

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Evaluación técnica y económica del proyecto piloto de generación
fotovoltaica en Universidad del Valle de Guatemala de diciembre 2011 a
septiembre 2013

Trabajo de graduación presentado por

Gustavo Adolfo Barrera Noriega

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala

2013

Evaluación técnica y económica del proyecto piloto de generación
fotovoltaica en Universidad del Valle de Guatemala de diciembre 2011 a
septiembre 2013

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Evaluación técnica y económica del proyecto piloto de generación
fotovoltaica en Universidad del Valle de Guatemala de diciembre 2011 a
septiembre 2013

Trabajo de graduación presentado por

Gustavo Adolfo Barrera Noriega

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala

2013

Vo.Bo.:

(f) Estuardo Sierra A.

6-305

(Estuardo Sierra A.)

Tribunal Examinador:

(f) Estuardo Sierra A.

(Estuardo Sierra A.)

(f) Manuel Eduardo Ruano J-311

(Manuel Eduardo Ruano)

(f) Víctor Hugo Ayerdi J-311

(Víctor Hugo Ayerdi)

Fecha de aprobación: Guatemala 04 de diciembre de 2013

INDICE

LISTA DE CUADROS.....	iii
LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE GRÁFICOS	vi
RESUMEN	vii
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. OBJETIVOS:.....	2
III. JUSTIFICACIÓN.....	3
IV. MARCO TEÓRICO.....	4
A. DESCRIPCIÓN Y COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO....	4
B. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	6
C. RELACIÓN ENTRE VARIABLES OPERATIVAS Y CLIMATOLÓGICAS Y LA EFICIENCIA DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	13
D. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA.....	15
V. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA.....	19
VI. RESUMEN DE GENERACIÓN ELECTRICA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA.....	24
VII. EFICIENCIA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA.....	26
METODOLOGÍA.....	26
RESULTADOS.....	32
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	34
VIII. RELACIÓN ENTRE VARIABLES CLIMATOLÓGICAS Y LA EFICIENCIA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA.....	36
METODOLOGÍA.....	36
RESULTADOS.....	40
ANÁLISIS RESULTADOS.....	43
IX. RELACIÓN ENTRE VARIABLE OPERATIVA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y LA EFICIENCIA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA.....	44
METODOLOGÍA.....	44
RESULTADOS.....	48
ANÁLISIS RESULTADOS.....	49
X. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA.....	50
METODOLOGÍA.....	50
RESULTADOS.....	54
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	55
XI. CONCLUSIONES GENERALES.....	56
XII. RECOMENDACIONES GENERALES.....	57

XIII.	BIBLIOGRAFÍA.....	58
XIV.	ANEXO.....	60

LISTA DE CUADROS

Tabla 1 Variables estudiadas.....	13
Tabla 2: Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos del SSFUVG.....	19
Tabla 3: Especificaciones de instalación de módulos fotovoltaicos del SSFUVG.....	19
Tabla 4: Especificaciones eléctricas del generador fotovoltaico del SSFUVG.....	19
Tabla 5: Ubicación del generador fotovoltaico.....	20
Tabla 6: Especificaciones técnicas del inversor fotovoltaico del SSFUVG.....	20
Tabla 7: Especificaciones técnicas del Interruptor DC.....	21
Tabla 8: Especificaciones técnicas de la desconexión AC.....	22
Tabla 9: Especificaciones técnicas del interruptor AC.....	22
Tabla 10: Especificaciones técnicas del equipo de medición.....	23
Tabla 11: Generación mensual de energía eléctrica del sistema desde el inicio del proyecto hasta septiembre 2013.....	24
Tabla 12: Ubicación de la “Estación sinóptica La Aurora” La Aurora, Guatemala.....	27
Tabla 13: Especificaciones técnicas del piranómetro Geónica SR11.....	27
Tabla 14: Datos técnicos Pluviómetro geónica 52203.....	28
Tabla 15: Parámetros de fecha y ubicación.....	29
Tabla 16: Datos de irradiación global para periodo de ejemplo.....	29
Tabla 17: Resumen de resultados de hora solar.....	30
Tabla 18: Eficiencia mensual del Sistema Solar fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala	32
Tabla 19: Resumen resultados de medidas de tendencia central.....	33
Tabla 20: Sensor de temperatura.....	36
Tabla 21: Sensor de humedad relativa.....	37
Tabla 22: Medición de velocidad de viento.....	37
Tabla 23: Medición de dirección de viento.....	38
Tabla 24: Resumen resultados de medidas de tendencia central.....	40
Tabla 25: Coeficiente de Pearson y nivel de significación de la prueba de correlación.....	40
Tabla 26: Especificaciones técnicas del multímetro digital Steren MLU-100.....	44
Tabla 27: Medición de voltajes del 12 de agosto de 2013.....	46
Tabla 28: Datos obtenidos a partir del equipo de medición del inversor.....	46
Tabla 29: Dato de potencia disponible.....	46
Tabla 30: Medidas de tendencia central de medición de voltaje (V) y eficiencia (%) de las ramas A y B del generador fotovoltaico.....	48
Tabla 31: Media de diferencias y nivel de significación de la prueba de comparación por parejas.....	48
Tabla 32: Detalle de inversión inicial.....	50
Tabla 33: Horas de mantenimiento anual del SSFUVG.....	51
Tabla 34: Sueldo mensual de técnico electricista.....	51
Tabla 35: Condiciones de mercado.....	52
Tabla 36: Variables supuestas para cada escenario.....	53
Tabla 37: Distribución de probabilidad de los distintos escenarios del proyecto.....	53
Tabla 38: Resultados de análisis financiero del Sistema Solar Fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala para distintos escenarios.....	54

Tabla 39: Conclusión financiera del Sistema Solar fotovoltaico a partir del escenario esperado basado en las probabilidades de ocurrencia de escenarios.....	54
Tabla 40: Flujos de Efectivo de escenario pesimista	60
Tabla 41: Flujos de efectivo de escenario base.....	62
Tabla 42: Flujos de efectivo de escenario optimista.....	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de un SFCR (Perpiñán, 2013).....	6
Figura 2 Fotografía de generador fotovoltaico.....	20
Figura 3 Fotografía del inversor Sunny Boy 8000TL-US.....	21
Figura 4 Fotografía de interruptor DC.....	21
Figura 5 Fotografía de desconexión AC.....	22
Figura 6 Interruptor AC.....	22
Figura 7 Fotografía de equipo de medición.....	23
Figura 8 Piranómetro geónica SR11 (Geónica S.A)	28
Figura 9 Pluviómetro de cazoleta basculante Geónica 5220 (Geónica S.A)	28
Figura 10 Fotografía de generador fotovoltaico el 31/10/2013 a las 4:00 p.m.....	34
Figura 11 Mapa de Insolación del Ministerio de Energía y Minas (MEM, 2006)	35
Figura 12 Sensor de Temperatura y Humedad relativa integrado Geónica STH-S331 (Geónica S:A)...	37
Figura 13 Anemómetro Geónica modelo WS (Geónica S:A)	38
Figura 14 Fotografía de multímetro digital Steren MLU-100.....	44

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Generación mensual de energía eléctrica.....	25
Gráfico 2: Eficiencia mensual del Sistema Solar fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala.....	33
Gráfico 3: Caída de eficiencia del Sistema Solar fotovoltaico 2014-2020.....	33
Gráfico 4: Gráfico de dispersión entre la eficiencia del generador fotovoltaico (%) y la velocidad de viento (km/h).....	41
Gráfico 5: Gráfico de dispersión entre la eficiencia del generador fotovoltaico (%) y la dirección de viento (°).....	41
Gráfico 6: Gráfico de dispersión entre eficiencia del generador fotovoltaico (%) y humedad relativa (%).....	42
Gráfico 7: Gráfico de dispersión entre la eficiencia del generador fotovoltaico (%) y la temperatura ambiente (°C).....	42
Gráfico 8: Tarifa histórica en Q./KWh para usuarios BTDp.....	53

I. INTRODUCCIÓN

El sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala (SSFUVG) forma parte de los proyectos pilotos de eficiencia energética de Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE). “Este proyecto surgió en el marco del Convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable No. ATN/OC-11261-GU, con ayuda del Banco Interamericano de Desarrollo BID, para la promoción de la Eficiencia Energética en Guatemala.” (Departamento de Eficiencia Energética, 2013).

Este trabajo pretende realizar una evaluación técnica y financiera del Sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala durante el periodo diciembre 2011 a septiembre 2013. La evaluación técnica comprende el análisis de la eficiencia del sistema y su relación con las variables: Limpieza superficial, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad de viento y humedad relativa. Por otra parte, la evaluación financiera busca determinar la factibilidad del proyecto bajo distintas condiciones.

Debido a la extensión del trabajo, se dividió en las siguientes partes:

- A. Eficiencia del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala.
- B. Relación entre variables climatológicas y la eficiencia del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala.
- C. Relación entre variable operativa de módulos fotovoltaicos y la eficiencia del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala.
- D. Análisis del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala.

II. OBJETIVOS:

A. GENERAL:

1. Evaluar técnicamente y económicamente el proyecto piloto de generación fotovoltaica en la Universidad Del Valle de Guatemala de diciembre 2011 a septiembre 2013.

B. ESPECÍFICOS:

1. Determinar la curva de eficiencia del Proyecto Piloto de Generación Fotovoltaica en Universidad Del Valle de Guatemala.
2. Determinar si las siguientes variables: Temperatura ambiente, mantenimiento del sistema (Limpieza superficial), humedad relativa, velocidad y dirección de viento tienen relación con la eficiencia del Proyecto Piloto de Generación Fotovoltaica en Universidad Del Valle de Guatemala.
3. Realizar una descripción de costos de instalación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala y de sus beneficios o resultados durante su periodo de vida.
4. Determinar el período de Recuperación del Capital, Tasa Interna de Retorno para escenarios pesimistas, realista y optimista del Proyecto Piloto de Generación Fotovoltaica en Universidad Del Valle de Guatemala.

III. JUSTIFICACIÓN

Los proyectos de cualquier tipo constan al menos con las fases de diseño, ejecución, seguimiento y cierre de proyecto. Este trabajo de investigación busca cumplir con la etapa de seguimiento al proyecto energético del sistema solar fotovoltaico de Universidad Del Valle de Guatemala, específicamente por medio de un análisis financiero y de eficiencia de diciembre 2011 a septiembre 2013.

Por lo tanto, la importancia del estudio radica en que se determinó las características del proyecto y su comportamiento (su eficiencia). Además, se verificó si las condiciones climatológicas y operativas del proyecto influyen en su desempeño. Esto se realizó por medio de un análisis estadístico de relación entre la eficiencia y variables externas del sistema. Esto es importante porque es un punto de partida para establecer las condiciones adecuadas de un proyecto de este tipo. Por otra parte, describió los aspectos financieros más relevantes que pueden afectar su rentabilidad.

IV. MARCO TEÓRICO

A. DESCRIPCIÓN Y COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Un sistema solar fotovoltaico está definido como el conjunto de elementos eléctricos y/o electrónicos que permiten producir energía eléctrica a partir de radiación solar.(Perpiñán, 2013)

Los sistemas solares fotovoltaicos se pueden clasificar según su conexión en tres grandes grupos.

1. Sistemas conectados a la red
2. Sistemas autónomos
3. Sistemas de bombeo.

1. Sistemas conectados a la red (SFCR): Son aquellos que producen energía que es inyectada directamente a la red. No se utilizan para brindar una demanda de consumo directa y por lo tanto, no utilizan equipos acumuladores de energía. Para poder anclarse a la red utilizan un inversor que unifica la energía a las condiciones de la red. Normalmente existen retribuciones económicas para el propietario del sistema por la cantidad de energía que el sistema inyecta a la red.

2. Sistemas autónomos (SFA): Son aquellos que producen energía para satisfacer una demanda específica. Debido a esta característica específica cuentan con un equipo de acumulación de energía.

3. Sistemas Fotovoltaicos de Bombeo (SFB): Son aquellos que se utilizan para accionar y dar energía necesaria a una bomba hidráulica. (Perpiñán, 2013)

El sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala (SSFUVG) está clasificado como SFCR. Estos sistemas se componen de tres componentes básicos que permiten que el recurso solar entregue energía eléctrica a la red.

a. Generador fotovoltaico. Es la asociación eléctrica de cierta cantidad de módulos fotovoltaicos, comúnmente conocidos como paneles solares, adaptados para condiciones de funcionamiento establecidas. Donde estos módulos son el conjunto de células solares agrupadas en serie y paralelo para establecer la potencia nominal del módulo fotovoltaico. Estas células solares, son las que aprovechan la capacidad de materiales semiconductores (normalmente el silicio) para generar electricidad cuando incide una radiación luminosa sobre estas.

Los módulos fotovoltaicos pueden ser conectados en serie y en paralelo dependiendo de cada instalación, La agrupación de series de módulos fotovoltaicos se conoce como rama y cada una de estas ramas se conecta en paralelo.

Dos módulos fotovoltaicos están en serie cuando solo cuentan con una terminal en común y a esta conexión no se encuentra conectado otro elemento que transporte corriente.(Boylestad, 2004). El voltaje total nominal del generador estará dado por las conexiones en serie por medio de la Ecuación 1.(Perpiñán, 2013)

$$V_{\text{Generador}} = N_s V_m$$

Ecuación 1

$V_{\text{Generador}}$ = Voltaje del Generador (V)

N_s = Número de módulos fotovoltaicos en serie

V_m = Voltaje nominal de módulo fotovoltaico (V)

Dos módulos fotovoltaicos están en paralelo cuando cuentan dos terminales en común.(Boylestad, 2004) La corriente total nominal del generador estará dada por las conexiones en paralelo.(Perpiñán, 2013)Ver Ecuación 2.

$$I_{\text{Generador}} = N_p I_m$$

Ecuación 2

$I_{\text{Generador}}$ = Corriente del Generador (A)

N_p = Número de conjunto demódulos fotovoltaicos conectados en paralelo

I_m = Corriente nominal de módulo fotovoltaico (A)

La potencia de un circuito eléctrico de corriente directa puede ser determinada por la Ecuación 3

$$P = \frac{VI}{1000}$$

Ecuación 3

P = Potencia(KW)

V = Voltaje(V)

I = Corriente (A)

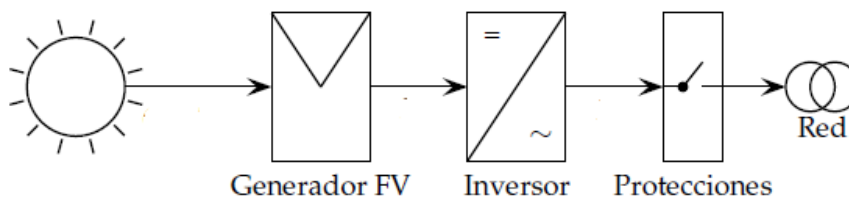
Conocer todos estos parámetros del generador es importante porque permite dimensionar correctamente los demás componentes del sistema solar fotovoltaico.

b. Inversor. Los módulos fotovoltaicos suministran energía por medio de una conexión de corriente directa y la red eléctrica suministra energía por medio de una conexión de corriente alterna. Por lo tanto, esta energía debe ser acondicionada para poder ser acoplada a la red. El dispositivo encargado de esta tarea es el inversor, el cual bajo un correcto dimensionamiento puede tener hasta un 98% de eficiencia.(Perpiñán, 2013).

c. Protecciones. Elementos adicionales al circuito eléctrico que permiten interrumpir el mismo, cuando el valor de la corriente supere un valor específico por un corto circuito. Su correcta ubicación es muy importante ya que permite que no se dañen los equipos del sistema. (Perpiñán, 2013)

De esta forma, el esquema de este sistema se puede representar de la siguiente manera:

Figura 1 Esquema de un SFCR (Perpiñán, 2013)



B. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

La eficiencia es un término altamente utilizado en ingeniería. Indica que tan bien se realiza un proceso de conversión de energía. De esta manera se define como la relación entre la salida deseada y la entrada requerida. Para el SSFUVG puede ser calculada según la Ecuación 4 (Cengel & Boles, 2009)

$$\eta = \frac{\text{Salida deseada}}{\text{Entrada Requerida}} = \frac{\text{Energía generada (KWh)}}{\text{Energía disponible (KWh)}}$$

Ecuación 4

Donde la energía generada por el sistema son los KWh entregados por el sistema fotovoltaico a la red y la energía disponible es la energía solar en KWh incidente sobre el sistema que se pudo aprovechar para inyectar a la red.

Esta energía disponible puede ser obtenida por software de energía solar o a partir de mediciones experimentales. Sin embargo, para poder comprender resultados de energía disponible obtenidos por un software o cuantificar la energía disponible a partir de mediciones terrestres de un sistema solar fotovoltaico correctamente, se deben comprender algunos aspectos básicos sobre radiación solar.

La irradiación global solar se define como la potencia de la radiación solar total que se recibe en un instante determinado sobre un área determinada, generalmente obtenida por un piranómetro (Unidades W/m^2) (Ibañez, Rusell, & J.I., 2004)

Entendiendo que la radiación solar total es la suma de la radiación directa, difusa y albedo (Jutglar, 2004). Las cuales son descritas posteriormente.

La radiación directa «Es la radiación que procede del Sol e incide sobre la superficie sin cambiar de dirección, excepto la debida a la refracción atmosférica. Es una radiación que proviene de una dirección claramente definida». (Jutglar, 2004)

La radiación difusa: «Es aquella parte de radiación solar que, por choque sucesivos con moléculas y partículas contenidas en el aire, se ha difundido al atravesar la atmósfera. Es una radiación que procede de toda la bóveda de cielo visible desde la superficie, no es direccional y puede considerarse que su distribución es casi uniforme para todo el hemisferio celeste». (Jutglar, 2004)

La radiación de Albedo: “Radiación que llega a la superficie considerada, después de haberse reflejado en las superficies del entorno. Dado que el entorno no es especular, esta radiación, que procede de las dos anteriores tampoco es claramente direccional.” (Jutglar, 2004)

La insolación (I) se define como la irradiación acumulada en un plano x durante un intervalo de tiempo determinado y normalmente es medida en (KWh/m²). (Ibañez, Rusell, & J.I., 2004). Comprender esto es muy importante ya que generalmente las mediciones del recurso solar están documentadas por medio de datos de insolación.

La insolación puede ser obtenida para cualquier plano por medio de la Ecuación 5

$$I_x = G_x t$$

Ecuación 5

I_x = Insolación global en plano x (Wh/m²)

G_x = irradiación global en plano x (W/m²)

t = tiempo de incidencia de la irradiación(h)

Por último, la energía disponible en cualquier plano x puede ser calculada por medio de la Ecuación 6

$$E_{dx} = I_x A$$

Ecuación 6

E_{dx} = Energía disponible en plano x (Wh)

I_x = Insolación global en plano x (W/m²)

A = Área de trabajo (m²)

Las mediciones terrestres de radiación global son obtenidas por medio de un piranómetro (Jutglar, 2014)

Este instrumento de medición tiene como característica que puede ser colocado en distintos ángulos de inclinación. Comúnmente, las mediciones se realizan con el piranómetro colocado en un plano paralelo a la superficie. De manera contraria, las instalaciones solares fotovoltaicas rara vez son colocadas de manera paralela a la superficie. Por lo tanto, para obtener datos reales de energía disponible en un plano inclinado, se debe realizar un cálculo a partir de mediciones horizontales. Para esto se requiere conocer algunos aspectos básicos sobre la radiación solar.

Claramente si seleccionamos un punto específico de la Tierra, la energía producida por la irradiación en este punto no será constante en tiempo. Del mismo modo, si elegimos dos puntos de la Tierra en el mismo instante las magnitudes de energía en cada punto probablemente no sean iguales. Esto es producido por la geometría solar y los movimientos de la tierra alrededor del sol. (Perpiñán, 2013)

El movimiento de la Tierra se compone de rotación y la traslación.

La traslación se realiza siguiendo una órbita elíptica. Esto significa que la distancia entre el Sol y la Tierra no es constante. El cálculo de esta distancia no se utilizará en la investigación. Se estima que la radiación que llega a la superficie de la atmósfera terrestre cambia de valores durante todo el año en un rango de $\pm 3.3\%$ debido a este aspecto. (Duffie & Beckman, 2006)

Para poder determinar la radiación extraterrestre incidente en un plano normal a la radiación (G_{on}) (medida en W/m^2) en cualquier época del año se utilizará la Ecuación 7.

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360 n}{365} \right)$$

Ecuación 7

G_{on} = radiación extraterrestre incidente en un plano normal a la radiación

G_{sc} = Constante solar $1367 W/m^2$

n = número de día del año

La constante solar (G_{sc}) está definida como la Energía Solar recibida por unidad de área perpendicular a la dirección de la radiación a una distancia de 1.495×10^{11} m. La cuál es la distancia media entre el Sol y la Tierra. (Duffie & Beckman, 2006)

La rotación de la Tierra por otra parte, es la causante del cambio de magnitud de radiación en un punto de la tierra. Por ejemplo, la radiación solar al mediodía será mayor que al atardecer.

Recordemos que en cada punto de la Tierra el Sol aparece y desaparece a distintas horas. Por lo tanto, para poder trabajar cualquier modelo de radiación es necesario unificar horarios a los cuales la posición aparente del Sol sea la misma. De esta forma, la hora solar permite establecer una hora acorde al movimiento aparente del sol en el cielo y puede ser obtenida por medio de la Ecuación 8.

$$H_{\text{solar}} = H_{\text{estándar}} + 4(L_{\text{st}} - L_{\text{loc}}) + E$$

Ecuación 8

H_{solar} = Hora Solar (h)

$H_{\text{estándar}}$ = Hora estándar (h)

L_{st} = Meridiano estandar de la zona(°)

L_{loc} = Meridiano Local (°)

E = Ecuación del tiempo (Minutos)

Donde E representa la ecuación del tiempo y puede ser calculado por medio de la Ecuación 9.

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B)$$

Ecuación 9

E = Ecuación del tiempo (Minutos)

B = Ajuste de duración de un año (Días)

B es el ajuste que se realiza debido a que duración de un año no es exactamente de 365 días y debe ser calculada según la Ecuación 10

$$B = (n - 1) \frac{360}{365}$$

Ecuación 10

B = Ajuste de duración de un año (Días)

n = número de día

Adicionalmente, el eje de rotación de la Tierra presenta una inclinación aproximadamente de 23.5° causando las estaciones de la tierra. De esta forma, el plano del ecuador cambia de ángulo respecto al plano de traslación conocido como eclíptica. Este ángulo de declinación (δ) se define como la posición angular del sol al medio día solar respecto al plano del ecuador.

Para poder determinar δ (medida en grados) en este trabajo se utilizará la ecuación de Cooper (1969)

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right)$$

Ecuación 11

δ = declinación (°)

n = número de día

Otros ángulos estandarizados importantes de definir para continuar con el proceso de cálculo son los siguientes:

Φ = Latitud: Posición angular respecto al ecuador medida en grados ($-90^\circ \leq \Phi \leq 90^\circ$) El norte es positivo y el sur negativo.

ω = Ángulo horario: Desplazamiento angular del sol respecto al meridano local. Cada hora solar representa 15° . La mañana es negativa, el mediodía es 0 y la tarde es positiva.

γ = Ángulo solar acimutal de la superficie: Ángulo formado por la perpendicular de la superficie y su orientación- Para planos orientados hacia el sur como es el caso del SSFUVG su valor es $\gamma = 0^\circ$.

Para poder determinar la insolación en el plano inclinado (I_T) utilizaremos el principio de cielo isotrópico. Este principio está basado en que la radiación difusa y la radiación de albedo es la misma desde cualquier punto al plano inclinado.

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho_g I \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

Ecuación 12

I_T = Insolación en un plano inclinado (J/m^2)

I_b = Insolación producida por radiación directa en plano horizontal (J/m^2)

I = Insolación global en plano horizontal (J/m^2)

R_b = Factor geométrico

I_d = Insolación producida por radiación difusa en plano horizontal (J/m^2)

β = Angulo de inclinación de paneles solares (°)

ρ_g = Coeficiente de reflexión de superficies cercanas.

Para fines de este trabajo se utilizó $\rho_g = 0.2$ el cuál corresponde a suelos de concreto, pasto o suelos arcillosos oscuros.

Como se puede interpretar en la Ecuación 13, el factor geométrico R_b permite transformar la irradiación solar instantánea, o la insolación provocada por radiación directa de una superficie horizontal a una inclinada a un ángulo (β) Para el hemisferio norte y con un ángulo solar acimutal de superficie ($\gamma=0$) se puede calcular de la siguiente manera y con el promedio de ángulo solar (ω) para el intervalo deseado:

$$R_b = \frac{\cos(\Phi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\Phi - \beta) \sin \delta}{\cos(\Phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\Phi) \sin(\delta)}$$

Ecuación 13

R_b = Factor Geométrico

Φ = Latitud(°)

δ = Declinación (°)

ω = Angulo Horario (°)

Como se observa en la Ecuación 12, para poder realizar el cálculo es necesario contar con mediciones de radiación directa y difusa. Nuevamente, no se cuenta con estos valores. Sin embargo, a partir de datos de insolación global se puede determinar la insolación provocada por radiación directa, difusa y de albedo. Esta estimación se conoce cómo la correlación de Erbs et al. (1982) y se detalla en la Ecuación 14. Es importante notar que la correlación se realizó por medio de una serie de bases de datos por hora. Por lo tanto, su cálculo debe ser realizado de la misma forma o produce un error considerable. Además, es bastante exacta cuando se trabaja con mediciones de días despejados. (Vijayakumar, Klein, & Beckman, 2005)

$$\frac{I_d}{I} = \left\{ \begin{array}{l} 1.0 - 0.09 k_T \\ 0.9511 - 0.1604 k_T + \frac{0.4388 k_T^2 - 16.638 k_T^3 + 12.336 k_T^4}{0.165} \end{array} \right. \begin{array}{l} \text{para } k_T \leq 0.22 \\ \text{para } 0.22 < k_T < 0.80 \\ \text{para } k_T \geq 0.80 \end{array}$$

Ecuación 14

$\frac{I_d}{I}$ = Relación de insolación difusa y global

k_T = índice de claridad(Puede ser calculado por medio de la Ecuación 15).

$$k_T = \frac{I}{I_0}$$

Ecuación 15

k_T = índice de claridad

I = insolación global de una superficie horizontal (J/m^2)

I_0 = insolación extraterrestre de una superficie horizontal (J/m^2)

La insolación extraterrestre de una superficie horizontal es la cantidad de insolación recibida en una superficie horizontal suponiendo que no hay pérdidas de radiación por en la atmósfera. Ver Ecuación 16.

$$I_0 = \frac{12 * 3600}{\pi} G_{on} * \left[\cos \Phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \Phi \sin \delta \right]$$

Ecuación 16

I_0 = Insolación extraterrestre en superficie horizontal (J/m^2)

G_{on} = radiación extraterrestre incidente en un plano normal a la radiación (W/m^2)

δ = declinación Ecuación 11 Ecuación 8.

ω_2 = Ángulo Horario límite superior ($^\circ$)

ω_1 = Ángulo Horario límite inferior ($^\circ$)

Φ = Latitud ($^\circ$)

Por último, se debe calcular la insolación producida por radiación directa en un plano horizontal (I_b). Esta se calcula despejando I_b de la Ecuación 17.

$$I = I_b + I_d$$

I = Insolación global en plano horizontal (J/m^2)

I_b = Insolación directa en plano horizontal (J/m^2)

I_d = Insolación difusa en plano horizontal (J/m^2)

Ecuación 17.

(Duffie & Beckman, 2006)

C. RELACIÓN ENTRE VARIABLES OPERATIVAS Y CLIMATOLÓGICAS Y LA EFICIENCIA DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Las condiciones ideales de un sistema solar fotovoltaico son aquellas que permiten que éste tenga un mejor desempeño. Obviamente, en lugares más cercanos al ecuador, la insolación será mayor y se podrá generar más energía. Sin embargo, este incremento de energía entregada es consecuencia del incremento de energía disponible. De esta forma, la eficiencia podría decirse que es la misma si los sistemas presentan la misma tecnología. Contrario a esto, la realidad de los sistemas solares fotovoltaicos es que no necesariamente se comportan exactamente igual en diferentes ambientes. Por esta razón, existe la necesidad de evaluar otras variables que estén relacionadas a la eficiencia y comportamiento de un proyecto. Las variables que se estudiaron se pueden clasificar en variables operativas y variables climatológicas.

1. Variable operativa: Variable que posee características relacionadas a la operación que influye de manera positiva o negativa sobre el desarrollo del proyecto.
2. Variable Climatológica: Distintas variables respecto al clima o ambiente del lugar que influyen de manera positiva o negativa el desarrollo del proyecto

En la Tabla 1 se detallan las variables específicas que se analizarán.

Tabla 1 Variables estudiadas

Número	Variable	Tipo
1	Mantenimiento de limpieza superficial en módulos fotovoltaicos	Operativa
2	Temperatura Ambiente	Climatológica
3	Velocidad y dirección de viento	Climatológica
4	Humedad relativa	Climatológica

1. Variable Operativa:

- a. Mantenimiento de limpieza superficial en módulos fotovoltaicos. Comúnmente se presenta como una de las ventajas de la energía solar fotovoltaica respecto a otras tecnologías es que requiere un bajo gasto de mantenimiento. (Renac, 2013) Entre las especificaciones de mantenimiento mencionadas en el *Manual del sistema fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala* (Green Energy, 2011) la limpieza superficial de los paneles solares es la que requiere mayor periodicidad. Está establecido que debe realizarse mensualmente. Se estima que debido a impurezas en el material de protección de los módulos fotovoltaicos, se puede registrar pérdidas de energía generada de hasta el 20%. (Hunt, 2013)

b. Variables Climatológicas. Los módulos fotovoltaicos están diseñados para trabajar a ciertas condiciones estándar. Es decir, si la operación no se da en estas condiciones la potencia de salida no será la misma. El máximo de potencia (Pmp) de un módulo solar corresponde normalmente a una temperatura de trabajo de 25°C. Usualmente, para temperaturas de trabajo mayores a los 25°C la potencia de salida es menor.

Para determinar exactamente como se reduce la potencia respecto a la temperatura de operación (Eficiencia) se debe verificar en los datos el coeficiente de degradación (%/°C). Este coeficiente indica la relación lineal entre el porcentaje de pérdida de eficiencia respecto al aumento de temperatura de trabajo a la temperatura estándar de operación. (Gasquet, 2004)

$$C_{\text{degradación}} = \frac{\Delta\eta}{\Delta T_{\text{Operación}}}$$

Ecuación 18

$C_{\text{degradación}}$ = Coeficiente de degradación (%/°C)

$\Delta\eta$ = Caída de eficiencia (%)

$\Delta T_{\text{Operación}}$ = Aumento de temperatura de operación

Lo relevante para esta investigación es que la temperatura de trabajo puede ser afectada por un conjunto de variables climatológicas. Existen distintos métodos para calcularla. A continuación se presenta una forma en que puede ser estimada. El objetivo de esto es mostrar la dependencia de la temperatura de trabajo y por ende la eficiencia de factores externos relacionados al clima. Ver la Ecuación 19

$$T_{\text{Operación}} = T_0 + kR$$

Ecuación 19 (Gasquet, 2004)

$T_{\text{Operación}}$ = Temperatura de operación (°C)

T_0 = Temperatura Ambiente (°C)

k = Coeficiente de enfriamiento del módulo ($\text{m}^2/\text{W}^\circ\text{C}$)

R = Radiación global (W/m^2)

c. Temperatura Ambiente: (Medida en °C). Como se puede interpretar de la Ecuación 19 esta temperatura define la temperatura mínima de trabajo del módulo fotovoltaico. (Gasquet, 2004). De esta forma, un incremento de temperatura ambiente produce una caída de eficiencia (A., Shinde, & Patil, 2011)

d. Velocidad de viento: (Medida en Km/h). Representa la principal causa de enfriamiento en los módulos solares ya que actúa como disipador de calor. (A., Shinde, & Patil, 2011).

e. Dirección de viento: (Medida en °). Representa la trayectoria que sigue la velocidad de viento registrada. Si el flujo es perpendicular a la superficie la disipación de calor es mayor. (Hussein, Miqdam, Iman, Hanan, Hanan, & Al-Rubkhi, 2012)

f. Humedad relativa: (Medida en %). Es la razón entre la cantidad real de kg de vapor de agua y kg de aire que el aire contiene y la máxima cantidad de kg de vapor de agua que puede contener el aire por kg de aire. (Cengel & Boles, 2009). Es una variable que anteriormente no se analizaba para cuantificar los cambios de eficiencia. La humedad relativa puede causar dos efectos sobre la eficiencia. Su alto contenido de vapor de agua puede presentar obstáculo para la radiación incidente sobre el plano generador reduciendo su eficiencia. (Zainuddin, Shaari, Omar, Zain, Soumin, & Surat, 2009) Sin embargo, esta variable también puede actuar como agente de enfriamiento de los módulos fotovoltaicos. (Hussein, Miqdam, Iman, Hanan, Hanan, & Al-Rubkhi, 2012)

D. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

1. Evaluación financiera de proyectos de inversión. Es un proceso que permite evaluar la viabilidad y rentabilidad de un proyecto evaluando costos y beneficios. Toma en consideración el valor del dinero en el tiempo, la capacidad de un proyecto de generar flujos. Este proceso permite determinar si la inversión tiene un retorno suficiente para satisfacer la rentabilidad esperada.

Para empezar el proceso, debe considerarse los tres aspectos más importantes:

Inversión Inicial: Es la serie de recursos que fueron necesarios para poner en marcha un proyecto. Es uno de los principales criterios de viabilidad pues, tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo, un proyecto viable es aquel cuya serie de flujos futuros permite recuperar la inversión inicial.

Ingresos esperados del proyecto de Inversión: Es la relación entre la demanda esperada y el precio al que podrá colocarse esta demanda en el mercado. Debido a la legislación energética guatemalteca, la demanda de un proyecto de energía renovable es igual a su capacidad de generación.

Costos y gastos de operación esperados: Es la serie de desembolsos necesarios en el desarrollo de sus actividades y que permiten mantener al activo en una condición adecuada para generar ingresos. (Besley & Brigham, 2008)

2. Análisis costo/beneficio. El análisis costo beneficio consiste de evaluar si un proyecto es viable tomando en cuenta que este debe recuperar la inversión inicial, los gastos de operación y además obtener rentabilidad. El objetivo del análisis es determinar si un proyecto crea valor monetario o es rentable tomando en cuenta el costo del capital.

El análisis consiste en considerar los costos y beneficios asociados al proyecto, el valor del dinero en el tiempo y la tasa de descuento apropiada. Esta última debe corresponder al costo de oportunidad del dinero y no necesariamente es igual a la tasa nominal a la que se prestaron los fondos. Este procedimiento permite comparar magnitudes monetarias en momentos diferentes. (Cohen & Franco, 1992)

Para poder realizar este análisis, existen varios criterios y en este trabajo se utilizarán los tres métodos más importantes:

3. Técnica de Valor Presente Neto (VPN). Este es uno de los métodos más utilizados para la evaluación de proyectos de inversión. En este, se compara la corriente de ingresos y egresos en las distintas etapas de desarrollo del proyecto. Se busca encontrar un monto equivalente al período cero de este conjunto de flujos y compararlo con el desembolso o inversión inicial.

La fórmula empleada para encontrar la equivalencia es la siguiente:

$$VPN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Ecuación 20

VPN = Valor presente Neto

I_0 = Inversión Inicial

S_t = Flujo de efectivo neto del período t

n = Número de periodos de vida del proyecto

i = tasa de descuento

El criterio para determinar si un proyecto es rentable es evaluar el signo del Valor Presente. Si este es positivo, se considera que el proyecto es aceptable porque genera valor monetario. De lo contrario, el proyecto no es aceptable porque no genera ingresos suficientes para recuperar la inversión inicial tomando en cuenta el costo de oportunidad del capital invertido en el proyecto.

Regla de aceptación de un proyecto: $VPN > 0$

4. Técnica de Tasa interna de Retorno (TIR). La tasa interna de Retorno está definida como la tasa de descuento que vuelve cero el valor presente neto de un conjunto de flujos. Dicho de otra manera, es aquella tasa de descuento que hace que el valor presente de los ingresos del proyecto sea igual al valor presente de los desembolsos incluyendo la inversión inicial. Representa el valor esperado de rentabilidad durante toda la vida útil del proyecto.

Para determinar la tasa interna de retorno, se busca la tasa de interés que haga que la siguiente igualdad sea verdadera:

$$0 = I_0 - \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 21

VPN = Valor presente Neto

 I_0 = Inversión Inicial S_t = Flujo de efectivo neto del período t

n = Número de períodos de vida del proyecto

TIR = Tasa interna de retorno

El criterio de decisión utilizando la tasa interna de retorno consiste hacer una comparación con la tasa correspondiente al costo de capital del proyecto. Si la tasa interna de retorno es menor a la tasa de recuperación mínima atractiva (TMAR), el proyecto no es viable. Por el contrario, si la tasa interna de retorno es mayor la TMAR, sí lo es. No debe olvidarse que para determinar la TMAR es importante tomar en cuenta los usos alternativos de los fondos destinados al proyecto o el costo de oportunidad de los mismos.

Regla de aceptación de un proyecto: $TIR > TMAR$

Los resultados provenientes de la técnica de Valor Presente neto y la Tasa Interna de Retorno siempre son consistentes. Es decir, para un mismo proyecto, ambos métodos llegarán a la misma conclusión sobre su viabilidad.

5. Técnica período de Recuperación de la Inversión Descontado (PRD). Para poder comparar entre proyectos, es común que se busque saber en cuánto tiempo se recuperará la inversión. Por ello, el período de recuperación (PRD) se define como el tiempo en años que tarda un proyecto en igualar el monto correspondiente a la inversión inicial. Este método, a diferencia de la técnica de Período de recuperación tradicional (PR) toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Por ello, todos los flujos se descuentan para llevarlos al año 0 del proyecto y se suman en cada período para determinar en qué punto el flujo total se vuelve positivo.

Puede determinarse el período de recuperación exacto usando la fórmula siguiente:

$$PRD = T + \frac{I_0 - F_T}{F_{T+1}}$$

Ecuación 22

PRD = Período de Recuperación Descontado

T = Número de años antes de la recuperación total de la Inversión Inicial

 I_0 = Inversión Inicial

F_t = Cantidad recuperada de la Inversión inicial al inicio del año T

F_{T+1} = Flujo de efectivo total generado durante el año de la recuperación

Regla de aceptación de un proyecto: $PRD < \text{Vida útil del Proyecto}$

6. Análisis de escenarios. Consiste en determinar cómo incide en la rentabilidad de un proyecto si algunas de las situaciones sobre las que se basan las proyecciones cambian dentro de la vida del proyecto. Debe recordarse que para determinar los resultados sobre rentabilidad utilizando las técnicas descritas en el apartado anterior, es necesario que el evaluador estime algunos parámetros o valores de entrada. Sin embargo, estas predicciones pueden no ser precisas y es adecuado hacer un análisis de riesgos. Circunstancias de estimación se modifican y evaluar su impacto en el valor presente neto y TIR. (Besley & Brigham, 2008)

Para realizar este procedimiento, se realizan estimaciones en las que varias variables toman valores distintos para tener escenarios alternativos. Se analizan tres escenarios distintos:

Escenario base. Caso o escenario diseñado con los valores esperados de las variables clave.

Escenario pesimista. Caso o escenario diseñado con los valores que podrían tomar las variables clave si las circunstancias fueran desfavorables para el proyecto

Escenario optimista. Caso o escenario diseñado con los valores que podrían tomar las variables clave si las circunstancias fueran favorables para el proyecto.

V. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

A. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico está compuesto por un conjunto de 28 módulos fotovoltaicos. A continuación se presenta la información técnica del módulo fotovoltaico utilizado en el SSFUVG.

Tabla 2: Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos del SSFUVG

Marca	Serie	Potencia Nominal	Tecnología	Eficiencia (η)
Siliken	SKL60P6L	245 W	Poli cristalina de Silicio	15.1%

Así como es importante conocer sus especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico, es importante conocer las características de la instalación física y eléctrica porque la capacidad instalada y la eficiencia del Generador Fotovoltaico dependen de ambos factores respectivamente.

A continuación se presentan las especificaciones de la instalación física de los módulos fotovoltaicos, se recomienda revisar los planos físicos del Generador Fotovoltaico que se encuentran en el apartado Anexo

Tabla 3: Especificaciones de instalación de módulos fotovoltaicos del SSFUVG

Cantidad de módulos	Orientación ($^{\circ}$)	Inclinación (β)	Distancia entre módulos fotovoltaicos
28	180 $^{\circ}$	14.5 $^{\circ}$	6.86 KW

Conexión eléctrica del Generador. El generador fotovoltaico consta de dos ramas conectadas en paralelo y cada una de estas ramas se compone de 14 módulos fotovoltaicos conectados en serie para una capacidad instalada de 6.86KW.

Tabla 4: Especificaciones eléctricas del generador fotovoltaico del SSFUVG

Cantidad de ramas	Paneles en serie por rama	Voltaje máximo DC (V)	Potencia instalada (KW)
2	14	414.44 V	6.86

La ubicación del SFFUVG se detalla a continuación:

Tabla 5: Ubicación del generador fotovoltaico

Lugar	Terraza del Edificio F de la Universidad Del Valle de Guatemala	
Coordenadas geográficas	N	O
	14° 36' 17.5"	90° 29' 20.4"

Figura 2 Fotografía de generador fotovoltaico



B. Inversor:

Tabla 6: Especificaciones técnicas del inversor fotovoltaico del SSFUVG

Marca	Serie	Potencia Nominal (AC)	Frecuencia	Eficiencia (η)
SMA	SunnyBoy 8000TL-US	8000 W	60 Hz	98%

Figura3 Fotografía del inversor SunnyBoy 8000TL-US



C. Protecciones

El sistema cuenta en total con dos interruptores y dos desconexiones. Dos elementos se utilizan en corriente directa y dos elementos en corriente alterna. Para corriente directa, se cuenta con un interruptor DC y una desconexión DC incorporada al inversor. Para corriente alterna se cuenta con una desconexión AC y un interruptor de salida.

Tabla 7: Especificaciones técnicas del interruptor DC

Marca	Serie	Voltaje de máxima operación	Corriente
ABB	T1B 160	600 V	60 A

Figura 4 Fotografía de interruptor DC



Tabla 8: Especificaciones técnicas de la desconexión AC

Marca	Serie	Voltaje	Corriente
SQUARE D	DU221RB	240 V	30 A

Figura 5 Fotografía de desconexión AC



Tabla 9: Especificaciones técnicas del interruptor AC

Marca	Voltaje	Corriente
GE	600 V	30 A

Figura 6 Interruptor AC



Adicional a los componentes básicos, el SSFUVG cuenta con un equipo de medición de energía.

Tabla 10: Especificaciones técnicas del equipo de medición

Marca	Serie	Incertidumbre de lecturas
Schneider electric	ION6200	0.03%

Figura 7 Fotografía de equipo de medición



Todos estos componentes del sistema están conectados de la forma en que se muestra en el diagrama eléctrico que se encuentra en el anexo.

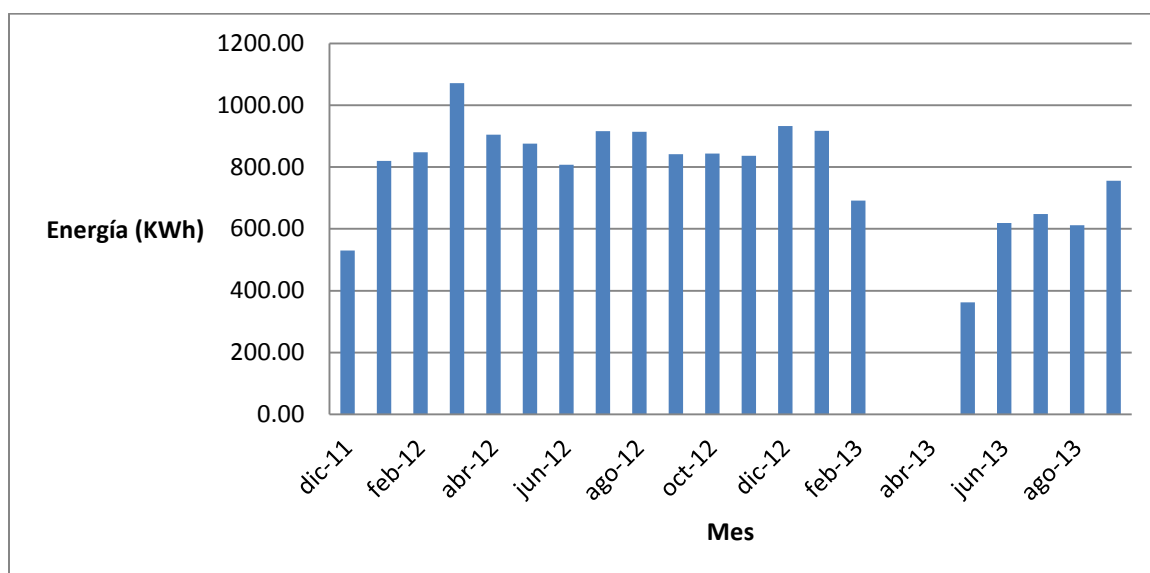
VI. RESUMEN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

A continuación se presentan los resultados de generación del SSFUVG desde diciembre 2011 hasta septiembre 2013. Esto se obtuvo a partir del equipo de medición descrito en la Tabla 10. Las mediciones realizadas por este equipo se almacenan automáticamente en una base de datos la cuál puede ser consultada mediante la interfaz de la página web de la Universidad Del Valle de Guatemala.

Tabla 11: Generación mensual de energía eléctrica del sistema desde el inicio del proyecto hasta septiembre 2013

Mes	Generación (KWh)
2011	
Diciembre	530.20
2012	
Enero	819.63
Febrero	848.17
Marzo	1071.20
Abril	904.67
Mayo	875.27
Junio	807.79
Julio	915.99
Agosto	913.54
Septiembre	841.62
Octubre	843.16
Noviembre	836.60
Diciembre	932.75
2013	
Enero	917.30
Febrero	691.13
Marzo	0.00
Abril	0.00
Mayo	362.77
Junio	619.49
Julio	647.96
Agosto	611.86
Septiembre	755.90
Total	15747.00

Gráfico 1: Generación mensual de energía eléctrica (KWh)



Observaciones:

- Durante el periodo del 12 de julio de 2012 al 11 de septiembre y el periodo del 15 de agosto al 30 de septiembre hubo una desconexión entre el equipo de medición de generación y la base de datos. La energía total entregada por el sistema en cada periodo se distribuyó equitativamente entre los días que no tienen registro.
- Durante el periodo del 23 de febrero al 16 de mayo el sistema no inyectó energía a la red debido a una desconexión realizada por el Interruptor AC. Este equipo de seguridad continuó activándose durante el periodo mayo-agosto 2013. Por lo tanto, el decremento de generación en estos meses corresponde a esta falla del equipo.

VII. EFICIENCIA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMA

METODOLOGÍA

A. Listado de variables

- Eficiencia del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala. (%)
- Tiempo (Meses)

B. Periodo de evaluación

La evaluación de eficiencia se realizó desde el 20 de diciembre de 2011 hasta el 30 de septiembre de 2013. Existen algunos agujeros en la curva de eficiencia debido a agujeros de información de energía generada.

C. Modelo utilizado:

Se utilizó el modelo de cielo isotrópico para poder determinar la insolación en el plano inclinado (I_T). Este modelo tiene característica de basarse en mediciones de insolación directa y difusa. Las mediciones tomadas son de insolación global. Por lo tanto se utilizó el modelo de correlación de Erbs *Et al.* (1982) y se detalla en la Ecuación 14. Esta correlación debe ser utilizada por hora y para días claros o despejados.

D. Criterios de selección

Para el estudio, se utilizó solamente aquellos días que contaran con el registro de generación completo. Además, para cumplir con el supuesto de días soleados del modelo, se descartó el conjunto de mediciones de días lluviosos. De haberse utilizado estos datos, la desviación estándar era superior al 4%. Esta información se obtuvo a partir del pluviómetro de la estación Aurora.

E. Parámetros de cálculo:

Como se puede observar en la Ecuación 4 los parámetros de cálculo son los siguientes:

Energía Generada (KWh): La energía generada por el sistema se obtuvo de la base de datos de los registros automáticos del equipo de medición del SSFUVG. Ver

1. Tabla 10.
2. Energía Disponible (KWh): La energía disponible se obtuvo de manera indirecta debido a que no existen mediciones homogéneas a las características del SSFUVG. El procedimiento se detalla a continuación.

El Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH) como parte de su programa de medición Hidromet, realiza mediciones automáticas con una periodicidad de 10 minutos de los siguientes parámetros en toda Guatemala.

1. Humedad Relativa (%)
2. Lluvia acumulada (mm)
3. Temperatura (°C)
4. Presión (mb)
5. Visibilidad media (m)
6. Punto de rocío (°C)
7. Velocidad de viento (Km/h)
8. Dirección de viento (grados °)
9. Irradiación global solar (W/m^2)

La estación que se utilizó para esta investigación se conoce como “Estación sinóptica La Aurora”. Se eligió debido a su cercanía a SSFUVG.

Tabla 12: Ubicación de la “Estación sinóptica La Aurora” La Aurora, Guatemala.

Lugar	La Aurora, Guatemala	
Coordenadas geográficas	N	O
	14° 35' 10.28”	90° 31' 39.83”

F. Instrumentos de medición

1. Piranómetro Geónica Modelo SR11: Irradiación global solar (W/m^2):

Tabla 13: Especificaciones técnicas del piranómetro Geónica SR11

Elemento	Descripción
Tipo de medición	Radiación global
Rango de medición	0 W/m^2 – 2000 W/m^2
Temperatura de operación	-40°C a 80°C
Certificación	ISO 9060 ISO 9847
B	0°

Continuación de Tabla 13

Elemento	Descripción	
Dimensiones	Diámetro Cápsula	50 mm
	Diámetro Exterior	144mm

Figura 8 Piranómetro Geónica SR11 (Geónica S:A)



2. Pluviómetro Geónica 52203: Lluvia acumulada

Tabla 14: Datos Técnicos pluviómetro Geónica 52203

Área de recolección	200 cm ²
Precisión	2% hasta 25mm/h, 3% hasta 50 mm/h
Temperatura de operación	-20 °C a 50 °C
Potencia	28W

Figura 9 “Pluviómetro de cazoleta basculante Geónica 52203”(Geónica S:A)



G. Cálculos

El ejemplo 1 ayuda a comprender el cálculo de la energía disponible.

Ejemplo 1:

Cálculo de energía disponible de 12:00 pm a 1:00 pm del 04/04/2012

De acuerdo con la ubicación del instrumento de medición y la fecha analizada podemos obtener los siguientes parámetros.

Tabla 15: Parámetros de fecha y ubicación

Parámetro	Valor
N	1
B	14.5°
Lst	90.00°
Φ	14.59°
Lloc (Grados oeste)	90.53°

Además, podemos obtener la declinación por medio de la Ecuación 11,

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+94}{365}\right) = 5.20^\circ$$

Para obtener la energía disponible durante todo el mes se realizará la sumatoria la energía disponible por hora debido a las limitantes del modelo. Los datos de este periodo se muestran a continuación:

Tabla 16: Datos de irradiación global para periodo de ejemplo

Fecha	Hora local	Irradiación global promedio (W/m ²)
04/04/2012	12:00 p.m.	1044.96
04/04/2012	01:00 p.m.	

El primer paso es obtener la hora solar correspondiente a cada uno de las horas locales. Por medio de la Ecuación 10 el Ajuste de duración del tiempo (B).

$$B = (94 - 1) \frac{360}{365} = 91.73$$

Luego, ya podemos obtener la ecuación del tiempo para este día con la Ecuación 9

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos 91.73 - 0.032077 \sin 91.73 - 0.014615 \cos 2(91.73) - 0.04089 \sin 2(91.73)) = -3.6$$

De esta forma podemos obtener la hora solar para ambos intervalos con la Ecuación 8

$$H_{solar1} = 12:00 + 4(90^\circ - 90.53^\circ) - 3.6 = 11:54:18 \text{ a.m.} = 11.90 \text{ h}$$

$$H_{solar2} = 12:10 + 4(90^\circ - 90.53^\circ) - 3.6 = 12:54:18 \text{ p.m.} = 12.90 \text{ h}$$

A partir de esto podemos obtener los ángulos horarios ω_2 y ω_1 .

$$\omega_1 = (11.90 - 12)15 = -1.5$$

$$\omega_2 = (12.90 - 12)15 = 13.5$$

Todos estos resultados se resumen de la siguiente manera:

Tabla 17: Resumen de resultados de hora solar

Fecha	Hora local	Hora solar	Ω	Irradiación global (W/m ²)
01/01/2012	12:00:00 p.m.	11:54:18 a.m.	-1.5	1044.96
01/01/2012	01:00:00 p.m.	12:54:18 p.m.	13.5	

Por medio de la ecuación 1.2 podemos obtener la insolación recibida por parte de una superficie horizontal en el intervalo trabajado.

$$I = 1044.96 \frac{\text{J}}{\text{sm}^2} (3600\text{s}) = 3761856 \text{ J/m}^2$$

A partir de la Ecuación 7 obtenemos la Radiación extraterrestre incidente en un plano normal a la radiación

$$G_{on} = 1367 \left(1 + 0.033 \cos \frac{360(94)}{365} \right) = 1364.87 \text{ W/m}^2$$

Después, utilizamos la Ecuación 16, para obtener la Insolación extraterrestre en una superficie horizontal

$$I_0 = \frac{12 * 3600}{\pi} 1364.87 * \left[\cos 14.59^\circ \cos 5.2 (\sin 13.5 - \sin -1.5) + \frac{\pi(13.5 - (-1.5))}{180} \sin 14.59^\circ \sin 5.2 \right]$$

$$I_0 = 4776138.92 \text{ J/m}^2$$

Luego, se determina el índice de claridad k_T con la Ecuación 15

$$k_T = \frac{3761856 \frac{J}{m^2}}{4776138.92 \frac{J}{m^2}} = 0.79$$

Según la Ecuación 14 se obtiene la relación de insolación difusa y global $\frac{I_d}{I}$.

$$\frac{I_d}{I} = 0.9511 - 0.1604(0.79) + 0.4.388 (0.79)^2, -16.638(0.79)^3 + 12.336(0.79)^4 = 0.1665$$

Por lo tanto,

$$I_d = 0.1665 \left(3761856 \frac{J}{m^2} \right) = 626502.03 \frac{J}{m^2}$$

$$I_b = 3761856 \frac{J}{m^2} - 626502.03 \frac{J}{m^2} = 3135353.97 \frac{J}{m^2}$$

Antes de transformar la insolación al plano inclinado, se debe obtener R_b por medio de la Ecuación 13

$$R_b = \frac{\cos(14.59^\circ - 14.5) \cos(5.2^\circ) \cos\left(\frac{-1.5+13.5}{2}\right) + \sin(14.59^\circ - 14.5) \sin(5.2^\circ)}{\cos(14.59^\circ) \cos(5.2^\circ) \cos\left(\frac{-1.5+13.5}{2}\right) + \sin(14.59^\circ) \sin(5.2^\circ)}$$

$$R_b = 1.01$$

A partir de esto, aplicamos la Ecuación 12 para Transformar la insolación al plano inclinado $\beta = 14.5^\circ$.

$$I_T = 3135353.97 \frac{J}{m^2} (1.01) + 626502.03 \frac{J}{m^2} \left(\frac{1 + \cos 14.5}{2} \right) + 0.2 * 626502.03 \frac{J}{m^2} \left(\frac{1 - \cos 14.5}{2} \right)$$

$$I_T = 3783424.80 \frac{J}{m^2}$$

Este cálculo se repite para todos los intervalos de los días claros del mes. Para el mes de abril de 2012

$$I_{T \text{ TOTAL}} = \sum I_T = 528339199.30 \frac{J}{m^2} = 146.76 \text{KWh}/m^2 \text{mes}$$

Por medio de la Ecuación 6 obtenemos la energía disponible para el plano $\beta = 14.5^\circ$ durante el mes de abril.

$$E_{\text{disponible}} = 146.76 \frac{\text{KWh}}{m^2} (45.46 m^2) = 6671.75 \text{KWh}$$

La energía generada por el sistema se obtiene de la base de datos del SSFUVG

$$E_{\text{generada}} = 789.69 \text{KWh}$$

Por último, aplicando la Ecuación 4, se obtiene la eficiencia del sistema para el mes de abril 2012.

$$\eta = \frac{789.69 \text{KWh}}{6671.75 \text{KWh}} = 10.86\%$$

RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados de eficiencia del SSFUVG desde diciembre 2011 hasta septiembre 2013. Debido a falta de mediciones, se puede observar que no hay registro de eficiencia para los meses de agosto 2012, marzo 2013, abril 2013 y septiembre 2013.

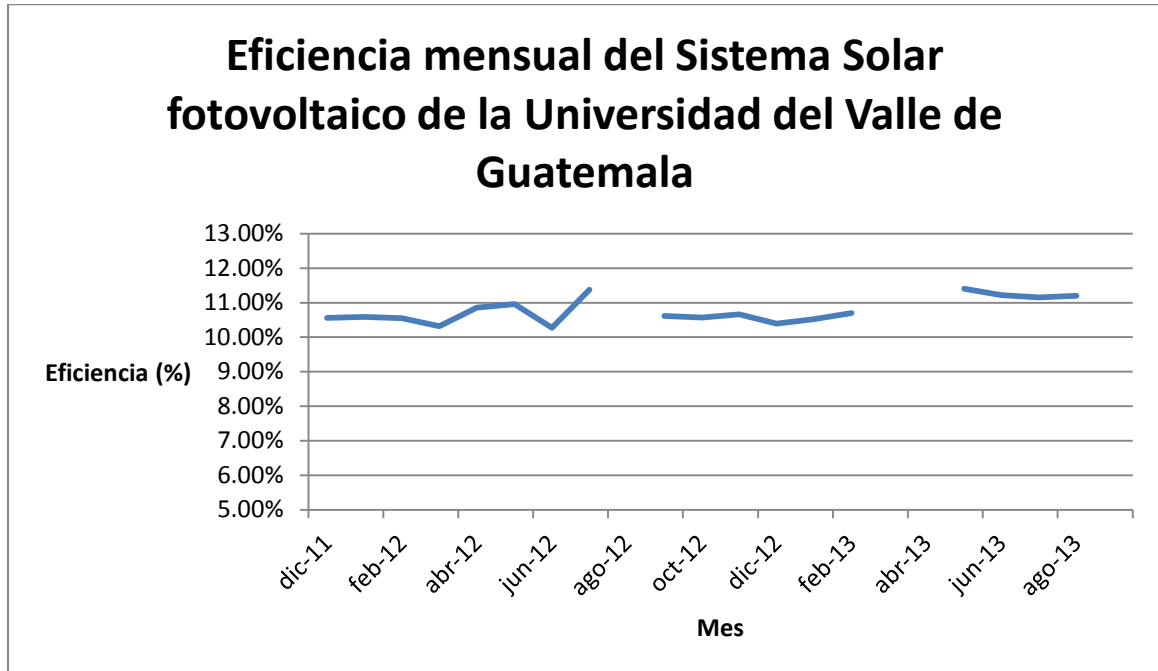
Tabla 18: Eficiencia mensual del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala

Mes-año	Eficiencia del sistema
dic-11	10.56%
ene-12	10.59%
feb-12	10.55%
mar-12	10.32%
abr-12	10.86%
may-12	10.96%
jun-12	10.27%
jul-12	11.38%
sep-12	10.62%
oct-12	10.57%
nov-12	10.66%
dic-12	10.39%
ene-13	10.52%
feb-13	10.70%
may-13	11.40%
jun-13	11.22%
jul-13	11.15%
ago-13	11.20%

Tabla 19: Resumen resultados de medidas de tendencia central

Media	10.77%
Desviación estándar	0.36%
Min	10.27%
Max	11.40%

Gráfico 2: Eficiencia mensual del Sistema Solar fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala



ANÁLISIS DE RESULTADOS

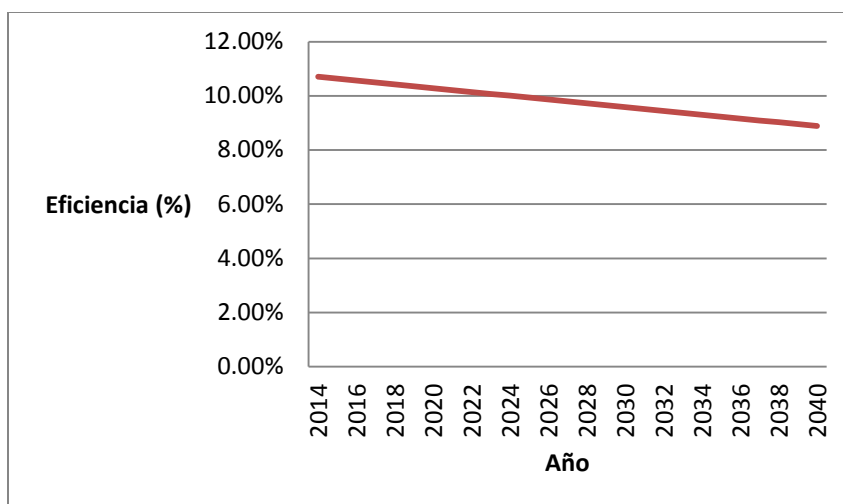
Se determinó que la eficiencia del sistema solar fotovoltaico es de 10.27%. Este resultado se encuentra entre el rango esperado de un sistema con estas características tomando en cuenta la caída de eficiencia en cada uno de los elementos que lo componen. Sin embargo, utilizando las eficiencias nominales de cada equipo la eficiencia del sistema debería de estar cercana al 14%. Existen dos factores que pueden ser los causantes de esta diferencia. El primero es la ubicación del generador fotovoltaico ya que se encuentra en un área verde, a partir de las 4 de la tarde, los árboles empiezan a bloquear la luz solar.

Figura 10 Fotografía de generador fotovoltaico el 31/10/2013 a las 4:00 p.m



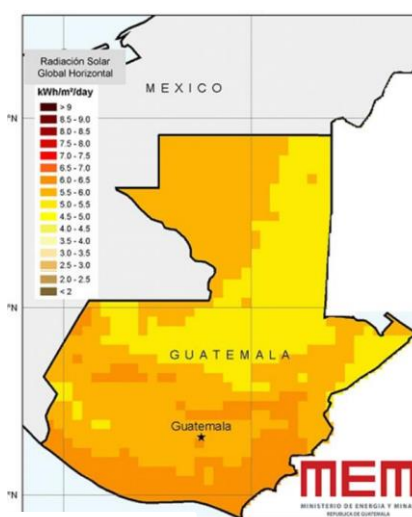
El segundo es que el fabricante de cada componente proporciona el dato de eficiencia en condiciones ideales. Estas condiciones son aquellas en que la eficiencia sea máxima, por lo tanto utilizar estos valores no resulta adecuado para describir un sistema. Por ejemplo, el fabricante de los módulos fotovoltaicos establece que su eficiencia máxima es de 15.15%. Sin embargo, en las especificaciones técnicas evalúan que la eficiencia puede ser reducida hasta en un 1.15% si la radiación insolación es de $0.2\text{KW}/\text{m}^2$. Además, como fue mencionado anteriormente, un conjunto de variables climatológicas y operativas pueden afectar su desempeño. Por otra parte, el inversor posee una eficiencia nominal del 97% que puede disminuir hasta al 95%. Cabe mencionar que debido a la caída de eficiencia que especifica el fabricante de los módulos fotovoltaicos, es prudente esperar que la eficiencia pueda caer hasta valores cercanos al 9%.

Gráfico 3: Caída de eficiencia del sistema solar fotovoltaico 2014-2020



Por otra parte, pueden existir algunas fuentes de error al calcular la energía disponible. Claramente la mejor manera de obtener la eficiencia del sistema sería contar con mediciones homogéneas a las características del sistema. Es decir, tomar mediciones de irradiación global por medio de un piranómetro ubicado en el mismo lugar que el generador fotovoltaico y con 14.5° de inclinación orientado hacia el sur. Sin embargo, las mediciones más cercanas se encuentran a 4.8 Km en línea recta. Distancia que según se puede observar en el mapa de radiación de Guatemala no es considerable y resulta correcto utilizar las mediciones. Además, aunque en la metodología para determinar la eficiencia se mencionó que se trató de cumplir al máximo con los supuestos del modelo, el modelo de correlación de Erbs puede presentar inexactitud de hasta un 3% (Duffie & Beckman, 2006). Además, la transformación de insolación a un plano inclinado por medio del modelo de cielo isotrópico puede sobreestimar o subestimar en un 5% los valores de radiación de albedo.

Figura 10 Mapa de insolación del Ministerio de Energía y Minas



MEM, 2006

VIII. RELACIÓN ENTRE VARIABLES CLIMATOLÓGICAS Y LA EFICIENCIA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTÁICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

METODOLOGÍA

A. Listado de variables

- Humedad relativa (%)
- Temperatura ambiente (°C)
- Velocidad de viento (Km/h)
- Dirección de viento. Ángulo medido de N a S ($0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$)

B. Periodo de evaluación

La evaluación de eficiencia se realizó desde el 20 de Diciembre de 2011 hasta el 30 de septiembre de 2013. Se pueden encontrar algunos agujeros en la curva de eficiencia debido a agujeros de información de energía generada.

C. Criterios de selección

Para determinar los valores más adecuados para analizar la relación entre eficiencia y las variables climatológicas se tomaron en cuenta las limitaciones tanto del modelo de correlación de Erbs como del modelo del cielo isotrópico, utilizados para dividir la radiación global en una superficie horizontal en sus componentes de radiación (radiación directa y radiación difusa) y para determinar la energía disponible en la superficie inclinada, respectivamente.

Por lo tanto, se tomaron valores de eficiencia por hora entre 800W/m² y 900W/m² que correspondieran a valores de 0 mm de lluvia. De esta manera, se obtuvo una muestra de 196 datos.

D. Instrumento de medición

1. Sensor de temperatura y humedad relativa integrado Geónica Modelo STH-S331

Tabla 20: Sensor de temperatura

Temperatura de operación	-30° a +70°C
Consumo	3 mA @ 12 VDC
Resolución	0.01°C
Precisión	0.1 °C

Tabla 21: Sensor de humedad relativa

Rango de operación	0-100%
Máxima humedad de operación	100% RH hasta 80°C
	75% RH a 100°C
	45% RH a 125°C
	15% RH a 150°C
Precisión	$\pm 0.8\%$
Estabilidad a largo plazo	<1% RH/año

Figura 11 Sensor de temperatura y humedad relativa integrado GeónicaSTH-S331



(Geónica S.A.)

2. Anemómetro Geónica Modelo WS

Tabla 22: Medición de velocidad de viento

Rango de operación	0 – 60 m/s
Precisión	$\pm 2\%$ a 12 m/s
Resolución	0.01 m/s

Tabla 23: Medición de dirección de viento

Rango	0° a 360°
Precisión	$\pm 3^\circ$ a 20 m/s
Resolución	1°

Figura 12 Anemómetro Geónica Modelo WS



(Geónico S.A.)

E. Método utilizado

Se utilizó el mismo método que en la sección anterior para estimar la eficiencia. Para cada valor de eficiencia por hora se tomaron promedios de temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección de viento.

Se realizó esta restricción ya que la eficiencia puede cambiar considerablemente dependiendo de la magnitud de radiación. Debido a la imposibilidad de manipular esta variable, utilizar todos los valores de radiación puede generar conclusiones erradas.

F. Análisis estadístico

Prueba de hipótesis de correlación de Pearson:

Como se ha analizado en el marco teórico, algunas variables climatológicas podrían tener incidencia lineal en la eficiencia del generador fotovoltaico. Para evaluar la existencia de una relación lineal, se utilizó una herramienta estadística que permite el análisis de relación entre variables cuantitativas. El coeficiente de correlación de Pearson permite representar numéricamente la magnitud de la relación lineal que existe

entre dos variables. Cuando el coeficiente de correlación de Pearson r es igual a 1, se dice que la relación que existe entre las variables es perfectamente positiva. Por el contrario, si el coeficiente de correlación de Pearson r es igual a -1, se dice que la relación de las variables es perfectamente negativa. A medida que la magnitud del coeficiente se acerque a 1 se intensifica la relación que existe entre las variables.

Para determinar el coeficiente de correlación de Pearson r se utiliza la Ecuación 23.

$$r_{xy} = \frac{S_{xy}}{S_x S_y} = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

Ecuación 23

r_{xy} = Coeficiente de Pearson

S_{xy} = Covarianza de (x, y)

S_x = Desviación estándar de x

S_y = Desviación estándar de y

Puesto que se cuenta con datos provenientes de una muestra, es necesario realizar un análisis de significación para extrapolar a la población los resultados obtenidos de esta estimación y obtener el coeficiente ρ . Este procedimiento permite descartar que la relación sea consecuencia del azar. Para ello, se realiza una prueba de hipótesis con las siguientes afirmaciones:

$H_0: \rho=0$

$H_a: \rho \neq 0$

En la hipótesis nula, se establece que no existe relación lineal significativa entre las variables o, dicho en otras palabras, el coeficiente de correlación de Pearson obtenido procede de dos poblaciones cuya correlación nula. En la alterna, se afirma que existe una relación lineal significativa entre las variables o que el coeficiente de correlación de Pearson obtenido procede de dos poblaciones están correlacionadas. Con esta prueba de hipótesis, se pretende extrapolar el coeficiente r proveniente de una muestra de la población al coeficiente ρ correspondiente a la población.

Cuando $\rho=0$, es adecuado utilizar el estadístico de prueba (t estad) siguiente:

$$t = \frac{n-2}{\sqrt{1-r^2}}$$

Si el valor de la estadístico de prueba excede el valor crítico de $t_{(\alpha, gl=n-2)}$ se rechaza la hipótesis nula.

RESULTADOS

Tabla 24: Resumen resultados de medidas de tendencia central

Variable	Media	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo
Eficiencia módulos fotovoltaicos (%)	10.51	0.95	9.28	13.38
Velocidad de Viento (Km/h)	20.58	6.57	4.85	41.53
Dirección de Viento (°)	65.93	56.18	3.87	179.34
Humedad relativa (%)	46.87	11.60	15.84	89.86
Temperatura Ambiente (°C)	23.61	1.88	18.89	28.91

Como se describió en el apartado anterior, para poder hacer generalizaciones sobre la población, es necesario evaluar que los valores provenientes de la muestra sean significativos. Para ello, se analizó cada uno de los coeficientes utilizando valores críticos distintos asociados a distintos niveles de significancia (90%, 95% y 99%),

Tabla 25: Coeficiente de Pearson y nivel de significación de la prueba de correlación.

Variable	Velocidad de Viento (Km/h)	Dirección de Viento (°)	Humedad relativa (%)	Temperatura Ambiente [°C]
R	-0.0782	0.0536	0.2943	0.0197
t estad	(-1.0929)	(0.7476)	(4.2889)***	(0.2748)

* Significativo al 90%

**Significativo al 95%

*** Significativo al 99%

Gráfico 4: Gráfico de dispersión entre la eficiencia del generador fotovoltaico (%) y la velocidad de viento (Km/h)

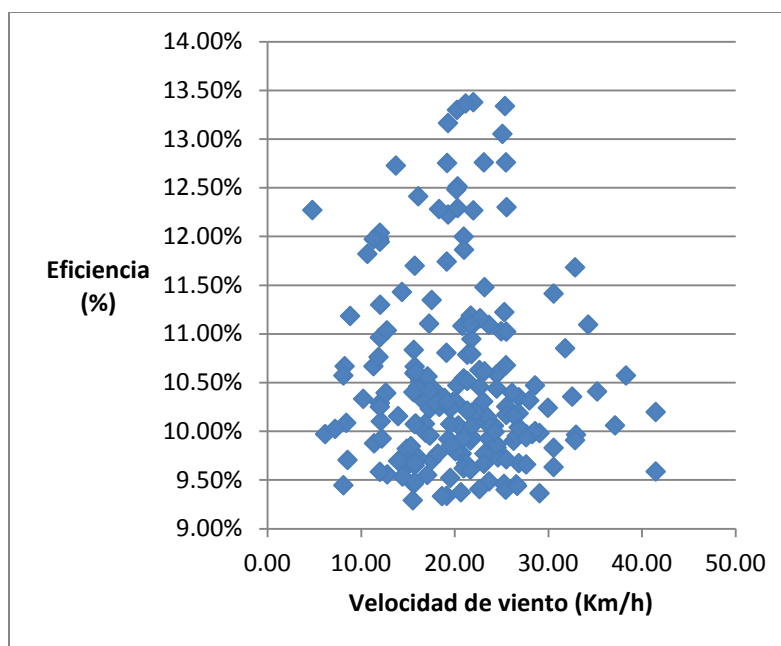


Gráfico 5: Gráfico de dispersión entre la eficiencia del generador fotovoltaico (%) y la dirección de viento (°)

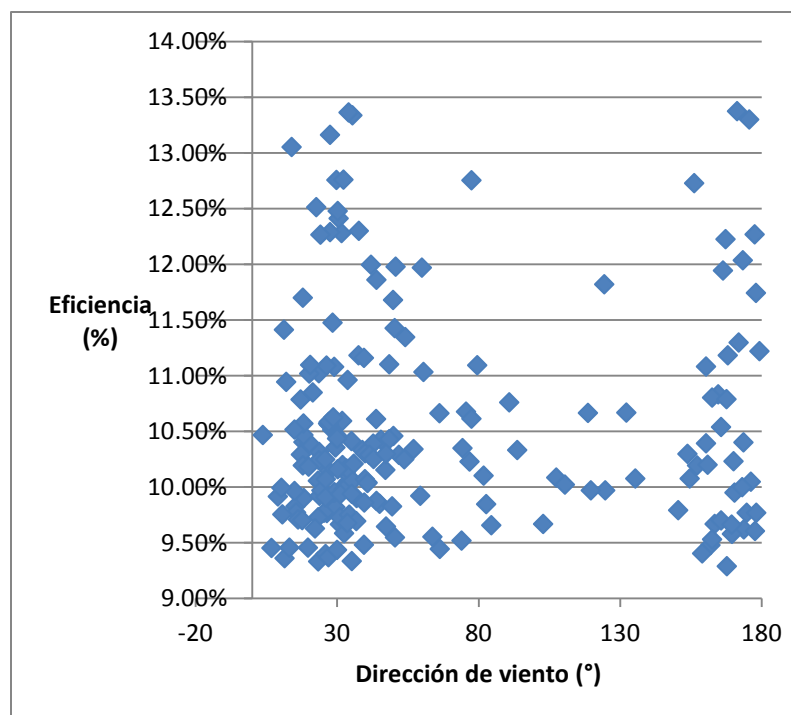


Gráfico 6 Gráfico de dispersión entre la eficiencia del generador fotovoltaico (%) y humedad relativa (%)

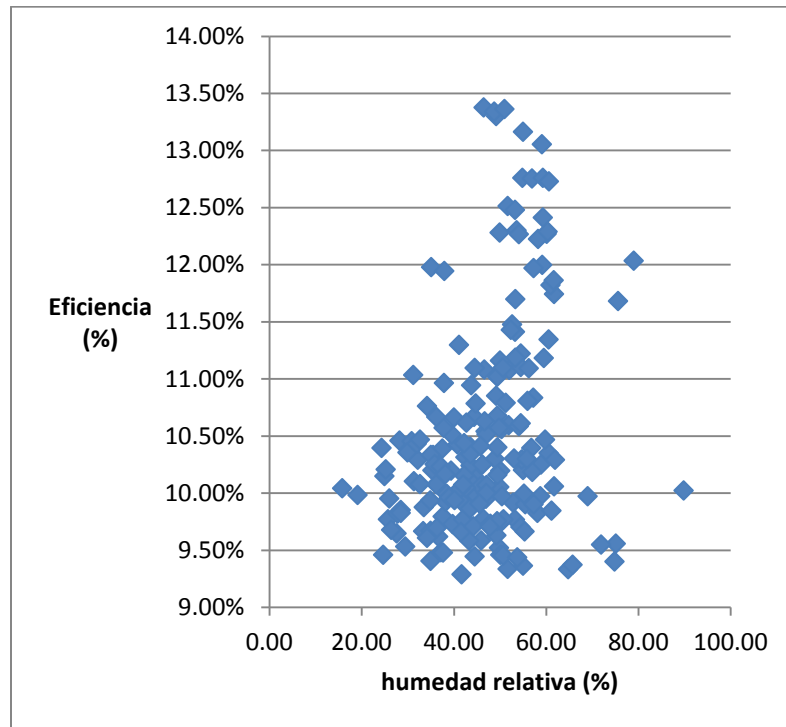
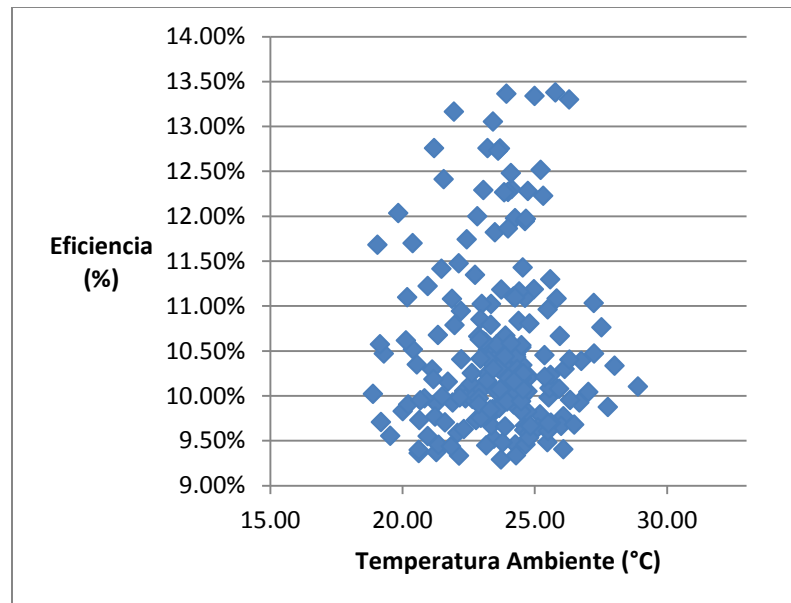


Gráfico 6: Gráfico de dispersión entre la eficiencia del generador fotovoltaico (%) y la temperatura ambiente (°C)



ANÁLISIS RESULTADOS

Se determinó que no existe relación lineal entre las variables: Temperatura Ambiente, Dirección de viento, Velocidad de viento y la eficiencia del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala. Por el contrario, se determinó que existe relación lineal (Aunque muy baja según el coeficiente de correlación de Pearson) entre la variable humedad relativa y la eficiencia del sistema solar fotovoltaico.

La velocidad puede actuar como agente de enfriamiento y por lo tanto, era adecuado esperar que presentara una relación lineal directa con la eficiencia. Sin embargo, la falta de correlación puede deberse a que el elemento protector del módulo fotovoltaico funcione como aislante y no permita una buena transferencia de calor por conducción entre el elemento generador y el viento. Además, cabe mencionar que esta variable es muy susceptible a cambios de un lugar a otro. Se trató de reducir el error utilizando la estación de medición más cercana, el equipo de medición está ubicado a una distancia menor a 5 Km.

Se esperaba que la relación entre la dirección de viento y la eficiencia fuera inversamente proporcional debido a la geometría del generador fotovoltaico. (Valores de eficiencia bajos para ángulos cercanos a 180° y valores de eficiencia altos para ángulos cercanos a 0°). Sin embargo, este no fue el caso. Al ser la dirección de viento una variable que cambia considerablemente con el tiempo, desviación estándar de 56.18° , se debe ser muy cuidadoso al manejarla. Debido a que la dirección del viento cambia en distintos planos, utilizar mediciones de dirección en dos planos puede ser lo más adecuado

Cabe mencionar, que otra fuente de error importante para la velocidad y dirección de viento es la diferencia de altitud entre la colocación del instrumento medición y el proyecto. Sin embargo la altitud del instrumento de medición y del proyecto fue de (1519 m) y 1515m respectivamente. Con una diferencia de solo 3m.

Se esperaba que la temperatura presentara una relación linealinversa con la eficiencia. Este resultado pudo ser causado por distintos aspectos. Se puede observar en el diagrama de dispersión. (Ver Gráfico 6) que la concentración de datos fue muy alta. Con una temperatura máxima cercana a los 30° y una mínima cercana a los 18° . De esta forma, nunca se excedió en gran medida las condiciones de operación ideales para el sistema y esto pudo disminuir la incidencia de esta variable.

Por último, la humedad relativa presentó una relación directa con la eficiencia con un coeficiente de Pearson de 0.2943. Claramente la relación es muy baja y esto indica que es una variable que no es la principal variable a tomar en cuenta. Esto coincide con la teórica ya que indica que puede actuar como agente de enfriamiento de los módulos fotovoltaicos.

Es importante mencionar que la temperatura ambiente y la humedad relativa no deben presentar grandes cambios entre el sitio de medición y el sitio del proyecto. Por lo tanto, el supuesto de que se comportan de manera similar en ambas ubicaciones es bastante válido.

IX. RELACIÓN ENTRE VARIABLE OPERATIVA DE MODULOS FOTOVOLTAICOS Y LA EFICIENCIA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

METODOLOGÍA

A. Listado de variables

- Eficiencia de módulos fotovoltaicos
- Limpieza superficial de módulos fotovoltaicos

B. Periodo de evaluación:

Del 8 de agosto de 2013 al 17 de septiembre de 2013 a las 3:00 pm.

C. Criterios de selección:

Se seleccionó una muestra de 20 días sin precipitación que pertenezcan al periodo establecido.

D. Instrumento de medición:

Multímetro digital Steren MLU-100 (Voltaje DC)

Tabla 26: Especificaciones técnicas del Multímetro digital Steren MLU-100

Rango de Voltaje DC	200 mV – 1000V
Método de medición	de conversión analógico digital, con un convertidor A/D (análogo/digital)
Temperatura de operación	0°C - 40°C
Dimensiones	7 x 23 x 3,8 cm

Figura 13 Fotografía de Multímetro digital Steren MLU-100



E. Método:

Para determinar la relación entre la limpieza superficial de los paneles solares y la eficiencia, se dividió el SSFUVG en dos ramas. Cada una de estas ramas abarcó 14 paneles solares conectados en serie. Ambos grupos presentaban suciedad superficial. Se les había practicado la última limpieza en Mayo 2013. Al grupo A no se le realizó ninguna limpieza y al grupo B se le realizó una limpieza diariamente. (Ver el diagrama eléctrico de los módulos fotovoltaicos en el anexo).

La limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos es bastante simple y requiere alrededor de 15 minutos. Su procedimiento se detalla continuación:

Materiales

1. Limpia cristales.
2. Esponja de limpieza.
3. Manguera de longitud de 15 m.
4. Accesorio de Pistola de riego para manguera.

El procedimiento consistió en rociar agua en cada uno de los módulos con la manguera y su accesorio de riego. Luego, por medio del limpia cristales se retiraron las impurezas de gran tamaño. Estas pueden ser grandes partículas de polvo, hojas, excremento de aves y otros residuos. Si aún se presentan partículas en los módulos se utilizó la esponja de limpieza. Se debe repetir el proceso hasta alcanzar la limpieza deseada.

Después de realizar la limpieza en el grupo B, se realizaron 3 mediciones de voltaje para cada grupo de manera alternativa. De esta forma se obtuvo los voltajes promedio de cada rama.

Al terminar la medición de voltajes, se leyó en el inversor la potencia total de salida del inversor (Potencia AC) y el voltaje de entrega del generador fotovoltaico (VDC). Para estimar la Potencia DC (Potencia de entrada) se utilizó la Ecuación 4 y la eficiencia del inversor 97%. A partir de esto se obtuvo la corriente del generador fotovoltaico con la Ecuación 3.

Para fines de estudio se calcularon las potencias del grupo A y grupo B con los voltajes medidos anteriormente. Claramente, esto solo es con propósitos ilustrativos ya que al haber una diferencia de voltajes entre cada grupo, el voltaje del generador es el voltaje menor debido a ambos grupos están conectados en paralelo.

F. Cálculo

El ejemplo 2 ayuda a comprender la determinación de la potencia de cada grupo y su eficiencia.

Tabla 27: Medición de voltajes del 12 de agosto de 2013

Fecha y hora	Rama	Limpieza superficial	Voltaje Promedio (V)
12/08/2013 3:00 p.m.	Grupo A	No	388.00
	Grupo B	Sí	391.67

Tabla 28: Datos obtenidos en a partir del equipo de medición del inversor

Fecha y hora	Ventada DC (V)	Potencia de Salida AC (KW)
12/08/2013 3:00 p.m.	389	1.219

Tabla 29: Dato de potencia disponible

Fecha y hora	Potencia disponible por rama
12/08/2013 3:00 p.m.	5.68 KW

Para poder obtener la potencia en cada grupo es necesario obtener la corriente de cada uno. Para esto, primero debemos obtener la potencia de salida del generador fotovoltaico (Potencia de entrada al inversor). Por medio de la Ecuación 4.

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{0.97} = \frac{1219}{0.97} = 1.2567 \text{ W}$$

Luego, se obtuvo la corriente del generador fotovoltaico y de cada rama por medio de la Ecuación 3 y Ecuación 2 respectivamente.

$$I_{\text{Generador}} = \frac{P_{DC}(1000)}{V_{\text{Generador}}} = \frac{1.2567(1000)}{389V} = 3.23A$$

$$I_m = \frac{I_{\text{Generador}}}{N_p} = \frac{3.23 \text{ A}}{2} = 1.62A$$

A partir de esto, podemos obtener la potencia de cada rama con la Ecuación 3.

$$P_{\text{rama A}} = \frac{V_{\text{rama A}} I_m}{1000} = \frac{388V(1.62A)}{1000} = 0.629 \text{ KW}$$

$$P_{\text{rama B}} = \frac{V_{\text{rama B}} I_m}{1000} = \frac{391.67V(1.62A)}{1000} = 0.634 \text{ KW}$$

Nuevamente, utilizamos la Ecuación 4 para obtener la eficiencia de cada rama.

$$\eta_{\text{rama A}} = \frac{0.629 \text{ KW}}{5.68 \text{ KW}} = 11.07\%$$

$$\eta_{\text{rama B}} = \frac{0.634 \text{ KW}}{5.68 \text{ KW}} = 11.16\%$$

G. Análisis estadístico

Prueba de hipótesis de comparación por parejas

Como se analizó en el marco teórico, entre las variables operativas que pueden tener relación con la eficiencia del sistema solar fotovoltaico se encuentra la limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos. Debido a que se trabajó con mediciones por parejas (Grupo A y Grupo B) donde cada uno está expuesto a las mismas condiciones y solamente a uno de estos grupos se les aplicó la limpieza. Por lo tanto, es conveniente utilizar una prueba de hipótesis de comparación por parejas.

La variable de interés en este análisis es la diferencia entre cada pareja de observación para n pares de medición (d_i). Esto permite calcular la diferencia de media muestral \bar{d} .

$$\bar{d} = \frac{\sum d_i}{n}$$

Puesto que se cuenta con datos provenientes de una muestra, es necesario realizar un análisis de significación para extrapolar a la población los resultados obtenidos de esta estimación y obtener la media de diferencias poblacional μ_d . Este procedimiento permite descartar que la relación sea consecuencia del azar. Para ello, se realiza una prueba de hipótesis con las siguientes afirmaciones:

$$H_0: \mu_d \leq 0$$

$$H_a: \mu_d > 0$$

En la hipótesis nula, se establece que la limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos no genera un aumento en la eficiencia del SSFUVG. Por el contrario, la hipótesis alterna establece que la limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos genera un aumento en la eficiencia del SSFUVG

Con esta prueba de hipótesis, se pretende extrapolar las diferencias de la muestra a la población

Cuando H_0 es verdadera, es adecuado utilizar el estadístico de prueba (t estad) siguiente:

$$t = \frac{\bar{d} - \mu_d}{S_{\bar{d}}}$$

Si el valor de la estadístico de prueba excede el valor crítico de $t_{(\alpha, g|n-1)}$ se rechaza la hipótesis nula.

RESULTADOS

Tabla 30: Medidas de tendencia central de medición de voltaje (V) y eficiencia (%) de las ramas A y B del generador fotovoltaico

Fecha	Voltaje (V)		Eficiencia (%)	
	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B
Media	382.68	383.45	11.80	11.82
Desviación Estándar	13.89	14.064	0.81	0.81
Mínimo	350.33	351.00	10.76	10.74
Máximo	403.33	405.33	13.91	13.96

Como se describió en el apartado anterior, para poder hacer generalizaciones sobre la población, es necesario evaluar que los valores provenientes de la muestra sean significativos. Para ello, se analizó cada uno de los coeficientes utilizando valores críticos distintos asociados a distintos niveles de significancia (90%, 95% y 99%),

Tabla 31: Media de diferencias y nivel de significación de la prueba de comparación por parejas

Variable	Eficiencia (%)
\bar{d}	0.023
T	(2.75)***

*** Significativo al 99%

ANÁLISIS RESULTADOS

Se determinó que la limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos si está relacionada con la eficiencia. Como se puede ver en la Tabla 31, con un 99% de confianza, la limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos genera un aumento en la eficiencia del SSFUVG. Sin embargo, este aumento es relativamente bajo comparado con lo que se esperaba. Solamente hubo una diferencia de 0.023 % entre la rama A y B. Esta pequeña variación se puede deber a que los módulos fotovoltaicos no presentaban una suciedad extrema. Esto es lógico si analizamos la ubicación del proyecto. Es un lugar donde el generador fotovoltaico no está expuesto a condiciones extremadamente desfavorables ya que no hay equipos o elementos que ensucien en gran medida a los mismos. Por lo tanto, aunque el grupo B era capaz de generar más energía, la caída de eficiencia del grupo A no era muy alta. Cabe mencionar, que aunque el incremento de eficiencia es poco, se recomienda limpiar y verificar el generador fotovoltaico ya que podría permitir que la vida útil de los mismos fuera mayor y que en un periodo largo ese pequeño aumento puede ser considerable debido a que la generación real será mayor. Además, es importante mencionar que debido a que la corriente no pudo ser medida de manera directa, el cálculo de la misma puede causar cierto error. Claramente el error se compartió en cada rama del generador y esto no debe afectar la afirmación de que hay un aumento de eficiencia al realizar la limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, si puede causar error al cuantificar este aumento de eficiencia.

X. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

METODOLOGÍA

Es importante destacar que el sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala inició operaciones en diciembre de 2011. Por ello, ya se cuentan con datos de generación y precios de la energía de 22 meses. En consecuencia, para el análisis financiero se tomaron en cuenta la Inversión inicial real y los datos reales provenientes de la base de datos histórica para el período de Diciembre de 2011 a septiembre de 2013. Para proyectar la generación de octubre, noviembre y diciembre de 2013, se utilizaron los datos de generación de año 2012, pues según el análisis de eficiencia no debería presentar mucha variación a los datos del 2013. Se estimó una vida útil de 30 años del proyecto, por lo que se estimaron los 27 flujos restantes correspondientes al período 2014-2035. (Ver Anexo)

A. Inversión inicial:

La inversión inicial del sistema solar fotovoltaico se realizó bajo el apoyo de Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala y el Banco Interamericano de Desarrollo BID, para la promoción de la Eficiencia Energética en Guatemala y el desglose estimado se detalla a continuación.

Tabla 32: Detalle de inversión

Elemento	Precio
Generador Fotovoltaico (30 años de vida útil)	\$12,788.00
Inversor (15 años de vida útil)	\$2,779.00
Protecciones y otros elementos eléctricos	\$401.00
Equipo de medición	\$926.00
Gastos de envío de equipo	\$1,800.00
Gastos de instalación	\$1,000.00
Otros Gastos	\$5,306.00
Total	\$25,000.00

Observaciones:

- Claramente para que el proyecto tenga la vida útil esperada se debe reponer el inversor a los 15 años de uso.

B. Costos y gastos de operación esperados:

Para proyectar los costos y gastos de operación esperados, se listó cada una de las actividades de mantenimiento necesarias para el funcionamiento del sistema según el fabricante. (Green Energy, 2011) Luego, se estimó la cantidad de horas que dicha actividad requiere y la frecuencia en que se llevaría a cabo.

Tabla 33: Horas de mantenimiento anual del SSFUVG

Actividad	Horas	Veces al año	Total
Limpieza superficial paneles e inversor	0.333	12	4
limpieza y servicio de conexiones eléctricas	1	4	4
Medición de voltajes y corrientes	1.5	4	6
Revisión de humedad y óxido	2	4	8
Limpieza general de la ubicación	2	2	4
Prueba de comunicación	2	2	4
Servicio a Inversor	2	2	4
Análisis termográfico	2	1	2
Total anual			36

Asimismo, se estimó el sueldo mensual de un técnico electricista por hora.

Tabla 34: Sueldo mensual de técnico electricista

Sueldo mensual	4,000.00
Horas trabajadas mensual	160.00
Sueldo por hora	25.00

De esta forma, las horas de mantenimiento asociado a la operación del sistema de generación fotovoltaico representan un desembolso anual es de Q.900.00.

C. Condiciones de mercado

Para el análisis se supuso las siguientes condiciones de mercado:

Tabla 35: Condiciones de mercado

Tasa de retorno mínima Aceptable (TMAR)	5.25%
Tipo de Cambio US\$-Q	Q7.8

D. Estimación de ingresos esperados del proyecto de inversión:

Los ingresos esperados están directamente relacionados con la capacidad de generación y el precio al que pueda colocarse dicha energía. La multiplicación de los KWh producidos cada año y el precio de los mismos (Q/KWh) es igual a los ingresos anuales de cada uno de los 30 años de vida que se le estimó al proyecto.

$$I_i = G_i * P$$

Ecuación 24

I_i = Ingreso del período i

G_i = generación del Sistema en KWh

P = Precio estimado en Q por cada KWh

E. Escenarios

Para el análisis de Escenarios, se definieron dos variables clave por su importancia en la rentabilidad del sistema.

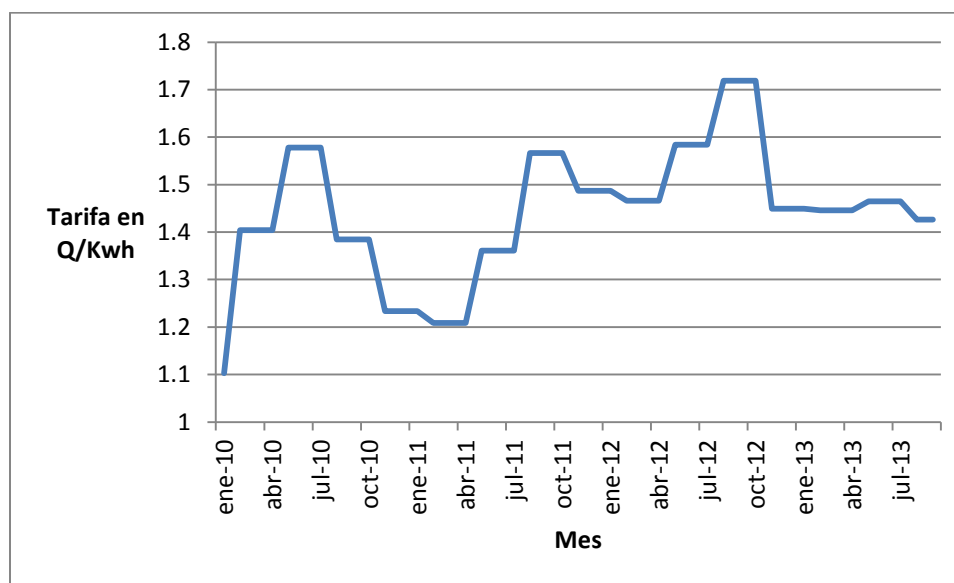
1. Pérdida de eficiencia. Representa la caída que tiene la eficiencia respecto al tiempo debido a la degradación de los componentes del sistema.
2. Precio de la energía. Precio por KWh de un consumidor de baja tensión con demanda en punta establecido por oferta y demanda en el mercado mayorista.

Escenario base

Para determinar la capacidad de generación, se consideró una pérdida de eficiencia del 0.7% interanual a partir del año 2014. De esta forma, se espera producir 10,537 KWh en ese año. Asimismo, se determinó el precio promedio al que se había vendido la energía durante el último año para usuarios de baja tensión con demanda en punta BTDP. Este fue de Q.1.45/ KWh producido. Se utilizó la tarifa BTDP debido a que es el pliego tarifario apropiado para la Universidad Del Valle de Guatemala. Cabe mencionar, que esto es una de las limitantes del estudio ya la Universidad Del Valle de Guatemala actualmente está inscrita como gran usuario y los precios de compra de energía no son públicos.

A continuación, se muestra la tarifa histórica para usuarios BTDp, la cual servirá de base para el análisis de necesarios.

Gráfico 7: Tarifa histórica en Q./KWh para usuarios BTDp



Las proyecciones de cada uno de los escenarios alternativos fueron construidas tomando como supuestos las siguientes condiciones:

Tabla 36: Variables supuestas para cada escenario

Variable de entrada	Escenario optimista	Escenario base	Escenario pesimista
Pérdida anual de Eficiencia	0.5%	0.7%	0.9%
Precio de la Energía	1.71	1.45	1.10

Tabla 37: Distribución de probabilidad de los distintos escenarios del Proyecto

Escenario	Probabilidad de ocurrencia
Optimista	25%
Base	50%
Pesimista	25%

RESULTADOS

Tabla 38: Resultados de análisis financiero del Sistema Solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala para distintos escenarios

	Pesimista	Base	Optimista
VPN	Q.(54,002.54)	Q.(6,298.63)	Q. 33,167.68
TIR	2.3%	4.9%	6.7%
PRD	No se recupera	No se recupera	21 años

Tabla 39: Conclusión financiera del Sistema Solar fotovoltaico a partir del escenario esperado basado en las probabilidades de ocurrencia de escenarios

	Esperado	Criterio de Comparación	Resultado
VPN	Q.(8,358.03)	>0	No Favorable
TIR	4.7%	< 5.25%	No Favorable
PRD	No se recupera	--	-

- Los flujos de efectivo para cada escenario se encuentran en el apartado Anexo.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Por medio del análisis financiero, se determinó que el proyecto no es favorable. Esto se debe a que el valor presente de la inversión es negativo. Para cuantificar la rentabilidad del proyecto, se determinó la Tasa Interna de Retorno que fue de 4.7%.

Entre los supuestos del análisis financiero es muy importante mencionar que puede existir cierta variación entre los precios utilizados en el mismo y la realidad. Esto se debe a que la Universidad Del Valle de Guatemala está inscrita como Gran Usuario de baja tensión. “En este caso las condiciones de suministro (potencia y energía) son pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (comercializador).” (Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, 2009). Debido a la confidencialidad de este valor se utilizaron los precios de energía eléctrica para un usuario de Baja tensión con demanda en punta (BTDp) en cuál se adapta de mejor manera a las condiciones de conexión de la Universidad.

Además, para el análisis de sensibilidad se utilizó el precio de la energía promedio del año 2013 como escenario base. Para el escenario optimista y pesimista se utilizó el máximo y mínimo de energía registrado desde 2010 respectivamente. Esto puede causar cierto error ya que el precio de la energía es un factor que no necesariamente cambia de acuerdo a la tendencia de los mismos. Generalmente, es afectado por otras variables donde podemos destacar la oferta y demanda, el precio de los combustibles fósiles e incluso factores sociopolíticos.

La otra variable utilizada para el análisis de sensibilidad fue la caída de eficiencia en el sistema. Esta variable puede tomar distintos valores debido al cuidado del equipo. El fabricante indicó que puede haber una reducción del 0.7% anual de generación. Sin embargo, para distintas condiciones de operación y programas de mantenimiento este valor puede cambiar. Para el análisis optimista y pesimista se utilizó una variación de $\pm 0.2\%$. Debido a la gran injerencia que los administradores del proyecto tienen respecto a esta variable la variación para cada escenario no fue tan alta. Cabe mencionar, que aunque la variación es baja, para proyectos de este tipo una pequeña caída de generación eléctrica puede afectar considerablemente el proyecto.

Por otra parte, el análisis realizado para determinar la probabilidad de ocurrencia de cada escenario puede ser muy conservador debido a la fuerte probabilidad de ocurrencia que se le asignó al escenario base.

Es oportuno mencionar que el proyecto surge para ser una fuente de investigación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala acerca de eficiencia energética. Por lo tanto, existen otros aspectos no financieros que se deben tomar en cuenta al momento de la evaluación final del proyecto.

XIII. BIBLIOGRAFÍA

- A., K., Shinde, N., & Patil, D. (2011). Performance & Evaluation of Industrial Solar Cell w.r.t. Temperature and Humidity. *International Journal of Research in Mechanical Engineering and Technology*, 69-73.
- Besley, S., & Brigham, E. (2008). *Fundamentos de Administración Financiera* (14 Edición ed.). México DF: Cengage Learning Editores.
- Boylestad, R. (2004). *Introducción al análisis de circuitos*. México DF: Pearson.
- Cengel, Y., & Boles, M. (2009). *Termodinámica* (Sexta edición ed.). México, DF.: Mc. Graw Hill.
- Cohen, E., & Franco, R. (1992). *Evaluación de proyectos sociales*. México: Siglo XXI.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala. (2009). *CNEE*. Recuperado el 29 de 09 de 2013, de <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/usuario/Categorias%20Tarifarias.html>
- Departamento de Eficiencia Energética. (2013). *Informe técnico Seguimiento Proyecto Piloto de Eficiencia Energética Generación Fotovoltaica Universidad Del Valle de Guatemala*. Guatemala: Gerencia de Proyectos Estratégicos.
- Duffie, J., & Beckman, W. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Tercera Edición ed.). New Jersey: Jhon Wiley & Sons, Inc.
- Gasquet, H. (2004). *Conversión de la luz solar en energía eléctrica, Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos*. México: Solartronic.
- Geónica S:A. (s.f.). *Geónica Geofísica y electrónica*. Recuperado el 25 de 08 de 2013, de <http://www.geonica.com/prod/80/138/Sensores-Meteorologicos-e-Hidrologicos/>
- Green Energy. (2011). *Manual del Sistema Fotovoltaico Universidad del Valle de Guatemala*.
- Hunt, G. (31 de julio de 2013). *HELIOTEX*. Recuperado el 09 de septiembre de 2013, de <http://www.solarpanelcleaningsystems.com/blog/keep-your-solar-panels-clean>
- Hussein, K., Miqdam, C., Iman, A., Hanan, A., Hanan, S., & Al-Rubkhi, J. (2012). Effect of Humidity on the PV Performance in Oman. *Asian Transactions on Engineering* , Vol.2 .
- Ibañez, M., Rusell, J., & J.I., R. (2004). *Tecnología Solar*. Madrid: Mundi Prensa .
- Jutglar, L. (2004). *Energía Solar*. Barcelona: Ediciones Ceac.
- MEM. (2006). *Ministerio de Energía y Minas*. Recuperado el 01 de 10 de 2013, de http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/6._Radiacion_Solar.pdf
- Perpiñán, O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*. España: Creative Commons.

XII. RECOMENDACIONES GENERALES

Conforme lo analizado en este trabajo, se recomienda lo siguiente:

1. Continuar con el análisis de eficiencia del Sistema Solar Fotovoltaico para los periodos siguientes de funcionamiento.
2. Realizar un análisis para determinar cuál es la ubicación ideal del generador fotovoltaico dentro de la Universidad del Valle de Guatemala.
3. Implementar un sistema de alerta que permita que el usuario pueda observar fácilmente que alguna de las protecciones esté disparada, corregir rápidamente el problema y evitar que el sistema deje de trabajar por períodos prolongados.
4. Verificar el dimensionamiento de equipos. Registrar aquellos equipos que no correspondan con las características del sistema y evaluar si su cambio es recomendable.
5. Realizar un análisis de factibilidad de implementación de un mecanismo de seguimiento solar, de forma que los módulos fotovoltaicos reciban de manera perpendicular los rayos del sol para aumentar la eficiencia del sistema.
6. Realizar un análisis de las mismas características a este pero con datos proporcionados por equipos de medición colocados en la Universidad del Valle de Guatemala.
7. Implementar una interfaz y equipo de medición que permita obtener voltajes, corriente y potencia en distintos puntos del sistema y se almacene en una base de datos.
8. Verificar que el mantenimiento establecido por el fabricante se cumpla adecuadamente para eliminar pérdidas de eficiencia y prologar la vida útil del sistema.

XI. CONCLUSIONES GENERALES

1. La eficiencia del sistema solar fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala es de 10.7% y no presentó una caída de eficiencia significativa durante el periodo diciembre 2011 a Septiembre 2013.
2. No existe relación lineal entre la temperatura ambiente y la eficiencia del generador fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala.
3. No existe relación lineal entre la velocidad de viento y la eficiencia del generador fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala.
4. No existe relación lineal entre la dirección de viento y la eficiencia del generador fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala.
5. Existe relación lineal entre la humedad relativa y la eficiencia del generador fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala. Con un coeficiente de correlación de Pearson de 0.2943.
6. Existe relación entre la limpieza superficial del Generador fotovoltaico y la eficiencia del sistema solar fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala. La limpieza superficial aumenta la eficiencia del sistema en un 0.023%
7. El costo del sistema solar fotovoltaico fue de \$25000 y tiene una capacidad instalada de 6.86KWh. De esta forma, el costo por KWh instalado fue de \$3644.3. Los beneficios financieros del sistema hasta septiembre 2013 son de \$23963.
8. La tasa interna de retorno para los escenarios pesimista, real y optimista fue de 2.3%, 4.9% y 6.7% respectivamente.
9. El valor presente para los escenarios pesimista, real y optimista fue de $-Q.54003$, $-Q.6299$ y $Q.33167.68$ respectivamente.
10. El tiempo de recuperación de la inversión para el escenario optimista fue de 21 años. Para los escenarios pesimista y real no se recupera la inversión.
11. Bajo una probabilidad del 25%, 50% y 25% para los escenarios pesimista, real y optimista respectivamente, la tasa interna de retorno estimada del Sistema Solar Fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala es de 4.7%.
12. Bajo una probabilidad del 25%, 50% y 25% para los escenarios pesimista, real y optimista respectivamente, el valor presente neto de la inversión realizada para el Sistema Solar Fotovoltaico de la Universidad del Valle de Guatemala es de $Q.-8,358.03$. Debido a que el valor presente neto es menor que 0, la inversión no es favorable.
13. Bajo una probabilidad del 25%, 50% y 25% para los escenarios pesimista, real y optimista respectivamente, la inversión realizada para el Sistema Solar Fotovoltaico de la Universidad Del Valle de Guatemala no será recuperada.

Renac. (2013). Energía solar fotovoltaica como fuente de energía renovable global. México, México.

Vijayakumar, G., Klein, S., & Beckman, W. (2005). *Analysis of short-term solar radiation*. Madison: University of Wisconsin-Solar Energy Laboratory.

Zainuddin, H., Shaari, S., Omar, A. M., Zain, Z. M., Soumin, J., & Surat, Z. (2009). Preliminary Investigations on the Effect of Humidity on the Reception of Visible Solar Radiation and the Effect of Humidity and Wind Speed on PV Module Output. *Progress of physics research in Malaysia* , 55-58.

XIV. ANEXO

Tabla 40: Flujos de Efectivo de Escenario Pesimista

Año	KWh	Q. / KWh	Ingresos anuales	Mantenimiento general	Inversión	Flujo neto
2011	530.20	1.49	Q788.40	Q37.50	Q195,000.00	Q194,249.10
2012	10,610.39	1.56	Q16,507.07	Q900.00		Q15,607.07
2013	7,218.92	1.45	Q10,448.10	Q900.00		Q9,548.10
2014	10,514.90	1.10	Q11,593.30	Q900.00		Q10,693.30
2015	10,420.26	1.10	Q11,488.96	Q900.00		Q10,588.96
2016	10,326.48	1.10	Q11,385.56	Q900.00		Q10,485.56
2017	10,233.54	1.10	Q11,283.09	Q900.00		Q10,383.09
2018	10,141.44	1.10	Q11,181.54	Q900.00		Q10,281.54
2019	10,050.17	1.10	Q11,080.90	Q900.00		Q10,180.90
2020	9,959.72	1.10	Q10,981.18	Q900.00		Q10,081.18
2021	9,870.08	1.10	Q10,882.35	Q900.00		Q9,982.35
2022	9,781.25	1.10	Q10,784.40	Q900.00		Q9,884.40
2023	9,693.22	1.10	Q10,687.34	Q900.00		Q9,787.34
2024	9,605.98	1.10	Q10,591.16	Q900.00		Q9,691.16
2025	9,519.53	1.10	Q10,495.84	Q900.00		Q9,595.84
2026	9,433.85	1.10	Q10,401.38	Q900.00	Q21,674.95	Q12,173.58

Continuación de Tabla 40

Año	KWh	Q. / KWh	Ingresos anuales	Mantenimiento general	Inversión	Flujo neto
2027	9,348.94	1.10	Q10,307.76	Q900.00		Q9,407.76
2028	9,264.80	1.10	Q10,214.99	Q900.00		Q9,314.99
2029	9,181.42	1.10	Q10,123.06	Q900.00		Q9,223.06
2030	9,098.79	1.10	Q10,031.95	Q900.00		Q9,131.95
2031	9,016.90	1.10	Q9,941.66	Q900.00		Q9,041.66
2032	8,935.75	1.10	Q9,852.19	Q900.00		Q8,952.19
2033	8,855.33	1.10	Q9,763.52	Q900.00		Q8,863.52
2034	8,775.63	1.10	Q9,675.65	Q900.00		Q8,775.65
2035	8,696.65	1.10	Q9,588.57	Q900.00		Q8,688.57
2036	8,618.38	1.10	Q9,502.27	Q900.00		Q8,602.27
2037	8,540.81	1.10	Q9,416.75	Q900.00		Q8,516.75
2038	8,463.94	1.10	Q9,332.00	Q900.00		Q8,432.00
2039	8,387.77	1.10	Q9,248.01	Q900.00		Q8,348.01
2040	8,312.28	1.10	Q9,164.78	Q900.00		Q8,264.78
2041	8,237.47	1.10	Q9,082.29	Q900.00		Q8,182.29

Tabla 41: Flujos de efectivo de escenario base

Año	KWh	Q. / KWh	Ingresos anuales	Mantenimiento general	Inversión	Flujo neto
2011	530.20	1.49	Q788.40	Q37.50	Q195,000.00	Q194,249.10
2012	10,610.39	1.56	Q16,507.07	Q900.00		Q15,607.07
2013	7,218.92	1.45	Q10,448.10	Q900.00		Q9,548.10
2014	10,536.12	1.45	Q15,277.37	Q900.00		Q14,377.37
2015	10,462.37	1.45	Q15,170.43	Q900.00		Q14,270.43
2016	10,389.13	1.45	Q15,064.24	Q900.00		Q14,164.24
2017	10,316.41	1.45	Q14,958.79	Q900.00		Q14,058.79
2018	10,244.19	1.45	Q14,854.08	Q900.00		Q13,954.08
2019	10,172.48	1.45	Q14,750.10	Q900.00		Q13,850.10
2020	10,101.27	1.45	Q14,646.85	Q900.00		Q13,746.85
2021	10,030.57	1.45	Q14,544.32	Q900.00		Q13,644.32
2022	9,960.35	1.45	Q14,442.51	Q900.00		Q13,542.51
2023	9,890.63	1.45	Q14,341.41	Q900.00		Q13,441.41
2024	9,821.39	1.45	Q14,241.02	Q900.00		Q13,341.02
2025	9,752.64	1.45	Q14,141.34	Q900.00		Q13,241.34
2026	9,684.38	1.45	Q14,042.35	Q900.00	Q21,674.95	Q8,532.61
2027	9,616.59	1.45	Q13,944.05	Q900.00		Q13,044.05

Continuación de tabla 41

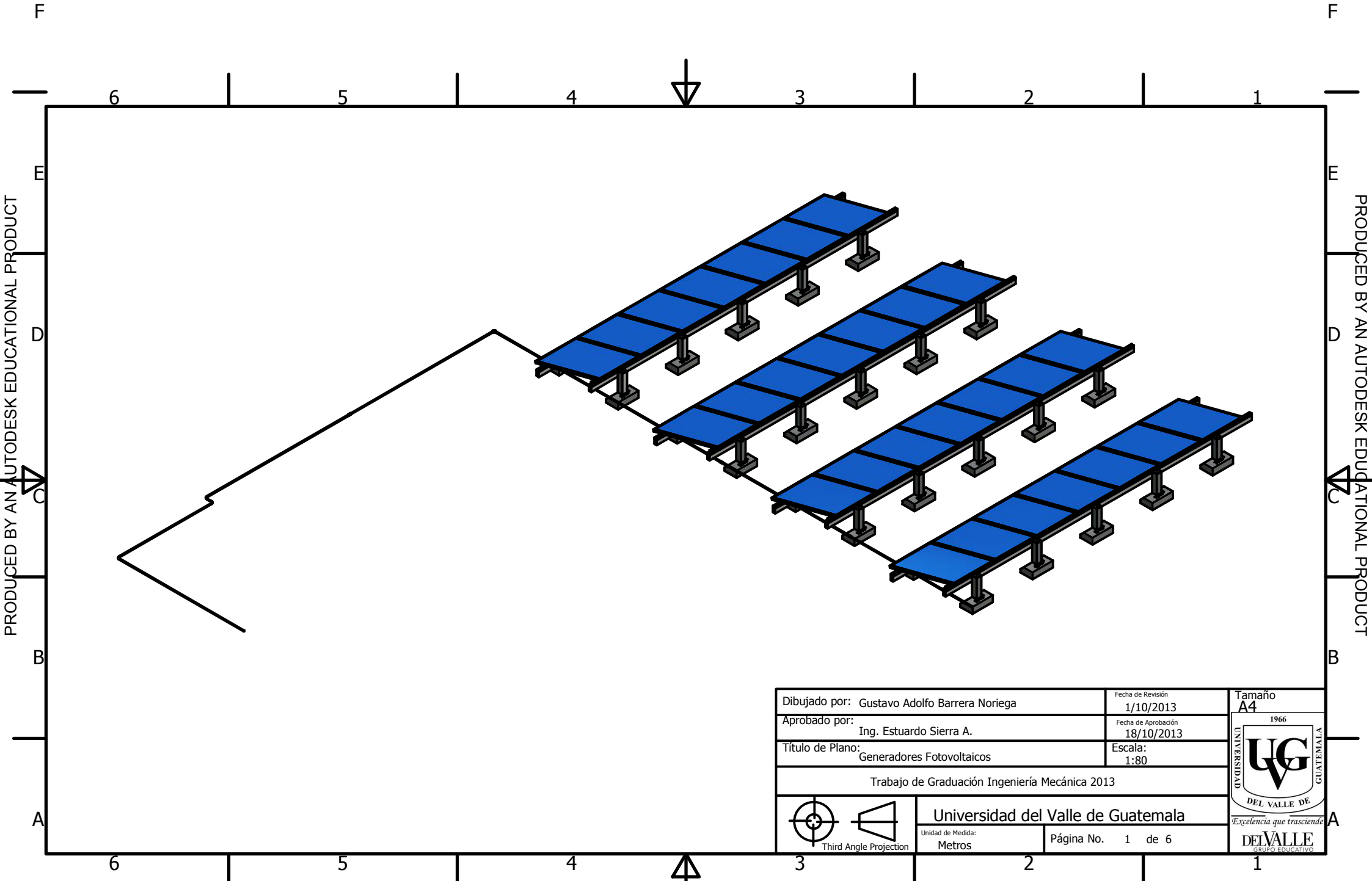
Año	KWh	Q. / KWh	Ingresos anuales	Mantenimiento general	Inversión	Flujo neto
2028	9,549.27	1.45	Q13,846.44	Q900.00		Q12,946.44
2029	9,482.42	1.45	Q13,749.52	Q900.00		Q12,849.52
2030	9,416.05	1.45	Q13,653.27	Q900.00		Q12,753.27
2031	9,350.14	1.45	Q13,557.70	Q900.00		Q12,657.70
2032	9,284.68	1.45	Q13,462.79	Q900.00		Q12,562.79
2033	9,219.69	1.45	Q13,368.55	Q900.00		Q12,468.55
2034	9,155.15	1.45	Q13,274.97	Q900.00		Q12,374.97
2035	9,091.07	1.45	Q13,182.05	Q900.00		Q12,282.05
2036	9,027.43	1.45	Q13,089.77	Q900.00		Q12,189.77
2037	8,964.24	1.45	Q12,998.15	Q900.00		Q12,098.15
2038	8,901.49	1.45	Q12,907.16	Q900.00		Q12,007.16
2039	8,839.18	1.45	Q12,816.81	Q900.00		Q11,916.81
2040	8,777.30	1.45	Q12,727.09	Q900.00		Q11,827.09
2041	8,715.86	1.45	Q12,638.00	Q900.00		Q11,738.00

Tabla 42: Flujos de efectivo de escenario optimista

Año	KWh	Q. / KWh	Ingresos anuales	Mantenimiento general	Inversión	Flujo neto
2011	530.20	1.49	Q788.40	Q37.50	Q195,000.00	Q194,249.10
2012	10,610.39	1.56	Q16,507.07	Q900.00		Q15,607.07
2013	7,218.92	1.45	Q10,448.10	Q900.00		Q9,548.10
2014	10,557.34	1.72	Q18,147.17	Q900.00		Q17,247.17
2015	10,504.55	1.72	Q18,056.43	Q900.00		Q17,156.43
2016	10,452.03	1.72	Q17,966.15	Q900.00		Q17,066.15
2017	10,399.77	1.72	Q17,876.32	Q900.00		Q16,976.32
2018	10,347.77	1.72	Q17,786.94	Q900.00		Q16,886.94
2019	10,296.03	1.72	Q17,698.01	Q900.00		Q16,798.01
2020	10,244.55	1.72	Q17,609.52	Q900.00		Q16,709.52
2021	10,193.33	1.72	Q17,521.47	Q900.00		Q16,621.47
2022	10,142.36	1.72	Q17,433.86	Q900.00		Q16,533.86
2023	10,091.65	1.72	Q17,346.69	Q900.00		Q16,446.69
2024	10,041.19	1.72	Q17,259.96	Q900.00		Q16,359.96
2025	9,990.99	1.72	Q17,173.66	Q900.00		Q16,273.66
2026	9,941.03	1.72	Q17,087.79	Q900.00	Q21,674.95	Q5,487.16
2027	9,891.33	1.72	Q17,002.35	Q900.00		Q16,102.35

Continuación de tabla 42

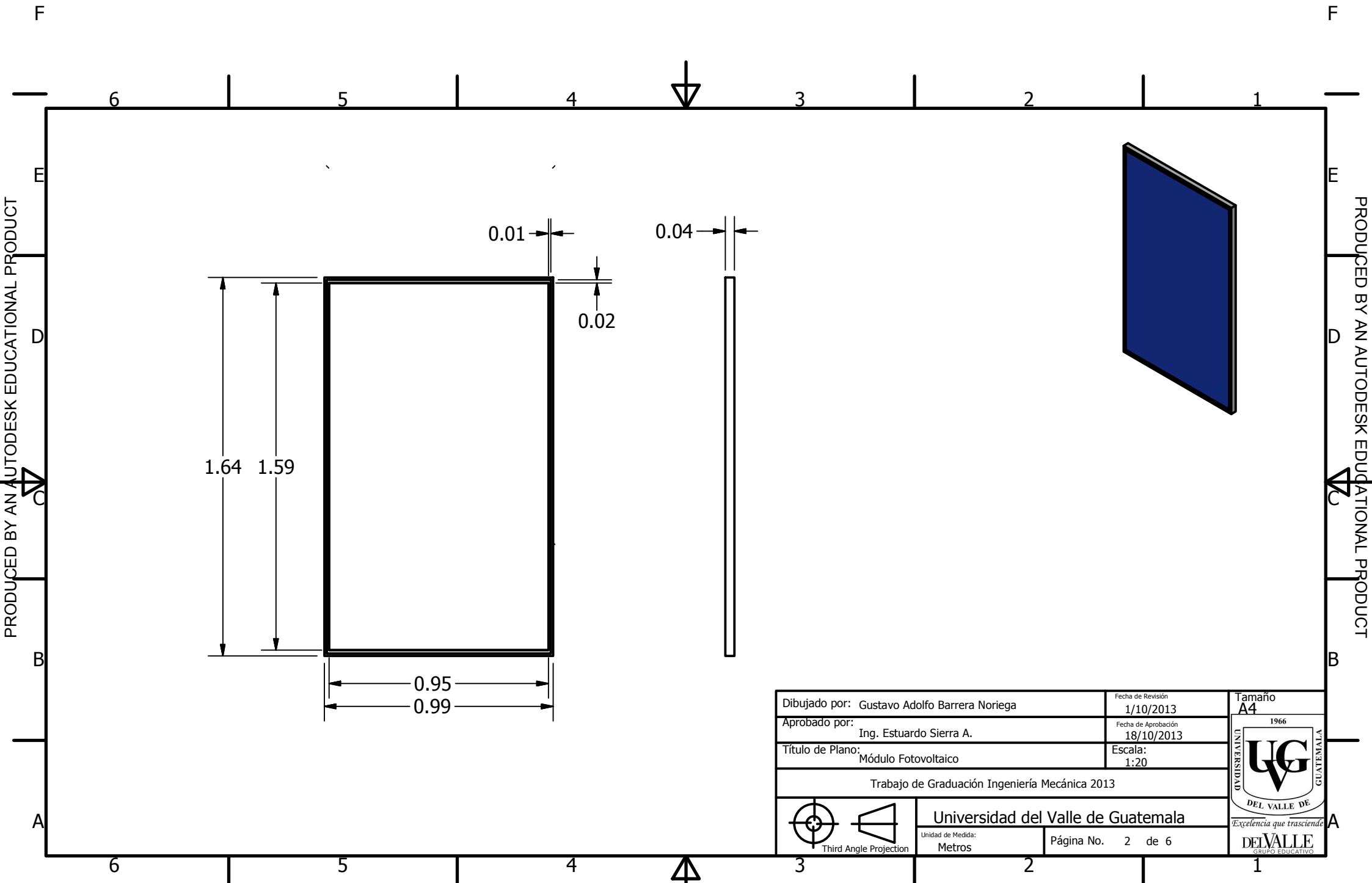
Año	KWh	Q. / KWh	Ingresos anuales	Mantenimiento general	Inversión	Flujo neto
2028	9,841.87	1.72	Q16,917.34	Q900.00		Q16,017.34
2029	9,792.66	1.72	Q16,832.75	Q900.00		Q15,932.75
2030	9,743.70	1.72	Q16,748.59	Q900.00		Q15,848.59
2031	9,694.98	1.72	Q16,664.85	Q900.00		Q15,764.85
2032	9,646.50	1.72	Q16,581.52	Q900.00		Q15,681.52
2033	9,598.27	1.72	Q16,498.61	Q900.00		Q15,598.61
2034	9,550.28	1.72	Q16,416.12	Q900.00		Q15,516.12
2035	9,502.53	1.72	Q16,334.04	Q900.00		Q15,434.04
2036	9,455.02	1.72	Q16,252.37	Q900.00		Q15,352.37
2037	9,407.74	1.72	Q16,171.11	Q900.00		Q15,271.11
2038	9,360.70	1.72	Q16,090.25	Q900.00		Q15,190.25
2039	9,313.90	1.72	Q16,009.80	Q900.00		Q15,109.80
2040	9,267.33	1.72	Q15,929.75	Q900.00		Q15,029.75
2041	9,220.99	1.72	Q15,850.10	Q900.00		Q14,950.10


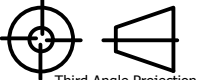


Dibujado por: Gustavo Adolfo Barrera Noriega	Fecha de Revisión 1/10/2013	Tamaño A4
Aprobado por: Ing. Estuardo Sierra A.	Fecha de Aprobación 18/10/2013	1966
Título de Plano: Generadores Fotovoltaicos	Escala: 1:80	
Trabajo de Graduación Ingeniería Mecánica 2013		
 Third Angle Projection		Universidad del Valle de Guatemala <i>Excelencia que trasciende</i> DELVALLE GRUPO EDUCATIVO
Unidad de Medida: Metros	Página No. 1 de 6	

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

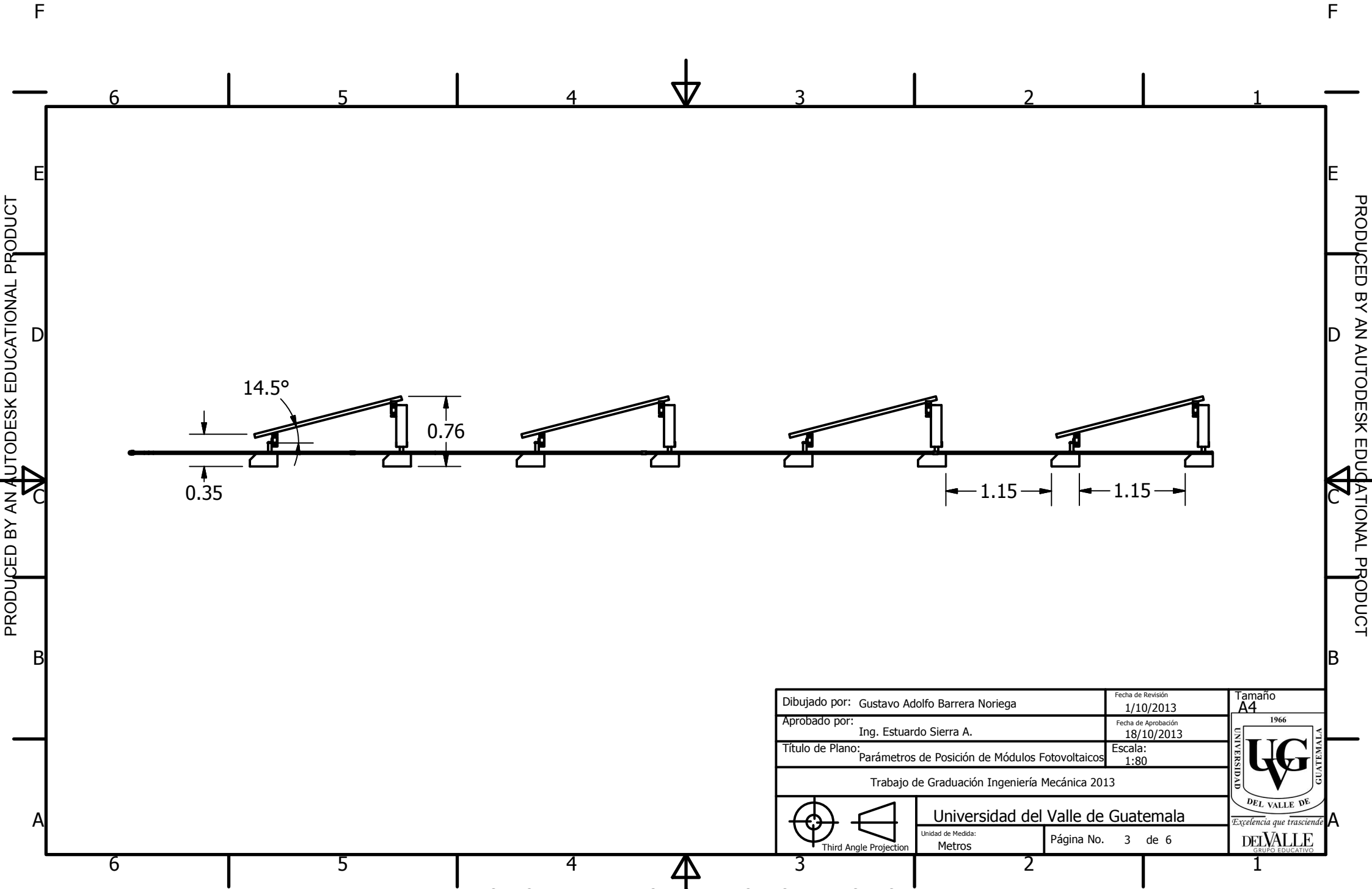
PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT



Dibujado por: Gustavo Adolfo Barrera Noriega	Fecha de Revisión 1/10/2013	Tamaño A4
Aprobado por: Ing. Estuardo Sierra A.	Fecha de Aprobación 18/10/2013	1966
Título de Plano: Módulo Fotovoltaico	Escala: 1:20	 UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Trabajo de Graduación Ingeniería Mecánica 2013		
 Third Angle Projection		Universidad del Valle de Guatemala Excelencia que trasciende
Unidad de Medidas: Metros	Página No. 2 de 6	

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

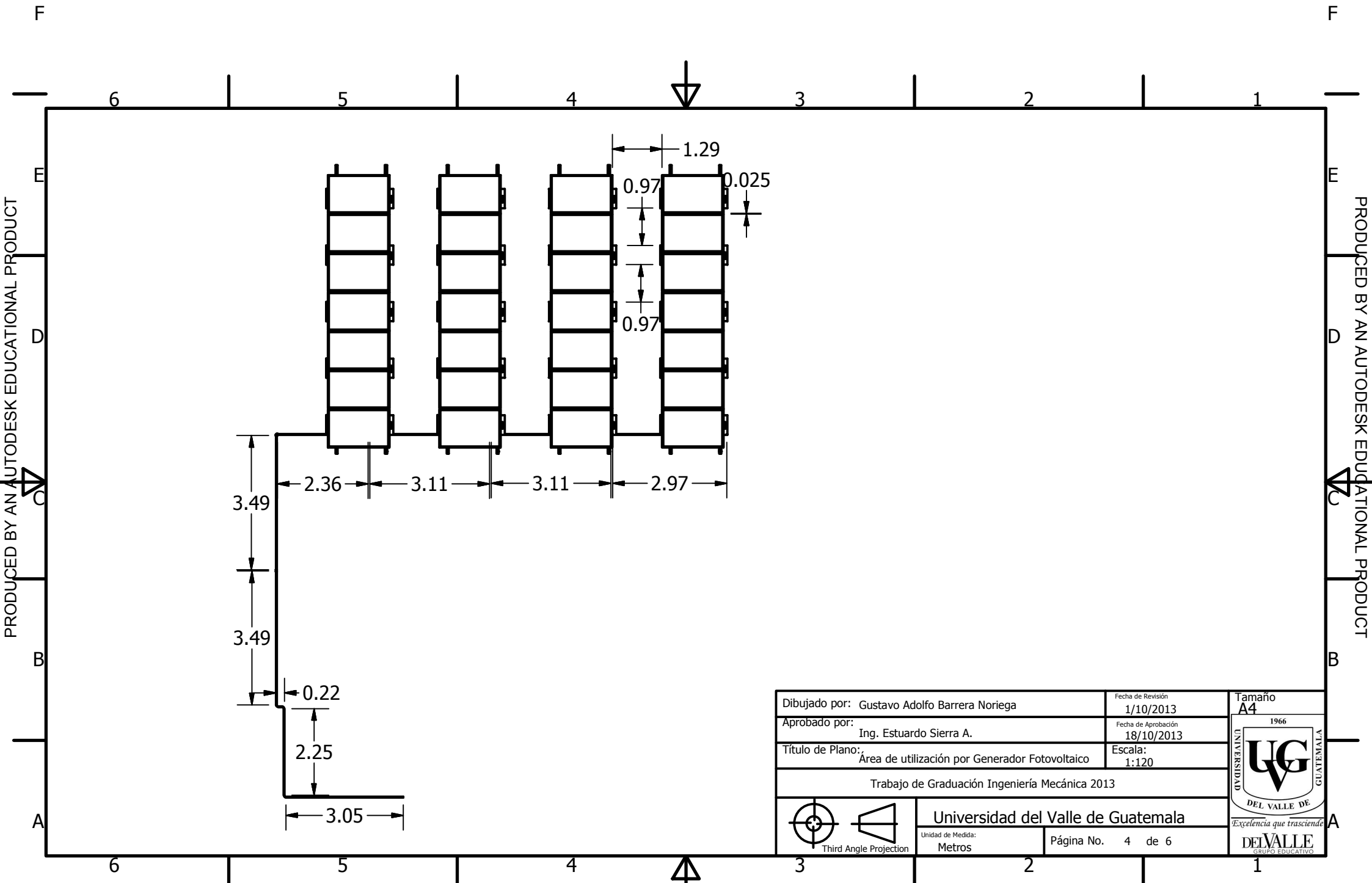


Dibujado por: Gustavo Adolfo Barrera Noriega	Fecha de Revisión 1/10/2013	Tamaño A4
Aprobado por: Ing. Estuardo Sierra A.	Fecha de Aprobación 18/10/2013	1966
Título de Plano: Parámetros de Posición de Módulos Fotovoltaicos	Escala: 1:80	
Trabajo de Graduación Ingeniería Mecánica 2013		
 Third Angle Projection		Universidad del Valle de Guatemala Unidad de Medida: Metros



PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

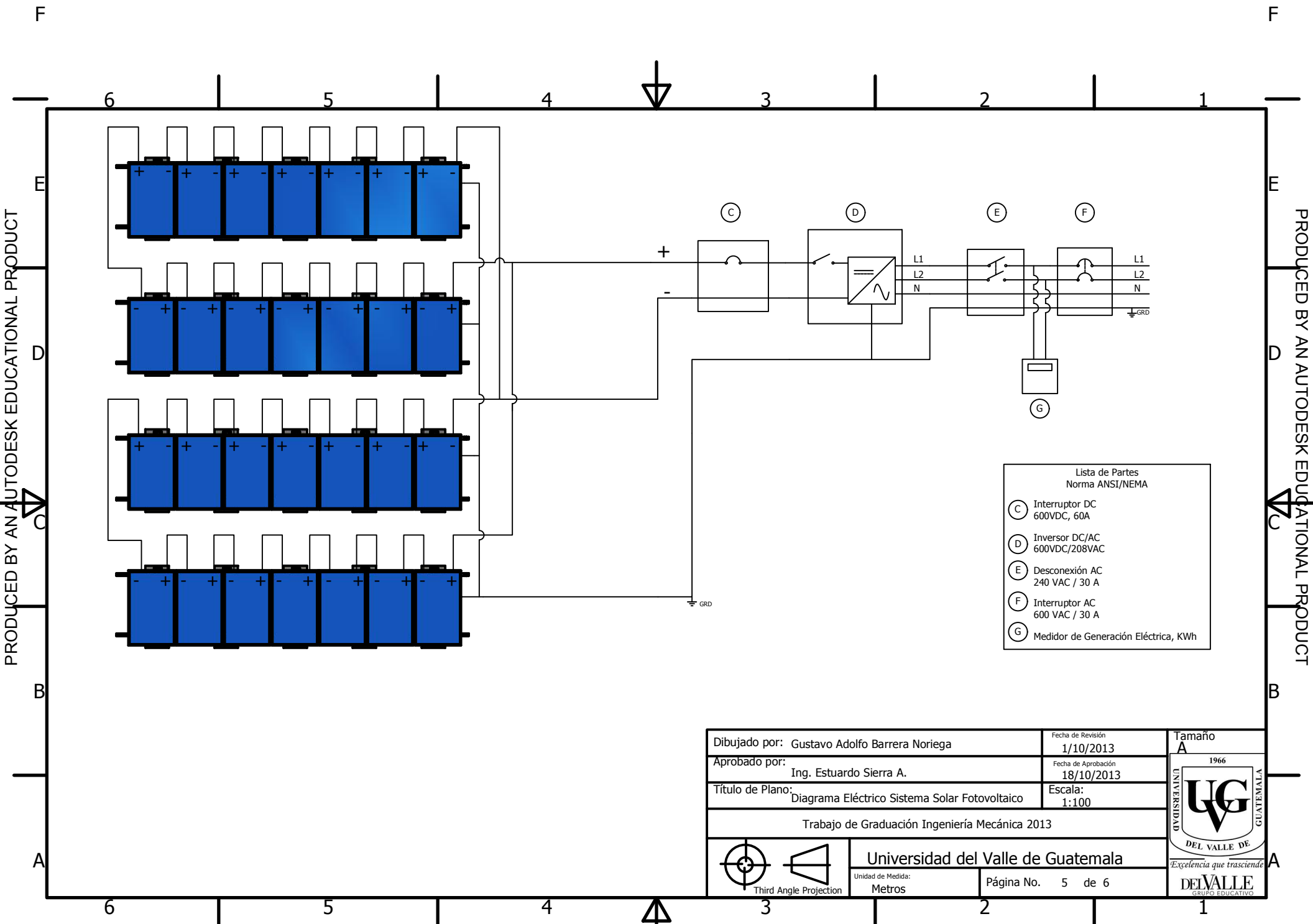
PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT



Dibujado por: Gustavo Adolfo Barrera Noriega	Fecha de Revisión: 1/10/2013	Tamaño: A4
Aprobado por: Ing. Estuardo Sierra A.	Fecha de Aprobación: 18/10/2013	1966
Título de Plano: Área de utilización por Generador Fotovoltaico	Escala: 1:120	 UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Trabajo de Graduación Ingeniería Mecánica 2013		
 Third Angle Projection		Universidad del Valle de Guatemala Excelencia que trasciende DEL VALLE GRUPO EDUCATIVO
Unidad de Medida: Metros	Página No. 4 de 6	

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT



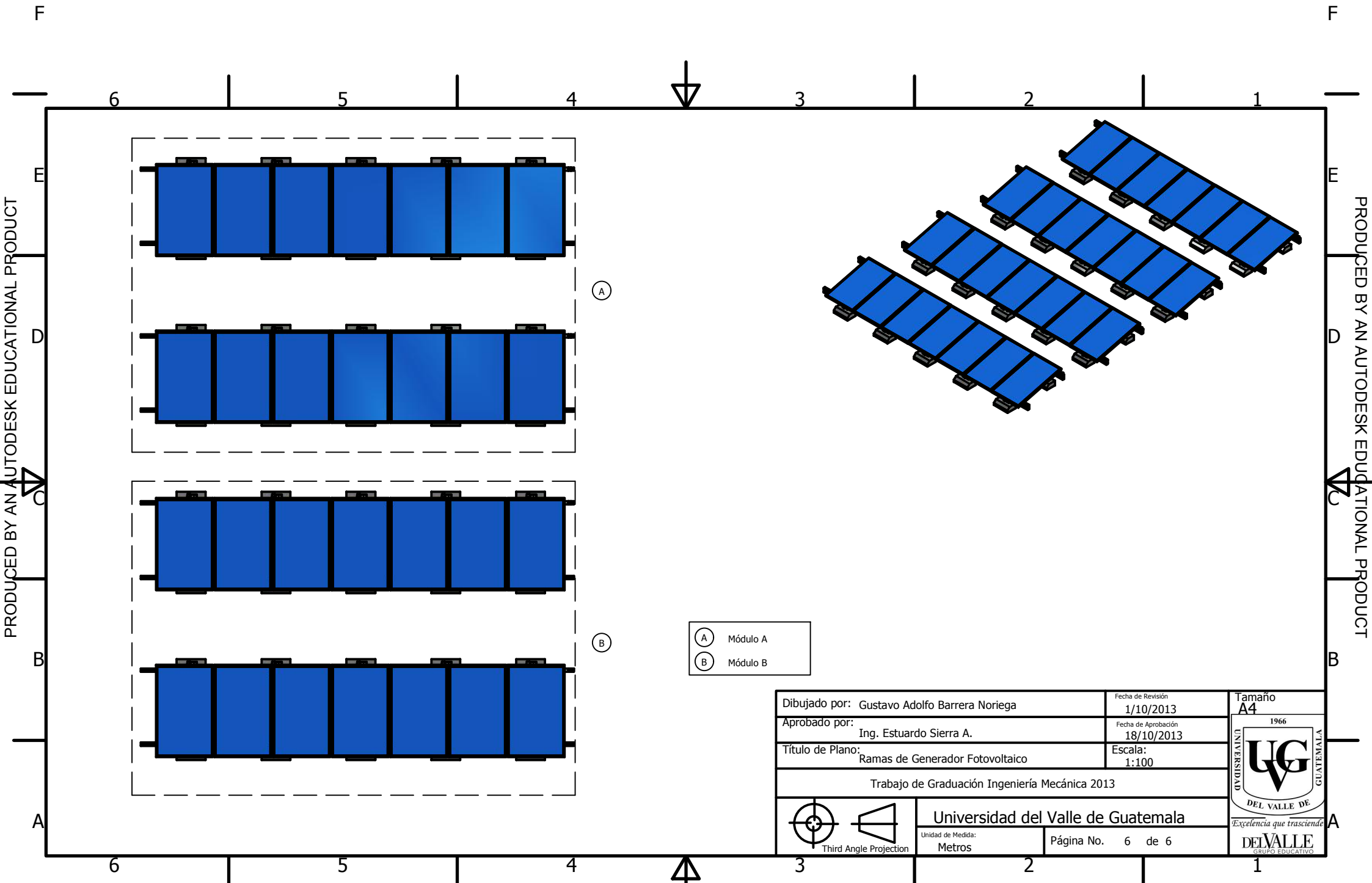
- Lista de Partes
Norma ANSI/NEMA
- (C) Interruptor DC
600VDC, 60A
 - (D) Inversor DC/AC
600VDC/208VAC
 - (E) Desconexión AC
240 VAC / 30 A
 - (F) Interruptor AC
600 VAC / 30 A
 - (G) Medidor de Generación Eléctrica, KWh

Dibujado por: Gustavo Adolfo Barrera Noriega		Fecha de Revisión 1/10/2013	Tamaño A
Aprobado por: Ing. Estuardo Sierra A.		Fecha de Aprobación 18/10/2013	1966
Título de Plano: Diagrama Eléctrico Sistema Solar Fotovoltaico		Escala: 1:100	
Trabajo de Graduación Ingeniería Mecánica 2013			
 Third Angle Projection		Universidad del Valle de Guatemala	
		Unidad de Medida: Metros	Página No. 5 de 6


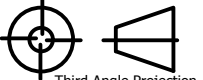


PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT



- (A) Módulo A
- (B) Módulo B

Dibujado por: Gustavo Adolfo Barrera Noriega	Fecha de Revisión 1/10/2013	Tamaño A4
Aprobado por: Ing. Estuardo Sierra A.	Fecha de Aprobación 18/10/2013	1966
Título de Plano: Ramas de Generador Fotovoltaico	Escala: 1:100	 UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA <i>Excelencia que trasciende</i>
Trabajo de Graduación Ingeniería Mecánica 2013		
 Third Angle Projection		Universidad del Valle de Guatemala Unidad de Medida: Metros
		Página No. 6 de 6

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT