



**FACULTAD DE POSTGRADO
TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN**

**COSTO BENEFICIO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS
A NIVEL DE MICROGENERACIÓN CONECTADAS A LA RED**

SUSTENTADO POR:

**ABIEL ALEXANDER PADILLA RODRIGUEZ
GERSON OTONIEL CRUZ**

**PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE
MÁSTER EN
GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES**

SAN PEDRO SULA, CORTÉS

HONDURAS, C.A.

JULIO DE 2018

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

**UNITEC
FACULTAD DE POSTGRADO**

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

**RECTOR
MARLON BREVÉ REYES**

**SECRETARIO GENERAL ROGER
MARTÍNEZ MIRALDA**

**VICERRECTORA CADEMICA
DESIREE TEJADA CALVO**

**VICEPRESIDENTE UNITEC, CAMPUS S.P.S
CARLA MARIA PANTOJA**

**DECANA DE LA FACULTAD DE POSTGRADO
CLAUDIA MARIA CASTRO VALLE**



FACULTAD DE POSTGRADO

COSTO BENEFICIO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS A NIVEL DE MICROGENERACION CONECTADAS A LA RED

NOMBRE LOS MAESTRANTES:

Abiel Alexander Padilla & Gerson Otoniel Cruz

Resumen

El siguiente trabajo tiene como finalidad presentar los resultados del análisis costo beneficio de la instalación de sistemas fotovoltaicos a nivel de micro generación conectada a la red eléctrica en la colonia Jardines del Valle en San Pedro Sula, Honduras. El alto costo de la energía y la tendencia al alza de este, además de contar con un alto potencial fotovoltaico no aprovechado impulsa este trabajo realizado con el fin de obtener oportunidades de ahorro para los usuarios finales. Se planteó como objetivo principal determinar el costo beneficio de instalar sistemas de micro generación fotovoltaica conectados a la red en techos de casas de la zona Jardines del Valle. Se estableció como hipótesis nula que el costo beneficio de la instalación de sistema fotovoltaicos en los techos de las residencias es menor a “1”. Se le dio el enfoque mixto a la investigación cuantitativo y cualitativo empleando entrevistas e investigación, análisis financiero y técnico para el desarrollo del trabajo. Como resultados más importantes se obtuvo que el costo beneficio del autoconsumo por implementación de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial fue del 8.04 para un sistema de 3.96 KWp y 5.83 para un sistema de 2.64 KWp, muy por encima de la línea de decisión del valor “1”. Como conclusión principal se tiene que se rechaza la hipótesis nula ya que se encontró que el costo beneficio de las instalaciones fotovoltaicas es mucho mayor que “1”, por tanto, se recomienda implementar este tipo de proyectos en la zona de estudio.

Palabras claves:

Energía fotovoltaica, Facturación, Financiamiento, Micro generación, Valor Presente Neto, Costo Beneficio, Autoconsumo, Costo de desarrollo.



**POSTGRADUATE FACULTY
COST BENEFIT OF PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS AT THE
MICROGENERATION LEVEL CONNECTED TO THE NETWORK**

**MASTER'S NAMES:
Abiel Alexander Padilla & Gerson Otoniel Cruz**

Summary

The next work has the purpose of presenting the results of the economic cost-benefit analysis of the installation of photovoltaic systems at the micro-generation level connected to the low-voltage power grid in Jardines del Valle, San Pedro Sula, Honduras. The high cost of energy and the upward trend of this, in addition to having a high untapped photovoltaic potential, drives this work done in order to obtain savings opportunities for end users. The objective was to determine the cost-benefit of installing photovoltaic micro-generation systems connected to the network in the roofs of houses in the Jardines del Valle area. It was established as a null hypothesis that the cost benefit of the installation of photovoltaic systems in the roofs of residences is less than "1". The mixed approach was given to quantitative and qualitative research using interviews and research, financial and technical analysis for the development of work. As the most important results, it was obtained that the cost benefit of self-consumption for the implementation of photovoltaic systems at the residential level was 8.04 for a system of 3.96 KWp and 5.83 for a system of 2.64 KWp, well above the value decision line "1". As a main conclusion we have to reject the null hypothesis since it was found that the cost benefit of photovoltaic installations is greater than "1", it is recommended to implement this type of projects in the study area.

Keywords:

Photovoltaic Energy, Billing, Financing, Microgeneration, Net Present Value, Cost Benefit, Self-consumption, Levelized Cost of electricit

DEDICATORIA

A Dios primeramente por darme la fuerza para enfrentar con fuerza y sabiduría cada reto que se me presenta en mi vida personal y profesional día a día.

A mis padres Olivia Rodríguez y Gaspar Padilla que con su ejemplo y apoyo me han ayudado a poder llegar a esta etapa de mi vida y han sembrado en mi vida principios de trabajo, humildad y dedicación que me ayudado a salir adelante y ser la persona que ahora soy.

ABIEL ALEXANDER PADILLA RODRIGUEZ

Este trabajo se lo dedico primeramente a Dios que me ha dado la sabiduría, inteligencia y fuerza para completar esta etapa de mi vida.

También dedicárselo a mi madre Denia Carminda Cruz que desde el cielo sé que está muy orgullosa por los logros que he obtenido, gracias a ella por enseñarme el valor de la vida.

GERSON OTONIEL CRUZ

AGRADECIMIENTO

Agradecemos primeramente a Dios por permitirme llegar a esta etapa de nuestra vida próxima a concluir la formación de postgrado.

Agradecemos a todos aquellos seres cercanos que han sido de apoyo en este proceso y a lo largo de nuestra vida académica y profesional.

Agradecemos a los buenos maestros que con esfuerzo, dedicación y actitud se propusieron a lo largo del programa en transmitirnos el mejor conocimiento posible en función de nuestra necesidad y la motivación para seguir adelante en este amplio camino del saber, recordando la cita de William a Ward *El profesor mediocre “dice”, el profesor bueno “explica”, el profesor superior “demuestra”, el profesor excelente “inspira”*.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.2.1 ANTECEDENTE DE POTENCIAL FOTOVOLTAICO	2
1.2.2 ACTUALIDAD SECTOR ELÉCTRICO	3
1.2.3 ACTUALIDAD ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA HONDURAS.....	3
1.2.4 LEY VIGENTE	4
1.2.5 EMPRESAS DE TECNOLOGÍA SOLAR EN EL PAÍS.....	4
1.2.6 ESTUDIOS PREVIOS DEL TEMA	5
1.2.7 HISTÓRICO DE PRECIO DE ENERGÍA EN HONDURAS	5
1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	6
1.3.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA	6
1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	7
1.3.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.....	7
1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO	7
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	7
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.5 JUSTIFICACIÓN.....	8
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	9
2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	9
2.1.1 ANÁLISIS DE MACROENTORNO	9
2.1.1.1 AUTOCONSUMO EN ESPAÑA	9
2.1.1.2 POTENCIAL FOTOVOLTAICO MUNDIAL	10
2.1.1.3 ACUMULADO TOTAL DE POTENCIA FOTOVOLTAICA	10
2.1.1.4 RETORNO DE LA INVERSIÓN CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA	11
2.1.2 ANÁLISIS DE MICROENTORNO.....	13
2.1.2.1 COSTOS DE LA ENERGÍA EN LA REGIÓN.....	13
2.1.2.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS A NIVEL NACIONAL.....	14
2.1.3 ANÁLISIS INTERNO.....	15

2.1.3.1	RANGO DE CONSUMO DE LOS USUARIOS.....	15
2.1.3.2	ÁREAS DE LOS TECHOS EN LA ZONA DE SAN PEDRO SULA	15
2.2	TEORÍA DE SUSTENTO	16
2.2.1	RADIACIÓN SOLAR	16
2.2.1.1	RADIACIÓN DIRECTA.	17
2.2.1.2	RADIACIÓN SOLAR DIFUSA.	17
2.2.1.3	RADIACIÓN SOLAR REFLEJADA.	17
2.2.2	ENERGÍA SOLAR.....	18
2.2.3	ESTUDIO TÉCNICO	18
2.2.3.1	HISTÓRICO DE CONSUMO.....	18
2.2.3.2	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA	18
2.2.3.3	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	19
2.2.3.4	VIDA UTIL DE LOS PANELES SOLARES	19
2.2.3.5	ENERGÍA PROYECTADA DE LOS PANELES DE SU VIDA ÚTIL.....	20
2.2.4	ELEMENTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	20
2.2.4.1	PANELES SOLARES.....	20
2.2.4.2	INVERSOR	21
2.2.5	ESTUDIO FINANCIERO	22
2.2.5.1	INGRESOS.....	23
2.2.5.2	EGRESOS	23
2.2.5.3	AUTOCONSUMO	23
2.2.5.4	NET METEREING O MEDICIÓN NETA.....	23
2.2.5.5	NET BILLING	24
2.3	CONCEPTUALIZACIÓN	24
2.3.1	VARIABLE DEPENDIENTE	25
2.3.1.1	COSTO-BENEFICIO	25
2.3.2	VARIABLES INDEPENDIENTES	25
2.3.2.1	VALOR PRESENTE NETO.....	26
2.3.2.2	VALOR PRESENTE NETO INGRESOS	26
2.3.2.3	VALOR PRESENTE NETO COSTOS.....	26
2.3.2.4	COSTO DE DESARROLLO (LCOE)	27

2.4	TÉCNICAS, HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS.....	27
2.4.1	TÉCNICA LCOE.....	27
2.4.2	TÉCNICA DEL COSTO BENEFICIO	28
2.4.3	MATRIZ DE DECISIÓN	28
2.4.4	HERRAMIENTA HOMER PRO	29
2.4.5	ORACLE CRYSTAL BALL.....	29
2.4.6	GOOGLE EARTH.....	30
2.4.7	METEONORM.....	30
2.4.8	ENTREVISTAS.....	31
2.4.9	ANÁLISIS DE TECHOS	31
2.5	MARCO LEGAL.....	31
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA.....		33
3.1	CONGRUENCIA METODOLÓGICA	33
3.1.1	OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES.....	33
3.1.2	HIPÓTESIS.....	36
3.1.3	ENFOQUES Y MÉTODOS	36
3.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	38
3.2.1	MUESTRA	40
3.2.2	UNIDAD DE ANÁLISIS	40
3.2.3	UNIDAD DE RESPUESTA.....	40
3.3	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS	41
3.3.1	ENTREVISTAS.....	41
3.3.2	MATRIZ DE DECISIÓN	42
3.3.3	HOMER PRO	42
3.3.4	CRYSTALL BALL	42
3.3.5	METEONORM.....	42
3.3.6	INSTRUMENTOS APLICADOS	43
3.3.7	TÉCNICAS APLICADAS LCOE.....	43
3.3.8	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA.....	43
3.3.8.1	DIMENSIONAMIENTO POR ESPACIO DISPONIBLE.....	44

3.3.8.2	DIMENSIONAMIENTO POR SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA	44
3.3.9	PROCESO DE VALIDACIÓN DE TÉCNICA	45
3.3.9.1	ESTUDIO TÉCNICO.....	45
3.3.9.2	ESTUDIO FINANCIERO.....	46
3.4	FUENTES DE INFORMACIÓN	46
3.4.1	FUENTES PRIMARIAS	46
3.4.2	FUENTES SECUNDARIAS	46
3.5	LIMITANTES DEL ESTUDIO.....	47
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y RESULTADO		48
4.1	DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.	48
4.2	ANÁLISIS	48
4.2.1	ASPECTOS TÉCNICOS	48
4.2.2	LOCALIZACIÓN.....	48
4.2.3	TAMAÑO DE LA INSTALACIÓN DE MICRO GENERACIÓN	49
4.2.3.1	PROMEDIO DEL ÁREA DEL TECHO DISPONIBLE	49
4.2.3.2	PROMEDIO DE CONSUMO EN KWH DE LA ZONA	53
4.2.4	INFORMACIÓN METEOROLÓGICA.....	54
4.2.5	ASPECTOS LEGALES.....	59
4.2.6	CÁLCULO DE LCOE.....	59
4.2.7	TECNOLOGÍA.....	62
4.2.7.1	MATRIZ PARA PANELES FOTOVOLTAICOS.....	63
4.2.7.2	MATRIZ PARA INVERSORES FOTOVOLTAICOS	63
4.3	PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA	64
4.4	CONSIDERACIONES FINANCIERAS.....	66
4.5	DIMENSIONAMIENTO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA.	67
4.5.1	DIMENSIONAMIENTO POR ESPACIO DISPONIBLE.....	68
4.5.1.1	PRESUPUESTO SISTEMA 3.96 KWp.....	69
4.5.1.2	SIMULACIONES EN HOMER SISTEMA DE 3.96 KWp.....	70
4.5.1.3	ASPECTOS AMBIENTALES	73
4.5.1.4	FINANCIAMIENTO EN MONEDA EXTRANJERA 3.96 KWp.....	74

4.5.1.5	COSTOS DE MANTENIMIENTO.....	75
4.5.1.6	RESULTADOS	76
4.5.1.7	AHORROS	77
4.5.1.8	RESULTADO DEL ANÁLISIS FINANCIERO	78
4.5.2	DIMENSIONAMIENTO POR SUSTITUCIÓN ENERGETICA.....	79
4.5.2.1	SIMULACIONES EN HOMER PRO SISTEMA 2.64 KWp	80
4.5.2.2	PRESUPUESTO SISTEMA 2.64 KWp.....	81
4.5.2.3	ASPECTOS AMBIENTALES 2.64 KWp	82
4.5.2.4	FINANCIAMIENTO EN MONEDA EXTRANJERA 2.64 KWp	83
4.5.2.5	COSTO DE MANTENIMIENTO 2.64 KWp	84
4.5.2.6	RESULTADOS	84
4.5.2.7	AHORROS	85
4.5.2.8	RESULTADOS DEL ANÁLISIS FINANCIERO	86
4.6	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	86
4.6.1	CASO BASE AUTOCONSUMO.....	87
4.6.1.1	EVALUACIÓN EN EL AÑO 5	87
4.6.1.2	EVALUACION EN EL AÑO 10	89
4.6.1.3	EVALUACIÓN EN EL AÑO 25.....	90
4.7	PRUEBA DE HIPÓTESIS	91
CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		92
5.1	CONCLUSIONES.....	92
5.2	RECOMENDACIONES	93
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		94
ANEXOS.....		96
ANEXO 1. CAPÍTULO 5 DE LA LEY 70-2007 138-2013		96
ANEXO 2. DECRETO 404-2013 LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....		97
ANEXO 3. REGLAMENTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN.		97
ANEXO 4. PLIEGO TARIFARIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA JUNIO 2018.....		98
ANEXO 5. NOTA DEL DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE SAN PEDRO SULA.....		99

ANEXO 6. HOJA DE DATOS PANEL FOTOVOLTAICO.....	100
ANEXO 7. HOJA DE DATOS DE INVERSOR	102
ANEXO 8. SOLICITUD DE INSTALACIÓN DE MEDIDOR BIDIRECCIONAL	104
ANEXO 9. FLUJO DE CAJA SISTEMA 3.96 KW _P AUTOCONSUMO.....	105
ANEXO 10. FLUJO DE CAJA SISTEMA 3.96 KW _P NET BILING	106
ANEXO 11. FLUJO DE CAJA SISTEMA 3.96 KW _P NET METERING.....	107
ANEXO 12. FLUJO DE CAJA SISTEMA 2.64 KW _P AUTOCONSUMO.....	108
ANEXO 13. FLUJO DE CAJA SISTEMA 2.64 KW _P NET BILING	109
ANEXO 14. FLUJO DE CAJA SISTEMA 2.64 KW _P NET METERING.....	110

ÍNDICE DE TABLA

Tabla 1: Operacionalización de las variables	35
Tabla 2: Estrategia de investigación.....	39
Tabla 3: Unidad de análisis	40
Tabla 4: Resumen de techos de la muestra.	50
Tabla 5: Consumos históricos Jardines del Valle libro 510-536.....	53
Tabla 6: Costo mensual promedio de la factura eléctrica	53
Tabla 7: Histórico de meteorología de San Pedro Sula.....	54
Tabla 8: Matriz de decisión para los paneles solares	63
Tabla 9: Matriz de decisión para los inversores	63
Tabla 10: Proyección del precio de la energía residencial Honduras 2019-2030	64
Tabla 11: Consideraciones financieras.....	66
Tabla 12: Presupuesto instalación fotovoltaicas 3,960 Wp.....	69
Tabla 13: Resultado de simulaciones en HOMER.....	70
Tabla 14: Cálculo de emisiones de CO2	74
Tabla 15: Plan de inversión del proyecto	74
Tabla 16: Plan de préstamo para el proyecto	75
Tabla 17: Cálculo de los costos de O&M del proyecto.....	76
Tabla 18 : Resumen de ahorros a causa de las 3 opciones	77
Tabla 19: Resumen de indicadores para la evaluación financiera	78
Tabla 20 : Resultado de simulaciones en HOMER.....	81
Tabla 21 : Presupuesto sistema 2.64 KWp.....	81
Tabla 22 : Cálculo de emisiones de CO2	83
Tabla 23 : Plan de inversión del proyecto	83
Tabla 24: Plan de préstamo para el proyecto	83
Tabla 25: Cálculo de los costos de O&M del proyecto.....	84
Tabla 26: Resumen de ahorros a causa de las 3 opciones	85
Tabla 27: Resumen de indicadores para la evaluación financiera	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Promedios de radiación diaria solar en San Pedro Sula	2
Figura 2: Matriz energética de Honduras 2015	3
Figura 3: Evolución del precio de la energía en Honduras, \$/KWh	5
Figura 4: Brecha reducción de consumo eléctrico residencial	6
Figura 5: Potencial fotovoltaico a nivel mundial	10
Figura 6: Potencia fotovoltaica acumulada a nivel mundial	11
Figura 7: Tiempo de recuperación de la inversión FV	12
Figura 8: Inversión en sistemas fotovoltaicos en techos.	12
Figura 9: Precios de la energía en Centroamérica en 2017	13
Figura 10: Generación de energía mensual en Centroamérica en 2017	13
Figura 11: Instalación PV en el techo del edificio UNAH.....	14
Figura 12 :Área de evaluación del proyecto.....	15
Figura 13 : Grados de inclinación óptima para paneles solares	16
Figura 14 : Bosquejo de los distintos tipos de radiación solar	17
Figura 15 : Vida útil promedio de los paneles fotovoltaicos.....	20
Figura 16 : Instalación de paneles en un techo residencial.	21
Figura 17 : Inversor marca REKOSER de 400 KVA.....	21
Figura 18: Diagrama básico de un sistema fotovoltaico conectado a red	22
Figura 19 : Diagrama de estudios de la variable dependiente.....	24
Figura 20: LCOE en honduras 2017(USD/MWh)	28
Figura 21: Logo de software Homer Pro y ventana para la interfaz.	29
Figura 22: Software Oracle Crystal Ball	30
Figura 23: Software Google Earth	30
Figura 24: Software Meteonorm	30
Figura 25: Diagrama de estudios de la variable Dependiente.....	33
Figura 26: Variables y dimensiones que componen el estudio técnico.....	34
Figura 27:Variables y dimensiones del estudio económico	34
Figura 28: Diseño del esquema metodológico	38
Figura 29: Unidad de respuesta.....	41

Figura 30: Área de evaluación del proyecto.....	49
Figura 31: Techos a 4 aguas o faldón.....	51
Figura 32: Techos a 2 aguas.....	51
Figura 33: Techos tipo cobertizo.....	52
Figura 34: Techos tipo terraza.....	52
Figura 35 : Posición geográfica de San Pedro Sula	54
Figura 36: Radiación global diaria.....	56
Figura 37: Radiación difusa y global diaria	56
Figura 38: Duración de la radiación solar	57
Figura 39: Temperatura diaria.....	57
Figura 40: Temperatura mensual acotada	58
Figura 41: Precipitación anual promedio	59
Figura 42: Frecuencia acumulada LCOE \$/KWh	61
Figura 43: Estudio de sensibilidad LCOE.....	61
Figura 44: Diferencial LCOE y costo energía de la red.....	62
Figura 45: Proyección en el precio de la energía	65
Figura 46: Costo por alumbrado público.....	66
Figura 47: Demanda residencial promedio kW.....	71
Figura 48: Radiación directa diaria por meses	71
Figura 49: Potencia de salida de inversor.....	72
Figura 50: Comportamiento de la demanda residencial.....	72
Figura 51: Variables eléctricas del proyecto fotovoltaico.....	73
Figura 52: Vista aérea de la instalación fotovoltaica	80
Figura 53: Vista aérea, 4 módulos por agua.....	80
Figura 54: Costo beneficio autoconsumo año 5	88
Figura 55: Análisis de Sensibilidad Año 5.....	88
Figura 56: Costo beneficio año 10	89
Figura 57: Análisis de sensibilidad año 10.....	90
Figura 58: Costo beneficio año 25	91
Figura 59: Análisis de sensibilidad año 25.....	91

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se menciona el planteamiento de la investigación, con el propósito de lograr un completo análisis del problema a tratar, como ser, la introducción al problema, los antecedentes, el enunciado del problema, así como también, se definen las preguntas de investigación y los objetivos a comprobar, dando una completa justificación acerca del problema.

1.1 INTRODUCCIÓN

Los precios actuales de la tarifa eléctrica residencial en nuestro país alcanzan los 0.178 \$/KWh (CREE, 2016), estos se encuentran en constante incremento debido a revisiones periódicas de la CREE, el incremento en el precio de los combustibles fósiles, entre otros. Dichos incrementos afectan directamente el costo de vida de los usuarios del servicio eléctrico a toda escala. Honduras debido a su ubicación geográfica cuenta con un alto potencial fotovoltaico que ha sido notablemente aprovechado a lo largo de los últimos años; para 2015 la energía solar fotovoltaica tenía una participación en la matriz energética del país del 19%; de 60% de la energía renovable total en ese año (ENEE, 2018). El aprovechamiento del recurso solar a nivel micro podría tener impactos económicos considerables a favor de los usuarios que opten por esta tecnología ya que permitiría tener una reducción a corto y mediano plazo en la factura de energía.

Este trabajo tiene como finalidad determinar el costo beneficio de instalar sistemas de generación fotovoltaico a nivel residencial en la zona Jardines del Valle de San Pedro Sula, el desarrollo de este estudio se hará por medio del análisis de consumo energético, disponibilidad de área en techos en las residencias. Se utiliza el indicador Costo de desarrollo (LCOE) para determinar si la energía generada por el proyecto en el año cero es menor al precio de la red y el estudio técnico financiero que dará los indicadores para determinar si es factible o no el proyecto. Luego de demostrar lo anterior se busca determinar cuál sería el mejor mecanismo de facturación de la energía inyectada a la red por el sistema fotovoltaico. El estudio se desarrollará en el periodo de enero a junio del 2018. El porqué de este estudio es para determinar si es más factible para un abonado del servicio eléctrico seguir consumiendo el total de su energía demandada de la red local o instalar su propio sistema de autoconsumo fotovoltaico.

1.2 ANTECEDENTES

1.2.1 ANTECEDENTE DE POTENCIAL FOTOVOLTAICO

San Pedro Sula es la cabecera departamental de Cortes, cuenta con una extensión territorial de 840 km² y se estima una población de aproximadamente 1,100,000 habitantes, es el departamento con mayor densidad poblacional en el país. Una de las características más importantes es la cantidad de industrias en la zona, que la convierten en un fuerte atractivo para familias que observan oportunidades de asentamiento en ella.

La zona de San Pedro Sula presenta un promedio anual de irradiación solar de aproximadamente 4.99 KWh/m²/d, lo que la convierte en un lugar con mucho potencial para desarrollar la energía solar fotovoltaica, los datos presentados a continuación son tomados directamente de la plataforma de climatología METENORM. En la siguiente figura se muestra la radiación solar promedio de un año, esto ayuda a conocer las proyección de energía que el sistema puede generar en un año, con ello podemos estimar el potencial de ahorro a obtener.

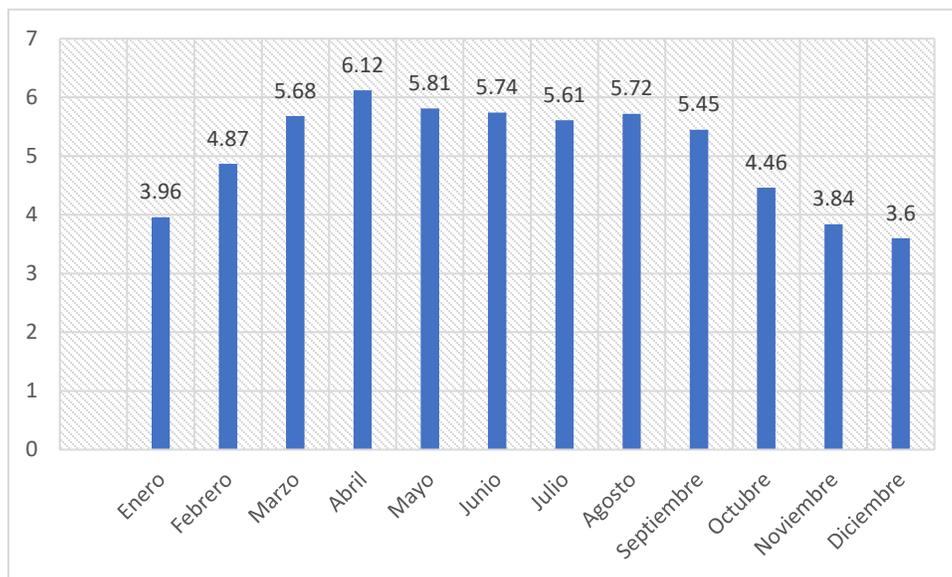


Figura 1: Promedios de radiación diaria solar en San Pedro Sula

Fuente: (METENORM, 2015)

1.2.2 ACTUALIDAD SECTOR ELÉCTRICO

En la actualidad el costo de la energía a nivel residencial ronda los 0.178 \$/KWh para usuarios a nivel residencial con consumo menos a los 500 KWh-mes que es arriba del precio promedio de los países centroamericanos; el costo de la energía en Honduras ha tenido un incremento anual promedio del 5.041% anual, dato calculado a partir de histórico de incremento del precio de la energía en el sector residencial (ENEE, 2018). En la fig. 2 muestra la distribución porcentual de la matriz eléctrica de Honduras para el año 2015.

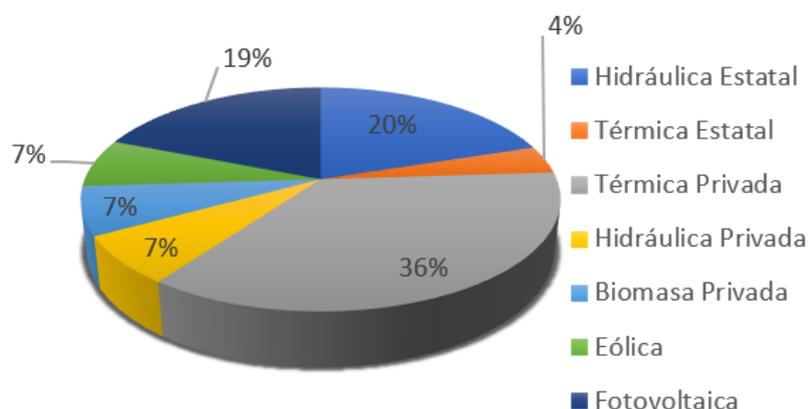


Figura 2: Matriz energética de Honduras 2015

Fuente: (ENEE, 2018)

1.2.3 ACTUALIDAD ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA HONDURAS

Honduras es un país con una ubicación geográfica predilecta para la generación de energía solar ya que cuenta con un alto potencial de irradiación cercano a 5 kW/m²/h (METONORM, 2015) la energía fotovoltaica ha venido tomando un papel importante en la matriz energética nacional con mayor auge desde 2013; para 2015 representaba el 19% (cerca de 500 MW) de la matriz eléctrica de Honduras como se muestra en la fig. 2. A pesar del alto potencial energético solar con el que contamos, el mayor aprovechamiento de este recurso solo ha sido a nivel macro. El costo de instalación de sistemas fotovoltaico a nivel macro de 1.8 a 3.2 \$/W-instalado en Honduras.

1.2.4 LEY VIGENTE

La ley actual para la micro generación conectada a la red está amparado por el decreto 404-2013 Ley general de la industria eléctrica, capítulo 2 Operación de empresas distribuidoras, artículo 15, apartado D. Y también por el artículo 138-2013 Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables. Ver Anexo 1, 2 y 3. En los artículos mencionados se hace mención a que las empresas distribuidoras (EEH) están obligadas a comprar el excedente de energía generado mediante recursos renovables para aquellos usuarios del servicio eléctrico que cuenten con este tipo de autoconsumo, para proyectos de energía renovable conectadas a la red en baja tensión con potencia instalada menor a los 250 KW.

1.2.5 EMPRESAS DE TECNOLOGÍA SOLAR EN EL PAÍS

En Honduras son cuatro las empresas que lideran el mercado solar y que han tenido un crecimiento considerable en los últimos ofreciendo soluciones para sistemas conectados a red como aislados, entre ellas:

1) TECNOSOL Energía en sus manos.

Empresa de capital nicaragüense, con más de 1 MWp de potencia instalada en proyectos de autoconsumo a nivel centro americano.

2) SOLUZ Energía solar para electricidad.

Empresa de capital hondureño, financiada por SOLUZ Inc. Massachusetts, USA. Con más de 0.3 MWp instalado en proyectos aislados y conectados a la red. Cuenta además con programas de financiamiento disponibles.

3) SMARTSOLAR Saving your money.

Empresa de capital multilatinos con mercado en Centro América, México y el Caribe orientado en clientes comerciales, industriales y empresas de servicios. Cuenta además con programas de financiamiento disponibles.

4) SOLARTEC

Empresa hondureña con amplia gama en productos de energía renovable y eficiencia energética. Aliada con la empresa internacional FARO ENERGY.

1.2.6 ESTUDIOS PREVIOS DEL TEMA

No se encontró ningún estudio previo en ninguna universidad del Valle de Sula sobre este tema específico, los temas relacionados son acerca de instalación a media escala.

1.2.7 HISTÓRICO DE PRECIO DE ENERGÍA EN HONDURAS

En la fig. 3 se muestra la tendencia en las tarifas de la energía eléctrica en sectores como el residencial, comercial e industrial; podemos observar los incrementos que ha sufrido a los largo de los últimos 10 años.

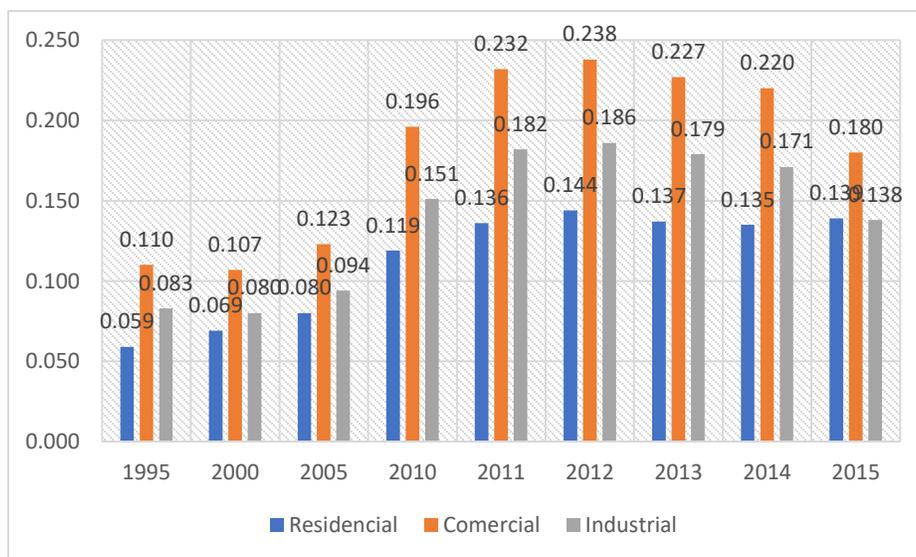


Figura 3: Evolución del precio de la energía en Honduras, \$/KWh

Fuente: Elaboración Propia, Datos (ENEE, 2018)

1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

Las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo a nivel residencial aún no han tenido un mayor auge en el país, de tal modo que no se ha explotado el recurso solar por los usuarios del servicio eléctrico residencial. La ley actual que apoya la facturación de los excedentes de energía con recursos renovables en baja tensión, carece de cumplimiento ya que la norma técnica no ha sido explícita para establecer los procedimientos y lograr operar la ley. Sin embargo, la comisión reguladora de la energía eléctrica (CREE) está trabajando para lograrlo.

El sector Jardines del Valle es una de las zonas de mayor crecimiento en San Pedro Sula debido principalmente a la cercanía con las universidades principales de la ciudad, centros comerciales y restaurantes concurridos, entre otras razones. Los residentes de la zona están en una clase medio alta en términos económicos. Los consumos de energía promedio en la zona superan los 500 KWh con un promedio mensual de 620 KWh a un precio de 4.1450 L/KWh, de acuerdo con los datos obtenidos de (Reyes G. , 2018). Se busca disminuir la factura eléctrica en un 50% o más a los usuarios con consumo promedio de 620 KWh-mes de la zona de estudio. De acuerdo a la fig. 4. Ver Anexo 4.

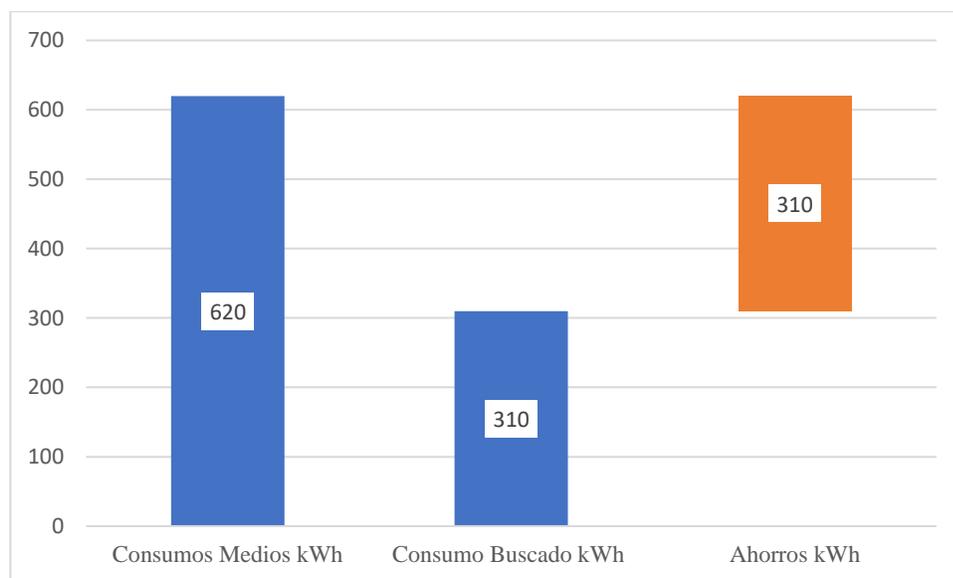


Figura 4: Brecha reducción de consumo eléctrico residencial

Fuente: Elaboración propia

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

No se ha explotado la generación de energía eléctrica proveniente del sol por medio de sistemas de generación fotovoltaicos en zona residencial, lo anterior en gran parte por la falta de promoción de la tecnología y opciones accesibles para adquisición de estos sistemas.

En la práctica no se cumple lo estipulado en la ley vigente, con relación a la facturación de la energía inyectada a la red y generada por medio de recursos renovables en baja tensión. Lo anterior representa un obstáculo para despertar el interés de los usuarios del sistema eléctrico para la instalación de sistemas solares de generación de energía, esto nos lleva a la siguiente pregunta: ¿Qué es más factible para un cliente del servicio eléctrico, continuar consumiendo el total de su energía de la red eléctrica o instalar su propia micro generación fotovoltaica?

1.3.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

- 1) ¿Cuál es el costo de desarrollo de esta tecnología en nuestro país?
- 2) ¿Cuál es el diseño óptimo de los sistemas fotovoltaicos en micro generación conectados a la red considerando la disposición de los techos, disponibilidad del recurso y tecnologías actuales?
- 3) ¿Cuál es el mejor mecanismo de facturación de energía para el usuario con micro generación fotovoltaica?
- 4) ¿Qué mecanismo de financiamiento existen para este tipo de proyectos a nivel nacional?
- 5) ¿Está funcional el mecanismo de facturación para la energía proveniente de los sistemas de micro generación fotovoltaica?

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el costo-beneficio de instalar sistemas de micro generación fotovoltaica conectados a la red en techos de casas que pertenecen a familias de clase media de la colonia Jardines del Valle de la ciudad de San Pedro Sula.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1) Calcular el costo de desarrollo (LCOE) para una instalación fotovoltaica en Honduras y compararlo contra el precio actual de la energía eléctrica.
- 2) Proponer el diseño del sistema fotovoltaico más rentable en función de la tecnología actual, disponibilidad del recurso y la disposición de los techos de las residencias.
- 3) Evaluar qué sistema de facturación es más conveniente, si Net Metering o Net Billing.

1.5 JUSTIFICACIÓN

Los altos costos de la energía eléctrica y la tendencia al alza de estos, frente a un alto potencial del recurso fotovoltaico en el país, además de una ley que permite la conexión en baja tensión de proyectos de energía renovable, motivan a investigar el beneficio técnico y financiero de la instalación de proyectos de generación fotovoltaica a nivel de micro generación, en los techos de las residencias de la colonia Jardines del Valle de San Pedro Sula.

Dicha investigación pretende encontrar planes de financiamiento para que los usuarios interesados en el servicio puedan acceder a la tecnología de manera más accesible, representa una oportunidad de negocio para los promotores del servicio y para la banca involucrada. Al ser un recurso renovable aportamos a la disminución de la emisión de los gases de efecto invernadero y uso de carburantes para la generación de energía eléctrica. Ante el auge de estos proyectos el sistema eléctrico tendrá una disminución en sus pérdidas por transmisión y aporte a la generación distribuida, al mismo tiempo la proyección en la matriz eléctrica se podrá ver afectada positivamente ante la baja en el crecimiento de la demanda residencial.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En los siguientes párrafos se presenta información que nos muestra el ámbito internacional, nacional y local sobre el cual se fundamenta la investigación. También se presenta las tendencias que se están llevando a cabo en el mundo de la energía fotovoltaica a nivel de micro generación en techos de casas. Se presentan datos cuantitativos y cualitativos que le dan profundidad a la investigación planteada para resolver el problema propuesto.

2.1.1 ANÁLISIS DE MACROENTORNO

Las instalaciones fotovoltaicas a nivel de micro generación es una tecnología que está emergiendo de manera más fuerte en los últimos años, esto principalmente al compromiso que han adquirido los países para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y al nicho de inversión que este rubro representa. Países como Japón, Alemania, China, Italia, Norte América están desarrollando sus tecnologías con el objetivo de abaratar los precios de módulos fotovoltaicos y así incrementar la oportunidad de acceder a esta tecnología para los usuarios.

2.1.1.1 AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

España es uno de los países de la Unión Europea que recibe mayor radiación solar, esto la convierte en un país pionero en el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en techos de las residencias. En los últimos años fue tanto el auge de esta tecnología que el gobierno ha tenido que intervenir con la creación de un marco regulatorio donde aplica impuestos a la energía que pueda inyectar una instalación fotovoltaica en techos de viviendas o edificios. Esta regulación que el gobierno ha planteado, abre la puerta a un desarrollo gradual y controlado.

El consejo de ministros celebrado el 9 de octubre de 2015 el gobierno aprobó la aplicación del Real Decreto 900/2015 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Este nuevo decreto viene a reforzar a la regulación contenida en ley 24/2013 del

sector eléctrico que tiene por finalidad asociada al autoconsumo garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico. (Fraunhofer Institute for Solar Energy & PSE, 2017, pág. 35).

2.1.1.2 POTENCIAL FOTOVOLTAICO MUNDIAL

La fig. 5 muestra el potencial fotovoltaico mundial, notar que de izquierda a derecha en la barra de escala se encuentra el rango de potencial con relación a una banda de colores los de la izquierda con menor potencial los de la derecha con mayor potencial. Podemos notar que países del Norte y Sur de América son favorecidos con un alto potencial, al igual que en varias regiones de Europa, Asia y Oceanía.

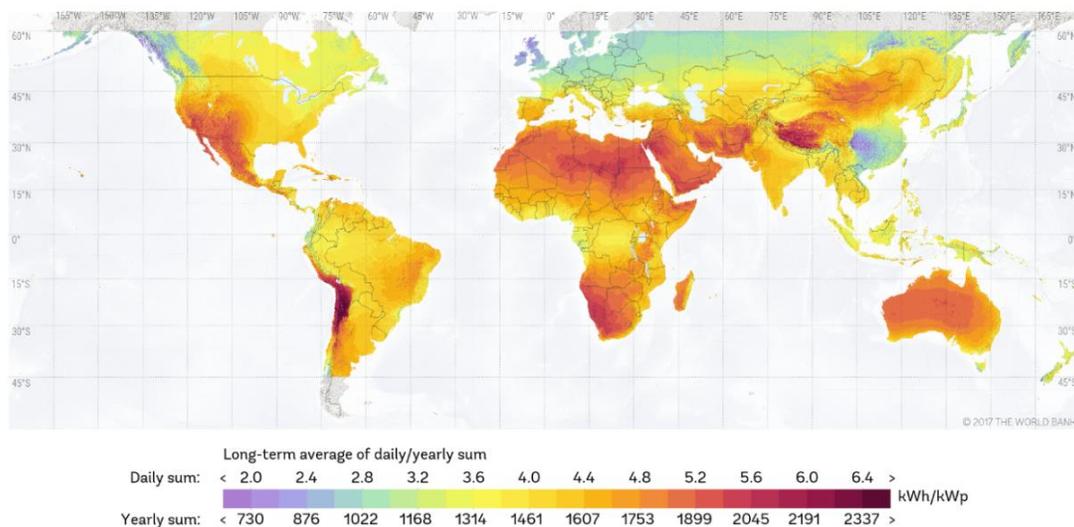


Figura 5: Potencial fotovoltaico a nivel mundial

Fuente: (WORLD BANK GROUP, 2016).

2.1.1.3 ACUMULADO TOTAL DE POTENCIA FOTOVOLTAICA

Las instalaciones fotovoltaicas totales acumuladas ascendieron a 320 GWp al final de 2016. Todos los porcentajes de la fig. 6 están relacionados con las instalaciones globales totales, incluidos los sistemas aislados de la red. (Fraunhofer Institute for Solar Energy & PSE, 2017, pág. 15). El incremento en el aprovechamiento del recurso fotovoltaico para la generación de energía es una

tendencia a nivel mundial debido a las múltiples ventajas que esta tecnología representa. Muchos de los países desarrolladores de esta tecnología no cuentan con alto potencial fotovoltaico sin embargo figuran como exportadores a nivel mundial y altos precursores de la energía solar fotovoltaica.

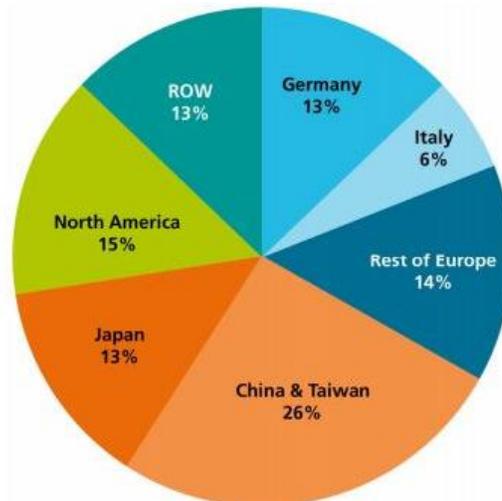


Figura 6: Potencia fotovoltaica acumulada a nivel mundial

Fuente: (Fraunhofer Institute for Solar Energy & PSE, 2017).

2.1.1.4 RETORNO DE LA INVERSIÓN CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA

En la fig. 7, se muestra el tiempo en el que se recupera en términos de energía una instalación fotovoltaica con tecnología mono cristalina. En los techos de los hogares en zonas específicas de Asia como una comparación geográfica dichos tiempos son de 2.5 años como máximo. Esto es un signo de la alta factibilidad de este tipo de tecnología aún en lugares con bajo potencial fotovoltaico.

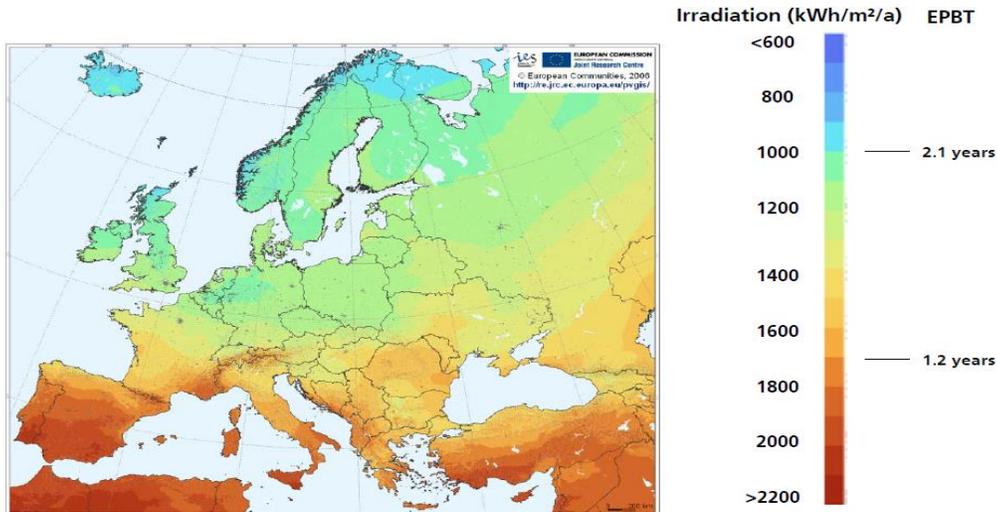


Figura 7: Tiempo de recuperación de la inversión FV
 Fuente: (Fraunhofer Institute for Solar Energy & PSE, 2017, pág. 35).

La tecnología solar fotovoltaica ha tomado un gran auge en los últimos años, los países en el ánimo de incrementar la generación de energía por medio de recursos naturales y disminuir el efecto ambiental negativo por la quema de combustibles fósiles han creado políticas de incentivos para la inversión a este tipo de tecnologías y campañas de promoción de estas instalaciones. En Alemania existen barrios completos que generan hasta cuatro veces más su propio consumo de energía, esto gracias a políticas del gobierno que incentivan y premian el uso de este tipo de energía renovable. En la fig. 8 observaremos como los precios de las instalaciones fotovoltaicas en techos de casas alemanas ha disminuido notablemente.

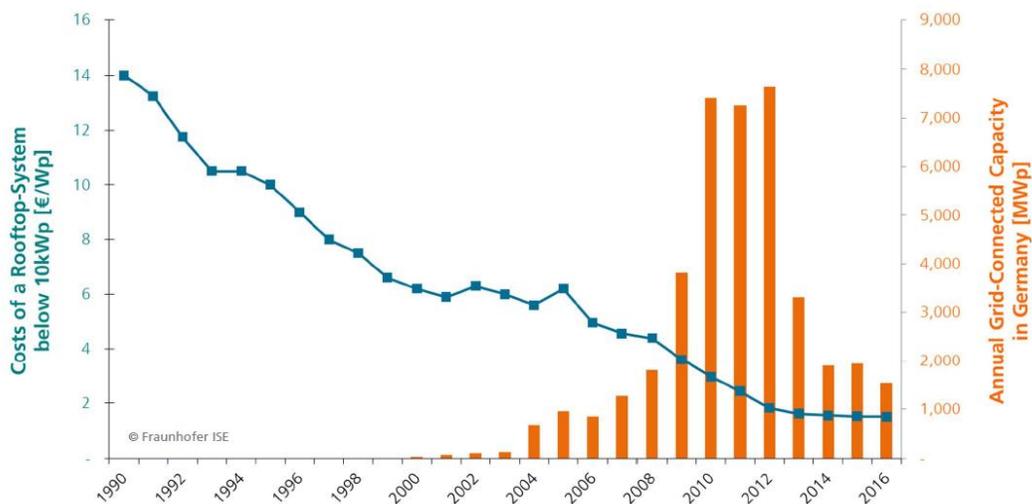


Figura 8: Inversión en sistemas fotovoltaicos en techos.
 Fuente: (Fraunhofer Institute for Solar Energy & PSE, 2017, pág. 40).

2.1.2 ANÁLISIS DE MICROENTORNO

2.1.2.1 COSTOS DE LA ENERGÍA EN LA REGIÓN

Los precios de la energía a nivel centroamericano se mantiene dentro de una pequeña banda donde Honduras se encuentra en los costos altos, a la largo de cada año los precios de la energía sufren fluctuaciones debido a varios factores como ser la variación en los precios de los combustibles, competencia en los mercados eléctricos regionales, entre otros. La fig. 9, muestra el variación en los precios de la energía durante 2017.

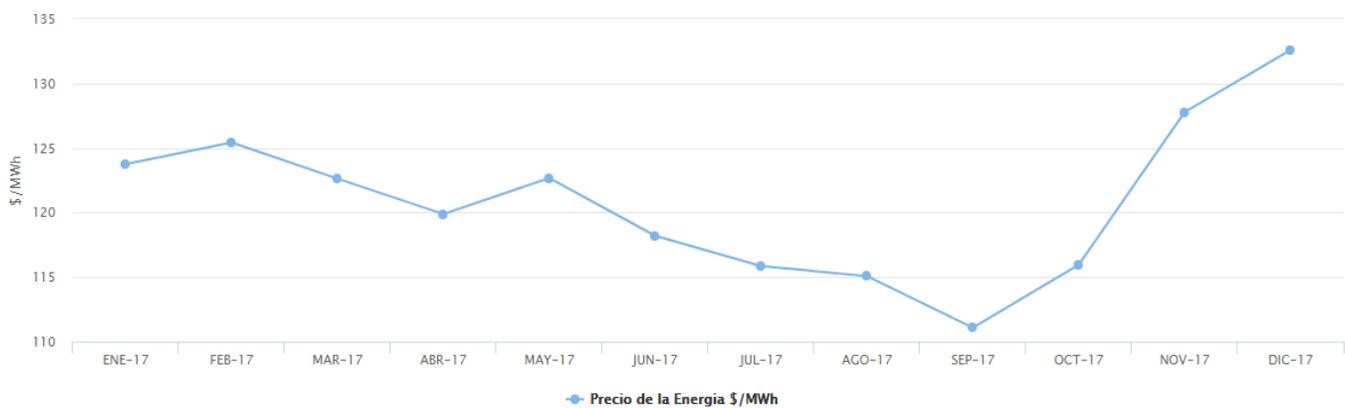


Figura 9: Precios de la energía en Centroamérica en 2017

Fuente: (Consejo Nacional de Energía, 2017)

La matriz eléctrica Centroamericana es variada pero con una alta participación aún de la energía térmica, la fig. 10 muestra la participación mensual de las distintas tecnologías de generación que se tuvieron durante el 2017.

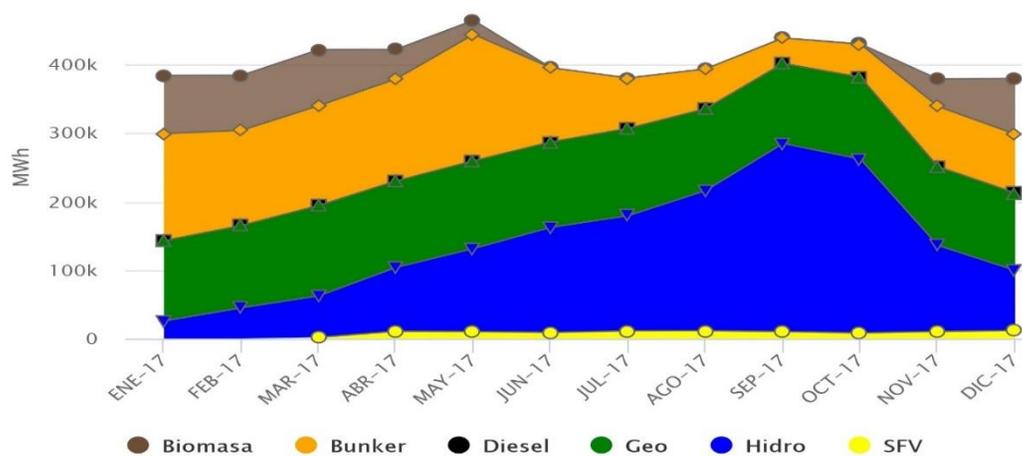


Figura 10: Generación de energía mensual en Centroamérica en 2017

Fuente: (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013)

Podemos notar que la participación de la energía Fotovoltaica (SFV) asciende a partir de Marzo esto principalmente porque en esta fecha el verano estaba comenzando que es donde hay un mayor aprovechamiento del recurso, Centro América tiene un clima tropical muy parecido a lo largo de todo su istmo debido a su ubicación geográfica y su contacto con los dos océanos Atlántico y Pacífico.

2.1.2.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS A NIVEL NACIONAL

En febrero 2012, Soluz Honduras, en conjunto con La Universidad Nacional Autónoma de Honduras (UNAH), instaló el primer sistema fotovoltaico conectado a la red de la ENEE. El sistema fue instalado en los laboratorios de Ingeniería Eléctrica. Este sistema incluye un arreglo 12 paneles FV haciendo un total de 2.3kW, el cual transforma la luz del sol en electricidad y la inyecta directamente a la red eléctrica mediante un inversor de 2 kW de capacidad. La producción del sistema FV se consume directamente en las instalaciones del laboratorio. Soluz Honduras, como pioneros en tecnología FV, donó este sistema a la UNAH para educar los futuros ingenieros eléctricos hondureños sobre esta importante fuente de energía sostenible. La fig. 11 muestra el proceso de instalación del sistema.



Figura 11: Instalación PV en el techo del edificio UNAH

Fuente: (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013)

2.1.3 ANÁLISIS INTERNO

La investigación se centra en una pequeña parte de la población de San Pedro Sula, específicamente en aquellos usuarios que se encuentran en un rango de consumo de energía se encuentre dentro de la tarifa de usuario residencial y que la construcción de las residencias sea óptima para la instalación de paneles fotovoltaicos en su techo.

2.1.3.1 RANGO DE CONSUMO DE LOS USUARIOS

Se determinó que el estudio se centrará en la zona de la colonia Jardines del Valle donde el promedio de gente que reside en la zona es de clase media económicamente y consumos de energía mayor a los 500 KWh-mes o más. La fig. 12 muestra el detalle de la zona.



Figura 12 :Área de evaluación del proyecto.

Fuente: (Google Inc, 2018)

2.1.3.2 ÁREAS DE LOS TECHOS EN LA ZONA DE SAN PEDRO SULA

Los datos fueron obtenidos en la alcaldía de San Pedro Sula y en apoyo de Google Earth donde se solicitó al departamento de catastro brindar el tamaño promedio de los techos de los locales residenciales que pertenecen a la colonia Jardines del Valle. En el caso de Honduras dado que se encuentran en las latitudes norte del globo terráqueo la inclinación debe ser hacia el sur

alrededor de 15 grados ver fig. 14, esta inclinación es óptima ya que a lo largo de un año el sol tiene diferentes ángulos de radiación hacia el planeta tierra y es una inclinación que permite que la lluvia pueda limpiar los polvos y demás partículas que puedan depositarse en la superficie del panel fotovoltaico. Pero como sabemos que los techos tienen diferentes inclinaciones asumiremos las pérdidas por inclinación dentro del rango aceptable.

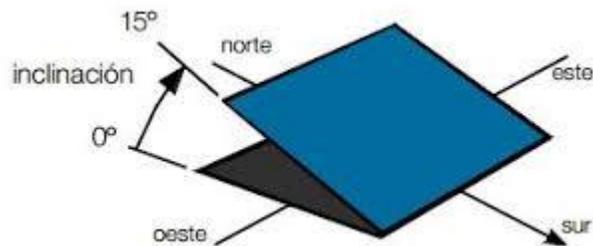


Figura 13 : Grados de inclinación óptima para paneles solares

Fuente: (Fraunhofer Institute for Solar Energy & PSE, 2017)

2.2 TEORÍA DE SUSTENTO

Los proyectos de micro generación fotovoltaica en techos son innovadores ya que combinan ingeniería con fuerte deseo por aportar al medio ambiente un sistema amigable y sostenible, a la sociedad brinda una oportunidad de ahorros en su factura de energía eléctrica. Por lo que para el desarrollo de estos proyectos es importante contar con la información fiable de la realidad del sector de estudio.

2.2.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación Solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar debe atravesar la atmosfera donde experimenta varios fenómenos de reflexión, absorción y difusión.

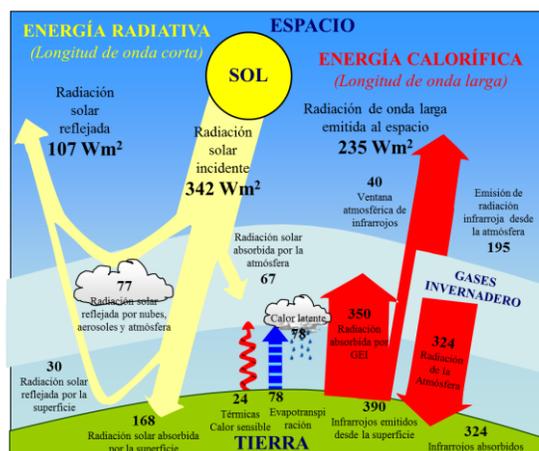


Figura 14 : Bosquejo de los distintos tipos de radiación solar

Fuente: (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013)

2.2.1.1 RADIACIÓN DIRECTA.

Radiación directa del sol, que incide sin haber interactuado con nada y sin cambiar dirección.

2.2.1.2 RADIACIÓN SOLAR DIFUSA.

Es aquella que su dirección ha sido modificada por diferentes circunstancias.

2.2.1.3 RADIACIÓN SOLAR REFLEJADA.

Es el tipo de radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno.

Para saber el valor de la radiación, se hace usando los datos tomados de las diferentes estaciones meteorológicas que estén en el país o zona de interés, principalmente la que se encuentre más cerca de la zona que deseamos estudiar, existen muchas páginas web que se encargan de tomar esta data, compilarlos y mostrarla en reportes, por lo que fácilmente podemos saber el valor de radiación en una zona. Los valores mostrados en estas páginas web son tomados de las estaciones meteorológicas, Si nuestra zona de estudio este a varios kilómetros de distancia de la estación será recomendable hacer un estudio de campo para confirmar la información que se encuentra en estas páginas. Generalmente la radiación solar no tiene cambios bruscos a medida que nos alejamos de la estación meteorológica, esto quiere decir que para efecto de un estudio inicial los datos tomados de la página web son aceptables.

2.2.2 ENERGÍA SOLAR

Es un tipo de energía renovable que llega a la tierra por medio de radiación Solar (UV, Visible, UR), procedentes del SOL, sus características:

Ventajas: Fuente inagotable, energía limpia y abundante, barata, fácil de implementar.

Desventajas: Energía intermitente, intensidad de radiación variable, aprovechamiento limitado a las horas del día y verano, bajo rendimiento energético, dispersión.

2.2.3 ESTUDIO TÉCNICO

El estudio técnico parte con la investigación de la radiación solar anual de la zona de interés, este dato es de suma importancia ya que la micro generación fotovoltaica depende directamente de este valor, entre más alto sea el valor de radiación solar mayor será la generación de energía. Como indicador técnico para el desarrollo del proyecto se usa el LCOE Levelized Cost of Energy por sus siglas en ingles también conocido como costo de desarrollo.

2.2.3.1 HISTÓRICO DE CONSUMO

El histórico de energía consumida en la casa es útil ya que podremos saber el comportamiento del costo por factura de energía en un intervalo de tiempo, esto es necesario porque parte de esa energía que se consume se sustituirá por la energía que nos proporcione el sistema de micro generación fotovoltaica instalada en el techo. Este histórico lo podemos realizar mediante la revisión de las facturas que el cliente ha cancelado o podemos solicitarlo a la empresa encargada de realizar la facturación que nos facilite un histórico.

2.2.3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

Conociendo los valores de radiación solar, consumo energético y el espacio disponible en los techos, es necesario dimensionar la potencia fotovoltaica a instalar en los techos, el estudio

considera los dos tipos de dimensionamiento conocidos para las instalaciones fotovoltaicas a nivel residencial:

- 1) Dimensionamiento por espacio disponible
- 2) Dimensionamiento por sustitución energética

2.2.3.3 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Desde el punto de vista de operación y mantenimiento, se busca maximizar la generación de energía, evitar los tiempos de inactividad, disminuir las fallas y aumentar la vida útil del sistema fotovoltaico. Un sistema fotovoltaico puede tener equipos instalados de muy buena calidad pero si no cuenta con un buen mantenimiento de acorde al sitio donde esté instalado no se puede garantizar la funcionalidad del mismo, la seguridad y confiabilidad.

La operación y mantenimiento para micro generación fotovoltaica en techos es considerada baja en comparación con otras tecnologías. Una de las actividades recomendadas es la limpieza de los paneles solares para evitar que el polvo y otros contaminantes le resten eficiencia, la frecuencia con la que esta actividad se realiza depende de la zona en la que dicho proyecto se desarrolla, lógicamente si el clima en esa zona es seco con mucho polvo y arena tendremos que hacer varias limpiezas en el año (Almarza & Hernandez Venegas, 2017).

2.2.3.4 VIDA UTIL DE LOS PANELES SOLARES

La vida útil de los paneles solares es limitada ya que están fabricados con materiales que se degradan y pierden su eficiencia, originalmente están diseñados para que funcionen aproximadamente 25 años, al final de su vida útil la eficiencia ronda un 80% de su valor original. Es importante saber el tiempo de vida útil ya que sirve para hacer las proyecciones de energía generada por la micro generación fotovoltaica en los techos. La fig. 15 muestra la disminución de la vida útil de los paneles con el tiempo.



Figura 15 : Vida útil promedio de los paneles fotovoltaicos.

Fuente: (Almarza & Hernandez Venegas, 2017)

2.2.3.5 ENERGÍA PROYECTADA DE LOS PANELES DE SU VIDA ÚTIL

Se espera que el valor de radiación emitido por el sol hacia un punto específico de la tierra no cambie en el tiempo, por lo que es posible hacer una proyección de energía que la micro generación fotovoltaica producirá. Entonces a lo largo de su vida útil que es de aproximadamente 25 años para la mayoría de las marcas de paneles tendremos una cantidad de energía finita que podremos aprovechar.

2.2.4 ELEMENTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

2.2.4.1 PANELES SOLARES

Son los principales componentes del sistema ya que se encargan de transformar la energía que proviene del sol en forma de luz y convertirla en energía eléctrica que podemos usar fácilmente. Ver fig. 16.



Figura 16 : Instalación de paneles en un techo residencial.

Fuente: (Energy, 2017)

2.2.4.2 INVERSOR

Es un equipo electrónico que transforma la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos a corriente alterna para usarse en la edificación o inyectarlo a la red eléctrica (Figura 17). La calidad y vida útil de los inversores han avanzado rápidamente en cuanto a eficiencia, actualmente son capaces de transformar la energía hasta en un 98% de eficiencia. (Almarza & Hernandez Venegas, 2017).



Figura 17 : Inversor marca REKOSER de 400 KVA

Fuente: (Energy, 2017)

2.2.4.3 MEDIDOR BIDIRECCIONAL

Este tipo de medidor tiene la capacidad de diferenciar entre la Energía que la red eléctrica nos suministra y la Energía que entrega el sistema fotovoltaico cuando no es consumida en su

totalidad por el mismo usuario. El medidor bidireccional en cualquier proyecto de Energía Renovable es un componente básico. La fig. 18 muestra el bosquejo de un sistema fotovoltaico completo.

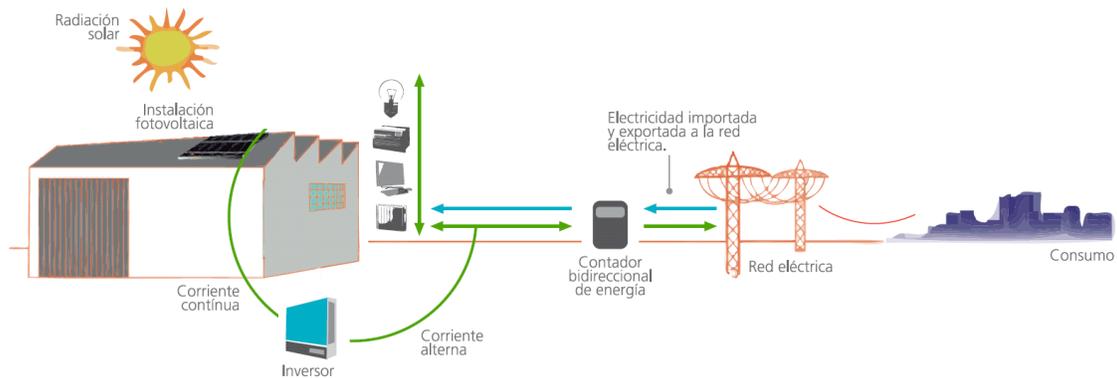


Figura 18: Diagrama básico de un sistema fotovoltaico conectado a red

Fuente: (Energy, 2017)

2.2.5 ESTUDIO FINANCIERO

El estudio financiero envuelve un gran número de elementos con los cuales se puede dictaminar si un proyecto es bueno en términos de costo beneficio y/o factibilidad. Se hace una proyección en el tiempo donde se analizan variables técnicas y económicas que influyen a lo largo de los proyectos. La sistematización de la información financiera consiste en identificar y ordenar todos los ítems de inversiones, costos e ingresos que puedan deducirse de los estudios previos. Sin embargo, y debido a que no se ha proporcionado toda la información necesaria para la evaluación, en esta etapa deben definirse todos aquellos elementos que debe suministrar el propio estudio financiero. (Sapag Chain & Sapag Chain, 2008, pág. 30). La evaluación financiera del proyecto se realiza usando diferentes indicadores y técnicas de valoración como el modelo del flujo de caja descontado (FCD) en condiciones de certeza, propuesto originalmente por Fisher (1907). (Zapata Quimbayo, 2012, pág. 26). Las principales variables que se usan en un estudio financiero son: VAN, TIR. Debido a la naturaleza de nuestro estudio las variables de medición son LCOE, VPN y C/B

2.2.5.1 INGRESOS

Los ingresos representan todas aquellas entradas que suman tanto económica como técnicamente a un proyecto y serán reflejadas en periodos de tiempo de análisis, ya sea que el estudio se plantee de manera mensual o anual. Aquí se incluirían las entradas ahorros de consumo de energía y ahorros por energía facturada.

2.2.5.2 EGRESOS

Los egresos representan todas aquellas salidas que restan tanto económica como técnicamente a un proyecto y serán reflejadas en periodos de tiempo de análisis, Aquí se incluirían pagos de la deuda, costos de operación y mantenimiento, pago de energía, entre otros.

2.2.5.3 AUTOCONSUMO

El autoconsumo en los sistemas fotovoltaicos conectados a red, basa en consumir instantáneamente el total de la energía generada por el sistema de generación procurando que la máxima generación no exceda la demanda ya que el exceso de energía no consumido por la casa se iría a la red.

2.2.5.4 NET METEREING O MEDICIÓN NETA

El concepto de balance neto se refiere al hecho que el medidor puede cuantificar el flujo de electricidad en dos direcciones. Mide la cantidad de energía proveniente de la compañía eléctrica en comparación y la producción de electricidad del micro generador. Este último puede compensar el consumo de energía eléctrica con cualquier exceso de electricidad producida. A medida que el sistema fotovoltaico produce electricidad, se utilizan los primeros kilovatios-hora para satisfacer las necesidades eléctricas del micro generador. Si la energía eléctrica producida es mayor que la demanda, se miden los KWh adicionales que se introducirán en el sistema eléctrico. Cuando el exceso de electricidad producida pasa a través del medidor y se inyecta a la red de suministro eléctrico, el micro generador recibirá el precio de venta al público como un crédito que se aplicará a las compras futuras de energía. Para facilitar esto, los clientes de medición neta están en un ciclo

de facturación y los créditos recibidos se balancean con las compras de energía realizadas (Ramos, 2016)

2.2.5.5 NET BILLING

Algunas compañías prestadoras del servicio de energía eléctrica usan la figura de Net Billings, donde se usan dos medidores, uno para calcular la energía consumida y otro para la energía generada. Net Billings permite que la compañía prestadora del servicio de energía eléctrica le cargue al cliente generador su energía consumida y este mismo obtiene un pago por la energía generada. Regularmente esta metodología compensa al usuario con tarifas por debajo de la tarifa de la red en el mismo nivel. (Morales, 2008)

2.3 CONCEPTUALIZACIÓN

En este apartado se analiza los conceptos fundamentales y las dimensiones e indicadores de las variables definidas a lo largo de la investigación. Se han fundamentado de manera clara y precisa cada variable con el objetivo de brindar una definición concreta. En el diagrama de la figura 19 se muestra la relación de la variable dependiente con las independientes definidas.

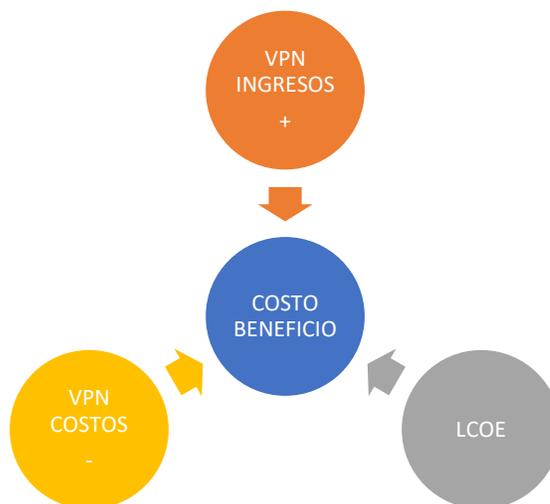


Figura 19 : Diagrama de estudios de la variable dependiente

Fuente: Elaboración Propia

2.3.1 VARIABLE DEPENDIENTE

La variable dependiente es la variable respuesta o variable resultante. La variable dependiente, representa la consecuencia de los cambios en el sujeto bajo estudio o en la situación que se está estudiando.

2.3.1.1 COSTO-BENEFICIO

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad, entendiéndose por proyecto de inversión no solo como la creación de un nuevo negocio, sino también, como inversiones que se pueden hacer en un negocio en marcha tales como el desarrollo de nuevo producto o la adquisición de nueva maquinaria. La relación costo-beneficio (B/C), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Presente de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VPNI) entre el Valor Presente de los Costos totales (VPNC) de un proyecto. (Crece Negocios, 2018).

Para una conclusión acerca de la viabilidad de un proyecto, bajo este enfoque, se debe tener en cuenta la comparación de la relación B/C hallada en comparación con 1, así tenemos lo siguiente:

- 1) $B/C > 1$ indica que los beneficios superan los costes, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.
- 2) $B/C = 1$ Aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costes.
- 3) $B/C < 1$, muestra que los costes son mayores que los beneficios, no se debe considerar.

2.3.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Son la variable que se miden, manipulan o seleccionan para determinar su relación con el estudio o investigación observada. Estas variables son conocidas también como variable estímulo o entrada.

2.3.2.1 VALOR PRESENTE NETO

En este modelo los flujos de efectivo esperados en cada periodo de tiempo se descuentan al periodo inicial, a una tasa que se considera apropiada a su riesgo y luego se agregan. Se espera que la suma total de los flujos descontados sea mayor al valor de la inversión. Este resultado se conoce como valor presente neto (VPN). Y se describe mediante la fórmula: (Ver ecuación 1)

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \left[\frac{E(F_t)}{(1+r)^t} \right] \quad (1)$$

Donde:

$E(F_t)$: Flujos de efectivo esperados

t : Tiempo

r : Tasa de interés

I_0 : Inversión inicial

2.3.2.2 VALOR PRESENTE NETO INGRESOS

Es el equivalente de descontar los flujos de los ingresos del proyecto trayéndolos al año cero y se describe con las siglas VPNI. Se compara el caso base de seguir consumiendo la energía total de la red contra los flujos netos de la implementación del sistema fotovoltaico para cada uno de los escenarios. Este valor presente de los ahorros o ingresos se descuenta a la tasa de préstamo a plazo fijo que podría recibir el usuario de decidir ahorrar su dinero.

2.3.2.3 VALOR PRESENTE NETO COSTOS

Es el equivalente de descontar los flujos de los costos del proyecto trayéndolos al año cero y se describe con las siglas VPNC. Los flujos de costos del proyecto solo tienen el componente de inversión inicial, este valor es comparado con el valor presente de los ingresos o ahorros.

2.3.2.4 COSTO DE DESARROLLO (LCOE)

También conocido como costo de desarrollo (Cdes). Inicialmente será nuestro primer indicador de rentabilidad del proyecto. Se obtendrá un valor en \$/KWh, este valor se comparará con el costo de la tarifa eléctrica de la ENEE en la zona de estudio, si el valor de LCOE es menor que el valor ofrecido por la ENEE entonces tendremos nuestro primer indicador positivo que amerita el estudio profundo. La importancia del cálculo de coste de desarrollo radica en que por medio del sabremos si nos conviene más el autoconsumo con micro generación fotovoltaica instalada en el techo de nuestras casas o es más factible seguir consumiendo energía eléctrica provista por la ENEE. (Ver ecuación 2)

$$Cdes = \left[Inv_u \left(1 - \frac{t}{\eta * VU} \right) \left(\frac{\eta}{1-t} \right) - 12 * k * Cp \right] * \frac{1}{f_p * T} + Cv \quad (2)$$

Donde:

Inv_u : Inversión por unidad de potencia [\$/KW]

k : Prorrata entre potencia firme y capacidad instalada.

Cp : Precio de la potencia

f_p : Factor de Potencia

VU : Vida Útil [año]

Cv : Costos Variables

T : Horas contenidas en un año

η : Tasa de descuento

t : Tasa de impuesto

2.4 TÉCNICAS, HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS

2.4.1 TÉCNICA LCOE

El coste nivelado de electricidad (LCOE) es a menudo citado como una medida sumaria conveniente de la competitividad global de las diferentes tecnologías generadoras de energía eléctrica. Representa el costo por Kilovatio (en dólares reales descontados) de construir y operar una planta generadora durante su vida financiera y ciclo de trabajo asumidos. Los insumos claves para calcular LCOE incluyen costos de capital, costos de combustible, costos fijos y variables de operación y mantenimiento (O & M), costos de financiamiento y una tasa de utilización asumida para cada tipo de planta.

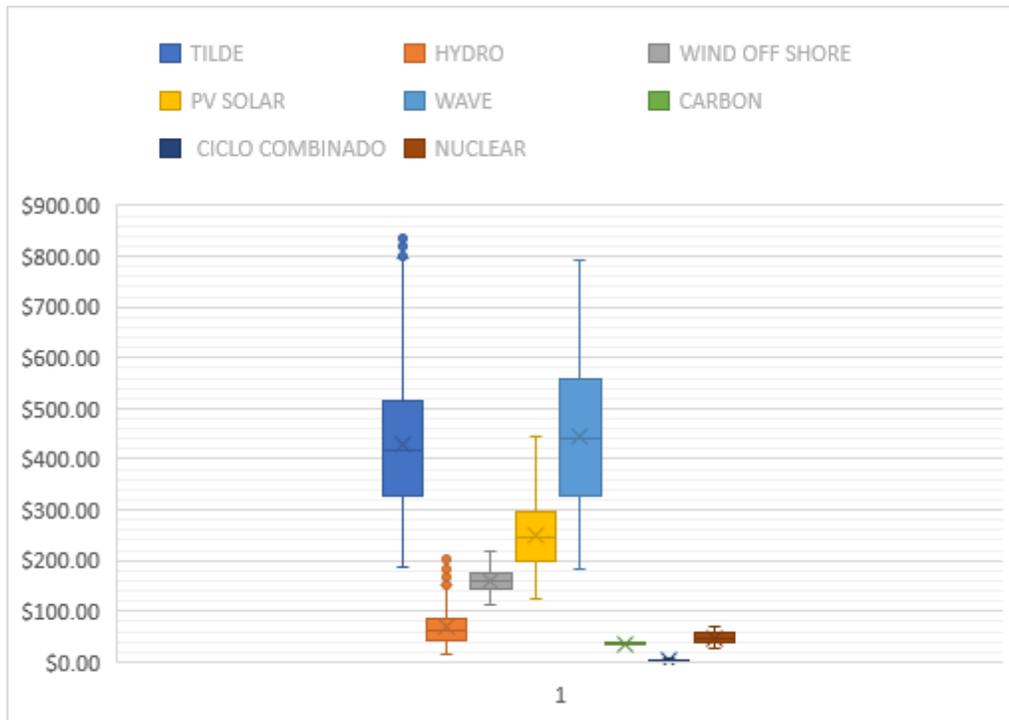


Figura 20: LCOE en honduras 2017(USD/MWh)

Fuente: Elaboración Propia

2.4.2 TÉCNICA DEL COSTO BENEFICIO

El análisis costo beneficio es una técnica de evaluación financiera donde se mide la relación entre los beneficios y los costos relacionados con la instalación de un proyecto todos evaluados bajo la misma unidad monetaria y trayendo los flujos de caja a valor presente, los flujos de los ingresos y de los costos de manera independiente por medio de la técnica del valor presente, de acuerdo a la formula. (Ver ecuación 3)

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNI}{VPNC} \quad (3)$$

2.4.3 MATRIZ DE DECISIÓN

La matriz de decisión es una técnica usada para evaluar varias opciones de un tema en específico en nuestro caso los equipos principales del proyecto paneles e inversores, se debe basar

la decisión en el resultado de dicha evaluación. Consiste en listar todas aquellas variables que se consideran importantes para nuestro sistema, luego le asignamos una ponderación a cada variable y se hace una sumatoria ponderada. La opción que obtenga mayor puntaje será la que debemos elegir.

2.4.4 HERRAMIENTA HOMER PRO

Este software es una herramienta para el análisis de proyectos de energía a diferentes escalas cuenta con una licencia gratuita de 20 días para términos de la tesis usaremos una licencia pagada de estudiante con los paquetes de energía solar fotovoltaica necesarios. Con esta herramienta se harán las simulaciones del proyecto de carga, generación y estudio financiero del proyecto. El software HOMER Pro de micro redes de HOMER Energy es el estándar mundial para optimizar el diseño de micro redes en todos los sectores, desde la energía de las aldeas y las islas hasta los campus conectados a la red y las bases militares. Originalmente desarrollado en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, y mejorado y distribuido por HOMER Energy, HOMER (Modelo de Optimización Híbrida para Recursos de Energía Múltiple) jerarquiza tres poderosas herramientas en un producto de software, de modo que la ingeniería y la economía funcionen una al lado de la otra.

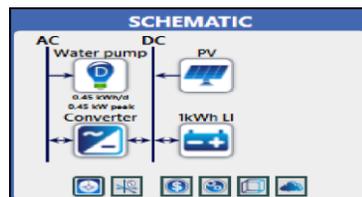


Figura 21: Logo de software Homer Pro y ventana para la interfaz.

Fuente: (HOMERENERGY, 2018)

2.4.5 ORACLE CRYSTAL BALL

Oracle Crystal Ball es una aplicación basada en hojas de cálculo para elaborar modelos predictivos, previsión, simulación y optimización. Brinda una perspectiva inigualable de los factores críticos que afectan el riesgo. Con este software se estará realizando el análisis de sensibilidad y se elaborara el grafico de frecuencia acumulada mediante simulaciones, se correrán 1000 iteraciones, cada evento con distintos valores en sus variables



Figura 22: Software Oracle Crystal Ball

Fuente: (ORACLE)

2.4.6 GOOGLE EARTH

Para hacer la revisión de la disposición geográfica de las residencias se emplea el software Google Earth Pro, software de visualización geográfica mundial.

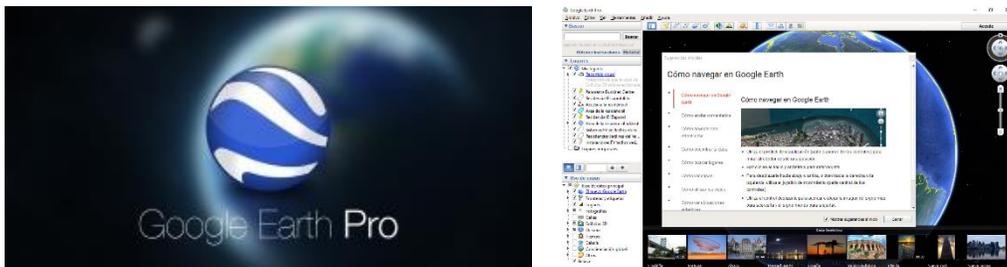


Figura 23: Software Google Earth

Fuente: (Google Inc, 2018)

2.4.7 METEONORM

Meteonorm es una combinación única de fuentes de datos confiables y sofisticadas herramientas de cálculo. Esta herramienta usa información de un sinnúmero de estaciones meteorológicas funcionando como una base de datos mundial climatológica.



Figura 24: Software Meteonorm

Fuente: (METONORM, 2015)

2.4.8 ENTREVISTAS

Una entrevista es un intercambio de ideas, opiniones mediante una conversación que se da entre una, dos o más personas donde un entrevistador es el designado para preguntar. Se realizarán entrevistas en persona y vía telefónica, de acuerdo a la necesidad con entidades y autoridades de interés como ser EEH, Municipalidad de San Pedro Sula, empresas distribuidoras de servicios y tecnologías fotovoltaicas.

2.4.9 ANALISIS DE TECHOS

Utilizando imágenes satelitales de Google Earth y algunas imágenes de dron, se toma una muestra de los techos al azar de la colonia Jardines del Valle y se segrega de acuerdo al tipo de techo y la orientación del techo con el fin de identificar el potencial en cuanto a los techos de la zona. Se utiliza la herramienta medida de polígono de Google earth para el cálculo del área de los techos en revisión.

2.5 MARCO LEGAL

En Honduras la ley actual para la micro generación conectada a la red está amparado por el decreto 138-2013 artículo 5 de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables y dictamina lo siguiente: ARTÍCULO 5.- Los usuarios o clientes con instalaciones de generación con recursos renovables con capacidad instalada menor a los Doscientos Cincuenta Kilovatios (250 kW) que se instalen en baja tensión podrán entregar su producción a la red y contabilizarla a través de medidores bidireccionales de tal manera que al final de dicho mes el propietario de tales instalaciones, sólo pagará a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) el Balance Neto Mensual entre la energía consumida por el cliente y la energía entregada por la instalación renovable. Cuando la producción de un mes supere el consumo de energía de tal mes, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) aplicará al propietario de la instalación un crédito en energía por la producción entregada en exceso; tal crédito podrá ser utilizado por el propietario en cualquier mes siguiente. Las instalaciones amparadas bajo este

Artículo no requerirán de permiso alguno ante ninguna dependencia o Secretaría de Estado, debiendo únicamente ser registradas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y cumplir con las normas de conexión/desconexión, protección y medición que ésta defina. Ver Anexo 1.

La ley actual para micro generación conectada a la red está amparado por el decreto 404-2013 Ley general de la industria eléctrica, capítulo 2 Operación de empresas distribuidoras, artículo 15, apartado D Medidores Bidireccionales. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a comprar el exceso de energía proveniente de fuentes de energía renovable que generen los usuarios residenciales y comerciales y que inyecten de retorno a la red, acreditándoles los valores correspondientes en la factura mensual. Cada distribuidora deberá proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación la tarifa que se aplicará para tales compras. El reglamento normará lo relativo a la medición y a la liquidación mensual. Ver Anexo 1, 2 y 3.

Del reglamento de Servicio de Distribución, resolución CREE-050 señala lo relacionado a la medición bidireccional en el Título III, artículo 49:

La ED a solicitud del usuario interesado, deberá instalar el EM bidireccional apropiado que se requiera para contabilizar la energía que, como usuario regulado auto productor, inyecte a la red de distribución. En tanto no se emita la regulación correspondiente, los valores de energía inyectada por el usuario auto productor a la red de distribución, serán únicamente registrados por la ED e informados al usuario mensualmente, sin que, tales montos sean contabilizados como créditos o sean reducidos del consumo de energía que haga el usuario de la ED. No obstante, la energía inyectada a la red ha sido registrada a la ED mediante el EM bidireccional será pagada eventualmente al usuario auto productor, según establezca la RCT.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

Una vez se ha planteado el problema de investigación y se ha desarrollado el marco teórico donde se describe la teoría que sustenta esta investigación, se procede a detallar en este capítulo, la metodología con que se llevará a cabo la investigación, especificando técnicas y procedimientos para el tratamiento de las variables.

3.1 CONGRUENCIA METODOLÓGICA

En esta sección se realiza una relación al planteamiento del problema y la metodología con la utilización de variables que permitan el desarrollo del estudio. La relación entre los objetivos y las preguntas del planteamiento del problema debe ser conocida, de igual manera las variables del estudio deben ser definidas de la mejor forma, para que se puedan validar los resultados obtenidos. También se detallan instrumentos eficaces para garantizar la coherencia entre las variables y la hipótesis planteada.

3.1.1 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

Las identificaciones de las variables darán paso a su operacionalización, es decir que el proyecto sea tangible, medible, operativo y aplicado a la realidad. En esta sección se especifican las variables independientes y dependientes que serán motivo de análisis para el desarrollo de la investigación. En la fig. 25 se muestran la variable dependiente (Costo-Beneficio) como eje principal y las variables independientes (Valor Presente Neto de los Ingresos, Valor Presente Neto de los costos y LCOE) que giran en torno al dimensionamiento de la investigación.

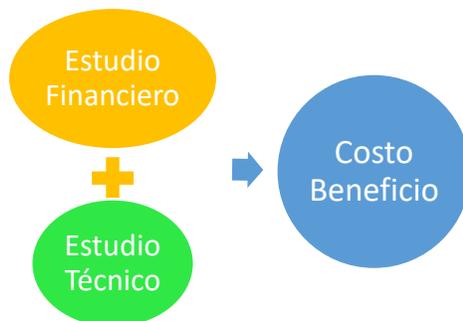


Figura 25: Diagrama de estudios de la variable Dependiente

Fuente: Elaboración propia

El diagrama de la fig. 26 muestra la agrupación de las variables independientes que se analizan en el estudio técnico y las dimensiones que éstas abarcan.

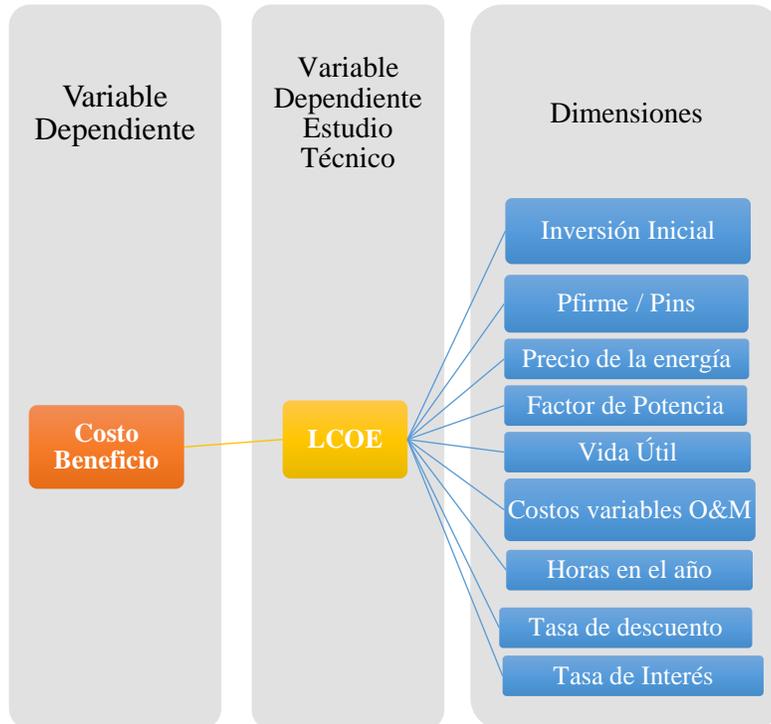


Figura 26: Variables y dimensiones que componen el estudio técnico
Fuente: Elaboración Propia

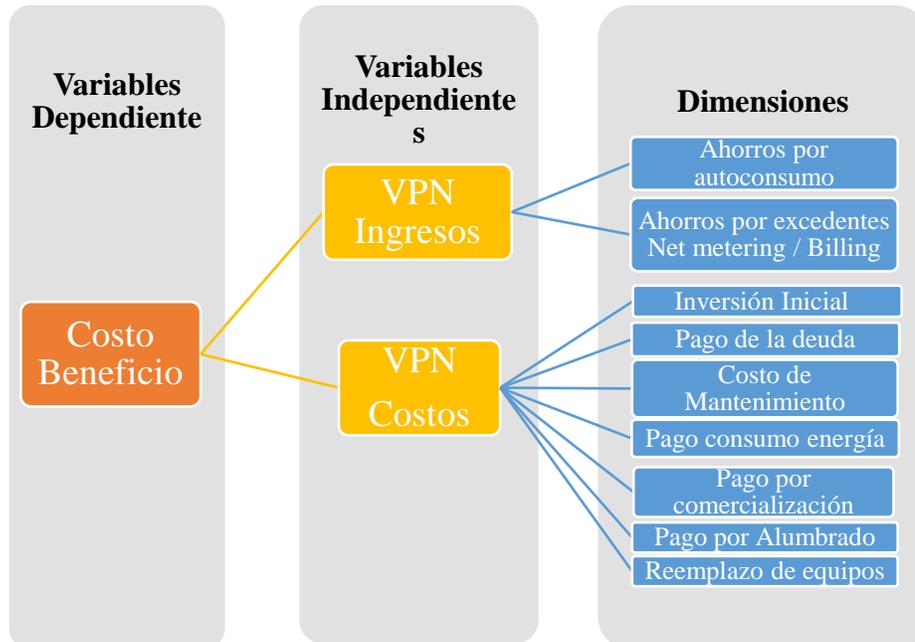


Figura 27: Variables y dimensiones del estudio económico
Fuente: Elaboración Propia

El diagrama de la fig. 27 muestra la agrupación de las variables independientes que se analizan en el estudio económico y las dimensiones que éstas abarcan.

La función operacional de las variables y la relación entre las variables independientes con la dependiente se muestra en la fig. 27, en la tabla 1 se muestra además de la función operacional de las variables, su dimensión, indicador, preguntas, respuestas, escala y técnica.

Tabla 1: Operacionalización de las variables

VI	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional					
LCOE	El coste de electricidad (LCOE) es a menudo citado como una medida sumaria conveniente de la competitividad global de las diferentes tecnologías generadoras de energía eléctrica	Es un indicador del costo de desarrollo de los proyecto comparable con el precio actual de la energía	Vida Útil de la Instalación	Años	Pregunta 1. Pregunta 3.	Cuantitativa	LCOE, CB
			Inversión Inicial	Lps.			
			Costos de O&M	Lps.			
			Energía generada	kWh			
			Tasa de descuento	%			
VPNI	Procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por los ingresos en los períodos de vida del proyecto evaluación	Indicador de los ingresos a lo largo de la vida de un proyecto	Ahorros por Autoconsumo	kWh	Pregunta 2. Pregunta 5. Pregunta 6.	Cuantitativa	VPN, BC
			Créditos por excedentes	Lps.			
			Inflación	%			
			Tiempo de vida del proyecto	Años			
			Facturación	Lps.			
VPNC	Procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por los costos en los períodos de vida del proyecto en evaluación	Indicador de los costos a lo largo de la vida de un proyecto	Inversión Inicial	kWh	Pregunta 2. Pregunta 4.	Cuantitativa	VPN, BC
			Tiempo de vida del proyecto	Lps.			
			Tasa de Interés	%			
			Pago de la Deuda	Años			
			Financiamiento				
			Pago de la Energía				
Inflación	Lps.						

3.1.2 HIPÓTESIS

La hipótesis es una explicación tentativa de la realidad entre dos o más variables y tiene parte de sus funciones su fin es guiar el estudio por la vía correcta, proporcionar explicaciones a las preguntas de investigación, apoyar la prueba de las teorías que se han planteado y estará formulada según su alcance. (Sampieri Hernández, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010, pág. 92). Para este estudio se lograron establecer las siguientes hipótesis:

Ho: Hipótesis Nula: El costo beneficio de la instalación de sistema fotovoltaicos en los techos de las residencias es menor o igual al costo beneficio de seguir consumiendo el total de energía de la red.

Hi: Hipótesis Alternativa: El costo beneficio de la instalación de sistemas fotovoltaicos en los techos de las residencias es mayor al costo beneficio de seguir consumiendo el total de energía de la red.

3.1.3 ENFOQUES Y MÉTODOS

En esta sección se define el tipo de enfoque en el cual se desarrollará la investigación y se muestra un diagrama de las etapas involucradas con su relación con las variables, preguntas de investigación y demás.

La investigación se hará mediante un enfoque mixto, cuantitativo y cualitativo ya que parte del estudio será un análisis numérico por medio de los estudios técnico y financiero, para poder realizar lo anterior debemos recopilar información de varios entes que es la parte cualitativa.

El enfoque cuantitativo está compuesto por un conjunto de procesos es secuencial y probatorio. Considerando que la herramienta que se utilizará será el costo-beneficio donde se analiza la relación entre los costos y los beneficios asociados al proyecto de inversión con el fin de evaluar la viabilidad de realizar o no el proyecto. Cada etapa precede a la siguiente y no podemos eludir pasos, parte de una idea, que va acotándose y, una vez delimitada se derivan los objetivos y preguntas de investigación. Lo anterior de acuerdo a (Sampieri Hernández, Fernández Collado, &

Baptista Lucio, 2010, pág. 46)

Se considera un diseño de investigación no experimental ya que es apropiado para observar las variables en su contexto natural sin la manipulación deliberada de éstas puesto que ya sucedieron en un momento dado. De igual manera, el diseño de investigación contempla el uso de la teoría fundamentada con el objetivo de fundamentar el enfoque cualitativo del estudio.

La investigación es transversal pues los datos son recolectados en un sólo momento en el cual se describen las variables y se analiza su incidencia e interrelación. Como la toma de radiación solar anual, los costos de inversión, variables financieras que son las que se encuentran de referencia en la actualidad.

Se desarrolla un alcance descriptivo el cual permita fundamentar el estudio a través de un estudio técnico, enfocado en el diseño de la integración de sistemas de micro generación fotovoltaica instalada en los techos de las residencias de la zona en estudio. Así mismo, se complementa el alcance desarrollando un estudio financiero utilizando la metodología del Costo Beneficio el cual permite evaluar, a través de proyecciones de valor presente, cuáles serán los beneficios esperados una vez puesta el proyecto fotovoltaico. A través de este alcance se evalúa el cumplimiento de los objetivos específicos y preguntas de investigación

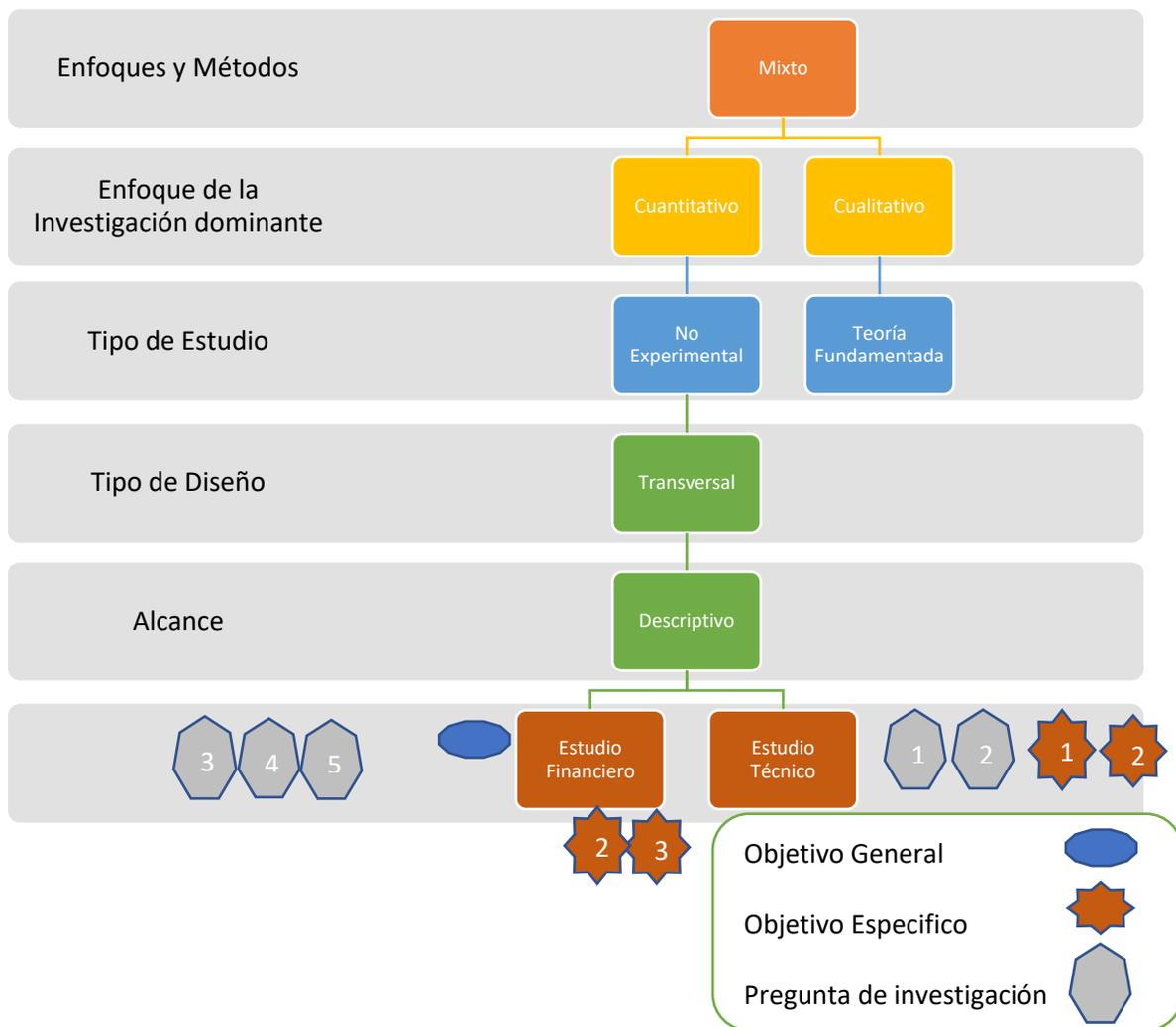


Figura 28: Diseño del esquema metodológico
 Fuente: Elaboración propia

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En este apartado se detalla la estrategia que se desarrollará para obtener la información requerida en el estudio. Dicha estrategia se detalla en la tabla 2.

Tabla 2: Estrategia de investigación

Estrategia	Actividades	Recursos		Tiempo de Ejecución	Responsables
		Humanos	Materiales		
Estudio de la demanda en la zona definida	Recopilar información de la demanda media en la zona de estudio, EEH, ENEE	1 persona	Internet, ordenador, vehículo	1 día	Abiel Padilla
Estudio estructural en las residencias de la zona definida	Recopilar información del techo promedio en la zona de estudio, CATASTRO Municipalidad de San Pedro Sula	1 persona	Internet, Ordenador, Google Barth	1 día	Gerson Cruz
Estudio del potencial fotovoltaico en la zona de estudio	Recopilación de Información de estación meteorológica La Mesa a través de RETSCREEN	1 persona	Internet, Ordenador, RETSCREEN	1 día	Abiel Padilla
Estudio del mecanismo de Facturación	Revisión de la Ley actual en ENEE y revisión de mecanismos usados a nivel internacional	2 personas	Internet, Ordenador	2 días	Abiel Padilla & Gerson Cruz
Diseño del sistema Solar propuesto	Con Datos de la demanda, Disponibilidad de espacio, potencial del recurso se calcula el diseño del sistema fotovoltaico, luego proceder a valorar económicamente el diseño por medio de cotizaciones	2 personas	Internet, Literatura, Ordenador	5 días	Abiel Padilla & Gerson Cruz
Investigación de ofertas de financiamiento	Con el valor del diseño promedio de las instalaciones, acudir a la bancos y entidades financieras en busca de préstamos. Atlántida, Fichosa, Occidente, BCIE, entre otros.	1 persona	Internet, Ordenador, Teléfono	1 día	Gerson Cruz
Estudio Financiero	Con la información y estudios previos proceder a realizar el estudio financiera usando las técnicas de Costo beneficio y Valor Presente Neto.	2 personas	Internet, Ordenador, Literatura, Información financiamiento y facturación.	5 días	Abiel Padilla & Gerson Cruz
Conclusiones y Recomendaciones	Formular conclusiones y recomendaciones del estudio	2 personas	Ordenador	5 días	Abiel Padilla & Gerson Cruz
Plan de Acción	Elaborar propuesta del proyecto en base a lo encontrado en el estudio	2 personas	Ordenar	5 días	Abiel Padilla & Gerson Cruz

Fuente: Elaboración propia

3.2.1 MUESTRA

La muestra de estudio son los residentes de la colonia Jardines del Valle que sean de clase media alta en términos económicos, que tengan un consumo de energía mayor a los 500 KWh y que cuenten con techos con un área necesaria para la instalación de los paneles solares de acuerdo a cada uno de los dimensionamientos. Además de cumplir los requisitos previos esta población deberá estar dispuesta en invertir capital para la instalación de sistemas fotovoltaicos en sus techos. Se tomó la muestra con las imágenes de vista de dron disponibles para hacer la segregación de las casas. Para los promedios de consumo de energía se usó el total de la población residencial de acuerdo a los datos obtenidos de (Reyes N. G., 2018)

3.2.2 UNIDAD DE ANÁLISIS

Para este estudio se definen como unidad de análisis las dimensiones de las variables independientes tanto del estudio técnico como del financiero. Clasificados en dos grandes grupos que son Beneficios y Costos se muestran en la tabla 3

Tabla 3: Unidad de análisis

Beneficios	Costos
Ahorros por Autoconsumo	Inversión Inicial
Créditos por excedentes	Pago de la Deuda
Ahorros por Net Metering	Pago por comercialización
Ahorros por Net Billing	Pago de Energía
	Pago por Alumbrado público
	Costo de Mantenimiento
	Reemplazo de equipos

Fuente: Elaboración propia

3.2.3 UNIDAD DE RESPUESTA

La unidad de respuesta está conformada por la aplicación de la técnica financiera Costo beneficio (BC) del proyecto, el cual será obtenidos por los resultados de los estudios técnico y financiero por medio de la aplicación del costo nivelado de la electricidad (LCOE) y el (BC)

respectivamente. Para el caso del LCOE se compara contra el precio actual de la energía la investigación debería desarrollar si el LCOE es menor al precio actual de la energía, la relación BC deberá ser aceptada si es mayor a 1, esto representa que los beneficios son mayores a los costos.



Figura 29: Unidad de respuesta

Fuente: Elaboración propia

3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

3.3.1 ENTREVISTAS

Las entrevistas son una técnica basada en la interacción con personal de las empresas que prestan servicios eléctricos relacionados con el tema de investigación. Aquí es donde se puede acceder a información precisa pero no necesariamente con carácter oficial. Esto brinda un mapa de como orientar el estudio. La entrevista facilita el diagnóstico del tema a investigar ya que por medio de la información recopilada podemos elegir donde será nuestro punto mayor de investigación. Las entrevistas son de carácter informal ya que no es necesariamente una reunión donde se hacen consultas y el entrevistado simplemente responde, sino más bien, es una conversación del tema, donde ambos interesados comparten experiencias y conocimientos.

Para realizar las entrevistas nos presentamos en las oficinas de ENEE, EEH, Catastro MSPS, BCH, BANPAIS etc. para obtener la información solicitada, también se hacen entrevistas con personal de estas empresas en lugares fuera de sus oficinas.

3.3.2 MATRIZ DE DECISIÓN

Para elaborar la matriz de decisión se hace una lista de variables que nos interesan saber de los equipos que deseamos adquirir. Esta lista incluye el precio, la vida útil, la eficiencia, el peso del equipo, la garantía que nos ofrece el fabricante, el país de fabricación, etc. También se incluyó saber que tan buena es la atención del fabricante ya que en caso de tener algunos problemas con los equipos es importante que el fabricante pueda ayudar a solucionar los problemas o si la empresa desaparece en los próximos 10 años donde podríamos encontrar repuestos o asesoría. A todas estas variables se le coloca una valoración, luego se hace la sumatoria de ellas y el fabricante que obtenga el mayor puntaje es el elegido como proveedor. Esta matriz únicamente se hará para los paneles solares y los inversores electrónicos.

3.3.3 HOMER PRO

Para el uso del software HOMER PRO, se hace el ingreso de datos obtenidos en los dimensionamientos por espacio disponible y sustitución energética, el objetivo es optimizar las variables para poder obtener el mejor diseño. Este software arroja valores que son ingresados en una plantilla de análisis financiero.

3.3.4 CRYSTALL BALL

Este software es de mucha importancia en el análisis de las variables que HOMER PRO arroja, se hacen 1,000 iteraciones para encontrar a que variables es más sensible el costo beneficio de este proyecto. Los resultados son graficas de frecuencia acumulada y de porcentajes que cada variable incide en el costo beneficio.

3.3.5 METEONORM

Para efectos de obtener mejores resultados en los datos climáticos, METEONOR se conecta con bases de datos de diferentes estaciones climatológicas alrededor del mundo, también utiliza

datos obtenidos de satélites especiales para climatología. Esto brinda una base de datos con un alto grado de credibilidad. Para usar estos datos basta conectarse a la plataforma, descargar los datos correspondientes a la zona de San Pedro Sula y se ingresan a HOMER PRO para hacer los diferentes análisis.

3.3.6 INSTRUMENTOS APLICADOS

Los instrumentos para la recolección de los datos cuantitativos se resumen en las entrevistas directas (ENEE, EEH, Catastro MSPS), investigaciones en Internet y software (ENEE, EEH, Portal de Transparencia municipalidad de transparencia SPS, METENORM), referencias profesionales y cotizaciones (Cotizaciones nacionales e internacionales, HOMER PRO). Al ser un estudio cuantitativo no experimental y con diseño transversal no haremos manipulación de las variables independientes y tomas extensas de datos, más bien se toman valores de referencia e históricos de las variables independientes de interés.

3.3.7 TÉCNICAS APLICADAS LCOE

Para el estudio Técnico se utiliza como principal técnica el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE), el cual tiene como principal objetivo determinar el costo de desarrollo de la electricidad para varias tecnologías de generación de energía eléctrica en \$/KWh.

Para el estudio financiero se utiliza como principal técnica el análisis Costo Beneficio (BC), el cual tiene como principal objetivo determinar la relación entre los beneficios y costos provocados por la instalación de un proyecto “x”.

3.3.8 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

Para dimensionar el sistema fotovoltaico que mejor convenga para el cliente se hace uso de dos técnicas mencionadas en apartados anteriores, a continuación, se da una descripción de cada una de ellas.

3.3.8.1 DIMENSIONAMIENTO POR ESPACIO DISPONIBLE

Esta técnica básicamente consiste en utilizar el espacio disponible en el techo con el mayor potencial fotovoltaico, lo hacemos considerando las siguientes ecuaciones:

La ecuación (4) describe el ángulo óptimo para instalar los paneles, es decir la inclinación que deben de tener en los techos, este valor muchas veces no es usado ya que se trabaja con el ángulo que tenga el techo y se asumen pérdidas por inclinación.

$$\alpha_{opt} = 3.7 + 0.69 * \textit{latitud} \quad (4)$$

$$H = (90 - \textit{Latitud}) - 23.5 \quad (5)$$

$$D_{min} = L * \left[\textit{Cos } \alpha + \frac{\textit{Sen} \alpha}{\textit{Tan} H} \right] \quad (6)$$

$$\# \textit{Paneles en Serie} = (\textit{Ltecho} - 2) / (\textit{Lpanel} - 0.02) \quad (7)$$

$$\# \textit{Paneles en Paralelo} = (\textit{Htecho} - 1) / (D_{min}) \quad (8)$$

$$\# \textit{Total Paneles} = \# \textit{Paneles en serie} * \# \textit{Paneles en Paralelo} \quad (9)$$

3.3.8.2 DIMENSIONAMIENTO POR SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA

El dimensionamiento por sustitución energética lo hacemos en base a los requerimientos del cliente y su presupuesto, ya que en la ecuación (10) solicita el porcentaje de energía que el cliente desea sustituir, lógicamente ese porcentaje incrementará el presupuesto o lo disminuirá.

$$\% \textit{Fsolar} = \% \textit{Sustitución} * \textit{Consumo Diario} \quad (10)$$

$$\textit{Consumo Diario} = \textit{Cosnumo Mensual} * 12/365 \quad (11)$$

$$T_{panel} = T_{annual} + (TONC - 20) * \left(\frac{1000}{800}\right) \quad (12)$$

$$\eta\% = (100 + Cp * (T_{panel} - 25))/100 \quad (13)$$

$$FS = 1 - 0.5 * (Des/90) \quad (14)$$

$$PR = 0.95 * 0.97 * 0.9875 * 0.975 * 0.98 * 0.98 * \eta\% \quad (15)$$

$$P_{instdis} = \%F_{solar} * \eta\% * FS * PR * Fk * Rad_{Annual} \quad (16)$$

$$\#Paneles = P_{instdis}/P_{panel} \quad (17)$$

$$P_{ins} = \#Panels * P_{panel} \quad (18)$$

3.3.9 PROCESO DE VALIDACIÓN DE TÉCNICA

3.3.9.1 ESTUDIO TÉCNICO

Para el estudio técnico Fotovoltaico del LCOE el valor obtenido en \$/kWh nos arroja el costo de desarrollo de un proyecto de esta tecnología, su evaluación se detalla a continuación:

- 1) Si LCOE > Precio de la Energía, La energía del proyecto es más cara que la energía actual de la ENEE.
- 2) Si LCOE = Precio de la Energía, Ambas energías tienen el mismo precio.
- 3) Si LCOE < Precio de la Energía, La energía del proyecto es más barata que la energía de la ENEE.

3.3.9.2 ESTUDIO FINANCIERO

Para el estudio financiero del proyecto fotovoltaico el valor nos arroja la relación que existe entre los beneficios y los costos, este valor se pone en comparación contra el 1.

$B/C > 1$ indica que los beneficios superan los costes, por consiguiente el proyecto debe ser considerado.

- 1) $B/C=1$, Aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costos
- 2) $B/C < 1$, Muestra que los costos son mayores que los beneficios, no se debe considerar.

3.4 FUENTES DE INFORMACIÓN

3.4.1 FUENTES PRIMARIAS

Las fuentes primarias proveen un testimonio o evidencia directa sobre el tema de investigación; ofreciendo así un punto de vista desde adentro del evento en particular y son las que proporcionaron datos de primera mano, pues corresponden a los documentos que contienen los resultados de los estudios correspondientes. (Hernández Sampieri et al., 2010)

Los datos se tomarán a través de:

- 1) Entrevistas e investigación en EEH, Catastro, ENEE
- 2) Software de gestión meteorológica METENORM
- 3) Software de gestión energética HOMER PRO
- 4) Bancos Nacionales BanPais, BCH.

3.4.2 FUENTES SECUNDARIAS

Las fuentes secundarias incluyen información que es obtenida por fuentes privadas o gubernamentales. Se utilizarán las siguientes fuentes:

Datos secundarios internos: Estadísticas Subsector eléctrico Honduras, ENEE.

Datos Secundarios Externos Públicos: Históricos subsector eléctrico Centro América, por (Consejo Nacional de Energía, 2017). Photovoltaics report por (Fraunhofer Institute for Solar Energy & PSE, 2017)

Base de Datos: Se utilizó una gran cantidad de libros electrónicos, papers, tesis estadísticos mundiales de diversas universidades a nivel mundial

- 1) Libros Físicos: La metodología de la investigación Metodología de la investigación por (Sampieri Hernández, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010). Análisis de riesgo y modelación financiera de proyectos de infraestructura (Zapata Quimbayo, 2012). Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos por (Almarza & Hernandez Venegas, 2017).

3.5 LIMITANTES DEL ESTUDIO

El estudio a realizar está enfocado en una zona específica en varios aspectos como ser la parte geográfica, comportamiento de demanda eléctrica, tamaños de techos de casas, capacidad económica y demás, podría suceder que al momento de extrapolar los resultados a zonas cercanas nos encontremos con diferencias que afecten considerablemente la correlación.

En Honduras no existen normativas técnicas para la instalación de sistemas fotovoltaicos a nivel de micro generación pero dichos proyectos deben ser aprobados por la ENEE, el proceso de instalación deberá realizarse por personal técnicamente capacitado y utilizando las normativas internacionales conocidas. A pesar de que exista una ley que haga referencia a las instalaciones de sistemas micro generación con base en recursos renovables conectada en baja tensión a la red eléctrica nacional dicha ley carece de cumplimiento y está en proceso de una reforma y cambio de enfoque de la misma. Esto incide en que a pesar de que nuestro estudio este realizado en función de la ley vigente los usuarios de estos sistemas no podrán recibir un beneficio económico por la energía que inyecten a la red.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y RESULTADO

4.1 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.

En este capítulo se mostrarán los resultados y análisis del estudio técnico económico para la implementación de instalaciones fotovoltaicas a nivel de micro generación conectadas a la red de baja tensión del sector Jardines del Valle de San Pedro Sula Honduras.

4.2 ANÁLISIS

4.2.1 ASPECTOS TÉCNICOS

Los componentes de las instalaciones fotovoltaicas son tecnologías que han venido evolucionando a lo largo de los años, muchos fabricantes continúan realizando pruebas y mejoras en los equipos para volverlos cada vez más eficientes. Definir los aspectos técnicos para estos proyectos es de mucha importancia para lograr determinar el diseño del proyecto más eficiente posible. Para este estudio se realizaron dos dimensionamientos el primero en función del espacio disponible en los techos de la zona y el segundo basado en la sustitución energética de la residencia promedio. Para dicho dimensionamiento del sistema se considera la ubicación del proyecto, la climatología de la zona, la ubicación de los paneles, la operacionalidad de los equipos bajo las condiciones climáticas, entre otros.

4.2.2 LOCALIZACIÓN

El desarrollo del estudio se lleva a cabo en el sector Jardines del Valle de San Pedro Sula, se toma el promedio del área del techo disponible que en la mayoría de las casas era de más de 60 m² en total, pero no toda el área del techo se vuelve aprovechable para el recurso solar por la orientación del mismo y el recorrido del sol. La ciudad tiene como referencia georreferencia: Latitud 15.51°N, Longitud -88.03°W y Altitud 91m. (Google Inc, 2018)



Figura 30: Área de evaluación del proyecto.

Fuente: (Google Maps, 2018)

4.2.3 TAMAÑO DE LA INSTALACIÓN DE MICRO GENERACIÓN

Para el cálculo del tamaño de la instalación de micro generación fotovoltaica se tomará en cuenta aspectos propios de la zona que nos ayudan a realizar más efectivo el estudio.

4.2.3.1 PROMEDIO DEL ÁREA DEL TECHO DISPONIBLE

De acuerdo con la información brindada por la municipalidad de San Pedro Sula el área disponible promedio de los techos de la zona Jardines del Valle ronda los 105 m² de acuerdo con (Flores, 2018), ver Anexo 5. A pesar de tener techos con áreas que superan los 60 m², no todos los techos se vuelven aprovechables para la instalación de módulos fotovoltaicos esto debido principalmente a que los paneles deben estar orientados hacia el Sur con una inclinación óptima de 15°, lo anterior debido a que Honduras es un país que se encuentra en las latitudes Norte sobre el Ecuador y la radiación es más perpendicular sobre el centro de la tierra. Sin embargo, los techos que se encuentren orientados hacia el Norte se podrán aprovechar ya que en la práctica se ha demostrado que las pérdidas de generación por techos orientados hacia el Norte rondan valores del 5%. Los techos orientados hacia el Este u Oeste no se consideran aptos para este tipo de instalaciones ya que reducen en 50% su producción debido a que solo reciben la mitad de horas de sol diarias. Se tomó una muestra aleatoria de 56 viviendas y se encontró que en la zona Jardines del valle hay 4 tipos de techos que se presenta en la tabla 4.

Tabla 4: Resumen de techos de la muestra.

Descripción	Cantidad	No utilizable	Utilizable	Porcentual	Área Sur	Área Norte	Total
Casa 1 Cara A orientadas al Sur	5		5	9%	10	10	20
Casa 1 Cara b orientadas al Sur	23		23	41%	20	20	40
Casa 1 no utilizable por sombra	2	2		4%	-	-	
Casa 2 Cara A/B orientadas al Sur	6		6	11%	30	30	60
Casa 2 Cara A/B orientadas al Este	13	::13		23%	30	30	
Casa 3 Cara A orientada al Sur	3		3	5%	60	60	60
Casa 3 Cara A orientada al Este	2	2		4%	60	60	
Casa 4	2		2	4%	60	60	60
Total	56	17	39				
Porcentual %		30%	70%	100%			

Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior se obtiene por medio del uso de google earth e imágenes de vista de dron donde se pudieron segregar los techos de acuerdo al área, orientación y tipo de techo.

Del resumen anterior encontró que el 62% de los techos de la muestra son utilizables para las instalaciones de paneles solares con un techo al menos mayor a los 60 m². A continuación la descripción de cada uno de los techos:

1. TECHOS A 4 AGUAS O CON FALDÓN

Este tipo de techos con 4 aguas siendo la cara B de mayor dimensión que la cara A es el que más se encontró en la muestra tomada alcanzando un 54% del total. Tiene la particularidad que cualquiera de sus caras que se encuentren orientadas al Sur puede ser utilizada, pero de preferencia se debe utilizar la cara B por tener una mayor dimensión.

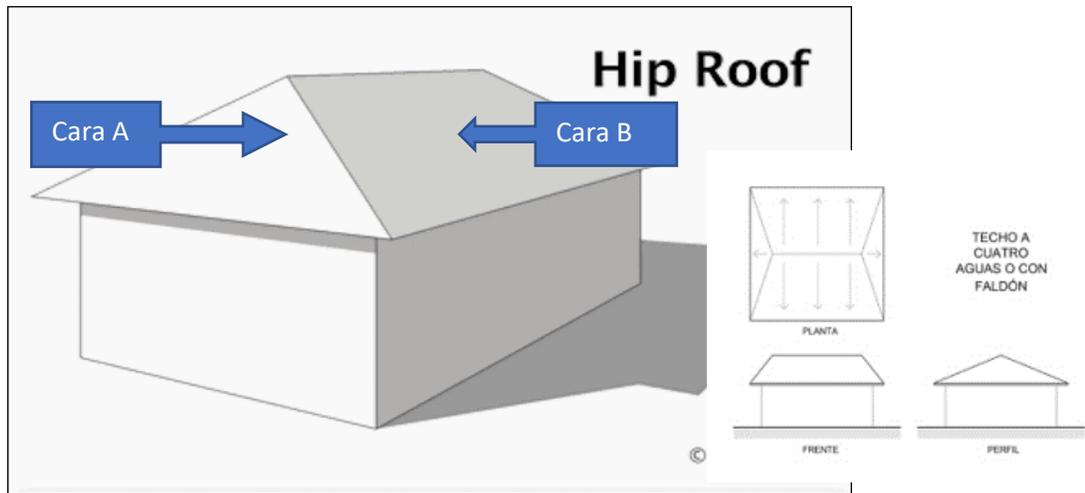


Figura 31: Techos a 4 aguas o faldón

Fuente: (Prefabricasa, 2017)

2. TECHO A 2 AGUAS

Para este tipo de techo de 2 aguas por lo general ambas áreas de techo A y B tiene la misma dimensión e inclinación, pero existen sus excepciones. Se consideran solo los techos que estén orientados hacia el Sur de preferencia y luego al Norte. El total de estos techos representó el 34% de la muestra.

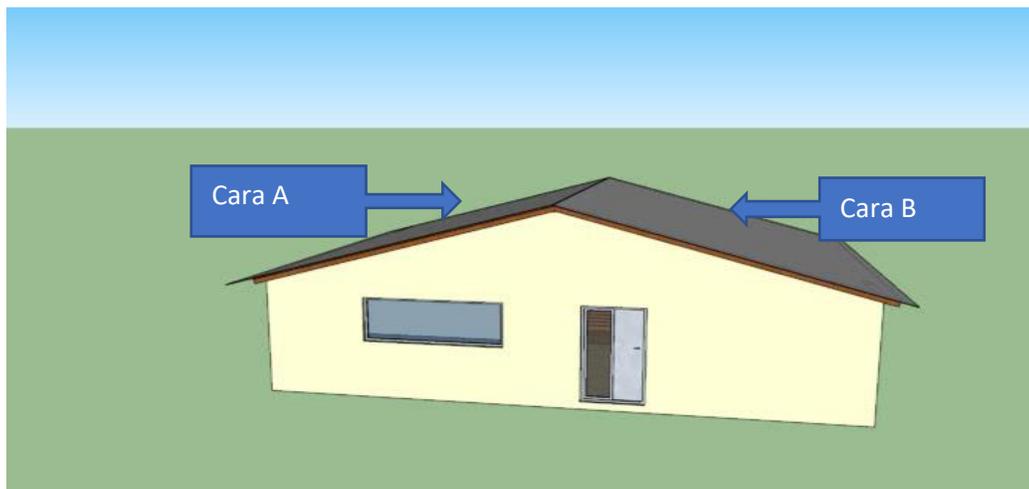


Figura 32: Techos a 2 aguas

Fuente: (Prefabricasa, 2017)

3. TECHO TIPO COBERTIZO

Este tipo de techo se vuelve ideal para las instalaciones fotovoltaicas si se encuentra orientado hacia el sur de preferencia o al norte en su defecto. Este tipo de techos orientados hacia el Este u Oeste no se consideran para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Se encontraron solo se encontraron 5 techos de este tipo y 3 de ellos están orientados al Sur.

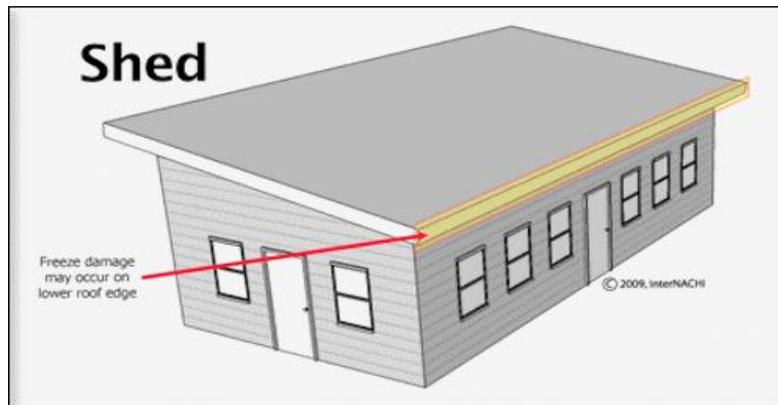


Figura 33: Techos tipo cobertizo

Fuente: (Prefabricasa, 2017)

4. TECHO TIPO TERRAZA

Este tipo de techo terraza es ideal para la instalación de paneles fotovoltaicos ya que nos permite dar la orientación que más nos convenga, la variante sería el tipo de estructura a utilizar. Solo se encontraron 2 techos de este tipo en la muestra tomada.

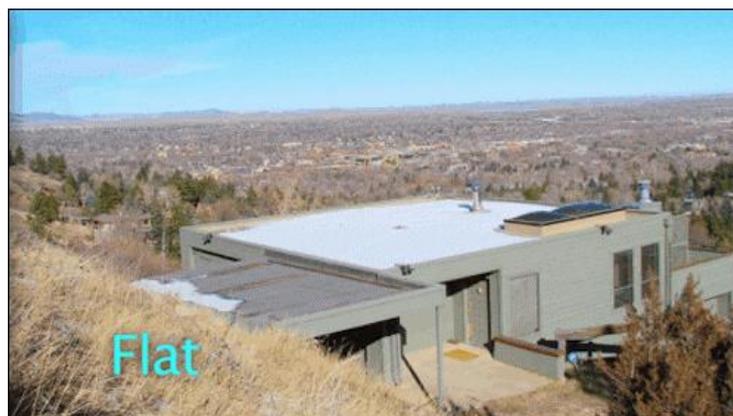


Figura 34: Techos tipo terraza

Fuente: (Prefabricasa, 2017)

4.2.3.2 PROMEDIO DE CONSUMO EN KWH DE LA ZONA

Por medio de entrevistas y visitas a EEH se encontró que los rangos de consumo de energía promedio en la zona de la colonia Jardines del Valle ronda entre 456 a 820 KWh-mes. En la tabla siguiente se muestran los datos en meses 2017-2018, cantidad de abonados, consumo en KWh y total facturado por mes en lempiras. Datos tomados de los libros 510-536 con un total de 323 abonados. (Reyes N. G., 2018)

Tabla 5: Consumos históricos Jardines del Valle libro 510-536

Mes	# Abonados	Consumo KWh	Total Facturado L	Consumo promedio KWh
ene-18	323	147,357.0	704,472.8	456.21
feb-18	323	149,440.0	644,648.3	462.66
mar-18	323	170,998.0	659,557.7	529.41
abr-18	323	194,535.0	892,505.9	602.28
may-17	309	223,907.0	1,045,301.2	724.62
jun-17	309	253,566.0	1,181,395.5	820.60
jul-17	319	225,070.0	1,057,551.5	705.55
ago-17	321	230,258.0	1,078,482.2	717.31
sep-17	321	215,435.0	996,176.6	671.14
oct-17	321	221,036.0	1,026,136.4	688.59
nov-17	321	186,279.0	862,828.1	580.31
dic-17	321	146,690.0	650,386.5	456.98
			Máximo	820.60
			Mínimo	456.21
			Promedio	617.97

Fuente: Elaboración propia, datos EEH

De acuerdo con los costos actuales de la energía y utilizando el simulador de cálculo de la tarifa residencial de la página de la ENEE, obtenemos los siguientes costos mensuales por consumo de energía, para consumidores de tipo residencial en la zona de estudio.

Tabla 6: Costo mensual promedio de la factura eléctrica

Consumo KWh	Costos L
820.60	3,857.20
617.97	2,528.51
456.21	1,847.67

Fuente: (ENEE, 2018)

4.2.4 INFORMACIÓN METEOROLÓGICA

Honduras tiene un alto potencial fotovoltaico por su posición geográfica, encontrándose al Norte del Ecuador, la ciudad de San Pedro Sula, Cortés, Honduras.



Figura 35 : Posición geográfica de San Pedro Sula

Fuente: (Google Maps, 2018)

La siguiente tabla muestra los promedios históricos de los datos climatológicos de la zona de 1990-1999.

Tabla 7: Histórico de meteorología de San Pedro Sula

Meses	Gk KWh/m ²	Dh KWh/m ²	Gh KWh/m ²	Ghd KWh/m ²	Bn KWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s
Enero	144	62	125	4.0	104	23.8	20.8	1.8
Febrero	153	63	138	4.9	115	25.1	21.1	2.1
Marzo	174	75	165	5.3	128	26.6	21.3	2.5
Abril	166	79	170	5.7	130	27.6	22.4	2.7
Mayo	152	87	163	5.3	108	28.8	23.4	2.6
Junio	148	81	162	5.4	112	28.4	24.1	2.4
Julio	154	81	168	5.4	122	28.2	24	2.4
Agosto	172	79	180	5.8	143	28.3	24.2	2.3

Meses	Gk KWh/m ²	Dh KWh/m ²	Gh KWh/m ²	Ghd KWh/m ²	Bn KWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s
Septiembre	168	79	166	5.5	123	28	24.3	2.2
Octubre	152	67	140	4.5	113	27.1	23.6	1.8
Noviembre	128	55	114	3.8	98	24.8	22.1	1.8
Diciembre	132	58	113	3.6	94	24.5	21.6	1.6
Anual	1844	867	1805	59.3	1391	26.8	22.7	2.2

Fuente: (METONORM, 2015)

Donde:

Gk: Irradiación Global incidente sobre plano receptor

Dh: Irradiación difusa horizontal

Gh: Irradiación global sobre la superficie horizontal mensual.

Ghd: Irradiación global sobre la superficie horizontal diaria.

Ta: Temperatura ambiente promedio mensual.

Td: Temperatura

FF: Velocidad del viento

Los datos de la tabla 7 están en una base mensual a excepción de la columna Ghd que es la radiación global horizontal diaria sobre la superficie. A continuación, se muestran los gráficos de las variables meteorológicas históricas de la zona.

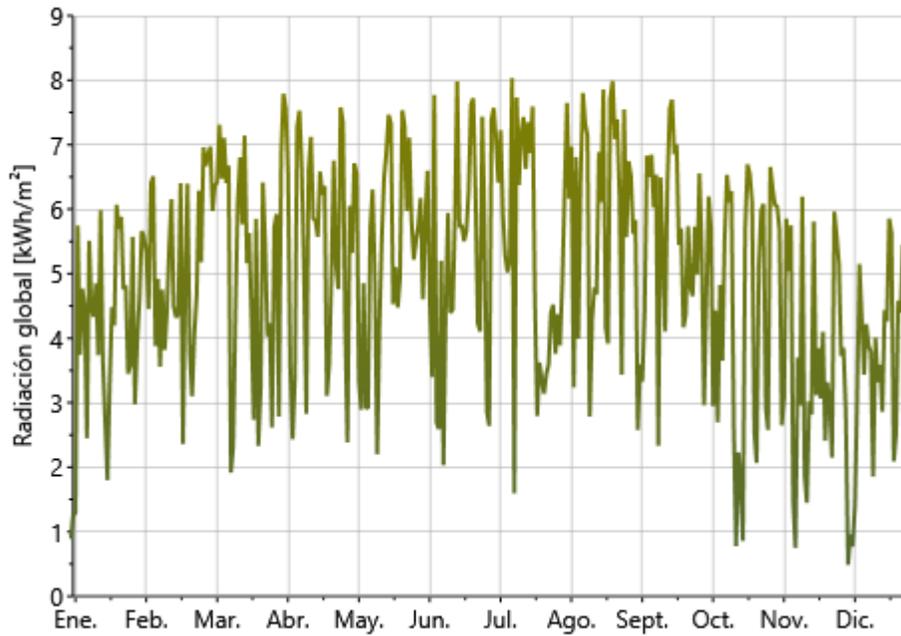


Figura 36: Radiación global diaria

Fuente: (METONORM, 2015)

Honduras cuenta con índices de radiación solar apropiados para el aprovechamiento del recurso solar con un promedio en la zona de San Pedro Sula de 4.99 KWh/m², lo cual vuelve más atractivo.

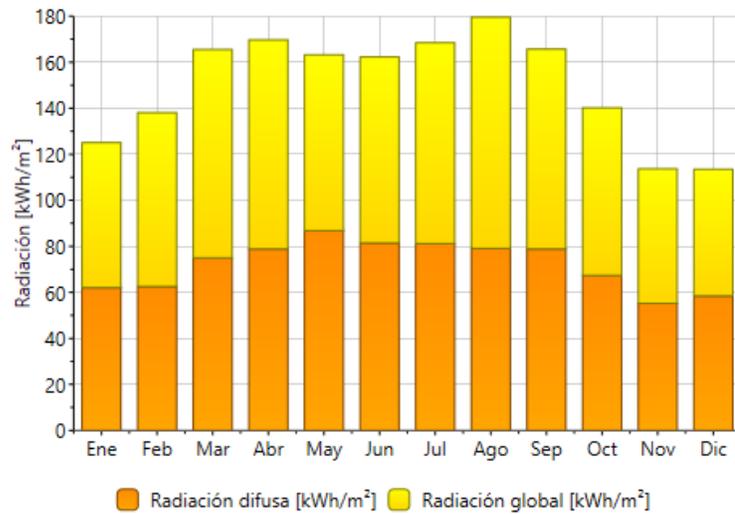


Figura 37: Radiación difusa y global diaria

Fuente: (METONORM, 2015)

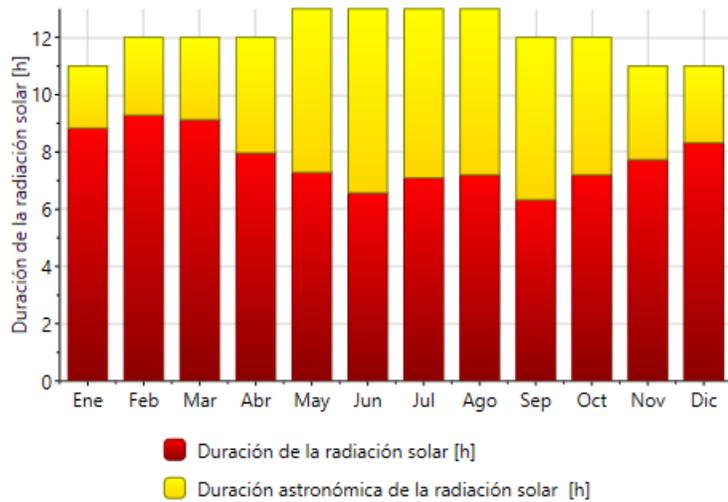


Figura 38: Duración de la radiación solar

Fuente: (METONORM, 2015)

En la zona se cuenta con tiempos de radiación solar promedio diario, mayor a las 7 horas lo cual estaría entre las horas de las 8:00 a.m. a las 15:00 p.m., donde la radiación directa es más incidente sobre la zona y el recurso se vuelve más aprovechable para la generación de energía.

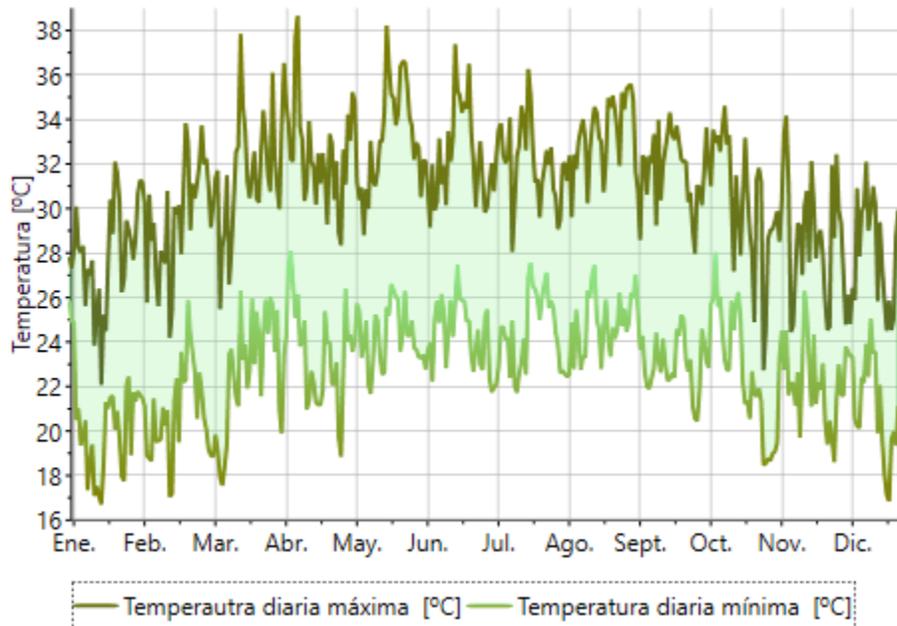


Figura 39: Temperatura diaria

Fuente: (METONORM, 2015)

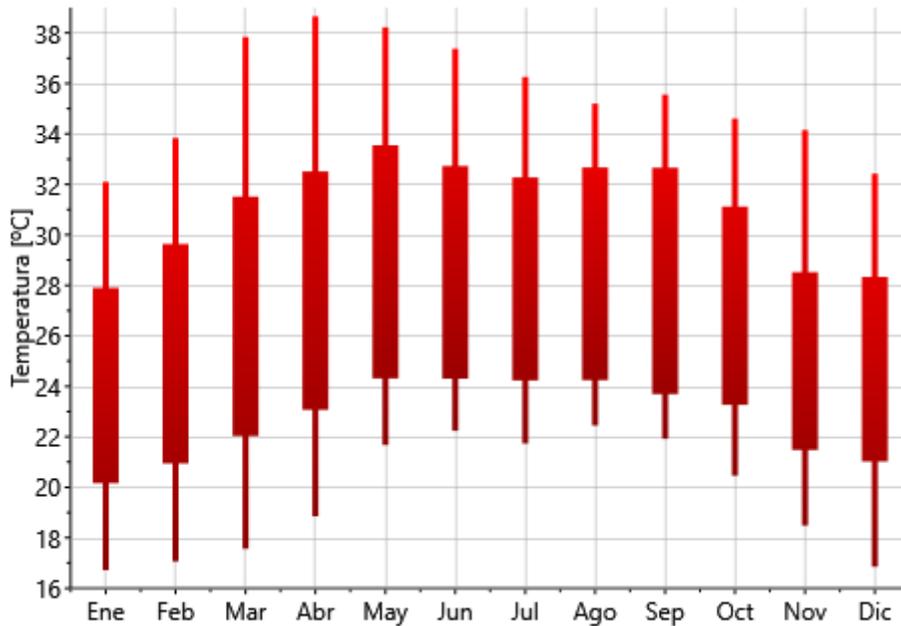


Figura 40: Temperatura mensual acotada

Fuente: (METONORM, 2015)

La zona cuenta con temperaturas del aire promedio anuales de 27°C, y con una sensación térmica que supera los 40°C en verano, los paneles fotovoltaicos se vuelven menos eficientes con el aumento de la temperatura y esta es una de las variables consideradas para la selección del tipo de tecnología a utilizar.

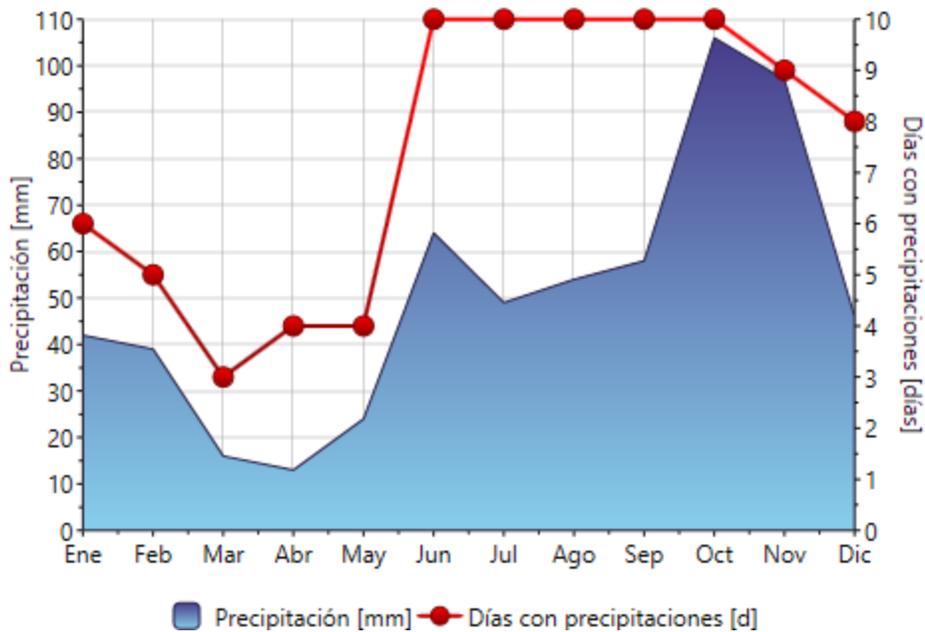


Figura 41: Precipitación anual promedio

Fuente: (METONORM, 2015).

Como lo muestra la fig. 41, en la temporada de verano en los meses entre marzo a mayo son en los que se tienen menores precipitaciones, pero se tiene una mayor irradiación directa y horas solares diarias, de acuerdo a las figuras 38 y 39. Caso contrario a los meses con mayores precipitaciones tenemos una menor irradiación que sería principalmente en el invierno con un mayor impacto en los meses de septiembre a diciembre.

4.2.5 ASPECTOS LEGALES

El artículo 5 de la ley marco de industria y electricidad nos permite conectar instalaciones fotovoltaicas a la red, hasta los 250 kW, por lo que legalmente no tenemos ningún inconveniente. El paso que sigue es presentar el proyecto a ENEE para que lo evalúe y pueda dar el visto bueno. Una vez el diseño sea aprobado por la ENEE se procede a ejecutarlo y se solicita la revisión del proyecto en sitio por parte de la ENEE para dar la recepción del mismo. Esto da paso para que la EEH programe e instale el medidor bidireccional. Lo anterior es el procedimiento que se sigue en la práctica, con lo que no hay una resolución clara aún es con la facturación de la energía inyectada a la red de la ENEE por parte del proyecto fotovoltaico, la energía solo será registrada hasta que la resolución esté en práctica. Ver Anexo 8.

4.2.6 CÁLCULO DE LCOE

El cálculo de LCOE o Cdes (costo de desarrollo) se hace usando la ecuación descrita en apartados anteriores, para dicho cálculo se usan valores tomados de pláticas con personal que labora para algunas empresas dedicados a este rubro en San Pedro Sula. Para el espacio disponible en la zona de estudio se pretende instalar 8 unidades de 330 w cada uno, un inversor de 3 KW. El dato de inversión por unidad de potencia ya incluye los costos de materiales y mano de obra.

$$Cdes = \left[Inv_u \left(1 - \frac{t}{\eta * VU} \right) \left(\frac{\eta}{1-t} \right) - 12 * k * Cp \right] * \frac{1}{f_p * T} + Cv \quad (2)$$

Donde:

Inv_u : 2350 [\$/KW]

f_p : 17%

VU : 25

C_v : 0.01 [\$/KWh]

T : 8760 horas

η : 8%

t : 5%

Sustituyendo los valores en la ecuación 2 obtenemos un costo de desarrollo de 0.1395 \$/KWh, dicho valor lo comparamos con la tarifa de la ENEE para la zona residencial que aproximadamente es de 0.1788 \$/KWh.

Lo anterior nos sirve como indicador del beneficio del proyecto ya que nos garantiza que la energía generada por el proyecto fotovoltaico tendrá un costo menor al precio actual de la energía en la actualidad. Dado a que los precios de los sistemas fotovoltaicos tienen una tendencia a la baja en contra posición al precio histórico de la energía.

La Fig. 42 nos muestra la frecuencia acumulada arrojada por Crystal Ball, se hacen 1,000 iteraciones, donde se varían los valores de la ecuación 2, para diferentes escenarios se presentan las frecuencias correspondientes, más del 95 % de los escenarios posibles nos arrojan valores menores de 0.15 \$/KWh, los escenarios más posibles andan entre los 0.13 y 0.14 \$/KWh.

El análisis de sensibilidad del LCOE, mostrado en la fig. 43, nos da un panorama más amplio de las variables que influyen positiva y negativamente en dicho cálculo, podemos observar que el LCOE depende en su mayoría de los costos de inversión, \$/KWh. La siguiente variable es la tasa de interés a la que se descuentan los flujos. Y la última variable que ejerce una sensibilidad en el proyecto es el factor de planta, esta variable está directamente relacionada con la irradiación solar y la eficiencia de los equipos, como nos damos cuenta estos valores son poco probables que podamos modificarlos por eso tienen una contribución menos importante.

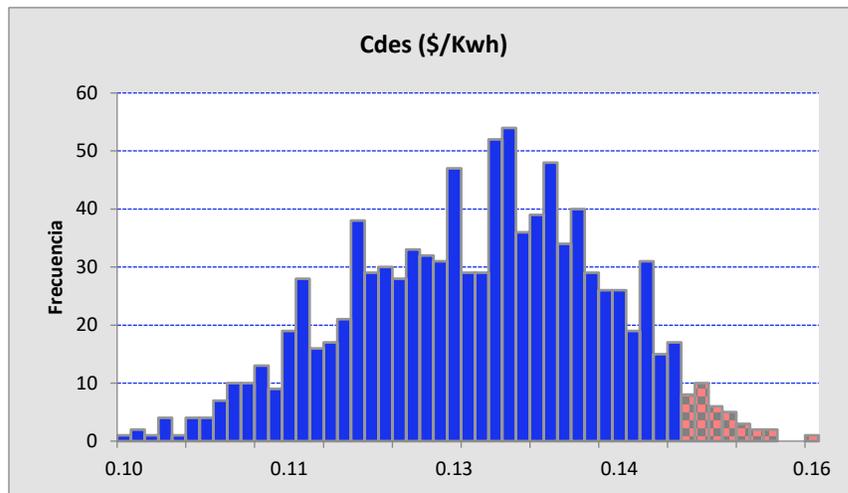


Figura 42: Frecuencia acumulada LCOE \$/KWh

Fuente: (Oracle, 2018)

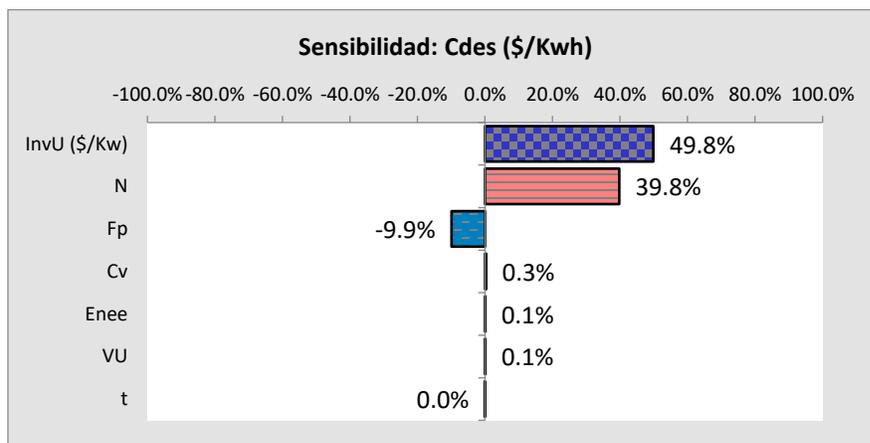


Figura 43: Estudio de sensibilidad LCOE

Fuente: (Oracle, 2018)

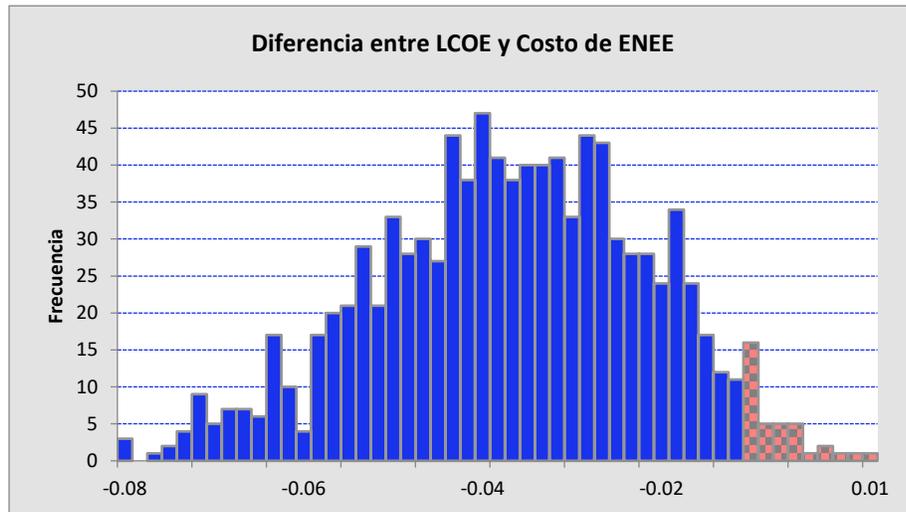


Figura 44: Diferencial LCOE y costo energía de la red

Fuente: (Oracle, 2018)

Para hacer un comparativo entre el LCOE y el precio que la ENEE puede ofrecer, analizamos un escenario de LCOE, ese valor lo restamos del precio ofrecido por la ENEE, dicho valor tiene que ser negativo porque nos indica su costo inferior.

Después de analizar múltiples escenarios (1000 iteraciones) para saber cuántos centavos de diferencia podemos obtener frente al precio de la ENEE, la Fig. 44 muestra que se tiene un 95% de probabilidad de obtener una diferencia mayor a 0.1 \$/KWh de energía fotovoltaica frente al precio que puede ofrecer la ENEE.

Esto quiere decir que tenemos la mayor probabilidad de que LCOE sea menor hasta en 0.8 \$/KWh frente al precio de la ENEE.

4.2.7 TECNOLOGÍA

Para elegir la tecnología que mejor funciona en nuestra zona se hace uso de una matriz de decisión en la que se compararán las variables importantes. Para la evaluación se asignaran valores a los modelos según su desempeño en cada categoría, al final se hará una sumatoria de los valores y el fabricante que más puntajes consiga será el que elegiremos para hacer el estudio.

4.2.7.1 MATRIZ PARA PANELES FOTOVOLTAICOS

Se analizan fabricantes que tengan disponible en su cartera de productos los paneles solares más similares a los usados en las simulaciones pero que nos puedan brindar información acerca de las variables solicitadas. En su mayoría los fabricantes encontrados son de China. Es importante revisar las normativas bajo las que se construyen. Como observamos en la tabla 8 el proveedor de mayor puntuación en la matriz es GCL con su modelo GCL-M6/72 320. Ver Anexo 6.

Tabla 8: Matriz de decisión para los paneles solares

Variables	Ponderación del Fabricante					
	Eco Green Energía		GCL		Einnova Solarline	
Modelo	EGE-310		GCL-M6/72 320		ESM 330	
Precio	3	EUR 86.963	1	EUR 200.000	2	EUR 102.240
Peso	1	22.8	2	22.2	3	21
Eficiencia	3	15.98	2	16.5	1	16.2
Garantía	2	10	2	10	1	12
Vida Útil	3	25	3	25 (10 a 90% 25 80.2%)	3	25 (12 a 90% 25 80%)
A. Cliente	2	Buena	1	Muy Buena	1	Muy Buena
S. Empresa	1	Buena	3	Muy Buena	2	Buena
Repuestos	1	Buena	3	Muy Buena	1	Buena
Total	16		17		14	

Fuente: Elaboración propia

4.2.7.2 MATRIZ PARA INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Se usa la misma dinámica aplicada en la selección de los paneles solares para la elección de los inversores, de igual manera obtenemos que la mayoría de fabricantes que respondieron a nuestras consultas son de China. Al aplicarle las ponderaciones respectivas a cada fabricante obtuvimos como mejor evaluado a Zhejiang Tress Electronic con su modelo TLS3KTS.

Tabla 9: Matriz de decisión para los inversores

Variables	Ponderación del Fabricante		
	Fronius	Zhejiang Tress Electronic	Wuxi Thinkpower New Energy

Modelo	Fronius Galvo 2.0-1		TLS3KTS		T1500TL	
Precio	1	EUR 1,450.000	3	EUR 212.700	2	EUR 270.600
Peso Kg	1	16.4	2	15	3	14.5
Eficiencia	1	96%	2	97%	3	97.3%
Garantía	3	5	3	5	3	5
Vida Útil	3	10	3	10	3	10
A. Cliente	2	Buena	3	Muy buena	3	Muy buena
S. Empresa	3	Muy Buena	3	Muy buena	2	Buena
Repuestos	2	Bueno	3	Muy buena	2	Buena
Total	16		22		21	

Fuente: Elaboración propia

La tabla 9 muestra el resumen de la ponderación de la matriz de decisión para los inversores la información general del equipo se puede consultar en el anexo 7.

4.3 PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA

Para el estudio financiero se hace necesario la proyección de los precios de la energía de la red eléctrica por lo cual se usa la información recopilada y mostrada en el capítulo 1, apartado 1.2.7, figura 3. Se realiza una regresión exponencial del comportamiento histórico del precio de la energía obteniendo la ecuación 19, en \$/KWh vs Años

$$Precio = 7(Exp - 44)e^{0.0484t} \quad (19)$$

Tabla 10: Proyección del precio de la energía residencial Honduras 2019-2030

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Precio	\$0.19	\$0.20	\$0.21	\$0.22	\$0.23	\$0.25	\$0.26	\$0.27	\$0.28	\$0.30	\$0.31	\$0.33

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a esta proyección se prevé que para el 2025 la energía tendrá un precio de 0.26 \$/KWh y para el 2030 0.33\$/KWh. En la fig. 45 se muestra el comportamiento a futuro que tendrá el precio de la energía

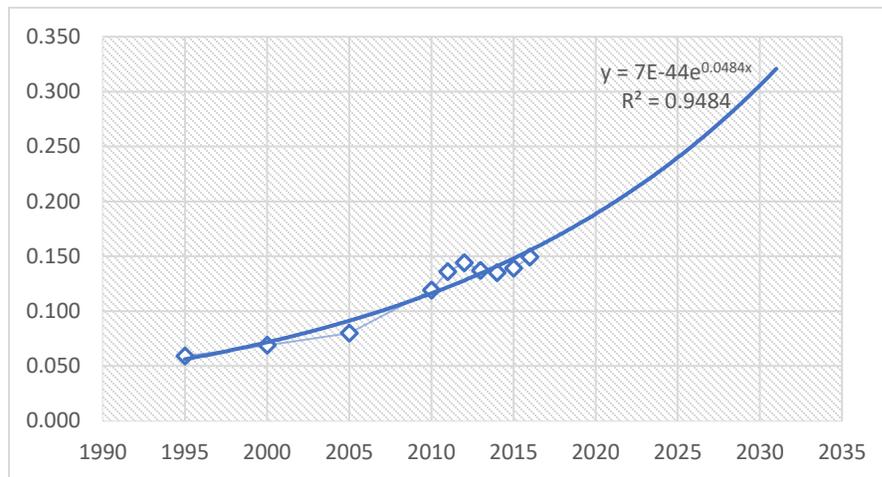


Figura 45: Proyección en el precio de la energía

Fuente: (Oracle, 2018)

Este valor es calculado por medio de una regresión exponencial en Excel los datos tomados de (ENEE, 2018) y mostrados en la Fig. 3 Evolución del precio de la energía eléctrica en Honduras.

Otro componente de la factura eléctrica es el cargo por alumbrado público, del cual no se logró obtener acceso a la fórmula por lo cual utilizando la herramienta “CALCULO ESTIMADO DE LA TARIFA” ofrecido por la ENEE de forma web y gratuita se logró hacer una regresión lineal para estimar la fórmula de cálculo de dicha tarifa que es en función del consumo de energía mensual por abonado. De acuerdo a la ecuación 20.

$$CargaAlum = 0.007Consumo + 0.0090 \quad (20)$$

La función lineal de la fig. 46 se obtiene luego de darle valores de consumo de energía a la aplicación y luego graficando Cargo por alumbrado versus el consumo energético se

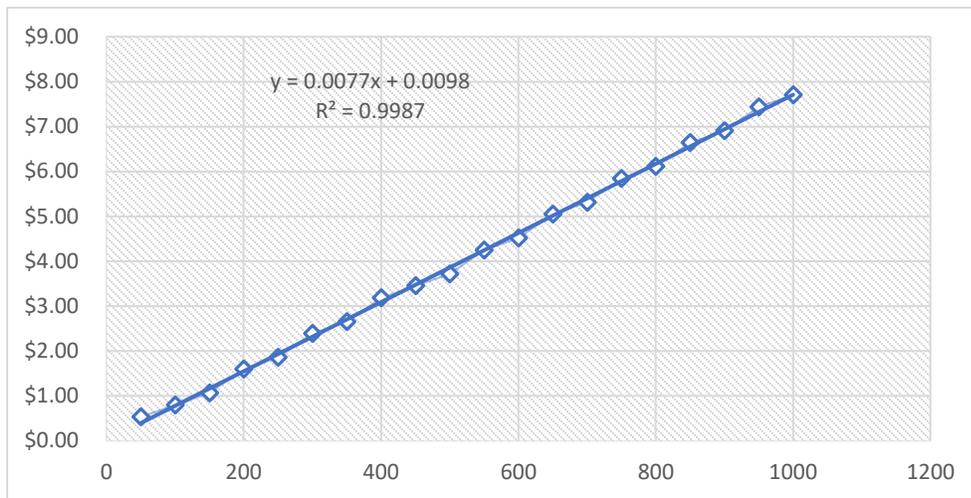


Figura 46: Costo por alumbrado público

Fuente: (ENEE, 2018)

4.4 CONSIDERACIONES FINANCIERAS

Para el estudio financiero se realizan varias consideraciones resumidas en la tabla 11:

Tabla 11: Consideraciones financieras

Detalle	Valor
Cobertura de la deuda	70.00%
Tasa anual de interés del préstamo	8.23%
Tasa de Capital Cliente	3.52%
Inflación precio de la energía	5.04%
Años de evaluación del proyecto	25 Años
Tasa % Costo de Mantenimiento	0.25%

Fuente: Elaboración propia

Donde:

1. Cobertura de la Deuda:

Porcentaje de la deuda que cubrirá el préstamo del sistema fotovoltaico el otro porcentaje será el que pondrá el cliente.

2. Tasa anual de interés del préstamo:

La tasa anual de interés del préstamo que se consideró a un plazo de 5 años, valor tomado

de la publicación del banco central “tasas ponderadas de préstamos en moneda internacional” (BCH, 2018).

3. Tasa de capital del cliente:

La tasa de capital del cliente es la tasa de interés que recibiría el cliente por tener su dinero ahorrado a plazo fijo en 25 años (BCH, 2018), con este mismo valor se descuentan los flujos del valor presente de los flujos incrementales causados por la implantación del proyecto y evaluado en sus 3 escenarios.

4. Inflación del precio de la energía:

Incremento porcentual promedio que ha tenido el precio de la energía año con año calculada del histórico del precio de la energía.

5. Años de evaluación del proyecto:

Valor correspondiente al tiempo de vida útil del proyecto, se considera 25 años debido a que es el tiempo de vida de los paneles solares y este es el equipo de más impacto en la instalación tanto técnica como económicamente.

6. Costo de Mantenimiento porcentual:

Costo anual en porcentaje del mantenimiento del sistema limpieza y revisión.

4.5 DIMENSIONAMIENTO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA.

El dimensionamiento del sistema se hará por medio de dos técnicas de aplicación. El primero es aprovechando el área disponible de los techos de la zona para la instalación, el segundo dimensionamiento está basado en sustitución energética en función del consumo promedio se estima un porcentaje de carga a sustituir mediante el proyecto fotovoltaico.

4.5.1 DIMENSIONAMIENTO POR ESPACIO DISPONIBLE

El diseño de las instalaciones fotovoltaicas dimensionadas en este apartado se realizó por espacio disponible, en 4.2.2 se determinó que la mayoría de las casas aprovechables para estas instalaciones tiene un área de techo aprovechable de al menos 60m² donde se podrían instalar 12 paneles de 330W, 6 por cada agua de 30m². El panel que se escogió por la matriz de decisión es el GCL-P672 330W de 1956x992mm con los cuales haremos el cálculo con ayuda del software HOMER PRO.

Para una cara de techo de 8x4, empleando las formulas del apartado, para dimensionamiento por espacio disponible.

$$\alpha_{opt} = 3.7 + 0.69 * \textit{latitud} \quad (4)$$

$$H = (90 - \textit{Latitud}) - 23.5 \quad (5)$$

$$D_{min} = L * [\textit{Cos } \alpha + \frac{\textit{Sen} \alpha}{\textit{Tan} H}] \quad (6)$$

$$\# \textit{Paneles en Serie} = (L_{techo} - 2) / (L_{panel} - 0.02) \quad (7)$$

$$\# \textit{Paneles en Paralelo} = (H_{techo} - 1) / (D_{min}) \quad (8)$$

$$\# \textit{Total Paneles} = \# \textit{Paneles en serie} * \# \textit{Paneles en Paralelo} \quad (9)$$

Para nuestro caso de estudio no utilizará la distancia mínima ya que se aprovechará la inclinación original del techo y se asumirán las pérdidas de existir provocadas por esto.

Donde:

$$D_{min}=1$$

L_{techo} = 8m por agua del techo

H_{techo} =4m por agua del techo

Como resultado obtenemos:

$$\# \textit{Paneles en serie} = 6$$

#Paneles en Paralelo = 1

#Paneles total = 6*1*2 = 12

Potencia total = 12*330 Wp = 3,960 Wp

4.5.1.1 PRESUPUESTO SISTEMA 3.96 KWP

Los costos de inversión para un proyecto de 3,960Wp instalados de acuerdo a disponibilidad de área de techos en la zona de estudio podemos observarlos en la tabla 12.

Tabla 12: Presupuesto instalación fotovoltaicas 3,960 Wp

Materiales Casa 3,960 Wp	cantidad	Precio	Sub Total
Panel gcl-p6/72-330	12	\$250.00	\$3,000.00
Inversor renesola zhejuang replus 3600mtlb-us (240v)	1	\$525.00	\$525.00
Terminal ojo plástica cable 10-12	50	\$0.06	\$3.00
Terminal compresión cable cobre 10	50	\$0.06	\$3.00
Riel de 14 pies	6	\$33.20	\$199.20
End cap rieles	16	\$0.92	\$14.72
L-foot	50	\$2.00	\$100.00
Cable pv #10 1000/2000v	300	\$0.60	\$180.00
Bandeja canasta 4"x2"x10'	6	\$37.00	\$222.00
Gabinete termoplástico ip66 300x200x150	1	\$55.78	\$55.78
Riel din 2mts	2	\$3.50	\$7.00
Fusible mecha 15amp	4	\$1.60	\$6.40
Porta fusible 600v 2p montaje riel din	2	\$37.00	\$74.00
		Sub Total	\$4,390.10

Mano de Obra	Días	Precio	Sub Total
Ingeniería	1	\$500.00	\$500.00
Electricista	5.00	\$60.00	\$300.00
Ayudante	5.00	\$25.00	\$125.00
		Sub Total	\$925.00
		Total	\$5,315.10
		\$/Wins	1.34219697

Fuente: Elaboración propia

Parte de lo importante de este presupuesto fue determinar el costo de la potencia instalada

del sistema fotovoltaico que es 1.3422\$/W que le costaría a un cliente el Watts instalado en su techo, con una potencia instalada de 3.96 kW.

4.5.1.2 SIMULACIONES EN HOMER SISTEMA DE 3.96 KWP

Con el fin de conocer el comportamiento de la instalación de micro generación fotovoltaica se utilizó el software HOMER PRO, este software da los resultados del comportamiento del sistema en función de la configuración del mismo. De las corridas en HOMER se sacaron los datos de energía para evaluar los distintos casos de estudio. El software se alimenta con las variables que hemos venido definiendo como el recurso solar fotovoltaico, el dimensionamiento del sistema, los precios del mismo, entre otros. Este software calcula la energía generada por el sistema fotovoltaico, la energía importada de la red, el consumo anual de la residencia, el exceso de energía para la red, entre otros. Lo anterior lo realiza hora a hora por periodos de tiempo definidos por el usuario para nuestro caso realizamos la corrida de un año completo, el resumen de los resultados se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 13: Resultado de simulaciones en HOMER

Resumen de Energía HOMER KWh 3.96 KWp			
Potencia de Salida_Inversor	Consumo Total	Compras a la red	Exceso de Energía
3,707.49	7,413.15	3,705.66	16,939.08

Fuente: (HOMERENERGY, 2018)

Luego de las simulaciones en HOMER se graficaron varios perfiles de las variables de interés del proyecto.

El comportamiento de la carga residencial promedio mensual se muestra a continuación, como puede observarse los meses de mayor consumo luego de abril apegado con la temperatura ambiente a causa del verano.

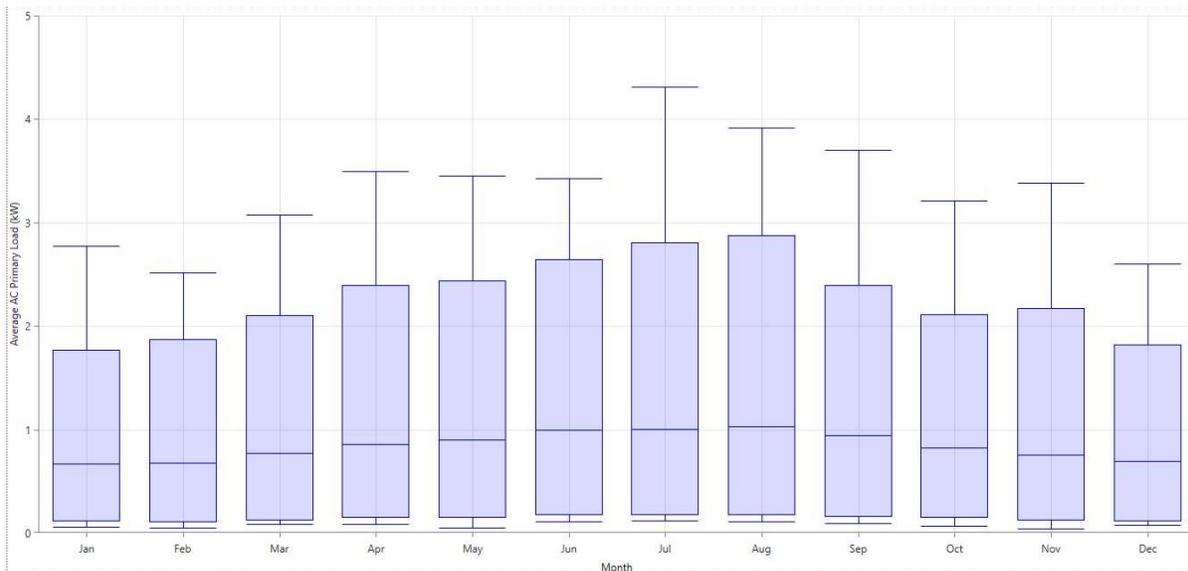


Figura 47: Demanda residencial promedio kW

Fuente: (HOMERENERGY, 2018)

La fig. 48 muestra el perfil de radiación solar directa horaria mensual.

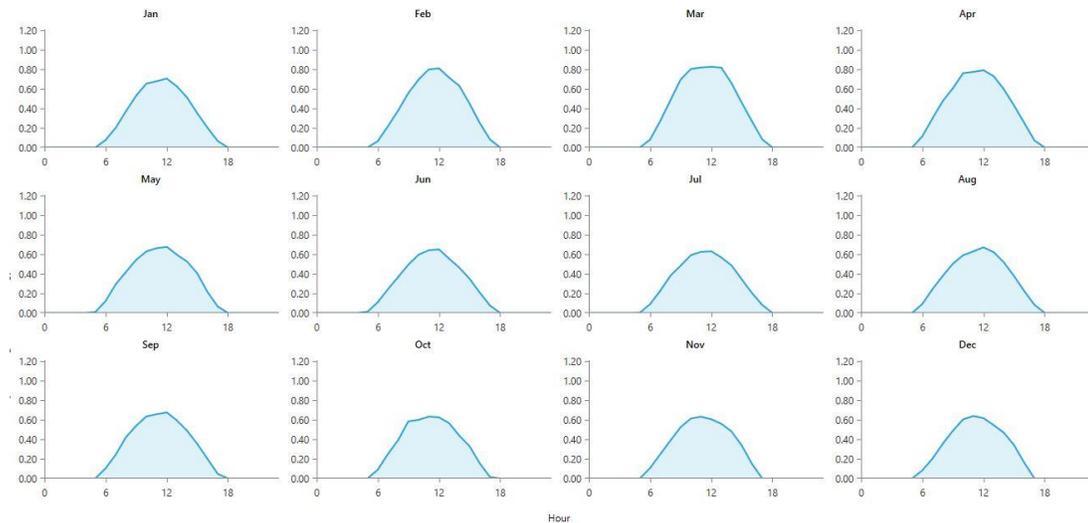


Figura 48: Radiación directa diaria por meses

Fuente: (HOMERENERGY, 2018)

La fig. 49 muestra la potencia de salida del inversor, la gráfica muestra un comportamiento similar al de la campana de la fig. 46 de radiación solar directa.

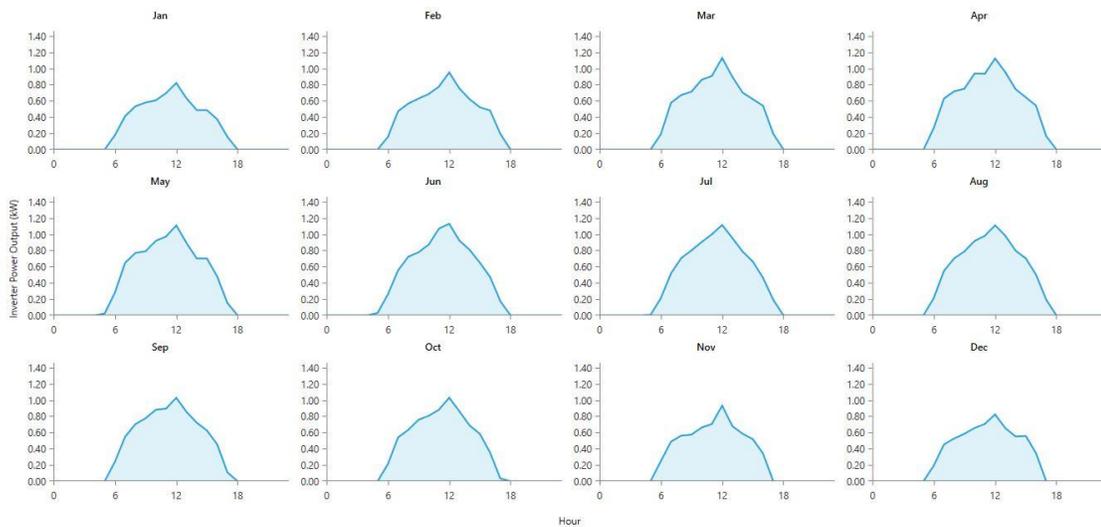


Figura 49: Potencia de salida de inversor
 Fuente: (HOMERENERGY, 2018)

El comportamiento diario de la demanda residencial tiene valles, medios y picos de consumo bien marcados en horas específicas en 6, 12 y 18. Este comportamiento varía levemente a lo largo del año debido principalmente a la estación climática en la que se encuentre el medio.

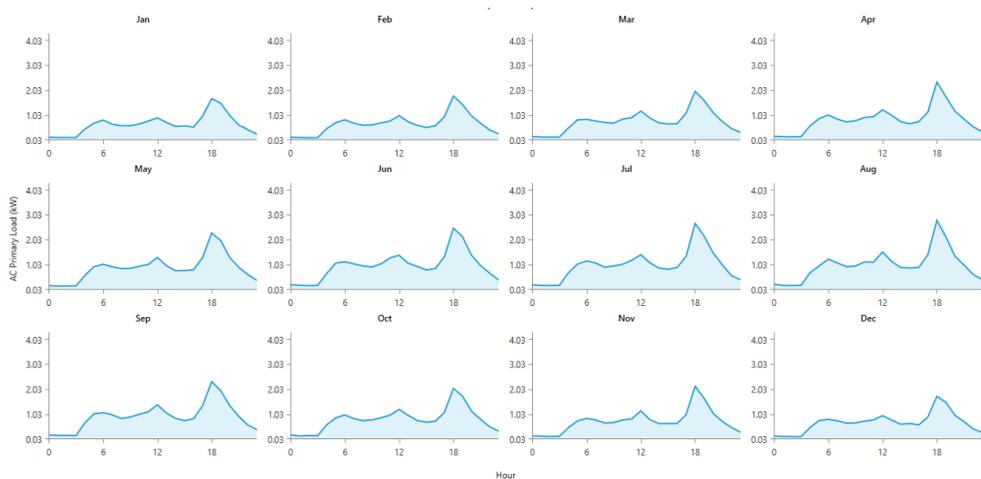


Figura 50: Comportamiento de la demanda residencial.
 Fuente: (HOMERENERGY, 2018)

Al comparar las figuras 49 y 50 podemos observar que la hora de mayor generación del sistema solar fotovoltaico está comprendido en las horas cercanas al medio día mientras que el pico en la demanda residencial se da en horas de la tarde noche, es por esto que se vuelve beneficio contar con mecanismos y regulaciones necesarias para entregar este exceso de energía a la red y poder recuperarlo en horas de baja generación y alto consumo. Para ilustrar lo descrito anteriormente la fig. 51 muestra el exceso de producción de energía en verde con relación a lo consumido en color naranja, parte de energía la suministra la red y otra parte el sistema fotovoltaico.

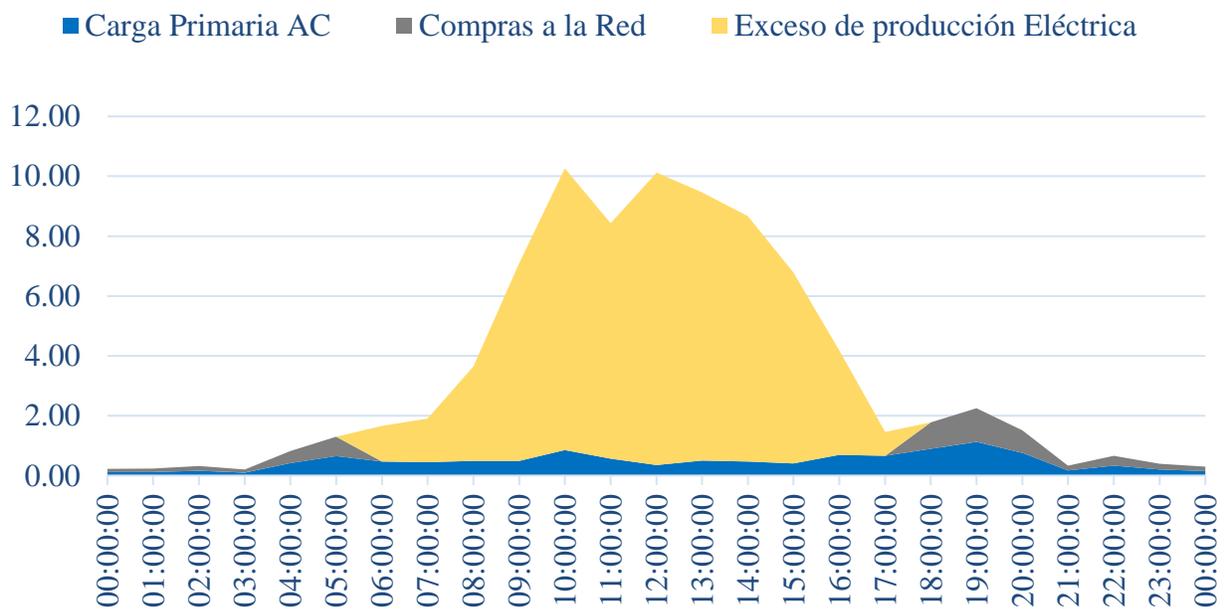


Figura 51: Variables eléctricas del proyecto fotovoltaico
Fuente: Elaboración propia datos tomados de (HOMERENERGY, 2018)

4.5.1.3 ASPECTOS AMBIENTALES

En cuanto a los aspectos ambientales, las instalaciones fotovoltaicas en techos no tienen ninguna restricción, no se necesita solicitar algún documento que autorice dicha instalación ya que las potencias rondarán los 4 KWp.

Sin embargo, es importante mencionar que este tipo de proyectos trae con beneficios ambientales, el principal beneficio es evitar la emisión de gases de efecto invernadero lanzados al medio ambiente por motivos de generación de energía eléctrica a base de combustibles fósiles. Se estima que los clientes que fueron seleccionados para ser parte de la muestra de análisis tienen un consumo promedio de 7415.64 KWh, la energía producida por el sistema es de 16939 KWH con estos valores se puede hacer un cálculo de cuántos kg de CO2 corresponde este valor de consumo energético

Tabla 14: Cálculo de emisiones de CO2

Reducción Emisión de Gases de Efecto Invernadero			
Potencia Instalada (KWp)	Consumo Energía Eléctrica (KWH)	E. Producida (KWH)	Kg CO2 eq
3960	7415.64	16939	6267.43

Fuente: Elaboración propia

4.5.1.4 FINANCIAMIENTO EN MONEDA EXTRANJERA 3.96 KWP

El modelo de financiamiento se hará por medio de la banca nacional y basados en las tasas de interés con moneda extranjera a nivel nacional, datos tomados del BCH indican que para marzo de 2018 la tasa de interés para préstamos es de 8.23% (BCH, 2018). El financiamiento del equipo se hará en 5 años. De acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 15: Plan de inversión del proyecto

Inversión	
Préstamo	\$ 3,720.57
Fondos Propios	\$ 1,594.53
Total Inversión	\$ 5,315.10

Se plantea un sistema de financiamiento donde el inversionista pondrá el 30% del capital y recibirá un préstamo personal del banco por el 70% de la inversión, pagaderos en 5 años. La tasa de interés para un préstamo en dólares del 8.23% anual de acuerdo a (BCH, 2018).

Tabla 16: Plan de préstamo para el proyecto

Inversión 1	
Inversión	\$ 3,720.57
Interés Anual	8.23%
Interés mensual	0.69%
Años	5
Meses	60
Años de Gracia	0
Años de Pago	5
Cuota	\$ 937.50

Pagos	Cuota	Capital	Intereses	Saldo
0				\$ 3,720.57
1	\$ 937.50	\$ 631.29	\$ 306.20	\$ 3,089.28
2	\$ 937.50	\$ 683.25	\$ 254.25	\$ 2,406.03
3	\$ 937.50	\$ 739.48	\$ 198.02	\$ 1,666.55
4	\$ 937.50	\$ 800.34	\$ 137.16	\$ 866.21
5	\$ 937.50	\$ 866.21	\$ 71.29	\$ 0.00

Fuente: Elaboración propia

Durante los flujos descontados de los primeros años tendremos pago de la deuda capital y préstamo, en el año 6 se espera un incremento positivo en los flujos incrementales a beneficio del usuario por el no pago de la deuda.

4.5.1.5 COSTOS DE MANTENIMIENTO

Costos de mantenimiento basados en un porcentaje total de la inversión, el considerado para el estudio es 0.25% según se observa en la tabla 16.

El mantenimiento del sistema reducido a limpiezas periódicas de los paneles fotovoltaicos, revisión del sistema eléctrico, aislamiento, protecciones, revisión del inversor.

Tabla 17: Cálculo de los costos de O&M del proyecto

Inversión 1	
Préstamo	\$ 3,720.57
Propio	\$ 1,594.53
Total Inversión	\$ 5,315.10
% Costo de Operación (En relación a Inversión)	0.25%
Costo de Operación anual (Total inversión x % Costo de Operación)	\$ -13.29

Fuente: Elaboración propia

4.5.1.6 RESULTADOS

Los resultados que se presentan en los siguientes párrafos están basados en las evaluaciones desde el punto de vista técnico financiero, se analiza las diferentes variables que nos ayudan a evaluar el proyecto, se busca obtener una rentabilidad con la que se pueda hacer frente a los costos de la energía que la ENEE vende a sus usuarios.

Se realizará el detalle de los siguientes escenarios de estudios:

- 1) Continuar consumiendo el total de la energía de la EEH, como caso base y punto de partida de la situación actual y compararla con los nuevos escenarios
- 2) Sistema fotovoltaico para autoconsumo
- 3) Sistema fotovoltaico con venta de energía por medio del Net Metering
- 4) Sistema fotovoltaico con venta de energía por medio del Net Billing

Los costos de inversión, operación y mantenimiento, financiamiento, entre otros; son iguales para los 3 escenarios con potencia 3.96 KWp, por eso se presenta el caso de los 3 sistemas en conjunto y se segregan los casos cuando las variables cambian para cada uno con relación al tipo de facturación que se evalúa.

4.5.1.7 AHORROS

Los ahorros en este apartado están segregados en dos grupos:

- 1) Los ahorros por autoconsumo del sistema fotovoltaico
- 2) Ahorros por energía inyectada a la red (Net Metering & Net Billing)

Tabla 18 : Resumen de ahorros a causa de las 3 opciones

Año	Ahorro Autoconsumo	Ahorro por Net Billing	Ahorro por Net Metering	Año	Ahorro Autoconsumo	Ahorro por Net Billing	Ahorro por Net Metering
1	\$ 662.59	\$622.54	\$622.54	14	\$ 1,112.07	\$1,844.08	\$1,844.08
2	\$ 678.06	\$692.22	\$692.22	15	\$ 1,158.48	\$1,993.03	\$1,993.03
3	\$ 706.80	\$754.26	\$754.26	16	\$ 1,206.75	\$2,152.99	\$2,152.99
4	\$ 736.72	\$821.11	\$821.11	17	\$ 1,256.97	\$2,324.73	\$2,324.73
5	\$ 767.86	\$893.12	\$893.12	18	\$ 1,309.19	\$2,509.08	\$2,509.08
6	\$ 800.29	\$970.65	\$970.65	19	\$ 1,363.51	\$2,706.92	\$2,706.92
7	\$ 834.04	\$1,054.12	\$1,054.12	20	\$ 1,419.99	\$2,919.20	\$2,919.20
8	\$ 869.17	\$1,143.94	\$1,143.94	21	\$ 1,478.72	\$3,146.93	\$3,146.93
9	\$ 905.73	\$1,240.56	\$1,240.56	22	\$ 1,539.78	\$3,391.19	\$3,391.19
10	\$ 943.79	\$1,344.48	\$1,344.48	23	\$ 1,603.27	\$3,653.14	\$3,653.14
11	\$ 983.38	\$1,456.22	\$1,456.22	24	\$ 1,669.26	\$3,813.32	\$3,933.99
12	\$ 1,024.59	\$1,576.33	\$1,576.33	25	\$ 1,737.85	\$3,970.02	\$4,235.07
13	\$ 1,067.47	\$1,705.40	\$1,705.40				

Fuente: Elaboración propia

Los tres sistemas evaluados tienen el componente de energía ahorrada por autoconsumo, que es la energía consumida directamente del sistema fotovoltaico para la carga de la residencia. Luego los sistemas de facturación Net Metering y Net Billing tienen su comportamiento particular debido al método de facturación de la energía entregada a la red.

La evaluación del costo beneficio para cada caso se hace partiendo del caso actual que es continuar consumiendo el total de la energía demandada del sistema de distribución de la EEH, los flujos incrementales se evalúan con la diferencia del caso actual menos el flujo de caja neto de cada uno de los escenarios del sistema fotovoltaico descontados a la tasa de interés de capital si el cliente

depositará el dinero invertido a plazo fijo, año con año. La tasa de interés utilizada es del 3.52% de acuerdo a lo sugerido por (BCH, 2018). La técnica mencionada anteriormente se conoce como flujos incrementales del costo beneficio.

4.5.1.8 RESULTADO DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Los indicadores a evaluar son:

- 1) Valor Actual Neto
- 2) Relación Beneficio / Costo

Al evaluar los 3 escenarios para la instalación y operación de los sistemas solares, más el caso base que es la situación consumiendo el total de la energía de la empresa estatal, se resumen en el siguiente cuadro dichos resultados:

Tabla 19: Resumen de indicadores para la evaluación financiera

	Autoconsumo	Net Billing	Net Metering
12 paneles 3,960Wp	25 Años	25 años	25 años
Tasa de Capital	3.52%	3.52%	3.52%
VPN Beneficios	\$12,817.20	\$40,828.37	\$40,997.16
VPN Costos	-\$1,594.53	\$1,594.53	\$1,594.53
B/C	8.04	25.61	25.71
Payback	9.0	5.0	5.0

Fuente: Elaboración propia

Para el análisis costo beneficio el valor actual neto de los costos es igual para los 3 escenarios, que es la inversión inicial del usuario del sistema. Ver Anexos 9, 10 y 11, flujos de caja de cada escenario evaluado.

4.5.2 DIMENSIONAMIENTO POR SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA

En vistas de que, al aprovechar todo el techo disponible de las residencias de Jardines del Valle en estudio, obteníamos un sobredimensionamiento del sistema se decidió hacer un dimensionamiento por sustitución energética donde se sustituirá al 40% de la demanda promedio. Obteniendo un dimensionamiento para 8 paneles de 330 Wp haciendo una potencia instalada de 2.64 KWp.

Para eso haremos uso de las formulas ya definidas.

$$\% F_{solar} = \%Sustitución * Consumo Diario \quad (10)$$

$$Consumo Diario = Consumo Mensual * 12/365 \quad (11)$$

$$T_{panel} = T_{anual} + (TONC - 20) * \left(\frac{1000}{800}\right) \quad (12)$$

$$\eta\% = (100 + C_p * (T_{panel} - 25))/100 \quad (13)$$

$$FS = 1 - 0.5 * (Des/90) \quad (14)$$

$$PR = 0.95 * 0.97 * 0.9875 * 0.975 * 0.98 * 0.98 * \eta\% \quad (15)$$

$$P_{instdis} = \%F_{solar} * \eta\% * FS * PR * F_k * RadAnual \quad (16)$$

$$\#Paneles = P_{instdis}/P_{panel} \quad (17)$$

$$P_{ins} = \#Panesles * P_{panel} \quad (18)$$

Donde:

% Sustitución: 40%

Consumo Diario: 20.39 KWh

Des: 0°

Cp: -0.41

TONC: 45 °C

Tanual: 26.5 °C

RadAnual: 4.99 kW/m2/día

Ppanel: 330 Wp

Obteniendo

$$P_{instDis} = 2,500 \text{wp}$$

$$\#Paneles = P_{instDis}/330 = 8$$

$$\#Pins \ 8*330 \text{ Wp} = 2,640 \text{ Wp}$$

Las siguientes figuras muestran una vista de la instalación de los paneles en las residencias de la zona.

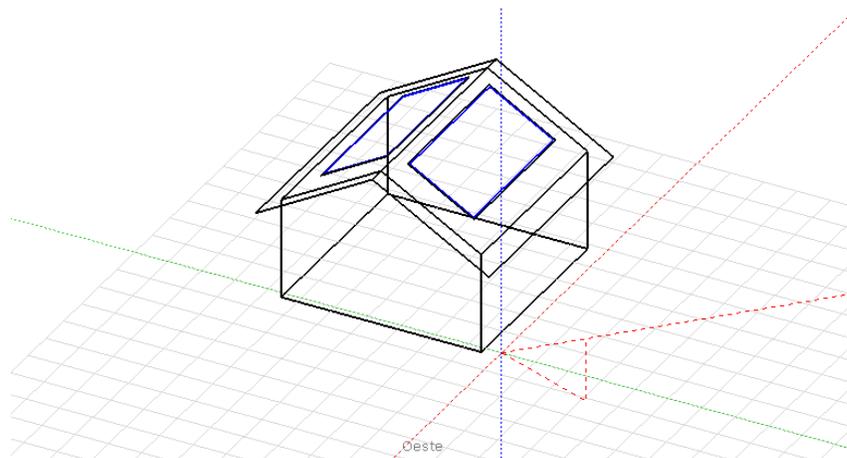


Figura 52: Vista aérea de la instalación fotovoltaica

Fuente: (Mermoud & Viloz, 2012)

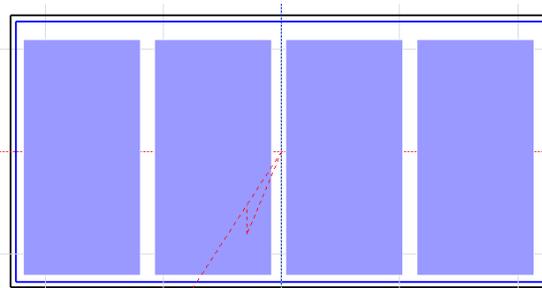


Figura 53: Vista aérea, 4 módulos por agua.

Fuente: (Mermoud & Viloz, 2012)

4.5.2.1 SIMULACIONES EN HOMER PRO SISTEMA 2.64 KWP

Con el fin de conocer el comportamiento de la instalación de micro generación fotovoltaica

su utilizó el software HOMER PRO, este software da los resultados del comportamiento del sistema en función de la configuración del mismo. De las simulaciones en HOMER se sacaron los datos de energía para evaluar los distintos casos de estudio. El software se alimenta con las variables que hemos venido definiendo como el recurso solar fotovoltaico, el dimensionamiento del sistema, los precios del mismo, entre otros. Este software calcula la energía generada por el sistema fotovoltaico, la energía importada de la red, el consumo anual de la residencia, el exceso de energía para la red, entre otros. Lo anterior lo realiza hora a hora por periodos de tiempo definidos por el usuario para nuestro caso realizamos la corrida de un año completo, el resumen de los resultados se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 20 : Resultado de simulaciones en HOMER

Resumen de Energía HOMER KWh				
Energía de Salida Inversor	Consumo Total	Compras a la red	Exceso de Energía	Penetración renovable
3,388.26	7,413.15	4,024.88	6,767.16	1,991,467.28

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de (HOMERENERGY, 2018)

4.5.2.2 PRESUPUESTO SISTEMA 2.64 KWP

Los costos de inversión para un proyecto de 3900Wp instalados de acuerdo a disponibilidad de área de techos en la zona de estudio podemos observarlos en la tabla 19.

Tabla 21 : Presupuesto sistema 2.64 KWp

Materiales Casa 2,640 Wp	cantidad	Precio	Sub Total
Panel gcl-p6/72-330	8	\$250.00	\$2,000.00
Inversor renesola zhejuang replus 3000mtlb-us (240v)	1	\$525.00	\$525.00
Terminal ojo plástica cable 10-12	50	\$0.06	\$3.00
Terminal compresión cable cobre 10	50	\$0.06	\$3.00
Riel de 14 pies	4	\$33.20	\$132.80
End cap rieles	16	\$0.92	\$14.72
L-foot	50	\$2.00	\$100.00
Cable pv #10 1000/2000v	200	\$0.60	\$120.00

Materiales Casa 2,640 Wp	cantidad	Precio	Sub Total
Bandeja canasta 4"x2"x10'	4	\$37.00	\$148.00
Gabinete termoplástico ip66 300x200x150	1	\$55.78	\$55.78
Riel din 2mts	1	\$3.50	\$3.50
Fusible mecha 15amp	2	\$1.60	\$3.20
Porta fusible 600v 2p montaje riel din	1	\$37.00	\$37.00
		Sub Total	\$3,146.00

Mano de Obra	Días	Precio	Sub Total
Ingeniería	1	\$500.00	\$500.00
Electricista	5.00	\$60.00	\$300.00
Ayudante	5.00	\$25.00	\$125.00
		Sub Total	\$925.00
		Total	\$4,071.00
		\$/Wins	1.5420455

Fuente: Elaboración propia

Parte de lo importante de este presupuesto fue determinar el costo de la potencia instalada del sistema fotovoltaico que es 1.542\$/W que le costaría a un cliente el Watts instalado en su techo, con una potencia instalada de 2.64 KWp.

4.5.2.3 ASPECTOS AMBIENTALES 2.64 KWP

En cuanto a los aspectos ambientales, las instalaciones fotovoltaicas en techos no tienen ninguna restricción, no se necesita solicitar algún documento que autorice dicha instalación ya que las potencias rondaran los 3 KW.

Sin embargo, es importante mencionar que este tipo de proyectos viene con beneficios ambientales, el principal beneficio es evitar la emisión de gases de efecto invernadero lanzados al medio ambiente como efecto de generación de energía eléctrica a base de combustibles fósiles. Se estima que los clientes que fueron seleccionados para ser parte de la muestra de análisis tienen un consumo promedio de 617.97 KWh, con este valor se puede hacer un cálculo de cuantos kg de CO2 equivalentes corresponde este valor de consumo energético. En la tabla 14 se puede observar que para una instalación de 2640 Wp se aproxima a los 2503.85 Kg de CO2 que se evitan lanzar al medio ambiente.

Tabla 22 : Cálculo de emisiones de CO2

Reducción Emisión de Gases de Efecto Invernadero			
Potencia Instalada (KWp)	Consumo Energía Eléctrica (KWh)	E. Producida (KWh)	Kg CO2 eq
2640	7415.64	6767	2503.85

4.5.2.4 FINANCIAMIENTO EN MONEDA EXTRANJERA 2.64 KWP

El modelo de financiamiento se hará por medio de la banca nacional y basados en las tasas de interés con moneda extranjera a nivel nacional, datos tomados del BCH indican que para marzo de 2018 la tasa de interés para préstamos es de 8.23% (BCH, 2018). El financiamiento del equipo se hará en 5 años. De acuerdo a la tabla 23.

Tabla 23 : Plan de inversión del proyecto

Inversión	
Préstamo	\$ 2,849.70
Fondos Propios	\$ 1,221.30
Total Inversión	\$ 4,071.00

Fuente: Elaboración propia

Se plantea un sistema de financiamiento donde el inversionista pondrá el 30% del capital y recibirá un préstamo personal del banco por el 70% de la inversión, pagadero en 5 años.

Tabla 24: Plan de préstamo para el proyecto

Interés mensual	0.69%
Años	5
Meses	60
Años de Gracia	0
Años de Pago	5
Cuota	\$ 718.06

Pagos	Cuota	Capital	Intereses	Saldo
0				\$ 2,849.70
1	\$ 718.06	\$ 483.53	\$ 234.53	\$ 2,366.17
2	\$ 718.06	\$ 523.32	\$ 194.74	\$ 1,842.85
3	\$ 718.06	\$ 566.39	\$ 151.67	\$ 1,276.46
4	\$ 718.06	\$ 613.00	\$ 105.05	\$ 663.46
5	\$ 718.06	\$ 663.46	\$ 54.60	\$ 0.00

4.5.2.5 COSTO DE MANTENIMIENTO 2.64 KWP

Costos de operación y mantenimiento basados en un porcentaje total de la inversión, el considerado para el estudio es .25% según se observa en la tabla 25.

Tabla 25: Cálculo de los costos de O&M del proyecto

Inversión 1	
Préstamo	\$ 2,849.70
Propio	\$ 1,221.30
Total Inversión	\$ 4,071.00
% Costo de Operación (En relación a Inversión)	0.25%
% Aumento de Costos de Operación Anual	0%
Costo de Operación anual (Total inversión x % Costo de Operación)	\$ -10.18

Fuente: Elaboración propia

4.5.2.6 RESULTADOS

Los resultados que se presentan en los siguientes párrafos están basados en las evaluaciones desde el punto de vista técnico financiero, se analiza las diferentes variables que nos ayudan a evaluar el proyecto, se busca obtener una rentabilidad con la que se pueda hacer frente a los costos de la energía que la ENEE vende a sus usuarios.

Se realizará el detalle de los siguientes escenarios de estudios:

- 1) Sistema fotovoltaico para autoconsumo

- 2) Sistema fotovoltaico con venta de energía por medio del Net Metering
- 3) Sistema fotovoltaico con venta de energía por medio del Net Billing

Los costos de inversión, operación y mantenimiento, financiamiento, entre otros; son iguales para los 3 escenarios con potencia 2.64 KWp, lo que varía es el tipo de facturación que se emplea en cada caso.

4.5.2.7 AHORROS

Los ahorros en este apartado están segregados en dos grupos:

- 1) Los ahorros por autoconsumo del sistema fotovoltaico
- 2) La venta de energía a la red (Net Metering & Net Billing)

Tabla 26: Resumen de ahorros a causa de las 3 opciones

Año	Total de Ahorro por Autoconsumo	Ahorro por Net Billing	Ahorro por Net Metering
1	\$605.54	\$604.70	\$679.59
2	\$619.68	\$618.82	\$750.60
3	\$645.94	\$645.05	\$815.12
4	\$673.28	\$672.35	\$884.54
5	\$701.75	\$700.78	\$959.23
6	\$731.38	\$730.37	\$1,039.56
7	\$762.22	\$761.17	\$1,125.93
8	\$794.33	\$793.23	\$1,218.77
9	\$827.75	\$826.60	\$1,318.55
10	\$862.52	\$861.33	\$1,425.75
11	\$898.71	\$897.47	\$1,540.89
12	\$936.37	\$935.07	\$1,664.55
13	\$975.55	\$974.20	\$1,797.31

Año	Total de Ahorro por Autoconsumo	Ahorro por Net Billing	Ahorro por Net Metering
14	\$1,016.32	\$1,014.91	\$1,892.26
15	\$1,058.73	\$1,057.27	\$1,970.20
16	\$1,102.85	\$1,101.32	\$2,051.21
17	\$1,148.74	\$1,147.15	\$2,294.30
18	\$1,196.47	\$1,194.81	\$2,389.62
19	\$1,246.10	\$1,244.38	\$2,488.76
20	\$1,297.72	\$1,295.93	\$2,591.85
21	\$1,351.40	\$1,349.53	\$2,699.05
22	\$1,407.20	\$1,405.25	\$2,810.51
23	\$1,465.22	\$1,463.19	\$2,926.38
24	\$1,525.53	\$1,523.42	\$3,046.84
25	\$1,588.22	\$1,586.02	\$3,172.04

4.5.2.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Los indicadores a evaluar son:

- 1) Valor Actual Neto
- 2) Relación Beneficio / Costo

Al evaluar los 3 escenarios para la instalación y operación de los sistemas solares, más el caso base que es la situación consumiendo el total de la energía de la empresa estatal, se resumen en el siguiente cuadro dichos resultados:

Tabla 27: Resumen de indicadores para la evaluación financiera

	Autoconsumo	Net Billing	Net Metering
8 paneles 2,640Wp	25 Años	25 años	25 años
Tasa de Capital	3.52%	3.52%	3.52%
VPN Beneficios	\$8,835.36	\$14,162.34	\$17,448.66
VPN Costos	\$1,516.80	\$1,516.80	\$1,516.80
B/C	5.83	9.34	11.50
Payback	14.0	9.0	7.0

Para el análisis costo beneficio el valor actual neto de los costos es igual para los 3 escenarios, que es la inversión inicial del usuario del sistema. Ver Anexos 13, 14 y 15, flujos de caja de cada escenario evaluado.

4.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El estudio de sensibilidad se realiza con la herramienta de Crystal Ball, se analiza cual es el comportamiento de la rentabilidad del proyecto analizando las variables siguientes:

- 1) Precio de la energía en KWh
- 2) Costos del Wp instalados
- 3) Eficiencia de los equipos

- 4) Energía producida por el sistema
- 5) Costos de O&M
- 6) Vida útil de los equipos
- 7) Tasas de Intereses

4.6.1 CASO BASE AUTOCONSUMO

Para el estudio se toma como caso base el sistema dimensionado para autoconsumo, este sistema consiste en el que la energía que produce el sistema tiene que ser consumida en el instante, no tiene algún sistema de facturación. Esta decisión se toma basada en que, si se demuestra la rentabilidad para el caso base, los mecanismos de facturación no afectarían la rentabilidad del proyecto, sino que vendrían a mejorar la rentabilidad.

Se presentan valores del proyecto en los 5, 10 y 25 años con el objetivo de evaluar diferentes etapas, esto ayudara a ver una panorámica de cómo se desarrollan las variables y como afectan la rentabilidad.

4.6.1.1 EVALUACIÓN EN EL AÑO 5

El primer caso de autoconsumo es evaluado a los 5 años debido a que es tiempo donde todavía están vigentes los pagos de préstamos e intereses. En la fig. 54 observamos la frecuencia acumulada del costo beneficio, si bien es cierto el C/B supera, todavía no es una muestra tan fiable de rentabilidad, podemos decir que cumple el requisito de ser mayor que 1 pero los valores son bien bajos.

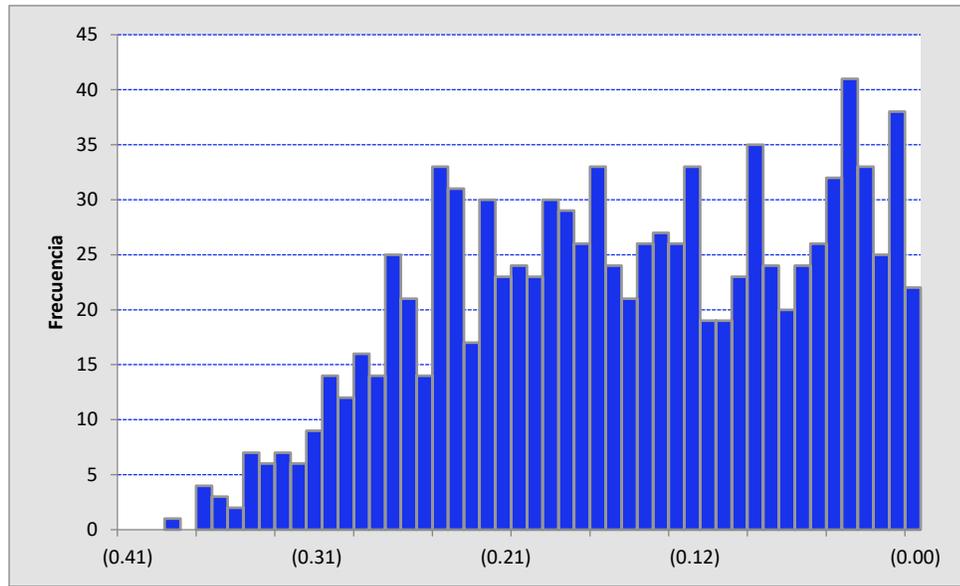


Figura 54: Costo beneficio autoconsumo año 5

Fuente: (Oracle, 2018)

En la fig. 55 se observa la sensibilidad que las variables presentan a ese tiempo de proyecto, los costos iniciales de inversión son los que mayor porcentaje ocupa de la participación de sensibilidad, seguido de la tasa de descuento y una mínima participación de las perdidas por orientación y O&M.

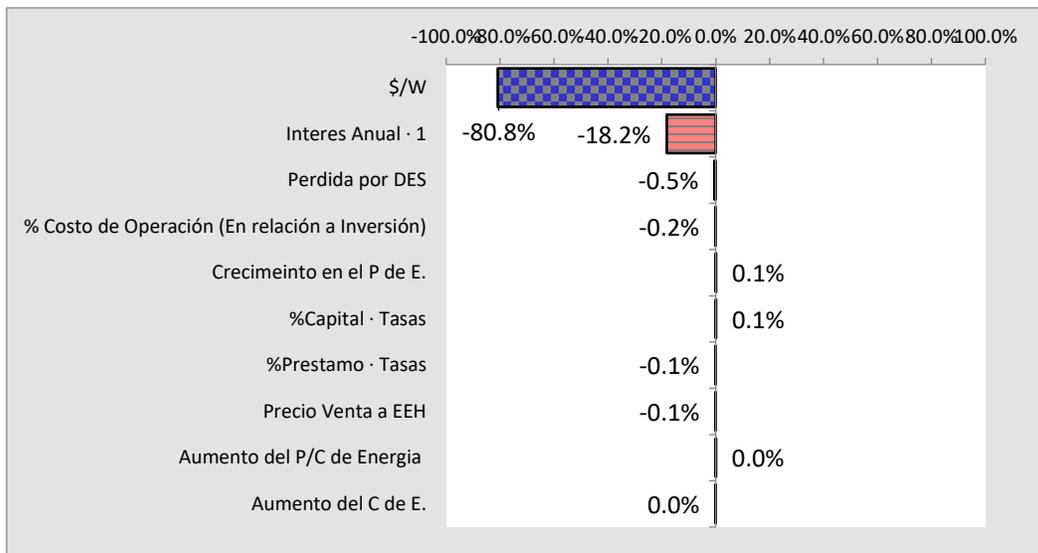


Figura 55: Análisis de Sensibilidad Año 5

Fuente: (Oracle, 2018)

4.6.1.2 EVALUACION EN EL AÑO 10

La evaluación al año 10 presenta cambios principalmente en el C/B, como se observa en la Fig. 56, la frecuencia acumulada para diferentes escenarios esta entre 2.02 y 3.03, estos valores son más aceptables ya que nos indica mayor rentabilidad. En la Fig. 56 se observa el comportamiento de las variables, los costos de inversión inicial en equipos e instalación siguen teniendo la mayor participación de la sensibilidad, en las tasas de interés se observa cambios, reducción en la participación de la tasa de descuento y un aumento en la participación de la tasa de intereses anual. Para este año las perdidas por desorientación se habrán duplicado.

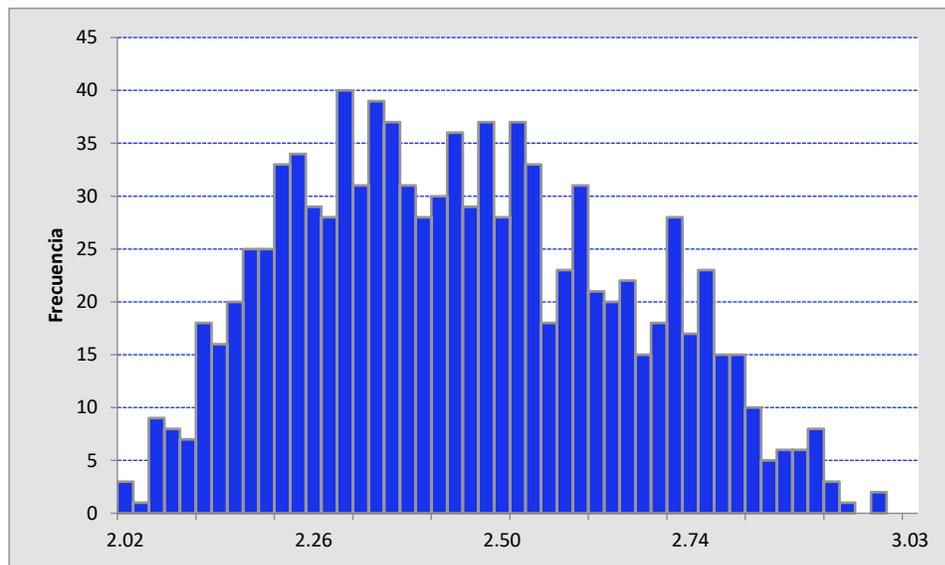


Figura 56: Costo beneficio año 10

Fuente: (Oracle, 2018)

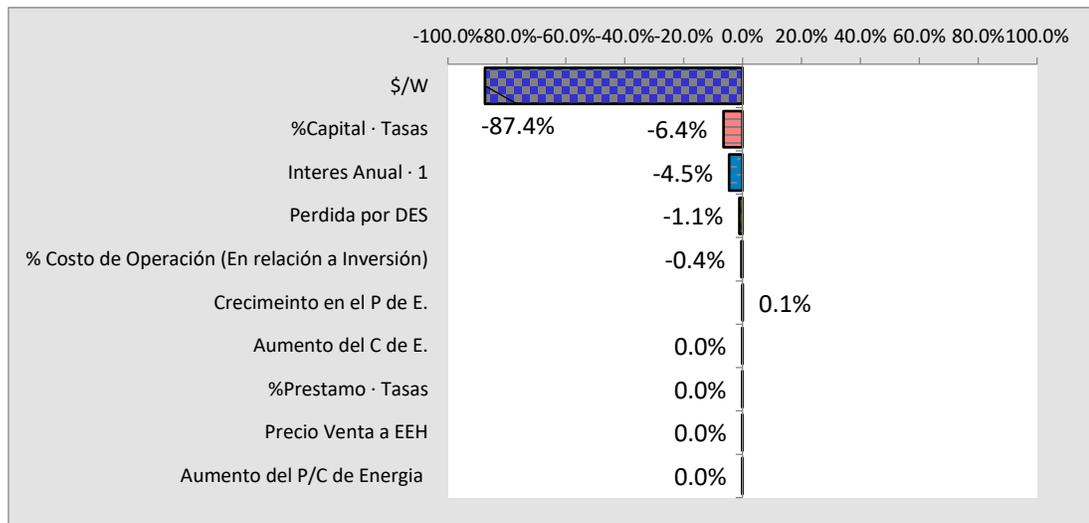


Figura 57: Análisis de sensibilidad año 10

Fuente: (Oracle, 2018)

4.6.1.3 EVALUACIÓN EN EL AÑO 25.

Esta es la etapa final del análisis del proyecto, se hace a este año ya que se proyecta una vida útil de 25 años. En la fig. 58 se observa la frecuencia acumulada de los diferentes escenarios evaluando el valor de C/B, los valores obtenidos son bastante atractivos, reflejan la rentabilidad de la micro generación instalada en los techos de las residencias. La fig. 59 nos muestra la sensibilidad de las variables durante la vida útil del proyecto, podemos observar que los costos de instalación y las tasas de interés son las variables que más influyen en la rentabilidad de micro generación fotovoltaica en los techos de residencias. Las pérdidas por desorientación se triplicaron comparadas con el año 5, este valor es importante mitigarlo en el diseño de la instalación.

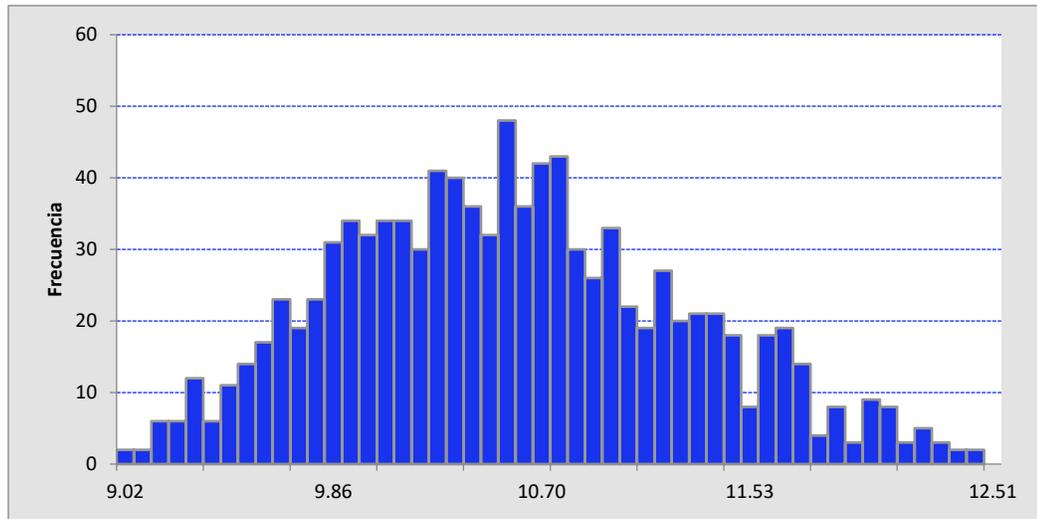


Figura 58: Costo beneficio año 25
 Fuente: (Oracle, 2018)

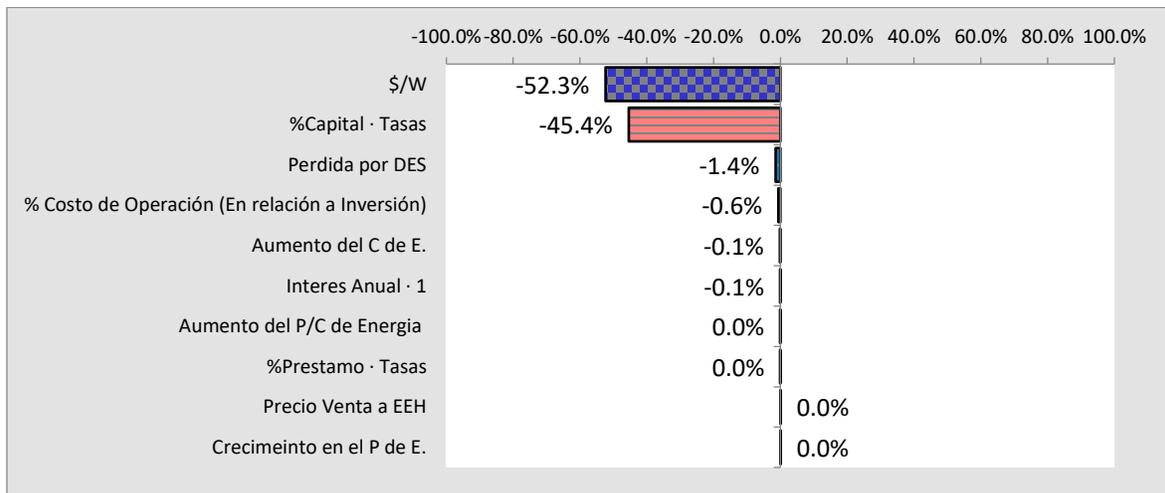


Figura 59: Análisis de sensibilidad año 25
 Fuente: (Oracle, 2018)

4.7 PRUEBA DE HIPÓTESIS

La prueba de hipótesis estadística se hace basada principalmente en los resultados obtenidos de los valores del costo beneficio, se evaluó el caso base en el año 5,10 y 25, los valores reflejados en estos años nos permiten ver la tendencia creciente que presenta, basados en esos hallazgos, no amerita realizar una prueba de hipótesis, ya que los valores obtenidos superan el límite mínimo permitido ($C/B > 1$) para un costo beneficio. El resultado de ello se puede observar en la fig. 58, finalizando en el año 25 los valores de C/B superan muy por encima de valores mínimos.

CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este se muestran las conclusiones y recomendaciones en base a los resultados obtenidos en el capítulo IV.

5.1 CONCLUSIONES

A continuación, se detallan las conclusiones de la investigación en base a los resultados obtenidos en el capítulo 4.

- 1) Con los resultados financieros obtenidos del proyecto fotovoltaico se rechaza la hipótesis nula, ya que resulta más conveniente por LCOE y Costo Beneficio instalar sistemas fotovoltaicos, que seguir consumiendo el total de energía de la red eléctrica estatal.
- 2) El diseño óptimo de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en microgeneración considerando disposición de los techos, disponibilidad de recurso y tecnología actual es el sistema de 12 paneles de 330 Wp, dimensionado por el método de espacio disponible de acuerdo a los resultados obtenidos tanto técnico como financieros.
- 3) El mejor mecanismo de facturación para la energía eléctrica inyectada a la red proveniente del sistema fotovoltaico es el método de Net Metering o Facturación Neta.
- 4) No se encontró ningún sistema de financiamiento en la banca nacional para este tipo de proyectos a esta escala.
- 5) Actualmente no está funcional ningún mecanismo de facturación de energía en el país.
- 6) El costo de desarrollo para las instalaciones fotovoltaicas es de 0.1395 \$/KWh menor al precio actual de la energía ofrecido por la red 0.178 \$/KWh, se prevé que la diferencia entre estos dos valores seguirá incrementando por el aumento en el precio de la energía y la disminución en los costos de instalación.

5.2 RECOMENDACIONES

A continuación, se detallan las recomendaciones que se plantean luego del desarrollo de la investigación y las conclusiones obtenidas:

- 1) Se recomienda tanto financiera como técnicamente la instalación de sistemas de microgeneración fotovoltaica en techos de residencias.
- 2) Se recomienda el diseño de los sistemas fotovoltaicos por medio del método de dimensionamiento por espacio disponible.
- 3) Se recomienda crear gestiones para que la CREE, considere la facturación de energía por medio del mecanismo Net Metering.
- 4) Crear vínculos con la banca para poder ofrecer tasas preferenciales para personas que quieran invertir en este tipo de proyectos, con el fin de incrementar su rentabilidad.
- 5) A pesar de que la ley de facturación no este actualmente en operación, se prevé que a corto plazo habrá una resolución por parte de la comisión reguladora de energía CREE para normalizar la ley y la norma técnica de esta, para que el sistema de facturación entre a operación. Por tanto, se recomienda la instalación del sistema bajo la condición actual del autoconsumo.
- 6) Se recomienda la importación de los equipos para instalaciones fotovoltaicos en el exterior para disminuir los costos de inversión inicial de los proyectos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Almarza, d., & hernandez venegas, j. (2017). Guia de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. *Programa techos solares*.
- Bch, b. (2018). *Tasas de interés*. Obtenido de http://www.bch.hn/tasas_interes.php
- Bellostes, a. M. (15 de mayo de 2013). *Autocunsumamos*. Obtenido de <http://www.autoconsumamos.com/que-es-el-lcoe-y-como-calcularlo/>
- Canadá, n. R. (10 de 03 de 2017). Retscreen. Alberta, canada.
- Canmet energy, v., & retscreen, e. (2016). *Natural resource canada*. Obtenido de retscreen.
- Consejo nacional de energía. (2017). *Consejo nacional de energía*. Obtenido de <http://estadisticas.cne.gob.sv/tarifas-electricas12/comparativo-centroamericano-de-precios-de-energia/precios-de-la-energia-electrica-en-centroamerica-consumo-residencial22/#>
- Crece negocios. (2018). *Crece negocios*. Obtenido de el análisis costo-beneficio: <https://www.crecenegocios.com/el-analisis-costo-beneficio/>
- Cree. (2016). *Pliego tarifario 2016*. Tegucigalpa.
- Enee. (16 de 05 de 2018). *Empresa nacional de energia electrica enee*. Obtenido de <http://www.enee.hn/index.php/atencion-al-cliente/757-calculos-tarifas>
- Energy, w. (marzo de 2017). *Http://whitewallenergy.com*. Obtenido de <http://whitewallenergy.com/es/products/energia-solar/inversores/>
- Flores, a. (15 de 05 de 2018). Jefe de edificaciones y permisos de construcción municipalidad de san pedro sula. (a. A. Padilla rodriguez, entrevistador)
- Fraunhofer institute for solar energy, i., & pse, a. (2017). *Photovoltaics report*. Freiburg.
- Gonzales, a. N. (30 de 11 de 2010). *El blog salmon* . Obtenido de <https://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-la-inflacion>
- Google inc. (06 de 03 de 2018). *Google earth pro* . Obtenido de www.googleearth.com
- Google maps. (16 de 05 de 2018). *Google maps*. Obtenido de <https://www.google.com/maps>
- Homerenergy. (2018). *Homer energy*. Obtenido de homerpro: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>

- Mermoud, a., & viloz, m. (2012). Pvsys photovoltaic software. Usa.
- Metonorm, m. G. (2015). Meteonorm 7. Bern , suiza.
- Morales, r. B. (10 de 11 de 2008). *Redalic.org*. Obtenido de <http://www.redalyc.org/html/1470/147012877005/>
- Oracle. (2018). Crystal ball. México.
- Oracle. (s.f.). *Oracle.com*. Obtenido de <https://www.oracle.com/lad/products/applications/crystalball/overview/index.html>
- Prefabricasa. (2017). *Prefabricasa*. Obtenido de <http://prefabricasa.com.co/casas-prefabricadas-colombia.php>
- Ramos, g. (16 de 11 de 2016). Viabilidad técnica, económica y regulatoria para la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el Perú - mecanismo net metering. Huancayo, peru.
- Reyes, g. (05 de 2018). Jefe de medida especial centro sur. (a. Padilla, entrevistador)
- Reyes, n. G. (04 de 2018). Analista de planificación. (a. A. Padilla rodriguez, entrevistador)
- Saesa, g. (10 de 09 de 2016). Net billing. Chile.
- Sampieri hernández, r., fernández collado, c., & baptista lucio, p. (2010). *Metología de la investigación* . México: mc graw hill educación.
- Sapag chain, n., & sapag chain, r. (2008). *Preparación y evaluación de proyectos*. Bogota : mcgraw-hill interamericana.
- Teams, q. A. (2000). Analisis costo/beneficio. *Organization dynamics, inc*.
- World bank group, t. I. (2016). *Global solar atlas*. Obtenido de <http://www.globalsolaratlas.info/downloads/world>
- World energy council. (2013). World energy perspective. *World energy council*, 11. Obtenido de precios de la energía eléctrica en centroamérica consumo general y comercial: <http://estadisticas.cne.gob.sv/tarifas-electricas12/comparativo-centroamericano-de-precios-de-energia/precios-de-la-energia-electrica-en-centroamerica-consumo-general-y-comercial22/>
- Zapata quimbayo, c. A. (2012). *Análisis de riesgos y modelación financiera en proyectos de infraestructura*.

Anexos

ANEXO 1. CAPÍTULO 5 DE LA LEY 70-2007 138-2013

Sección A Acuerdos y Leyes

La Gaceta

REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M. D. C., 1. DE AGOSTO DEL 2013 No. 33,191

máxima del Gran Consumidor que no le haya sido suplida o vendida por el generador renovable para cada mes en cuestión, además de los cargos de alumbrado público y bajo Factor de Potencia de conformidad con la tarifa que aplique, sin cargo adicional por demanda. Los Grandes Consumidores serán clasificados como tal por su demanda máxima total registrada para cada mes en su punto de medición, independientemente de quien y en qué proporción le suplan su potencia y energía mensualmente. Los Grandes Consumidores mantendrán como demanda máxima aquella que mes a mes registren sus medidores, de tal manera que no se les aplicará por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) cargo mensual adicional o penalidad alguna asociada a la demanda máxima, contemplado en la tarifa aplicable para cada Gran Consumidor según el caso, por el hecho que parte o la totalidad de su demanda máxima registrada para cada mes en cuestión sea suplida por un generador de energía renovable y el resto sea total o parcialmente suplida por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

...

...

...

...

ARTÍCULO 5.- Los usuarios o clientes con instalaciones de generación con recursos renovables con capacidad instalada menor a los Doscientos Cincuenta Kilovatios (250 Kw) que se instalen en baja tensión podrán entregar su producción a la red y contabilizarla a través de medidores bidireccionales de tal manera que al final de dicho mes el propietario de tales instalaciones, sólo pagará a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) el Balance Neto Mensual entre la energía consumida por el cliente y la energía entregada por la instalación renovable. Cuando la producción de un mes supere el consumo de energía de tal mes, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) aplicará al propietario de la instalación un crédito en energía por la producción entregada en exceso; tal crédito podrá ser utilizado por el propietario en cualquier mes siguiente.

Las instalaciones amparadas bajo este Artículo no requerirán de permiso alguno ante ninguna dependencia o Secretaría de

Estado, debiendo únicamente ser registradas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y cumplir con las normas de conexión/desconexión, protección y medición que ésta defina.

ARTÍCULO 6.- Los proyectos de generación de energía cuya fuente provenga de la tecnología solar fotovoltaica, tienen derecho a todos los incentivos establecidos en la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, adicionalmente, y como medida de incentivo especial temporal de aplicación para los proyectos que se instalen en los primeros dos (2) años contados a partir de la vigencia del presente Decreto o hasta alcanzar un valor máximo instalado de trescientos megawatt (300MW), deben tener como Precio Base para el pago de la energía el Costo Marginal de Corto Plazo en vigor al inicio de la vigencia de este Decreto, más Tres Centavos de Dólar por Kilowatt-Hora (kWh) (US0.03/Kwh) como incentivo especial, más el diez por ciento (10%) legal. Cada proyecto de generación a base de esta tecnología tendrá una capacidad instalada máxima de cincuenta Megawatt (50 MW).

ARTÍCULO 7.- El generador de energía renovable de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47 del Decreto No. 159-2010, de fecha 9 de Septiembre del 2010, el Artículo 6 del Decreto No. 212-2010 fechado el 26 de Octubre de 2010, ambos publicados en el Diario Oficial La Gaceta de fecha 31 de Diciembre del 2010 y en el marco de su responsabilidad social empresarial y para evidenciar el debido proceso de socialización, a partir del inicio de operación comercial del proyecto de generación de energía con recursos renovables, coparticipará anualmente en los proyectos de mejoría social de las comunidades con un monto de hasta el equivalente al valor de un Impuesto sobre las Industrias, Comercios y Servicios o Volumen de Ventas definido en la Ley de Municipalidades vigente a esta fecha, siendo éste el único requisito exigido a los proyectos para cumplir con su proceso de socialización con las comunidades y las Municipalidades en donde se desarrollan los proyectos. Dicho fondo o coparticipación debe ser distribuido equitativamente entre los proyectos de mejoría social incluidos en el plan de responsabilidad social empresarial consensuado con las comunidades del área de influencia directa en los municipios en donde los proyectos de generación de energía

A. 10

ANEXO 2. DECRETO 404-2013 LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.

Capítulo 2 Operación de empresas distribuidoras, ARTÍCULO 15, apartado D

D. MEDICIÓN BIDIRECCIONAL. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a comprar el exceso de energía proveniente de fuentes de energía renovable que generen los usuarios residenciales y comerciales y que inyecten de retorno a la red, acreditándoles los valores correspondientes en la factura mensual. Cada distribuidora deberá proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación la tarifa que se aplicará para tales compras. A ese fin las empresas distribuidoras instalarán medidores bidireccionales a esos consumidores.

El Reglamento normará lo relativo a la medición y a la liquidación mensual.

ANEXO 3. REGLAMENTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN.

Resolución CREE-050 señala lo relacionado a la medición bidireccional en el Título III, artículo 49:

Artículo 49. Medición Bidireccional. La ED a solicitud del Usuario interesado, deberá instalar el EM bidireccional apropiado que se requiera para contabilizar la energía que, como Usuario regulado autoproducer, inyecte a la red de distribución. En tanto no se emita la regulación correspondiente, los valores de energía inyectada por el usuario autoproducer a la red de distribución, serán únicamente registrados por la ED e informados al Usuario mensualmente, sin que, tales montos sean contabilizados como crédito o reducidos del Consumo de Energía que haga el Usuario de la ED. No obstante, la energía inyectada a la red que ha sido registrada por la ED mediante el EM bidireccional será pagada eventualmente al Usuario autoproducer, según lo establezca el RCT.

ANEXO 4. PLIEGO TARIFARIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA JUNIO 2018

QUEREMOS QUE CONOZCÁS LAS TARIFAS DE
ENERGÍA ELÉCTRICA ESTIPULADAS POR LA
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE)

SECTOR	TARIFA	CARGO FIJO (CARGO COMERCIALIZACIÓN)	JUNIO 2018
Residencial	101,102		
0 - 50 KWh		51.19	1.6776
Mayores a 50 KWh		51.19	4.1450
Baja Tensión	201,202 501,502 601,602 701,702	54.57	4.3140
Media Tensión	301,302	2,280.00	2.7299
Alta Tensión	401,402	5,700.00	2.5472
POTENCIA MÁXIMA MES			
Media Tensión			257.6204
Alta Tensión			216.9606
Alumbrado			3.4727



★ ★ ★ ★ ★
COMISIÓN PARA LA PROMOCIÓN
DE LA ALIANZA PÚBLICO-PRIVADA
COALIANZA



ANEXO 5. NOTA DEL DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE SAN PEDRO SULA

Nota sobre el área promedio de los techos en la zona de Jardines del Valle.

Municipalidad de San Pedro Sula

Catastro / Contribución por Mejoras / Medio Ambiente, Impacto Ambiental y
Control de Publicidad / Permisos de Construcción / Regulación de Ingresos



Oficio No. PER.OFIC.RVE-2081-2018
San Pedro Sula, 15 de Mayo 2017

Señor: Abiel Alexander Padilla
Presente.

En respuesta al escrito ingresado se le notifica lo siguiente:

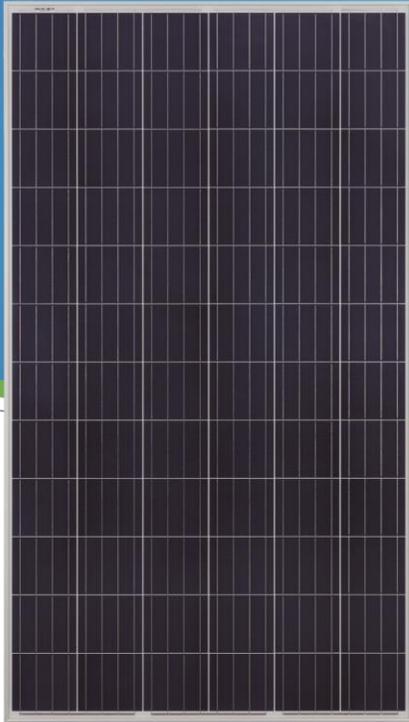
Que dicha información no existe en la base de datos del Departamento de Edificaciones y Permisos de Construcción, teniendo en cuenta que hay construcciones antiguas o que no tramitaron el permiso de construcción correspondiente por lo que no hay registro.

Cabe mencionar que según los parámetros urbanísticos dictaminados en la Ordenanza de Zonificación y Urbanización del Plan Maestro de Desarrollo Urbano vigente se estima un área de techos promedio de 115 metros cuadrados por lote, lo anterior correspondería a un modelo teórico planteado por la misma.

Sin otro particular me suscribo,


Arq. Alejandro Flores
Jefe de Edificaciones y Permisos de Construcción

ANEXO 6. HOJA DE DATOS PANEL FOTOVOLTAICO



GCL-P6/72

HIGH EFFICIENCY
MULTICRYSTALLINE MODULE

GCL-P6/72 310-325 Watt

325^W

MAXIMUM POWER OUTPUT

16.7%

MAXIMUM MODULE EFFICIENCY

0~+5^W

POWER OUTPUT GUARANTEE

Trust GCL to Deliver Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standard: ISO9001:2008, ISO 14001: 2004 and OHSAS: 18001 2007
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)
- Long term reliability tests
- 2*100% EL inspection ensuring defect-free modules

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 YEARS PRODUCT WARRANTY

25 LINEAR POWER WARRANTY



Additional insurance backed by Swiss RE



Ideal choice for large scale ground installation



High conversion efficiency due to top quality wafer and advanced cell technology



PID and snail trails free



Optimized system performance by module level current sorting



Excellent performance under low irradiance



Additional yield and easy maintenance with high transparent self-cleaning glass



GCL-P6/72

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTALLINE MODULE

ELECTRICAL SPECIFICATION (STC)					
Peak Power Watts	Pm(W)	310	315	320	325
Power Output Tolerance	Pm(W)	0~+5			
Maximum Power Voltage	Vm(V)	37	37.2	37.4	37.6
Maximum Power Current	Im(A)	8.38	8.47	8.56	8.64
Open Circuit Voltage	Voc(V)	45.4	45.6	45.8	46.0
Short Circuit Current	Isc(A)	8.99	9.08	9.17	9.24
Module Efficiency	(%)	16.0	16.2	16.5	16.7

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C).

ELECTRICAL DATA (NOCT)					
Maximum Power	Pm(W)	223.8	227.1	231.2	234.6
Maximum Power Voltage	Vm(V)	33.5	33.8	34.1	34.3
Maximum Power Current	Im(A)	6.68	6.72	6.78	6.84
Open Circuit Voltage	Voc(V)	42	42.2	42.4	42.6
Short Circuit Current	Isc(A)	7.19	7.30	7.38	7.46

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20° C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Poly 156x156mm (6 inches)
Cell Orientation	72 Cells (6x12)
Module Dimensions	1956x992x40mm (77 x 39.05 x 1.57 inches)
Weight	22.5kg/26kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches) or 4mm (0.15 inches)
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP67 Rated
Cables	4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200mm (47.2 inches)
Connector	Original MC4 or Compatible
Wind Load/ Snow Load	2400Pa/5400Pa*

*For more details please check the installation manual of GCLSI

TEMPERATURE RATINGS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.42% /°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.32% /°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.05% /°C

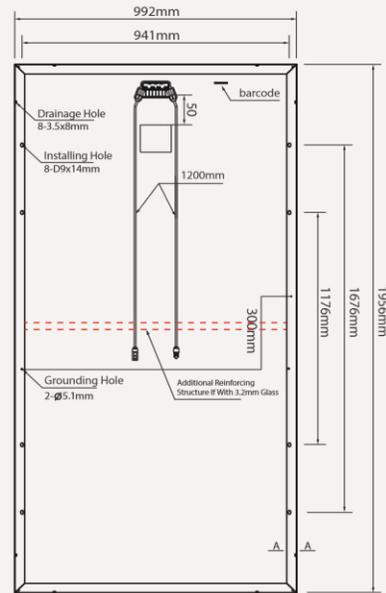
MAXIMUM RATINGS	
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC(IEC)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY	
10 years Product Workmanship Warranty	
25 years linear Power Warranty	

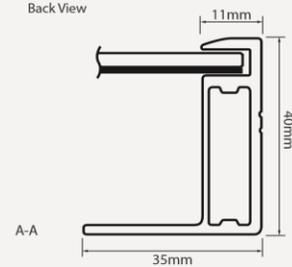
(Please refer to GCL standard warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION	
Modules per box: 26 pieces	
Modules per 40' container: 624pieces	

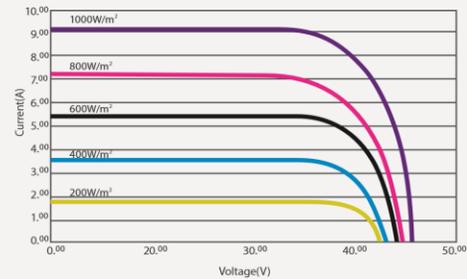
MODULE DIMENSION



Back View



I-V CURVES OF MODULE (315W)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiance intensity of 200W/m² W/m(AM 1.5, 25° C), 96.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved



Bringing Green Power to Life
<http://en.gclsi.com>

GCL-EN-P6/72-2016-V1.0
 CAUTION: READ INSTALLATION MANUAL BEFORE USING THE PRODUCT
 ©2016 GCL System Integration Technology Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

GRID TIE SOLAR INVERTER

Summarize

Like all inverters, a grid-tie or grid-interactive inverter converts the direct current (DC) power from your renewable energy source into the alternating current (AC) used in homes and businesses. These inverters are intended specifically for grid-tied applications where they will be tied into the utility grid.



Features

- High efficiency in energy conversion(over 96%)
- Advanced technology for maximum power point tracking(MPPT)
- Wide range of input DC power
- Complete protection features ensures greater reliability of the system
- Multiple communication interfaces
- Ease of installation to save time and money
- Multi-lingual LCD display feature enables free-setting functions
- User-friendly interface enables setting various operating parameters by pressing a button
- Minimized size and weight

Application

- Commercial solar power plants
- Houses and buildings connected to grid

(1-4kw 1phase)

Model		TLS1KTS	TLS1.5KTS	TLS2KTS	TLS3KTS	TLS4KTS
Input	MPPT voltage range	DC 100~500V				
	Rated voltage	DC 360V				
	Control system	MPPT				

Model		TLS1KTS	TLS1.5KTS	TLS2KTS	TLS3KTS	TLS4KTS
Output	Power	1000W	1500W	2000W	3000W	4000W
	Voltage range	Single phase AC 185 ~ 264V (Can adjust)				
	Rated voltage	220VAC				
	Frequency	Grid frequency50/60Hz (can adjust)				
	Phase	Single phase				
	Power factor	0.95				
	Max current	4.5A	6.8A	9A	13.6A	18A
	THD	At rated power and the sine wave <3.5%				
	Efficiency	97% (Euro efficiency:96.4%)				
Structure	Protection degree	IP65/NEMA 4X				
	Cooling method	Natural cooling				
	Noise	<50dB				
	Data interface	External RS 232C				
Protection	Inverter	Input over voltage, output short circuit, overload overheat				
	Grid	Anti-islanding(IEEE 1547),over/under voltage of grid, over/under frequency of grid				
Environment	Operation temperature range	-10°C~40°C (50°C)				
	Stored temperature	-25°C~60°C				
	Relative humidity	0~100%				
	Environment	Have no corrosion gas, flammable gas, oil mist,dust etc.				
	Standby power consumption	<25.0mW				
	Elevation	6600feet (2000m)				
Size	W*H*D	415*360*155mm				
Weight	KG	17	17	18	19	21

ANEXO 8. SOLICITUD DE INSTALACIÓN DE MEDIDOR BIDIRECCIONAL


GOBIERNO DE LA
REPUBLICA DE HONDURAS


EMPRESA NACIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
ENEE

Subgerencia Noroccidental
Unidad de Ingeniería

Tel.: (504) 2556-5618
email: ingsps@enee.hn

PASOS A SEGUIR PARA PROYECTOS FOTOVOLTAICOS.

A. REQUISITOS PARA APROBACION DE DISEÑO

1. Solicitud de aprobación y recepción del proyecto firmada por el propietario o su representante legal.
2. Comprobante de registro de proyecto en Empresa Energía Honduras (eeh).
Forma EEH-GD-F-75 disponible en la dirección Web: <http://www.eeh.hn>
3. Constancia de solvencia con el CIMEQH del Ingeniero responsable del diseño correspondiente al proyecto.
4. Listado de equipos a utilizar, con sus especificaciones técnicas.
5. Tres planos del proyecto, con timbres de acuerdo al arancel, firmados y sellados por un Ingeniero Electricista colegiado con CIMEQH.
6. Diseño digitalizado en AutoCAD.

B. Solicitar instalación y/o programación del medidor en la unidad de atención al cliente de la Empresa Energía Honduras (eeh), presentando el documento emitido por la ENEE.

ANEXO 9. FLUJO DE CAJA SISTEMA 3.96 KWp AUTOCONSUMO

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
Caso 0																											
Situación Actual																											
(-) Pago por Consumo de Energía		-\$1,285.13	-\$1,370.28	-\$1,461.06	-\$1,557.83	-\$1,660.98	-\$1,770.94	-\$1,888.16	-\$2,013.11	-\$2,146.30	-\$2,288.27	-\$2,439.61	-\$2,600.92	-\$2,772.87	-\$2,956.15	-\$3,151.51	-\$3,359.74	-\$3,581.70	-\$3,818.27	-\$4,070.43	-\$4,339.19	-\$4,625.65	-\$4,930.98	-\$5,256.40	-\$5,603.25	-\$5,972.93	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$57.09	-\$57.95	-\$58.82	-\$59.70	-\$60.59	-\$61.50	-\$62.42	-\$63.36	-\$64.31	-\$65.28	-\$66.25	-\$67.25	-\$68.26	-\$69.28	-\$70.32	-\$71.37	-\$72.45	-\$73.53	-\$74.63	-\$75.75	-\$76.89	-\$78.04	-\$79.21	-\$80.40	-\$81.61	
VPN	-\$47,998.06	-\$1,344.48	-\$1,430.60	-\$1,522.37	-\$1,620.14	-\$1,724.32	-\$1,835.33	-\$1,953.62	-\$2,079.66	-\$2,213.96	-\$2,357.06	-\$2,509.56	-\$2,672.05	-\$2,845.20	-\$3,029.71	-\$3,226.33	-\$3,435.84	-\$3,659.10	-\$3,897.02	-\$4,150.54	-\$4,420.70	-\$4,708.59	-\$5,015.37	-\$5,342.28	-\$5,690.66	-\$6,061.89	
Caso 1																											
Auto Consumo del Sistema FV																											
Ahorros																											
Ahorro por Autoconsumo		\$662.59	\$678.06	\$706.80	\$736.72	\$767.86	\$800.29	\$834.04	\$869.17	\$905.73	\$943.79	\$983.38	\$1,024.59	\$1,067.47	\$1,112.07	\$1,158.48	\$1,206.75	\$1,256.97	\$1,309.19	\$1,363.51	\$1,419.99	\$1,478.72	\$1,539.78	\$1,603.27	\$1,669.26	\$1,737.85	
Subtotal		\$662.59	\$678.06	\$706.80	\$736.72	\$767.86	\$800.29	\$834.04	\$869.17	\$905.73	\$943.79	\$983.38	\$1,024.59	\$1,067.47	\$1,112.07	\$1,158.48	\$1,206.75	\$1,256.97	\$1,309.19	\$1,363.51	\$1,419.99	\$1,478.72	\$1,539.78	\$1,603.27	\$1,669.26	\$1,737.85	
Egresos																											
Financiamiento con la banca	-\$	3,720.57																									
Financiamiento Propio	-\$	1,594.53																									
Costos de Mantenimiento		-\$13.29	-\$13.32	-\$13.35	-\$13.39	-\$13.42	-\$13.45	-\$13.49	-\$13.52	-\$13.56	-\$13.59	-\$13.62	-\$13.66	-\$13.69	-\$13.73	-\$13.76	-\$13.79	-\$13.83	-\$13.86	-\$13.90	-\$13.93	-\$13.97	-\$14.00	-\$14.04	-\$14.07	-\$14.11	
(-) Pagos de la Deuda		-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(-) Pago por Consumo de Energía		-\$622.54	-\$692.22	-\$754.26	-\$821.11	-\$893.12	-\$970.65	-\$1,054.12	-\$1,143.94	-\$1,240.56	-\$1,344.48	-\$1,456.22	-\$1,576.33	-\$1,705.40	-\$1,844.08	-\$1,993.03	-\$2,152.99	-\$2,324.73	-\$2,509.08	-\$2,706.92	-\$2,919.20	-\$3,146.93	-\$3,391.19	-\$3,653.14	-\$3,933.99	-\$4,235.07	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$29.26	-\$30.81	-\$31.86	-\$32.93	-\$34.02	-\$35.11	-\$36.22	-\$37.34	-\$38.48	-\$39.63	-\$40.80	-\$41.98	-\$43.17	-\$44.38	-\$45.61	-\$46.85	-\$48.10	-\$49.38	-\$50.67	-\$51.97	-\$53.30	-\$54.63	-\$55.99	-\$57.37	-\$58.76	
(-) Cambio de Equipos Inversor año 15 Seguro		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$300.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Subtotal	-\$5,315.10	-\$1,604.84	-\$1,676.22	-\$1,739.47	-\$1,807.55	-\$1,880.80	-\$1,962.11	-\$2,046.86	-\$2,139.99	-\$2,242.95	-\$2,354.22	-\$2,474.34	-\$2,602.84	-\$2,740.34	-\$2,887.47	-\$3,044.90	-\$3,213.36	-\$3,392.63	-\$3,582.53	-\$3,783.86	-\$3,997.42	-\$4,224.00	-\$4,464.61	-\$4,720.28	-\$4,992.01	-\$5,280.80	
Flujos Incrementales Beneficios Netos		-\$260.36	-\$245.62	-\$217.10	-\$187.40	-\$156.48	\$813.22	\$846.76	\$881.67	\$918.01	\$955.84	\$995.22	\$1,036.21	\$1,078.86	\$1,123.25	\$1,169.43	\$917.49	\$1,267.48	\$1,319.48	\$1,373.58	\$1,429.84	\$1,488.35	\$1,549.19	\$1,612.45	\$1,678.22	\$1,746.59	
Caso 1 - Caso 0																											

Tasa anual de interés del préstamo	8.23%
Tasa de Capital Cliente	3.52%
Tasa de Capital Promedio Ponderada	6.82%
Inflación precio de la energía	5.04%
Tasa % Costo de Mantenimiento	0.25%
Precio Winstalado	1.34

Autoconsumo	5 Años	10 Años	25 Años
Tasa de Capital	3.52%	3.52%	3.52%
Valor Actual Neto Beneficios	-\$971.20	\$2,371.45	\$12,817.20
Valor Actual Neto Costos	\$1,594.53	\$1,594.53	-\$1,594.53
B/C	-0.61	1.49	8.04
Payback	9.00	9.00	9.00

LCOE	5 Años	25 Años

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNI}{VPNC}$$

ANEXO 10. FLUJO DE CAJA SISTEMA 3.96 KWP NET BILING

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
Caso 0																											
Situación Actual																											
(-) Pago por Consumo de Energía		-\$1,285.13	-\$1,370.28	-\$1,461.06	-\$1,557.83	-\$1,660.98	-\$1,770.94	-\$1,888.16	-\$2,013.11	-\$2,146.30	-\$2,288.27	-\$2,439.61	-\$2,600.92	-\$2,772.87	-\$2,956.15	-\$3,151.51	-\$3,359.74	-\$3,581.70	-\$3,818.27	-\$4,070.43	-\$4,339.19	-\$4,623.65	-\$4,930.98	-\$5,256.40	-\$5,603.25	-\$5,972.93	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$57.09	-\$57.95	-\$58.82	-\$59.70	-\$60.59	-\$61.50	-\$62.42	-\$63.36	-\$64.31	-\$65.28	-\$66.25	-\$67.25	-\$68.26	-\$69.28	-\$70.32	-\$71.37	-\$72.45	-\$73.53	-\$74.63	-\$75.75	-\$76.89	-\$78.04	-\$79.21	-\$80.40	-\$81.61	
VPN		-\$1,344.48	-\$1,430.60	-\$1,522.37	-\$1,620.14	-\$1,724.32	-\$1,835.33	-\$1,953.62	-\$2,079.66	-\$2,213.96	-\$2,357.06	-\$2,509.56	-\$2,672.05	-\$2,845.20	-\$3,029.71	-\$3,226.33	-\$3,435.84	-\$3,659.10	-\$3,897.02	-\$4,150.54	-\$4,420.70	-\$4,708.59	-\$5,015.37	-\$5,342.28	-\$5,690.66	-\$6,061.89	
<hr/>																											
Caso 1																											
Sistema Net Billing																											
Ahorros																											
(+) Ahorro por Autoconsumo		\$662.59	\$678.06	\$706.80	\$736.72	\$767.86	\$800.29	\$834.04	\$869.17	\$905.73	\$943.79	\$983.38	\$1,024.59	\$1,067.47	\$1,112.07	\$1,158.48	\$1,206.75	\$1,256.97	\$1,309.19	\$1,363.51	\$1,419.99	\$1,478.72	\$1,539.78	\$1,603.27	\$1,669.26	\$1,737.85	
(+) Ahorro por Net Billing		\$622.54	\$692.22	\$754.26	\$821.11	\$893.12	\$970.65	\$1,054.12	\$1,143.94	\$1,240.56	\$1,344.48	\$1,456.22	\$1,576.33	\$1,705.40	\$1,844.08	\$1,993.03	\$2,152.99	\$2,324.73	\$2,509.08	\$2,706.92	\$2,919.20	\$3,146.93	\$3,391.19	\$3,653.14	\$3,813.32	\$3,970.02	
Subtotal		\$1,285.13	\$1,370.28	\$1,461.06	\$1,557.83	\$1,660.98	\$1,770.94	\$1,888.16	\$2,013.11	\$2,146.30	\$2,288.27	\$2,439.61	\$2,600.92	\$2,772.87	\$2,956.15	\$3,151.51	\$3,359.74	\$3,581.70	\$3,818.27	\$4,070.43	\$4,339.19	\$4,623.65	\$4,930.98	\$5,256.40	\$5,603.25	\$5,972.93	
<hr/>																											
Egresos																											
Abono a Capital	-\$	3,720.57																									
Financiamiento Propio	-\$	1,594.53																									
Costos de Mantenimiento		-\$13.29	-\$13.32	-\$13.35	-\$13.39	-\$13.42	-\$13.45	-\$13.49	-\$13.52	-\$13.56	-\$13.59	-\$13.62	-\$13.66	-\$13.69	-\$13.73	-\$13.76	-\$13.79	-\$13.83	-\$13.86	-\$13.90	-\$13.93	-\$13.97	-\$14.00	-\$14.04	-\$14.07	-\$14.11	
(-) Pagos de la Deuda		-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(-) Pago por Consumo de Energía		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$120.68	-\$265.06	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$29.26	-\$30.81	-\$31.86	-\$32.93	-\$34.02	-\$35.11	-\$36.22	-\$37.34	-\$38.48	-\$39.63	-\$40.80	-\$41.98	-\$43.17	-\$44.38	-\$45.61	-\$46.85	-\$48.10	-\$49.38	-\$50.67	-\$51.97	-\$53.30	-\$54.63	-\$55.99	-\$57.37	-\$58.76	
(-) Cambio de Equipos Inversor año		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$300.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Seguro																											
Subtotal		-\$5,315.10	-\$982.30	-\$984.00	-\$985.21	-\$986.44	-\$987.68	-\$51.46	-\$52.74	-\$54.05	-\$55.38	-\$56.74	-\$58.11	-\$59.52	-\$60.94	-\$62.39	-\$63.87	-\$65.37	-\$66.90	-\$68.46	-\$70.04	-\$71.66	-\$73.31	-\$74.99	-\$76.70	-\$199.12	-\$345.28
Flujos Incrementales Beneficios Netos		\$362.18	\$446.60	\$537.16	\$633.71	\$736.64	\$1,783.88	\$1,900.87	\$2,025.60	\$2,158.57	\$2,300.33	\$2,451.44	\$2,612.54	\$2,784.26	\$2,967.32	\$3,162.46	\$3,070.48	\$3,592.21	\$3,828.56	\$4,080.50	\$4,349.04	\$4,635.28	\$4,940.38	\$5,265.59	\$5,491.54	\$5,716.61	
<hr/>																											
Caso 1 - Caso 0																											

		Net Billing	5 Años	10 Años	25 años
Tasa de Capital Cliente	3.52%	Tasa de Capital	3.52%	3.52%	3.52%
Tasa de Capital Promedio Ponderada	6.82%	Valor Actual Neto Beneficios	\$1,615.28	\$10,108.37	\$40,828.37
Inflación precio de la energía	5.04%	Valor Actual Neto Costos	\$1,594.53	\$1,594.53	\$1,594.53
Tasa % Costo de Mantenimiento	0.25%	B/C	1.01	6.339	25.61
Precio Winstalado	1.34	Payback	5.00	5.00	5.00

LCOE	5 Años	25 años

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNI}{VPNC}$$

ANEXO 11. FLUJO DE CAJA SISTEMA 3.96 KWP NET METERING

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
Caso 0																											
Situación Actual																											
(-) Pago por Consumo de Energía		-\$1,285.13	-\$1,370.28	-\$1,461.06	-\$1,557.83	-\$1,660.98	-\$1,770.94	-\$1,888.16	-\$2,013.11	-\$2,146.30	-\$2,288.27	-\$2,439.61	-\$2,600.92	-\$2,772.87	-\$2,956.15	-\$3,151.51	-\$3,359.74	-\$3,581.70	-\$3,818.27	-\$4,070.43	-\$4,339.19	-\$4,625.65	-\$4,930.98	-\$5,256.40	-\$5,603.25	-\$5,972.93	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$57.09	-\$57.95	-\$58.82	-\$59.70	-\$60.59	-\$61.50	-\$62.42	-\$63.36	-\$64.31	-\$65.28	-\$66.25	-\$67.25	-\$68.26	-\$69.28	-\$70.32	-\$71.37	-\$72.45	-\$73.53	-\$74.63	-\$75.75	-\$76.89	-\$78.04	-\$79.21	-\$80.40	-\$81.61	
VPN	-\$1,344.48	-\$1,430.60	-\$1,522.37	-\$1,620.14	-\$1,724.32	-\$1,835.33	-\$1,953.62	-\$2,079.66	-\$2,213.96	-\$2,357.06	-\$2,509.56	-\$2,672.05	-\$2,845.20	-\$3,029.71	-\$3,226.33	-\$3,435.84	-\$3,659.10	-\$3,897.02	-\$4,150.54	-\$4,420.70	-\$4,708.59	-\$5,015.37	-\$5,342.28	-\$5,690.66	-\$6,061.89		
Caso 1																											
Sistema Net Metering																											
Ahorros																											
(+) Ahorro por Autoconsumo		\$662.59	\$678.06	\$706.80	\$736.72	\$767.86	\$800.29	\$834.04	\$869.17	\$905.73	\$943.79	\$983.38	\$1,024.59	\$1,067.47	\$1,112.07	\$1,158.48	\$1,206.75	\$1,256.97	\$1,309.19	\$1,363.51	\$1,419.99	\$1,478.72	\$1,539.78	\$1,603.27	\$1,669.26	\$1,737.85	
(+) Ahorro por Net Metering		\$622.54	\$692.22	\$754.26	\$821.11	\$893.12	\$970.65	\$1,054.12	\$1,143.94	\$1,240.56	\$1,344.48	\$1,456.22	\$1,576.33	\$1,705.40	\$1,844.08	\$1,993.03	\$2,152.99	\$2,324.73	\$2,509.08	\$2,706.92	\$2,919.20	\$3,146.93	\$3,391.19	\$3,653.14	\$3,933.99	\$4,235.07	
Subtotal	\$1,285.13	\$1,370.28	\$1,461.06	\$1,557.83	\$1,660.98	\$1,770.94	\$1,888.16	\$2,013.11	\$2,146.30	\$2,288.27	\$2,439.61	\$2,600.92	\$2,772.87	\$2,956.15	\$3,151.51	\$3,359.74	\$3,581.70	\$3,818.27	\$4,070.43	\$4,339.19	\$4,625.65	\$4,930.98	\$5,256.40	\$5,603.25	\$5,972.93		
Egresos																											
Abono a Capital	-\$	3,720.57																									
Financiamiento Propio	-\$	1,594.53																									
Costos de Mantenimiento		-\$13.29	-\$13.29	-\$13.30	-\$13.31	-\$13.31	-\$13.32	-\$13.33	-\$13.33	-\$13.34	-\$13.35	-\$13.35	-\$13.36	-\$13.37	-\$13.38	-\$13.39	-\$13.39	-\$13.40	-\$13.41	-\$13.41	-\$13.42	-\$13.43	-\$13.43	-\$13.44	-\$13.45	-\$13.45	
(-) Pagos de la Deuda		-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	-\$937.50	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(-) Pago por Consumo de Energía		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$29.26	-\$30.81	-\$31.86	-\$32.93	-\$34.02	-\$35.11	-\$36.22	-\$37.34	-\$38.48	-\$39.63	-\$40.80	-\$41.98	-\$43.17	-\$44.38	-\$45.61	-\$46.85	-\$48.10	-\$49.38	-\$50.67	-\$51.97	-\$53.30	-\$54.63	-\$55.99	-\$57.37	-\$58.76	
(-) Cambio de Equipos Inversor año Seguro		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$300.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Subtotal	-\$5,315.10	-\$982.30	-\$983.97	-\$985.16	-\$986.36	-\$987.38	-\$51.32	-\$52.58	-\$53.87	-\$55.17	-\$56.50	-\$57.85	-\$59.22	-\$60.62	-\$62.04	-\$63.49	-\$64.96	-\$66.46	-\$67.99	-\$69.55	-\$71.14	-\$72.76	-\$74.41	-\$76.09	-\$77.81	-\$79.56	
Flujos Incrementales Beneficios Netos	\$362.18	\$446.63	\$537.21	\$633.79	\$736.75	\$1,784.01	\$1,901.03	\$2,025.79	\$2,158.79	\$2,300.57	\$2,451.71	\$2,612.83	\$2,784.59	\$2,967.68	\$3,162.84	\$3,370.88	\$3,592.64	\$3,829.02	\$4,080.99	\$4,349.56	\$4,635.83	\$4,940.96	\$5,266.19	\$5,612.84	\$5,982.33		
Caso 1 - Caso 0																											

Tasa de Capital Cliente	3.52%
Tasa de Capital Promedio Ponderada	6.82%
Inflación precio de la energía	5.04%
Tasa % Costo de Mantenimiento	0.25%
Precio Winstalado	1.34

Net Metering	5 Años	10 Años	25 años
Tasa de Capital	3.52%	3.52%	3.52%
Valor Actual Neto Beneficios	\$1,615.51	\$10,109.30	\$40,997.16
Valor Actual Neto Costos	\$1,594.53	\$1,594.53	\$1,594.53
B/C	1.01	6.340	25.71
Payback	5.00	5.00	5.00

LCOE

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN}{VPNC}$$

ANEXO 12. FLUJO DE CAJA SISTEMA 2.64 KWP AUTOCONSUMO

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
Caso 0																											
Situación Actual																											
(-) Pago por Consumo de Energía		-\$1,285.13	-\$1,370.28	-\$1,461.06	-\$1,557.82	-\$1,660.98	-\$1,770.94	-\$1,888.16	-\$2,013.10	-\$2,146.30	-\$2,288.27	-\$2,439.61	-\$2,600.92	-\$2,772.87	-\$2,956.15	-\$3,151.51	-\$3,359.74	-\$3,581.69	-\$3,818.27	-\$4,070.42	-\$4,339.19	-\$4,625.65	-\$4,930.98	-\$5,256.40	-\$5,603.25	-\$5,972.92	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$57.09	-\$57.95	-\$58.82	-\$59.70	-\$60.59	-\$61.50	-\$62.42	-\$63.36	-\$64.31	-\$65.28	-\$66.25	-\$67.25	-\$68.26	-\$69.28	-\$70.32	-\$71.37	-\$72.45	-\$73.53	-\$74.63	-\$75.75	-\$76.89	-\$78.04	-\$79.21	-\$80.40	-\$81.61	
VPN		-\$1,344.48	-\$1,430.60	-\$1,522.37	-\$1,620.14	-\$1,724.32	-\$1,835.33	-\$1,953.62	-\$2,079.65	-\$2,213.96	-\$2,357.06	-\$2,509.56	-\$2,672.05	-\$2,845.20	-\$3,029.71	-\$3,226.33	-\$3,435.84	-\$3,659.10	-\$3,897.01	-\$4,150.54	-\$4,420.70	-\$4,708.58	-\$5,015.37	-\$5,342.28	-\$5,690.65	-\$6,061.89	
Caso 1																											
Auto Consumo del Sistema FV																											
Ahorros																											
Ahorro por Autoconsumo		\$605.54	\$619.68	\$645.94	\$673.28	\$701.75	\$731.38	\$762.22	\$794.33	\$827.75	\$862.52	\$898.71	\$936.37	\$975.55	\$1,016.32	\$1,058.73	\$1,102.85	\$1,148.74	\$1,196.47	\$1,246.10	\$1,297.72	\$1,351.40	\$1,407.20	\$1,465.22	\$1,525.53	\$1,588.22	
Subtotal		\$605.54	\$619.68	\$645.94	\$673.28	\$701.75	\$731.38	\$762.22	\$794.33	\$827.75	\$862.52	\$898.71	\$936.37	\$975.55	\$1,016.32	\$1,058.73	\$1,102.85	\$1,148.74	\$1,196.47	\$1,246.10	\$1,297.72	\$1,351.40	\$1,407.20	\$1,465.22	\$1,525.53	\$1,588.22	
Egresos																											
Financiamiento con la banca	-\$	2,849.70																									
Financiamiento Propio	-\$	1,221.30																									
Costos de Mantenimiento		-\$10.18	-\$10.20	-\$10.23	-\$10.25	-\$10.28	-\$10.31	-\$10.33	-\$10.36	-\$10.38	-\$10.41	-\$10.43	-\$10.46	-\$10.49	-\$10.51	-\$10.54	-\$10.57	-\$10.59	-\$10.62	-\$10.65	-\$10.67	-\$10.70	-\$10.73	-\$10.75	-\$10.78	-\$10.81	
(-) Pagos de la Deuda		-\$718.06	-\$718.06	-\$718.06	-\$718.06	-\$718.06	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
(-) Pago por Consumo de Energía		-\$679.59	-\$750.60	-\$815.12	-\$884.54	-\$959.23	-\$1,039.56	-\$1,125.93	-\$1,218.77	-\$1,318.55	-\$1,425.75	-\$1,540.89	-\$1,664.55	-\$1,797.31	-\$1,939.83	-\$2,092.78	-\$2,256.89	-\$2,432.96	-\$2,621.80	-\$2,824.32	-\$3,041.47	-\$3,274.26	-\$3,523.77	-\$3,791.18	-\$4,077.72	-\$4,384.71	
(-) Cargo por comercialización		-\$2.26	-\$2.37	-\$2.49	-\$2.62	-\$2.75	-\$2.89	-\$3.04	-\$3.19	-\$3.35	-\$3.52	-\$3.70	-\$3.88	-\$4.08	-\$4.28	-\$4.50	-\$4.73	-\$4.96	-\$5.21	-\$5.48	-\$5.75	-\$6.04	-\$6.35	-\$6.67	-\$7.00	-\$7.36	
(-) Cargo por Alumbrado Público		-\$31.65	-\$33.15	-\$34.19	-\$35.24	-\$36.30	-\$37.38	-\$38.48	-\$39.58	-\$40.70	-\$41.84	-\$42.99	-\$44.15	-\$45.33	-\$46.52	-\$47.73	-\$48.96	-\$50.20	-\$51.46	-\$52.73	-\$54.02	-\$55.33	-\$56.65	-\$57.99	-\$59.35	-\$60.73	
(-) Cambio de Equipos Inversor año 15		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$300.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Seguro																											
Subtotal		-\$4,071.00	-\$1,441.74	-\$1,514.38	-\$1,580.08	-\$1,650.71	-\$1,726.62	-\$1,809.14	-\$1,897.77	-\$1,991.90	-\$2,092.99	-\$2,201.51	-\$2,317.52	-\$2,441.04	-\$2,572.21	-\$2,711.15	-\$2,857.84	-\$3,012.17	-\$3,174.14	-\$3,343.72	-\$3,521.39	-\$3,707.14	-\$3,900.95	-\$4,102.80	-\$4,312.70	-\$4,530.65	
Flujos Incrementales Beneficios Netos		-\$97.26	-\$83.78	-\$57.71	-\$30.57	-\$2.30	\$745.19	\$775.84	\$807.75	\$840.97	\$875.55	\$911.54	\$949.01	\$987.99	\$1,028.56	\$1,070.78	\$1,114.70	\$1,160.39	\$1,207.92	\$1,257.36	\$1,308.78	\$1,362.26	\$1,417.87	\$1,475.69	\$1,535.80	\$1,598.29	

Caso 1 - Caso 0

		5 Años	10 años	25 años
Tasa de Capital Cliente	3.52%			
Tasa de Capital Promedio Ponderada	6.82%			
Inflación precio de la energía	5.04%			
Tasa % Costo de Mantenimiento	0.25%			
Precio W instalado	1.54			
		Autoconsumo		
Tasa de Capital	3.52%	3.52%	3.52%	
Valor Actual Neto Beneficios	-\$252.71	\$2,809.73	\$12,357.87	
Valor Actual Neto Costos	\$1,221.30	\$1,221.30	\$1,221.30	
B/C	-0.21	2.30	10.119	
Payback	8.00	8.00	8.00	

	5 Años	25 años
LCOE		

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNI}{VPNC}$$

ANEXO 14. FLUJO DE CAJA SISTEMA 2.64 KWp NET METERING

Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Caso 0																									
Situación Actual																									
(-) Pago por Consumo de Energía	-1,285.13	-1,370.28	-1,461.06	-1,557.82	-1,660.98	-1,770.94	-1,888.16	-2,013.10	-2,146.30	-2,288.27	-2,439.61	-2,600.92	-2,772.87	-2,956.15	-3,151.51	-3,359.74	-3,581.69	-3,818.27	-4,070.42	-4,339.19	-4,625.65	-4,930.98	-5,256.40	-5,603.25	-5,972.92
(-) Cargo por comercialización	-2.26	-2.37	-2.49	-2.62	-2.75	-2.89	-3.04	-3.19	-3.35	-3.52	-3.70	-3.88	-4.08	-4.28	-4.50	-4.73	-4.96	-5.21	-5.48	-5.75	-6.04	-6.35	-6.67	-7.00	-7.36
(-) Cargo por Alumbrado Público	-57.09	-57.95	-58.82	-59.70	-60.59	-61.50	-62.42	-63.36	-64.31	-65.28	-66.25	-67.25	-68.26	-69.28	-70.32	-71.37	-72.45	-73.53	-74.63	-75.75	-76.89	-78.04	-79.21	-80.40	-81.61
VPN	-1,344.48	-1,430.60	-1,522.37	-1,620.14	-1,724.32	-1,835.33	-1,953.62	-2,079.65	-2,213.96	-2,357.06	-2,509.56	-2,672.05	-2,845.20	-3,029.71	-3,226.33	-3,435.84	-3,659.10	-3,897.01	-4,150.54	-4,420.70	-4,708.58	-5,015.37	-5,342.28	-5,690.65	-6,061.89
Caso 1																									
Sistema Net Metering																									
Ahorros																									
(+) Ahorro por Autoconsumo	605.54	619.68	645.94	673.28	701.75	731.38	762.22	794.33	827.75	862.52	898.71	936.37	975.55	1,016.32	1,058.73	1,102.85	1,148.74	1,196.47	1,246.10	1,297.72	1,351.40	1,407.20	1,465.22	1,525.53	1,588.22
(+) Ahorro por Net Metering	679.59	750.60	815.12	884.54	959.23	1,039.56	1,125.93	1,218.77	1,318.55	1,425.75	1,540.89	1,664.55	1,797.31	1,892.26	1,970.20	2,051.21	2,294.30	2,389.62	2,488.76	2,591.85	2,699.05	2,810.51	2,926.38	3,046.84	3,172.04
Subtotal	1,285.13	1,370.28	1,461.06	1,557.82	1,660.98	1,770.94	1,888.16	2,013.10	2,146.30	2,288.27	2,439.61	2,600.92	2,772.87	2,908.58	3,028.93	3,154.06	3,443.03	3,586.09	3,734.86	3,889.58	4,050.45	4,217.71	4,391.60	4,572.36	4,760.26
Egresos																									
Abono a Capital	-\$	2,849.70																							
Financiamiento Propio	-\$	1,221.30																							
Costos de Mantenimiento		-10.18	-10.18	-10.19	-10.19	-10.20	-10.20	-10.21	-10.21	-10.22	-10.22	-10.23	-10.23	-10.24	-10.24	-10.25	-10.25	-10.26	-10.26	-10.27	-10.27	-10.28	-10.28	-10.29	-10.30
(-) Pagos de la Deuda		-718.06	-718.06	-718.06	-718.06	-718.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(-) Pago por Consumo de Energía		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-47.57	-122.58	-205.68	-138.66	-232.18	-335.56	-449.61	-575.20	-713.27	-864.80	-1,030.88	-1,212.67
(-) Cargo por comercialización		-2.26	-2.37	-2.49	-2.62	-2.75	-2.89	-3.04	-3.19	-3.35	-3.52	-3.70	-3.88	-4.08	-4.28	-4.50	-4.73	-4.96	-5.21	-5.48	-5.75	-6.04	-6.35	-6.67	-7.00
(-) Cargo por Alumbrado Público		-31.65	-33.15	-34.19	-35.24	-36.30	-37.38	-38.48	-39.58	-40.70	-41.84	-42.99	-44.15	-45.33	-46.52	-47.73	-48.96	-50.20	-51.46	-52.73	-54.02	-55.33	-56.65	-57.99	-59.35
(-) Cambio de Equipos Inversor año		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Seguro																									
Subtotal	-4,071.00	-762.15	-763.76	-764.92	-766.11	-767.31	-80.48	-851.72	-852.98	-854.27	-855.58	-856.91	-858.27	-859.65	-1,088.62	-1,185.06	-1,569.62	-2,024.08	-2,299.12	-4,040.04	-5,519.66	-6,646.85	-7,786.55	-9,939.75	-11,107.53
Flujos Incrementales Beneficios Netos	582.33	666.84	757.44	854.04	957.01	1,784.86	1,901.90	2,026.67	2,159.69	2,301.48	2,452.64	2,613.78	2,785.56	2,921.09	3,041.26	2,866.22	3,455.02	3,597.90	3,746.50	3,901.03	4,061.73	4,228.82	4,402.53	4,583.12	4,770.84
Caso 1 - Caso 0																									

Tasa de Capital Cliente	3.52%
Tasa de Capital Promedio Ponderada	6.82%
Inflación precio de la energía	5.04%
Tasa % Costo de Mantenimiento	0.25%
Precio Winstalado	1.54

Net Metering	5 Años	10 años	25 años
Tasa de Capital	3.5%	3.52%	3.5%
Valor Actual Neto Beneficios	\$3,416.24	\$11,106.38	\$39,219.95
Valor Actual Neto Costos	-\$1,221.30	-\$1,221.30	-\$1,221.30
B/C	2.80	9.09	32.11
Payback	3.000	3.00	3.000

LCOE	5 Años	25 años
	#/DIV/0!	#/DIV/0!

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNI}{VPNC}$$