	Sunny Boy 5000-US	Pnom	5.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	3.0	Pnom total	15.00 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results
System Production **Produced Energy** **21.08 MWh/year** **Specific prod.** **1389 kWh/kWp/year**
Performance Ratio PR **73.1 %**



Proyecto fin de carrera Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T.Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobDP kWh/m²	E.Array MWh	E.Grid MWh	DPArray %	DPsyst %
January	141.7	29.90	160.8	156.0	1.902	1.829	10.69	10.24
February	120.9	24.20	164.9	160.0	1.917	1.842	10.77	10.29
March	173.9	22.60	179.0	173.2	2.029	1.979	10.69	10.29
April	162.9	27.00	199.2	194.0	1.912	1.799	10.27	10.12
May	129.9	27.60	121.2	116.2	1.722	1.661	10.79	10.29
June	122.4	29.10	112.2	107.4	1.644	1.574	10.70	10.24
July	161.2	27.20	121.4	116.1	1.744	1.670	10.67	10.22
August	162.1	27.60	127.0	121.9	1.809	1.730	10.67	10.22
September	124.2	27.60	122.4	120.2	1.774	1.699	10.29	10.19
October	122.0	26.60	162.0	160.0	1.679	1.601	10.22	10.12
November	140.1	24.90	126.2	121.2	1.629	1.560	10.69	10.44
December	126.7	23.10	127.9	122.2	1.622	1.561	10.69	10.49
Year	1620.2	26.19	1900.2	1899.4	21.687	21.084	10.72	10.29

Legenda: GlobHor: Horizontal global irradiation; T.Amb: Ambient Temperature; GlobInc: Global Incidence on cell plane; GlobDP: Effective Global, corrected for LM and shading; E.Array: Effective energy at the output of the array; E.Grid: Energy injected into grid; DPArray: DP: Sourarray rough area; DPsyst: DP: Sourarray rough area

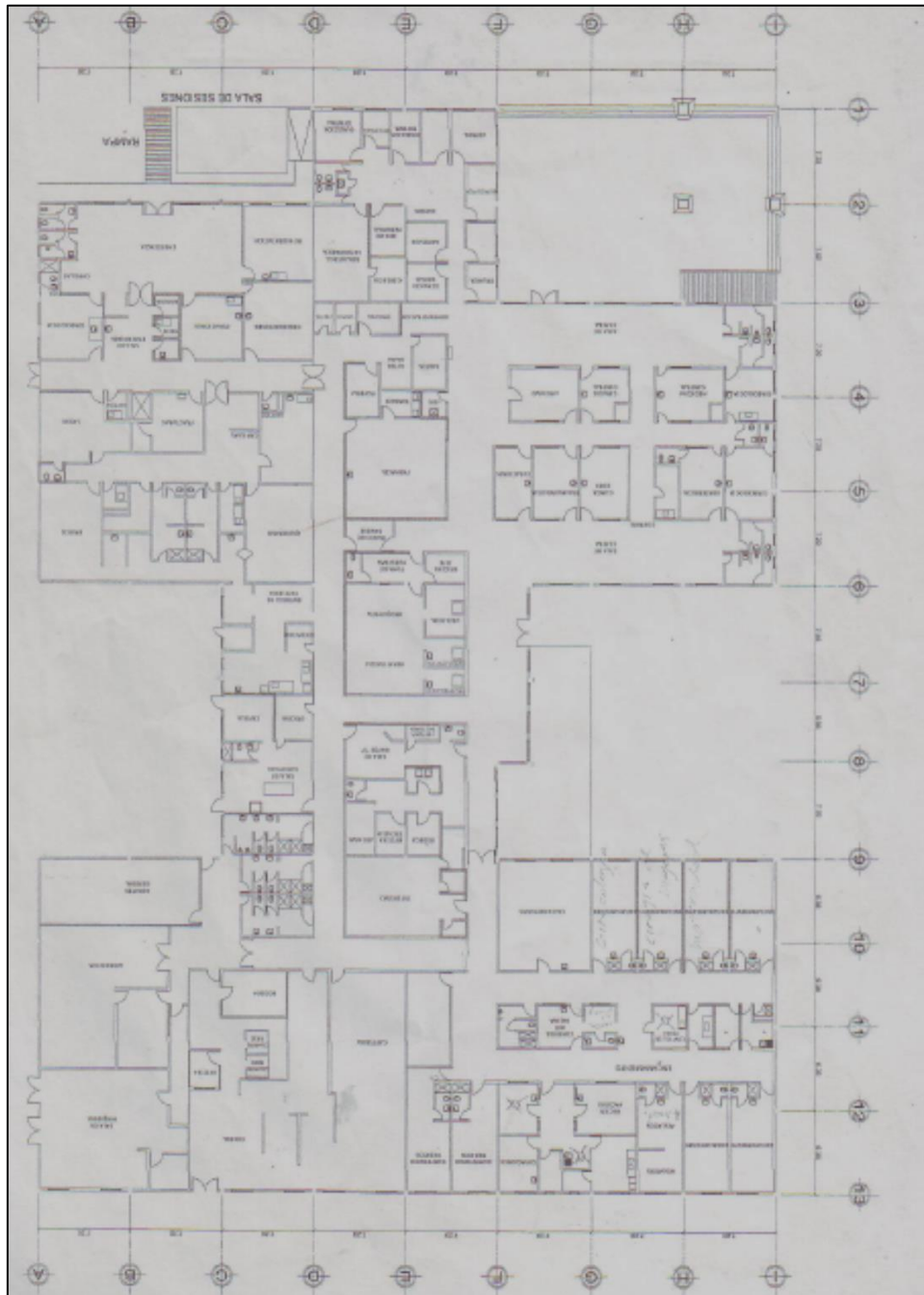
Continuación del apéndice.

Características de la instalación			
PVSYST V5.63		25/06/13	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	EPS La Tinta, Alta Verapaz		
Geographical Site	La Tinta, Alta Verapaz	Country	Guatemala
Situation	Latitude 15.3°N	Longitude	89.9°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-6	Altitude	84 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	La Tinta, Alta Verapaz, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	Proyecto fin de carrera		
	Simulation date	25/06/13 23h06	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 15°	Azimuth 0°	
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly Model	VBMS230AE01	
	Manufacturer	Panasonic	
Number of PV modules	In series	11 modules	In parallel 6 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	66	Unit Nom. Power 230 Wp
Array global power	Nominal (STC)	15.18 kWp	At operating cond. 13.43 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	283 V	I mpp 47 A
Total area	Module area	108 m²	
Inverter	Model	Sunny Boy 5000-US	
	Manufacturer	Sunny Boy	
Characteristics	Operating Voltage	250-480 V	Unit Nom. Power 5.00 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	3 units	Total Power 15.00 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)	NOCT 56 °C		
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	106 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 'bo	Parameter 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Fuente: elaboración propia, con programa de PVYST V.5.63.

ANEXOS

Anexo 1. Planta del Hospital Distrital de La Tinta, Alta Verapaz



Fuente: Gerencia del Hospital Distrital de La Tinta.

Anexo 2. Características técnicas de los elementos eléctricos

Lámpara LED a implementar

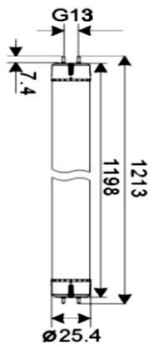
TUBO

BOMBILLAS Y TUBOS



LEDTUBE-T8-1x18W	
Potencia	18W-20W
Voltaje	120-240- AC
Flujo luz	1750 LM
Base	T8
Angulo	120°
Color	Amarillo, Blanco, Luz Fria
Vida Útil	50,000 horas
Material	Terminales de plástico

Dimensiones (mm): Ahorro Energético: Reemplazo directo de tubos fluorescentes de 18W, con ahorro energético de hasta 60%. Conexión directa a red, sin balastos ni cebadores. Luminosidad 100% Equivalente a los tubos fluorescentes convencionales.



Equivalente: Tubo fluorescente de 40w,

Larga Vida Útil: Más de 50.000 horas de uso sin importar encendidos y apagados, 6 veces más que los tubos convencionales.

Diseño Avanzado: Cuerpo de aluminio anodizado para disipación de calor óptima, no de plástico, chips SMD con eficacia de 115lm/W. Difusor traslúcido para una mejor distribución de la luz y similitud con los tubos tradicionales. Sin parpadeo, lo que evita la fatiga visual.

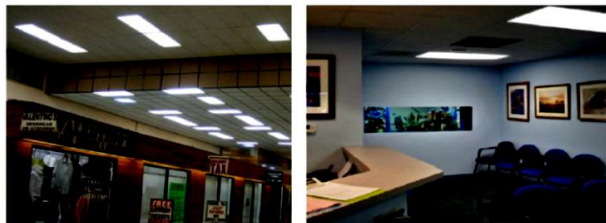
Ecológico: Libre de mercurio, emisiones infrarrojas y ultravioletas.

Garantía completa de 2 Años. Certificado CE y RoHS.

Precio: Q 475.00 c/u



18 Av. B 6-06 Zona 3 Villa Nueva, Guatemala • Tel. 6645-6479 / 5482-4414 • esolutions.guatemala@gmail.com



Continuación del anexo 2.

Panel solar de 230 Wp, marca "PANASONIC".

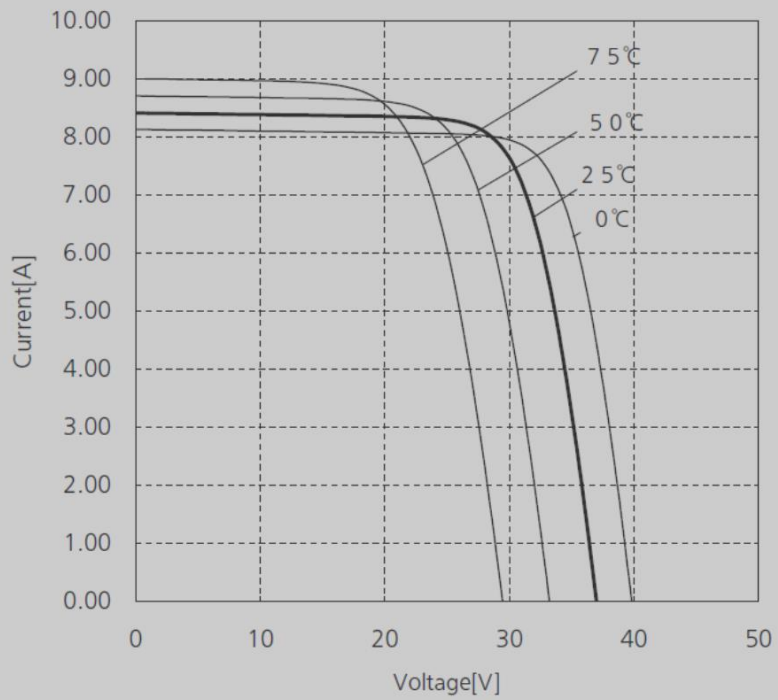
VBMS230AE01120316

Fig.1

Dependence of I - V Characteristics on Temperature (Reference)

Model No.: VBMS230AE01

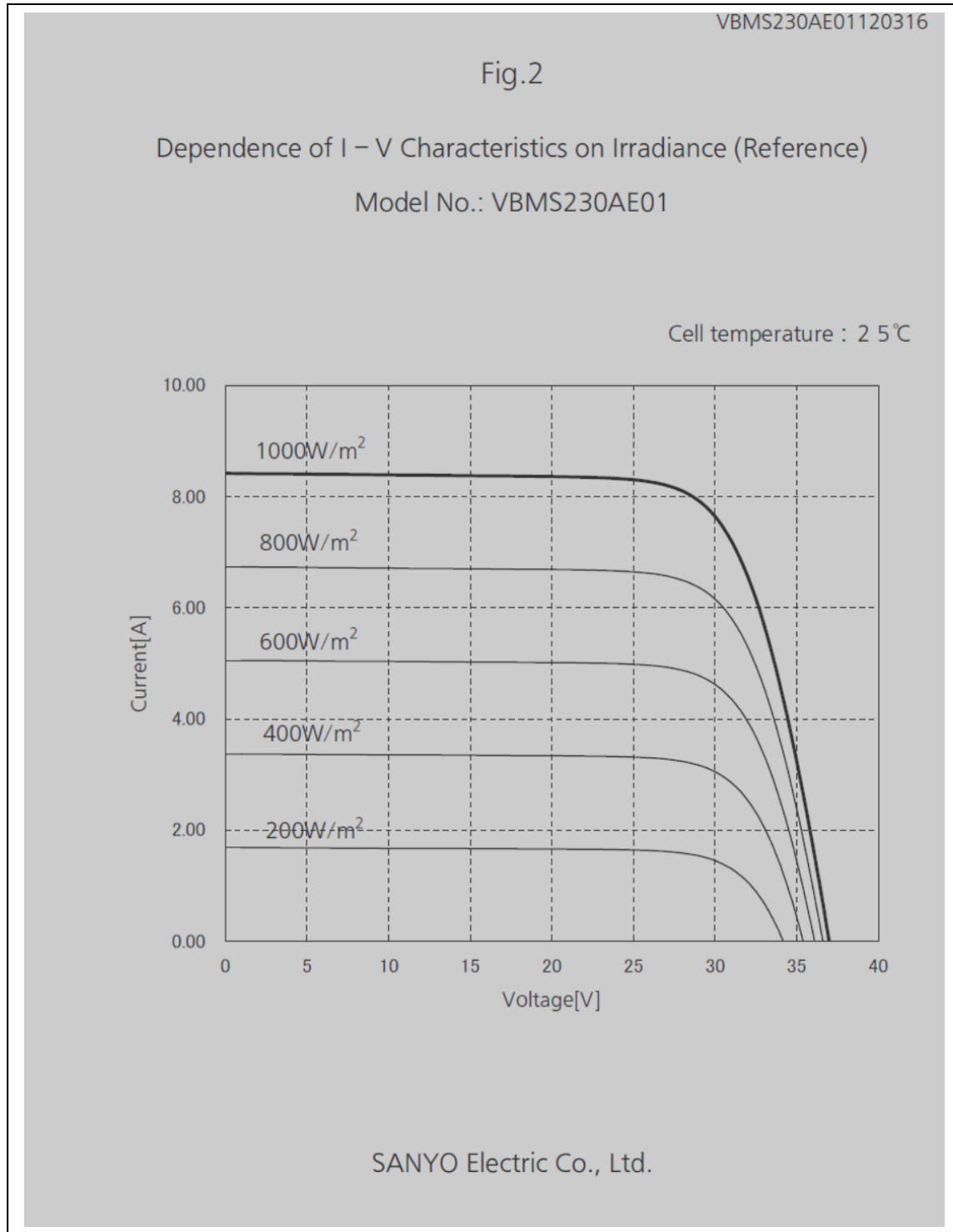
AM-1.5, 1000W/m²



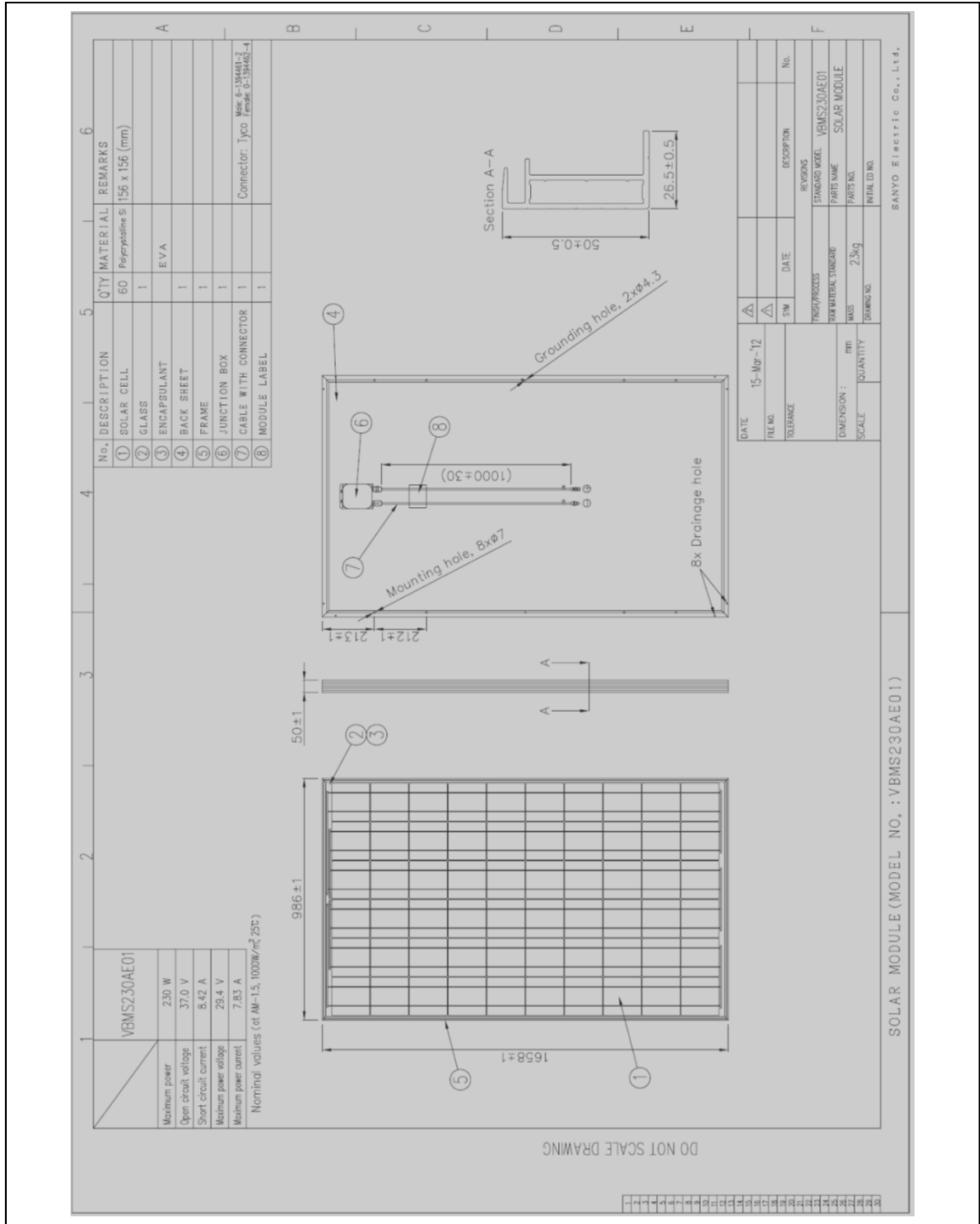
0°C, 25°C, 50°C, 75°C: Cell temperature

SANYO Electric Co., Ltd.

Continuación del anexo 2.




Continuación del anexo 2.



Fuente: www.panasonic.es. Consulta: 14 de febrero de 2013.

Anexo 3. Contizacion de equipos

COTIZACIÓN



Guatemala 24 de junio de 2013 - No.: 121002 NIT: 97976-7


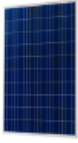

DATOS DE TIENDA

Tienda: Distelsa [Central] Asesor de Ventas: ALL KENNETH CUETO LOPEZ
 Tel. Tienda: 24230000 Dirección Tienda: 1a. Calle 7-66 zona 9, Guatemala C.A.
 Tel. Asesor: 24230000 EXT 4890 / 41502673

DATOS DEL CLIENTE

Nombre: HERBERT PEREZ NIT: 41286200
 Teléfono casa: Teléfono oficina:
 Celular: 41286200 Fax:
 Email: hperez@cnee.gob.gt Email Alternativo:

DETALLE DE PRODUCTOS

Cantidad:	1	Código:	INSTALACIONSFV	GENERICOS
Precio:	Q. 0.00	Subtotal:	Q. 0.00	 IMAGEN NO DISPONIBLE
Descripción:	INSTALACION DE SISTEMA FOTOVOLTAICO			
Comentario:				
Cantidad:	2	Código:	VBMS230AE01	PANASONIC
Precio:	Q. 3,049.98	Subtotal:	Q. 6,099.96	
Descripción:	PANEL SOLAR MP6 DE 230 WATTS			
Comentario:				
Cantidad:	2	Código:	M215602LLS22	ENPHASE
Precio:	Q. 2,135.00	Subtotal:	Q. 4,270.00	
Descripción:	MICRO INVERSOR 215 60 HZ			
Comentario:				
Total				Q 10,369.96

Fuente: Distelsa Guatemala.

Anexo 4. Inversor de 5 kw, marca SunnyBoy

Technical data	Sunny Boy 5000-US			Sunny Boy 6000-US			Sunny Boy 7000-US			Sunny Boy 8000-US	
	208 VAC	240 VAC	277 VAC	208 VAC	240 VAC	277 VAC	208 VAC	240 VAC	277 VAC	240 VAC	277 VAC
Input [DC]											
Max. recommended PV power (@ module STC)	6250 W			7500 W			8750 W			10000 W	
Max. DC power (@ cos φ = 1)	5300 W			6350 W			7400 W			8600 W	
Max. DC voltage	600 V			600 V			600 V			600 V	
DC nominal voltage	310 V			310 V			310 V			345 V	
MPP voltage range	250 V - 480 V			250 V - 480 V			250 V - 480 V			300 V - 480 V	
Min. DC voltage / start voltage	250 V / 300 V			250 V / 300 V			250 V / 300 V			300 V / 365 V	
Max. input current / per string (at DC disconnect)	21 A / 20 A			25 A / 20 A			30 A / 20 A			30 A / 20 A	
	36 A @ combined terminal			36 A @ combined terminal			36 A @ combined terminal			36 A @ combined terminal	
Number of MPP trackers / fixed strings per MPP tracker	1 / 4 [DC disconnect]										
Output [AC]											
AC nominal power	5000 W			6000 W			7000 W			7680 W	
Max. AC apparent power	5000 VA			6000 VA			7000 VA			7680 VA	
Nominal AC voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	277 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	277 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	277 V / ●	240 V / ●	277 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	244 - 303 V	183 - 229 V	211 - 264 V	244 - 303 V	183 - 229 V	211 - 264 V	244 - 303 V	211 - 264 V	244 - 303 V
AC grid frequency; range	60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz			60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz			60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz			60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz	
Max. output current	24 A	21 A	18 A	29 A	25 A	22 A	34 A	29 A	25 A	32 A	29 A
Power factor (cos φ)	1			1			1			1	
Phase conductors / connection phases	1/2	1/2	1/1	1/2	1/2	1/1	1/2	1/2	1/1	1/2	1/1
Harmonics	< 4%			< 4%			< 4%			< 4%	
Efficiency											
Max. efficiency	96.7%	96.8%	96.8%	96.9%	96.8%	97.0%	97.1%	96.9%	97.0%	96.3%	96.5%
CEC efficiency	95.5%	95.5%	95.5%	95.5%	95.5%	96.0%	95.5%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%
Protection devices											
DC reverse-polarity protection	●			●			●			●	
Integrated AFCI*	○			○			○			○	
AC short circuit protection	●			●			●			●	
Galvanically isolated / all-pole sensitive monitoring unit	●/-			●/-			●/-			●/-	
Protection class / overvoltage category	I / III			I / III			I / III			I / III	
General data											
Dimensions (W / H / D) in mm (in)				470 / 615 / 240 (18.5 / 24 / 9)							
DC Disconnect dimensions (W / H / D) in mm (in)				187 / 297 / 190 (7 / 12 / 7.5)							
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)				390 / 580 / 800 (16 / 23 / 31.5)							
DC Disconnect packing dimensions (W / H / D) in mm (in)				370 / 240 / 280 (15 / 9 / 11)							
Weight / DC Disconnect weight				64 kg (141 lb) / 3.5 kg (8 lb)						66 kg (145 lb) / 3.5 kg (8 lb)	
Packing weight / DC Disconnect packing weight				67 kg (147 lb) / 4 kg (9 lb)						69 kg (152 lb) / 4 kg (9 lb)	
Operating temperature range [full power]**	-25 °C ... +45 °C [-13 °F ... +113 °F]										
Noise emission (typical)	44 dB(A)			45 dB(A)			46 dB(A)			49 dB(A)	
Internal consumption at night	0.1 W			0.1 W			0.1 W			0.1 W	
Topology	1F transformer			1F transformer			1F transformer			1F transformer	
Cooling concept	OptiCool			OptiCool			OptiCool			OptiCool	
Electronics protection rating / connection area	NEMA 3R / NEMA 3R			NEMA 3R / NEMA 3R			NEMA 3R / NEMA 3R			NEMA 3R / NEMA 3R	
Features											
Display: text line / graphic	●/-			●/-			●/-			●/-	
Interfaces: RS485 / Bluetooth*	○/○			○/○			○/○			○/○	
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/○/○			●/○/○			●/○/○			●/○/○	
Certificates and permits (more available on request)	UL1741 (Second Ed.), UL1998, UL1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CSA C22.2 No. 107.1-2001										
*For AFCI functionality specify SBXXXXUS-12 when ordering.											
**For extended operating temperature range to -40 °C [-40 °F], specify SBXXXXUS-11 or SBXXXXUS-12 when ordering.											
● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions NOTE: US inverters ship with gray lids.											
Type designation	SB 5000US			SB 6000US			SB 7000US			SB 8000US	

Efficiency curve SUNNY BOY 8000US

Efficiency [%] vs Output power / Rated power

Legend: — V_m = 300 V, - - - V_m = 345 V, ····· V_m = 480 V

Inset: Weighted Eff. [%] vs V_m [V]

Accessories


- RS485 interface 485USP4-R
- Bluetooth Piggy-Back BTBPV4-R with External Antenna BTPEXTANT4-R
- Combi-Switch DC disconnect and PV array combiner box COMBO-SWICH
- Combiner Box Simplify wiring for added convenience and safety SBCE4-3R or SBCE4-4
- SMA Power Balancer Set PBL5BUS-10-R

Toll Free +1 888 4 SMA USA
www.SMA-America.com

SMA America, LLC

Fuente: www.sunnyboyelectrics.com. Consulta: 25 de marzo de 2013.

Anexo 5. Formulario de inscripción de autoprodutores en DEORSA



FORMULARIO PARA QUE LOS USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCIDENTES DE ENERGIA LE INFORMEN AL DISTRIBUIDOR SOBRE LAS INSTALACIONES DE GENERACION DISTRIBUIDA RENOVABLE DENTRO DE SUS INSTALACIONES DE CONSUMO

1. Datos generales del Usuario :

Nombre del Usuaio o representante legal: _____

Razón social de la entidad: _____

Dirección: _____

Municipio: _____ Departamento: Alta Verapaz ▼

Teléfono _____ Fax: _____ Correo Electrónico: _____

Numero de identificaciones del usuario ante el Distribuido: _____

2. Datos generales del proyecto :

2.1 Fuente de energía renovable (marque la(s) que corresponda(n)):

<input type="checkbox"/> Hidráulica	<input type="checkbox"/> Eólica	<input type="checkbox"/> Biomasa
<input type="checkbox"/> Solar	<input type="checkbox"/> Geotérmica	<input type="checkbox"/> Otra

2.2 Especificaciones técnicas:

Numero de unidades Generadas _____ Potencia total Instalada _____ Kw.

2.3 Medios de Proteccion, control y desconexion automatica: Si

Favor describir las características: _____

Manifiesto que NO deseo participar como vendedor de energia electrica y atentamente solicito el suministro e instalacion del medidor bidimensional respectivo. (En el caso de Usuarios regulados , el suministro e instalacion del medidor respectivo lo cubrira el Distribuidor; mientras que los Grandes Usuarios son responsables de su sistema de medicion.)

LUGAR Y FECHA: _____ Alta Verapaz, 25 de Junio del 2013

Firma del solicitante : _____

Fuente: Distribuidora de Energía de Oriente, Sociedad Anónima.