



Maestría en

ENERGÍAS RENOVABLES

Tesis previa a la obtención del título de Magíster en Energías Renovables.

AUTORES: Ing. Balseca Chicaiza, Darwin
Ing. Echeverría Guevara, Alfonso
Ing. López Guevara, Marcelo
Ing. Mafla Bohórquez, Alejandro
Ing. Mantilla Rivadeneira, Atahualpa

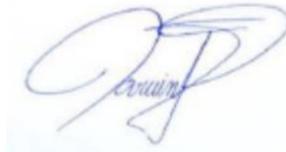
TUTOR: Andrea Rivadeneira

PROYECTO TÉCNICO, ECONÓMICO FINANCIERO PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO Y
SOLAR TÉRMICO PARA LA URBANIZACIÓN EL MANANTIAL
UBICADO AL SUR DE LA CIUDAD DE QUITO

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **DARWIN JOFRE BALSECA CHICAIZA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



DARWIN JOFRE BALSECA CHICAIZA

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **ALFONSO GUSTAVO ECHEVERRÍA GUEVARA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



Firmado electrónicamente por:
**ALFONSO GUSTAVO
ECHEVERRIA GUEVARA**

ALFONSO GUSTAVO ECHEVERRÍA GUEVARA

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **FAUSTO MARCELO LÓPEZ GUEVARA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



Firmado electrónicamente por:
**FAUSTO MARCELO
LOPEZ GUEVARA**

FAUSTO MARCELO LÓPEZ GUEVARA

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **ALEJANDRO MARIANO MAFLA BOHÓRQUEZ** declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



ALEJANDRO MARIANO MAFLA BOHÓRQUEZ

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **ATAHUALPA WLADIMIR MANTILLA RIVADENEIRA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



Firmado electrónicamente por:
**ATAHUALPA WLADIMIR
MANTILLA
RIVADENEIRA**

ATAHUALPA WLADIMIR MANTILLA RIVADENEIRA

APROBACIÓN DEL TUTOR

Yo, **ANDREA CAROLINA RIVADENEIRA PÉREZ**, certifico que conozco al autor del presente trabajo siendo la responsable exclusiva tanto de su originalidad y autenticidad, como de su contenido.



Firmado electrónicamente por:
**ANDREA CAROLINA
RIVADENEIRA PEREZ**

ANDREA CAROLINA RIVADENEIRA PÉREZ
DIRECTOR DE TESIS

Dedicatorias

El presente trabajo está dedicado a Dios, a mi esposa Mercedes, a mis hijos Sebastián y Renata, porque ellos han estado siempre a mi lado brindándome su apoyo, su confianza y el tiempo necesario para realizarme profesionalmente, a mis padres y hermanos por sus palabras y consejos para ser una mejor persona, y a todas aquellas personas que de una u otra manera han contribuido para el logro de mis objetivos.

Darwin Jofre Balseca Chicaiza

A mi familia: Mi esposa Andreita y mis hijos Nyco, Lenin, Catalina y Romina

Alfonso Gustavo Echeverría Guevara

A Dios, Él único, Él más grande, Él Todopoderoso, por darme la vida;

A mis padres y hermanas, una familia unida, con valores y principios;

A mi esposa e hijos, razón de mi vida

Fausto Marcelo López Guevara

A mis padres por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; muchos de mis logros se los debo a ustedes entre los que se incluye este. Me formaron con reglas y con algunas libertades, pero al final de cuentas, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos. Gracias Padre y Madre.

Alejandro Mariano Mafla Bohórquez

A Dios, a Mis Hijos, a Mi Esposa, a Mi Madre y a mi luz en el cielo Mi Padre, Mi Abuelita, Mi Abuelito y Mi gran Tío.

Atahualpa Wladimir Mantilla Rivadeneira

Agradecimientos

Primeramente, doy gracias a Dios por permitirme tener una buena experiencia dentro de UIDE, gracias a cada maestro, a mis compañeros del grupo 10, por impartir sus conocimientos, experiencias que han hecho parte de este proceso de formación y han encaminado al desarrollo de este trabajo.

Darwin Jofre Balseca Chicaiza

A mi Padre Azul, a mis Papás, mi Esposa y todos quienes son fuente de inspiración para trabajar por un mundo mejor.

Alfonso Gustavo Echeverría Guevara

Gratitud que siempre quedará y permanecerá en mi memoria y en mi corazón, a lo largo de mi vida. A la Universidad Internacional del Ecuador **UIDE** que abrió sus puertas de grandeza para ayudarme a forjarme en esta maestría en ENERGÍAS RENOVABLES.

Fausto Marcelo López Guevara.

Agradezco a Dios por haberme otorgado una familia maravillosa, quienes han creído en mí siempre, dándome ejemplo de superación, humildad y sacrificio; enseñándome a valorar todo lo que tengo. A todos ellos dedico el presente trabajo, porque han fomentado en mí, el deseo de superación y de triunfo en la vida. Lo que ha contribuido a la consecuencia de este logro.

Alejandro Mariano Mafla Bohórquez

A todas las personas que han permitido y contribuido a obtener el presente título en función de los conocimientos adquiridos.

Atahualpa Wladimir Mantilla Rivadeneira

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
RESUMEN	XVIII
PALABRAS CLAVES	XVIII
ABSTRACT	XIX
KEY WORDS	XIX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Generalidades	1
1.1.1. Título.....	1
1.1.2. Ubicación geográfica y área de influencia.....	1
1.1.2.1 Potencial solar en el Ecuador.....	1
1.1.3. Normativa vigente ecuatoriana.....	7
1.1.4. Población objetivo	8
2. OBJETIVOS.....	11
2.1. Objetivo General.....	11
2.2. Objetivos Específicos	11
3. MARCO TEÓRICO	12
3.1. Energía solar fotovoltaica	12
3.1.1. Terminología de los Sistemas fotovoltaicos	13
3.1.2. Factor de planta de una central fotovoltaica.....	13
3.2. Energía solar térmica	13
3.2.1. Instalación solar térmica para una vivienda	14
3.2.2. Sistema de acumulación térmica.....	14
3.2.3. Energía solar térmica, usos y tipos de instalaciones.....	15
3.2.3.1 Sistema de distribución	15
3.2.3.2 Sistemas convencionales de energético	15
3.2.3.3 Criterio de selección del acumulador	16
3.2.3.4 Tipo de instalación.....	16
3.3. Sistema solar termoeléctrico	17
3.4. Conceptos financieros	18
3.4.1. CAPEX	18
3.4.2. DEVEX	19
3.4.3. Weighted Average Cost of Capital	22

3.4.4. TASA INTERNA DE RETORNO	29
3.4.5. VALOR ACTUAL NETO	29
3.4.6. Levelized Cost of Energy (LCOE)	30
3.4.7. Tipos de contratos	30
3.4.7.1 Modelo EPC	30
3.4.7.2 Contrato Open Book.....	32
4. DESCRIPCIÓN	34
4.1. Sistema Solar Fotovoltaico (SFV)	34
4.1.1 Determinación de la energía a generar con el SFV de autoconsumo comunitario...	34
4.1.2 Factor de planta del sitio de instalación	34
4.1.3 Dimensionamiento del sistema	36
4.1.4 Elección del tipo y maca del panel solar	36
4.1.5 Número de paneles solares y Área a ser ocupada.....	37
4.1.6 Selección del Inversor Fotovoltaico	38
4.1.7 Especificaciones de equipos y materiales necesarios	39
4.1.8 Diseño del SFV de 120 kWp	39
4.1.9 Simulación de la producción de la planta fotovoltaica	42
4.1.10 Memoria técnica.....	43
4.1.11 Características eléctricas del campo fotovoltaico	44
4.1.12 Cálculo de la reducción de emisiones de CO2	46
4.1.13 Presupuesto de ejecución.....	47
4.1.14 Plan de contratación en función de las características de la planta	49
4.1.15 Plan de ejecución.....	49
4.1.16 Manual y presupuesto de operaciones de mantenimiento.....	50
4.1.17 Caseta de Obra.....	58
4.2. Sistema Solar Térmico	62
4.2.1 Factor de corrección K.....	62
4.2.2 Cálculo para una vivienda.....	62
4.2.2.1 Demanda de energía por vivienda	63
4.2.2.2 Acumulador por vivienda	65
4.2.3 Diseño para cien viviendas de la comunidad.....	65
4.2.3.1 Demanda de energía para cien viviendas de la comunidad.....	66
4.2.3.2 Acumuladores para cien viviendas.....	68
4.2.4 Potencia y producción.....	69
4.2.5 Energía útil mensual	75
4.2.6 Instalación y ubicación de los captadores.....	79

4.2.7	Cálculos del grado de cobertura de la demanda	80
4.2.8	Presupuesto de ejecución de la instalación	81
4.2.9	Sistema solar termo eléctrico	82
4.2.9.1	Campo solar máximo y potencia de la turbina de vapor asociada	82
4.2.9.2	Producción anual del sistema cilindro parabólico.....	82
4.2.9.3	Esquema de instalación del sistema solar termo eléctrico	84
5.	ANALISIS ECONÓMICO	85
5.1.	Proyecto Solar Fotovoltaico.....	85
5.1.1.	Precio de venta de energía	85
5.1.2.	Contrato EPC Fotovoltaico	88
5.1.3.	Contrato por partidas.....	90
5.1.4.	CAPEX	91
5.1.5.	DEVEX	91
5.1.5.1	Contrato con fee de éxito	91
5.1.5.2	Cotización de desarrollo en base a costes reales (sin fee de éxito)	93
5.2	Proyecto Solar Térmico	94
5.2.1	Tiempo de retorno simple de la inversión	94
5.2.2	Contrato EPC solar térmico	97
5.2.3	Contrato por partidas del proyecto solar térmico	99
5.2.4	Análisis económico CAPEX	100
5.3	WACC.....	101
5.4	Cuenta de Resultados	104
5.5	Flujo de caja	107
5.5.1	Proyecto fotovoltaico.....	107
5.5.1.1	Contrato EPC	107
5.5.1.2	Contrato por partidas.....	109
5.5.2	Proyecto solar térmico	111
5.5.2.1	Contrato EPC	111
5.5.2.2	Contrato por partidas.....	113
5.6	VAN y TIR.....	115
5.6.1	Proyecto fotovoltaico.....	115
5.6.1.1	Proyecto fotovoltaico EPC, sin y con subvención	115
5.6.1.2	Proyecto fotovoltaico Partidas, sin y con subvención.....	116
5.6.2	Proyecto térmico	117
5.6.2.1	Proyecto térmico EPC	117
5.6.2.2	Proyecto fotovoltaico Partidas con IR.....	118

5.6.3	LCOE y LROE.....	119
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	121
6.1	Conclusiones	121
6.2	Recomendaciones	125
7.	Bibliografía	126
APÉNDICES		128
	APÉNDICE A - PANEL SOLAR TRINA SOLAR VERTEX 500 W.....	128
	APÉNDICE B – INVERSOR SUNNY TRIPOWER CORE 1.....	130
	APÉNDICE C – CABLE FOTOVOLTAICO.....	132
	APÉNDICE D – CONECTORES MC4.....	134
	APÉNDICE E – SOPORTERÍA PARA PANELES.....	135
	APÉNDICE F – PANELR SOLAR PARA EL SISTEMA AISLADO.....	137
	APÉNDICE G – INVERSOR DEL SISTEMA AISLADO	138
	APÉNDICE H – CONTROLADORES DE CARGA.....	140
	APÉNDICE I – BATERÍA ULTRACELL	141
	APÉNDICE J – SOPORTERÍA DE PANELES DEL SISTEMA AISLADO.....	144
	APÉNDICE K – WS-HP COLECTOR DE TUBO DE VACÍO.....	146
	APÉNDICE L – COLECTOR PLACA PLANA VIESSMANN VITOSOL S 2.5	147

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Zonas del Ecuador según irradiación solar.....	3
Tabla 2: Valores promedios de irradiación solar de ciertas zonas del Ecuador	4
Tabla 3: Valores mensuales promedio de irradiación solar para Quito y Guayaquil	6
Tabla 4: Irradiación solar mensual y promedio para Quito Iñaquito kWh/m ² -día	6
Tabla 5: Datos meteorológicos de la ciudad de Quito-Quito latitud 0	7
Tabla 6: Requerimientos energéticos de la comunidad	9
Tabla 7: Interpretación del WACC	25
Tabla 8: Datos para el cálculo e interpretación del WACC	28
Tabla 9: Energía requerida por la urbanización “El Manantial”	34
Tabla 10: Matriz de ponderación de paneles solares	37
Tabla 11: Matriz de ponderación de inversores	39
Tabla 12: Valores de rendimiento del sistema fotovoltaico.....	42
Tabla 13: Producción simulada de la planta fotovoltaica	44
Tabla 14: Características del campo fotovoltaico (DC).....	46
Tabla 15: Características del inversor fotovoltaico (AC).....	46
Tabla 16: Presupuesto de ejecución SFV 120 kWp.....	47
Tabla 17: Costo por arrendamiento de piso (terreno).....	48
Tabla 18: Número de trabajadores	49
Tabla 19: Cronograma de ejecución de la obra	49
Tabla 20: Instrucciones de mantenimiento de SFV	55
Tabla 21: Tipo de fallas, pruebas y medidas para módulos FV	56
Tabla 22: Tipo de fallas, pruebas y medidas para inversores instalación.....	57
Tabla 23: Estudio de carga	58
Tabla 24: Horas solares pico	58
Tabla 25: Datos de diseño	59
Tabla 26: Consumo medio diario	59
Tabla 27: Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico	60
Tabla 28: Configuración del generador fotovoltaico.....	60
Tabla 29: Requisitos del sistema de almacenamiento de energía.....	61
Tabla 30: Dimensionamiento del inversor fotovoltaico.....	61
Tabla 31: Energía requerida para la comunidad.....	62
Tabla 32: Demanda energética para una vivienda	63
Tabla 33: Número de captadores tipo placa plana para una vivienda.....	64
Tabla 34: Demanda energética por mes y año	64
Tabla 35: Acumulador para una vivienda.....	65

Tabla 36: Extrapolación de captadores tipo placa plana para las cien viviendas	66
Tabla 37: Demanda energética de las cien viviendas.....	67
Tabla 38: Número de captadores solares	67
Tabla 39: Capacidad de tanques por tipo de vivienda	68
Tabla 40: Demanda energética mensual y anual.....	68
Tabla 41: Demanda anual para una vivienda de 5 personas.....	71
Tabla 42: Energía absorbida por el captador.....	72
Tabla 43: Cociente entre las pérdidas del captador.....	75
Tabla 44: Energía útil mensual de un colector VIESSMANN VITOSOL S2.5.....	76
Tabla 45: Potencia instalada y cálculos de producción colector VIESSMANN VITOSOL S 2.5.....	77
Tabla 46: Energía útil mensual de un colector tubo al vacío WS-HP-20	78
Tabla 47: Potencia instalada y cálculos de producción colector tubo al vacío	78
Tabla 48: Dimensionamiento del acumulador placa plana	80
Tabla 49: Dimensionamiento del acumulador tubo de vacío	80
Tabla 50: Dimensionamiento acumulador tipo placa plana VIESMANN VITOSOL S2.5.....	80
Tabla 51: Dimensionamiento acumulador tipo tubo de vacío WS-HP-20	81
Tabla 52: Presupuesto de instalación de colector placa plana VIESSMANN 2,5 m2.....	81
Tabla 53: Presupuesto de instalación de colector tubo de vacío WS-HP-20.....	82
Tabla 54: Datos para el cálculo de producción de la central solar termo eléctrica	82
Tabla 55: Producción anual de la planta solar termo eléctrica	84
Tabla 56: Presupuesto por partidas, proyecto fotovoltaico	90
Tabla 57: Comparativa de presupuestos del proyecto SFV.....	91
Tabla 58: DEVEX de contrato de desarrollo con fee de éxito.....	93
Tabla 59: DEVEX del SFV de un contrato de desarrollo con base a costos reales.....	94
Tabla 60: Escenarios y presupuestos para cada uno de ellos.....	95
Tabla 61: Análisis económico años 1 a 15.....	95
Tabla 62: Análisis económico años 15 a 30.....	95
Tabla 63: Análisis económico años 1 a 15.....	96
Tabla 64: Análisis económico años 15 a 30.....	96
Tabla 65: Análisis económico años 1 a 15.....	96
Tabla 66: Análisis económico años 15 a 30.....	96
Tabla 67: Análisis económico años 1 a 15.....	96
Tabla 68: Análisis económico años 15 a 30.....	97
Tabla 69: Presupuesto EPC, proyecto solar térmico	98
Tabla 70: Dimensionamiento total del sistema	99
Tabla 71: Presupuesto EPC para una vivienda, proyecto solar térmico.....	99
Tabla 72: Presupuesto por partidas, proyecto solar térmico.....	100
Tabla 73: Comparativa de presupuestos del proyecto solar térmico	101

Tabla 74: Empresas americanas con revisión tarifaria del año 2014	102
Tabla 75: Beta del segmento de distribución argentino año 2013	102
Tabla 76: Riesgo-País de Economías latino americanas 04 de enero del 2022	103
Tabla 77: Tasas referenciales mayo 2022, Banco Central del Ecuador	103
Tabla 78: Cálculo del WACC	104
Tabla 79: Datos para cuenta de resultados de los proyectos SFV y solar térmico.....	105
Tabla 80: Factores fsigma.....	106
Tabla 81: Amortización del proyecto fotovoltaico con contrato EPC	106
Tabla 82: Amortización del proyecto fotovoltaico con contrato por partidas.....	106
Tabla 83: Amortización del proyecto solar térmico por contrato EPC.....	107
Tabla 84: Amortización del proyecto solar térmico del contrato por partidas	107
Tabla 85: Resumen de cuenta de resultados	107
Tabla 86: Flujo de caja del año 1 al 13	107
Tabla 87: Flujo de caja del año 14 al 30	108
Tabla 88: Flujo de caja de los años 1 al 13.....	109
Tabla 89: Flujo de caja de los años 13 al 30.....	110
Tabla 90: Flujo de caja de los años 1 al 13.....	111
Tabla 91: Flujo de caja de los años 14 al 30.....	112
Tabla 92: Flujo de caja de los años 1 al 13.....	113
Tabla 93: Flujo de caja de los años 14 al 30.....	114
Tabla 94: Valores de VAN y TIR fotovoltaico EPC	115
Tabla 95: Valores de VAN y TIR sin subvención	116
Tabla 96: Valores de VAN y TIR fotovoltaico Partidas.....	116
Tabla 97: Valores de VAN y TIR Partidas.....	117
Tabla 98: Valores de VAN y TIR térmico EPC.....	117
Tabla 99: Valores de VAN y TIR térmico Partidas	118
Tabla 100: Valores de VAN y TIR térmico Partidas	118
Tabla 101: Valores de VAN y TIR térmico Partidas	119
Tabla 102: Valores de LCOE y LROE de los proyectos fotovoltaico y solar térmico.....	119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Insolación global promedio en Ecuador Continental.....	2
Figura 2: Ubicación geográfica de la urbanización el Manantial.....	9
Figura 3: Esquema de configuración de un sistema solar térmico	14
Figura 4: Ubicación de captadores y partes del sistema	15
Figura 5: Sistema para calentamiento de agua, uso residencial	16
Figura 6: Definición de costos según la etapa del proceso.....	22
Figura 7: Ecuación de la tasa de descuentos	23
Figura 8: Interfaz del software PVGIS 5.2.....	35
Figura 9: Rendimiento del SFV conectado a la red	36
Figura 10: Ubicación sobre suelo para emplazamiento Urbanización Manantial	38
Figura 11: Ubicación de los paneles solares de 500 W	40
Figura 12: Datos del diseño fotovoltaico en el inversor 1	40
Figura 13: Configuración a las entradas A, B y C del inversor 1	41
Figura 14: Configuración de entradas D, E y F.....	41
Figura 15: Estimación de generación energética del sistema fotovoltaico	42
Figura 16: Componentes de un plan de mantenimiento	51
Figura 17: Detección de fallo a través de cámara termodinámica	56
Figura 18: Ubicación de la caseta de monitoreo.....	62
Figura 19: Cobertura de la demanda por mes	65
Figura 20: Cobertura de la demanda mensual.....	69
Figura 21: Cobertura de la demanda de colectores.....	77
Figura 22: Cobertura de la demanda del colector de tubo al vacío	79
Figura 23: Configuración de captadores y acumulador por vivienda	79
Figura 24: Esquema de la instalación solar termo eléctrica de 3 MW	84

RESUMEN

El presente estudio contempla la elaboración de los proyectos solar fotovoltaico y solar térmico para la urbanización El Manantial ubicada al Sur de la ciudad de Quito, diseñando los sistemas en los que se incluye equipos, elementos y materiales necesarios para implementar dichas tecnologías y consolidar el aporte de la energía solar en un mix energético.

Se consideraron criterios económicos y financieros, para proyectos de tipo EPC y por PARTIDAS, definiendo el DEVEX, CAPEX y OPEX de los sistemas solar térmico y solar fotovoltaico, proyectos de utilidad para 100 residencias que podrán obtener de manera limpia y renovable, energía eléctrica, agua caliente sanitaria y calefacción, de manera confiable y económica, lo cual reducirá la emisión de 3.750 ton de CO₂ en la duración estimada del proyecto de 30 años, o su equivalente a sembrar 750 árboles por año.

Para definir los proyectos se utilizaron criterios de dimensionamiento normalizados tanto nacionales como internacionales, utilizando bases de datos en línea, que permiten disponer de valores hora a hora de la radiación solar en el sitio considerado para la instalación.

En función de las sensibilidades realizadas y escenarios definidos, se obtuvo para el caso solar fotovoltaico, proyecto EPC con una inversión de USD 107.141,77, una TIR de 11% y un VAN de USD 131.068,55; para un proyecto por Partidas con una inversión de USD 99.408,06, una TIR de 12% y un VAN de USD 131.065,45, y, para el caso solar térmico, proyecto EPC con una inversión de USD 491.875, una TIR de 11% y un VAN de USD 589.310,63; para un proyecto por Partidas con una inversión de USD 406.224,00, una TIR de 13% y un VAN de USD 607.036,44, incluye 25% de impuesto a la renta.

Definiendo que el aporte de la energía solar al conjunto de viviendas para la urbanización El Manantial es viable, considerando que los equipos diseñados se pueden disponer en el mercado local, este tipo de proyectos serán cada vez más común, puesto que, permite el ahorro energético económico y un aporte al medio ambiente.

PALABRAS CLAVES

Palabras clave: análisis económico, energías renovables, energía solar, financiero, sistemas aislados, sistemas conectados a red, sistema solar termoeléctrico.

ABSTRACT

The present study contemplates the elaboration of photovoltaic and thermal solar projects for the El Manantial urbanization located south of Quito, designing the systems that include equipment, elements, and materials necessary to implement said technologies and consolidate the contribution of solar energy in an energy mix.

Financial economic criteria were considered for EPC-type projects and by PARTS, defining the DEVEX, CAPEX, and OPEX of solar thermal and photovoltaic systems, public service projects for 100 homes that will be able to obtain clean and renewable electricity, sanitary hot water, and heating, reliably and economically, which will reduce the emission of 3,750 tons of CO₂ in the estimated duration of the project of 30 years or its equivalent to planting 750 trees per year.

For the definition of the projects, both national and international standardized sizing criteria were used, using online databases, which allow the availability of hourly values of solar radiation in the site considered for the installation.

Based on the sensitivities made and defined scenarios, for the photovoltaic solar case, an EPC project was obtained with an investment of USD 107,141.77, an IRR of 11%, and an NPV of USD 131.068,55; for a project by Items with an investment of USD 99,408.06, an IRR of 12% and an NPV of USD 131.065,45, and, for the solar thermal case, an EPC project with an investment of USD 491.875, an IRR of 11% and an NPV of USD 589.310,63; for a project by Items with an investment of USD 406,224, an IRR of 13% and an NPV of USD 607.036,44, with 25% income tax.

Defining that the contribution of solar energy to the housing complex of the El Manantial urbanization is viable, considering that the equipment designed can be made available in the local market, this type of project will be increasingly common since it allows economic energy savings and a contribution to the environment.

KEY WORDS

Key Words: economic analysis, electric systems, finance, renewable energy, solar energy, systems connected to net, systems off grid, thermic.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Generalidades

1.1.1. Título

PROYECTO TÉCNICO, ECONÓMICO, FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SOLAR TÉRMICO PARA LA URBANIZACIÓN “EL MANANTIAL” UBICADO AL SUR DE LA CIUDAD DE QUITO.

1.1.2. Ubicación geográfica y área de influencia

El desarrollo del presente proyecto se lo realizó para un grupo de 100 viviendas ubicado en un barrio residencial al sur de la ciudad de Quito.

1.1.2.1 Potencial solar en el Ecuador

La ubicación del Ecuador permite que nuestro país pueda aprovechar el recurso solar durante todo el año con un nivel de radiación promedio de 4.574,99 Wh/m² /día, según el ATLAS SOLAR DEL ECUADOR elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC, como se muestra en la Figura 1 (Muñoz-Vizhñay, 2018).

Esta oportunidad de fuente primaria de energía establece el desafío de planificar la matriz energética que considere incrementar la capacidad fotovoltaica instalada ya desde centrales de generación, sistemas conectados a red y/o sistemas aislados. La información del ATLAS SOLAR identifica como las zonas que reciben mayor radiación a las provincias de Loja y la parte sur del Azuay, el centro del país y el centro de Pichincha, todas estas áreas con una radiación sobre los 5000 Wh/m² /día (CONELEC, 2008).

Las áreas desde Morona Santiago hacia el norte reciben un nivel de radiación sobre el valor promedio, por otro lado, en el Ecuador existen zonas de difícil acceso para la electrificación convencional; tal es el caso de la provincia peninsular de las Galápagos que por su distancia al

continente se debe pensar en soluciones de generación de energía eléctrica que utilice los recursos disponibles en el lugar. Otro caso son las comunidades que viven alejadas de los centros poblados, con carencia de vías de acceso y a varios kilómetros de distancia de las redes de distribución energética.

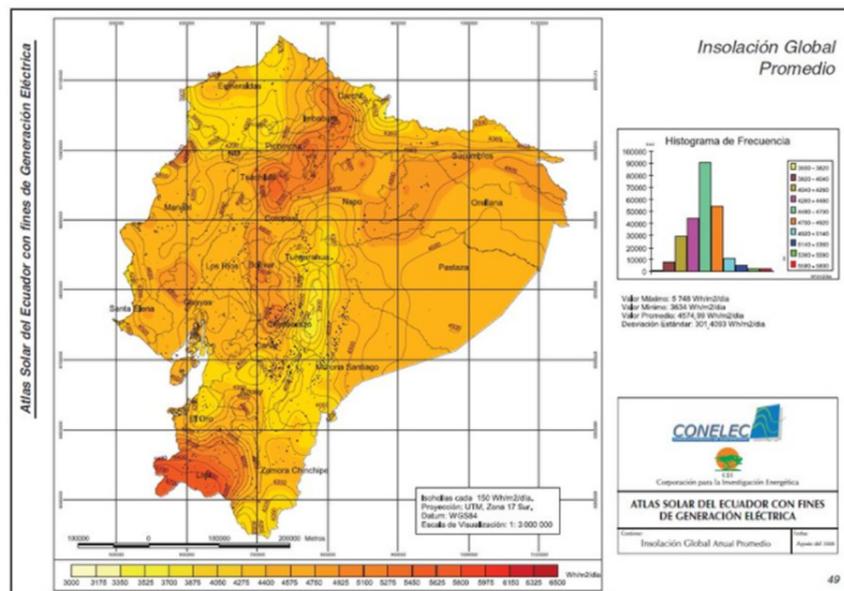


Figura 1: Insolación global promedio en Ecuador Continental

NOTA. Fuente: Atlas Solar Ecuatoriano.

El Ecuador está ubicado entre las latitudes 1°30'N (Carchi) y 5°0'S (Zamora) y entre las longitudes 72°0'W (Salinas) y 75°10'W (Orellana) es decir al oeste del meridiano de Greenwich. El Archipiélago de las Galápagos se encuentra entre las latitudes 1°40'N y 1°30'S y entre las longitudes 89°10'W y 92°0'W (CONELEC, 2008).

Al estar atravesado por la Línea Equinoccial, el Ecuador tiene poca variabilidad en la posición del sol durante todo el año, lo cual favorece la aplicación de la energía solar para producir electricidad y calor, ya que en promedio hay 12 horas de sol durante el día. La variación en el zenit (cuando el sol está perpendicular a la Tierra, a las 12 del día) es de +/- 23. 5°, es decir que el Sol se desplaza 47° en el año entre el solsticio de verano (21 de junio) y el solsticio de invierno (21 de diciembre) (Saltos Ávalos, 2016).

La radiación solar directa sumada con la radiación solar difusa que impacta sobre el colector solar se ve afectada por la nubosidad del día, o lo que se conoce como índice de claridad (Saltos Ávalos, 2016).

Un índice de claridad 1 se da en un día soleado sin nubes. Hay que tener en cuenta también el ángulo de inclinación del colector para aprovechar la mayor cantidad de energía solar durante el año, y por labores de limpieza; en el Ecuador, este ángulo puede ser hasta 15° (Saltos Ávalos, 2016).

La orientación del colector deberá ser hacia la línea equinoccial, para tener la mayor energía anual del sol (Saltos Ávalos, 2016).

El recurso solar al ser un valor de energía se mide en Joules, es decir en Vatios por Segundo. Un kWh es otra medida de la energía y 1 kWh equivale a 3,6 MJ. En el Ecuador no existe un registro histórico completo de radiación solar. El INAMHI tomó durante los años 1970 a 1990 algunas mediciones de heliofanía o duración de brillo solar durante un día que corresponde a la radiación solar directa (Saltos Ávalos, 2016).

El CONELEC contrató en el año 2008 la elaboración del Mapa Solar del Ecuador, y se basa en datos tomados de sistemas satelitales del NREL (National Renewable Energy Laboratory) de los Estados Unidos entre 1985 y 1991 que interpola la información a celdas de 1 km² (CONELEC, 2008) (Eggleston H.S., 2006).

ZONAS	kWh/m². día
Zona I:	3200 a 3600
Zona II:	3600 a 4000
Zona III:	4000 a 4400
Zona IV:	4400 a 4800
Zona V:	4800 a 5200

Tabla 1: Zonas del Ecuador según irradiación solar

NOTA. Fuente: Atlas Solar Ecuatoriano.

Se muestra información sobre las insolaciones directa (isohelias a 300 Wh/m². día), difusa (isohelias a 100 wh/m². día) y global (isohelias a 150 Wh/m². día) para cada mes del año y el promedio anual de acuerdo a la tabla No. 1 se presenta un resumen. Con este mapa solar se ha elaborado un mapa resumen anual con la insolación global promedio anual agrupada en cinco Zonas I a V en kWh/m². día.

Los valores de insolación o radiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes son:

PROVINCIA	CIUDAD	Wh/m ² . día promedio	ZONA
Carchi	Tulcán	4140	II
Esmeraldas	Esmeraldas	4350	II
Imbabura	Ibarra	4560	IV
Manabí	Portoviejo	4160	III
Pichincha	Quito	4990	IV
Tsáchilas	Sto. Domingo	3440	III
Cotopaxi	Latacunga	4420	IV
Napo	Tena	4350	II
Santa Elena	Salinas	4360	II
Guayas	Guayaquil	4370	III
Los Ríos	Babahoyo	3780	III
Bolívar	Guaranda	4800	IV
Tungurahua	Ambato	4550	III
Chimborazo	Riobamba	4490	II
Pastaza	Puyo	3800	II
Cañar	Azogues	4500	III
Morona Santiago	Macas	4090	II
Azuay	Cuenca	4350	II
El Oro	Machala	4200	II
Loja	Loja	4350	II
Zamora Chinchipe	Zamora	4350	II
Galápagos	Puerto Ayora	5835	V

Tabla 2: Valores promedios de irradiación solar de ciertas zonas del Ecuador

NOTA. Fuente: Atlas Solar Ecuatoriano.

Para las ciudades de Quito y Guayaquil, los valores promedio mensuales de radiación solar global

RADIACIÓN SOLAR GLOBAL PROMEDIO MENSUAL EN QUITO Y GUAYAQUIL kWh/m² día			
Sitio	Quito centro	Quito norte	Guayaquil
Latitud	0,22 S	0,13 S	2,2 S
Longitud	78,48 W	78,48 W	79,88 W
Elevación msnm	2850	2812	6
Años lectura	25	4	9
Ene	4,48	4,94	4
Feb	4,6	4,64	4,17
Mar	4,68	4,78	4,67
Abr	4,35	4,53	4,58
May	4,55	4,83	4,56
Jun	4,28	4,69	3,86
Jul	5,22	5,53	4,17
Ago	5,1	5,47	4,5
Sep	5,11	4,89	4,67
Oct	4,68	5,25	4,56
Nov	4,39	5,14	4,31
Dic	4,69	5,14	4,44
Promedio	4,68	4,99	4,37

se presentan en la

Tabla 3 y son:

RADIACIÓN SOLAR GLOBAL PROMEDIO MENSUAL EN QUITO Y GUAYAQUIL kWh/m ² día			
Sitio	Quito centro	Quito norte	Guayaquil
Latitud	0,22 S	0,13 S	2,2 S
Longitud	78,48 W	78,48 W	79,88 W
Elevación msnm	2850	2812	6
Años lectura	25	4	9
Ene	4,48	4,94	4
Feb	4,6	4,64	4,17
Mar	4,68	4,78	4,67
Abr	4,35	4,53	4,58
May	4,55	4,83	4,56
Jun	4,28	4,69	3,86
Jul	5,22	5,53	4,17
Ago	5,1	5,47	4,5
Sep	5,11	4,89	4,67
Oct	4,68	5,25	4,56
Nov	4,39	5,14	4,31
Dic	4,69	5,14	4,44
Promedio	4,68	4,99	4,37

Tabla 3: Valores mensuales promedio de irradiación solar para Quito y Guayaquil

NOTA. Fuente: Norma Técnica Ecuatoriana 2009.

Mientras no se disponga de un sistema actualizado de la información de radiación solar en el Ecuador, se pueden usar estos datos confirmándolos con datos reales medidos en el sitio donde se instalará el sistema solar térmico, al menos con datos de 12 meses anteriores.

Ubicación	Latitud	longitud	Elevación	Años lecturas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Quito - Iñaquito	0,13 S	78,48 W	2812	4	4,94	4,64	4,78	4,53	4,83	4,69	5,53	5,47	4,89	5,25	5,14	5,14	4,99

Tabla 4: Irradiación solar mensual y promedio para Quito Iñaquito kWh/m²-día

NOTA. Fuente: Fuente: Norma Técnica Ecuatoriana 2009.

MES	H (MJ/m ² /día)	T ambiente (°C)	T red (°C)	V media viento a 10 m (m/s)
ENERO	17.82	13,6	11,6	2
FEBRERO	17.82	13,9	11,9	1,9
MARZO	17.82	13,8	11,8	1,7
ABRIL	17.28	13,8	11,8	1,7
MAYO	16.74	13,9	11,9	1,8
JUNIO	17.28	14,1	12,1	2,3
JULIO	18.90	13,8	11,8	2,7
AGOSTO	19.44	14,2	12,2	2,9
SEPTIEMBRE	19.98	13,8	11,8	2,3
OCTUBRE	18.90	13,6	11,6	2
NOVIEMBRE	18.90	13,5	11,5	1,9
DICIEMBRE	18.36	13,5	11,5	2

Tabla 5: Datos meteorológicos de la ciudad de Quito-Quito latitud 0

NOTA. Fuente: Norma Técnica Ecuatoriana 2009.

1.1.3. Normativa vigente ecuatoriana

La normativa ecuatoriana vigente presenta una gran oportunidad para la implementación de proyectos fotovoltaicos. Se toma como referencia la Regulación ARCERNNR-001/2021 Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, la cual establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados, vigente desde el 4 de mayo de 2021 (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

Se toma como referencia la Constitución de la República del Ecuador (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2020). La Constitución de la República del Ecuador fue publicada el 20 de octubre del 2008 en el Registro Oficial N° 449. Con respecto al servicio público de energía eléctrica, establece lo siguiente; Artículo 413: *El Estado promoverá la eficiencia energética, la práctica y el uso de tecnologías de bajo impacto y amigables con el ambiente – como las energías renovables– y la diversificación, sin poner en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua* (Constitución del Ecuador, 2008).

Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica; Artículo 2: *Se deberá cumplir con la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final a través de actividades como la generación, la transmisión, la distribución y comercialización, la importación y exportación de energía eléctrica y desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado que incentiven el aprovechamiento técnico y económico de los recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables* (LOSPEE, 2015).

Código Orgánico del Ambiente; Artículo 5: *El derecho a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado comprende: “El desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías alternativas no contaminantes, renovables, diversificadas y de bajo impacto ambiental”* (COA, 2017).

Reglamento General a la LOSPEE; Artículo 245: *En su numeral 3, el Código Orgánico del Ambiente señala que el Estado y las personas jurídicas están en la obligación fomentar y propender a la optimización y eficiencia energética y al aprovechamiento de la energía renovable* (LOSPEE, 2015).

1.1.4. Población objetivo

La urbanización “El Manantial” se encuentra ubicada al sur de la ciudad de Quito, la exacta ubicación geográfica de esta urbanización se muestra en la Figura 2. Se trata de una urbanización privada con requerimientos energéticos importantes.



Figura 2: Ubicación geográfica de la urbanización el Manantial

NOTA. Fuente: Google Maps.

El precio actual impuesto por la empresa distribuidora del servicio energético es por MWh-año es de \$ 105 y, se estima un incremento anual del 1.5%.

Las viviendas se caracterizan por las siguientes unidades familiares y los consumos descritos a continuación:

No. Hab Vivienda	No. Viviendas	Consumo Medio Anual
2	15	3.500
3	30	4.500
4	35	6.000
5	20	8.000

Tabla 6: Requerimientos energéticos de la comunidad

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El coste de alquiler de la hectárea de terreno para la implantación del sistema fotovoltaico en la zona es de \$ 1.000/hectárea, el coste de alquiler de una cubierta es de \$ 800 USD/por cubierta y se estima un incremento anual del 1.5%.

Subvención.

Se dispone de una subvención para aprobado por un valor de \$75.000, para poder beneficiarse de la subvención es necesario cumplir con una serie de condiciones, que se detallan a continuación:

- a. Porcentaje de ahorro energético medio de la comunidad de viviendas = 30%.
- b. Terrenos situados en un radio de 5 km de la urbanización El Manantial de Quito.
- c. La instalación debe de instalarse sobre suelo y no se pueden utilizar construcciones existentes.
- d. Utilización de componentes convencionales y estructuras fijas con lastre y no pueden estar ancladas
- e. En la contratación de los trabajos de ejecución de la instalación fotovoltaica se tiene que contar con la contratación de un 30% de cuota femenina.
- f. Para poder optar a la subvención es necesario preparar un documento donde se certifique la reducción de emisión de CO₂ de la planta fotovoltaica.
- g. En el estudio de rentabilidad de la planta FV, que ha de realizarse a un periodo de 30 años de vida útil de la instalación y calcular el incremento del precio de la energía anualmente, así como los ahorros que la planta fotovoltaica tendrá para la comunidad de viviendas.
- h. Adicionalmente hay que incluir el dimensionado de una instalación fotovoltaica aislada para el suministro eléctrico de una caseta de obra y posterior gestión de la planta fotovoltaica que contara con los siguientes consumos:
 - 3 puntos de luz de bajo consumo de 20 W que funcionarán todos los días durante aproximadamente 3 horas de forma simultánea.
 - 1 ordenador con una potencia de 100 W con un uso de 4 horas al día.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

- Analizar la factibilidad técnico-económica de un proyecto solar fotovoltaico y solar térmico para implementar en la urbanización “El Manantial”, ubicada al sur de la ciudad de Quito.

2.2. Objetivos Específicos

- Realizar el diseño de un sistema solar fotovoltaico conectado a red que satisfaga las necesidades energéticas de 100 viviendas de la urbanización “El Manantial”:
- Desarrollar el dimensionamiento de un proyecto solar térmico (ACS y Calefacción) que cubra los requerimientos de agua caliente y calefacción de 100 viviendas de la urbanización “El Manantial”.
- Realizar el análisis económico y financiero de los proyectos fotovoltaico y solar térmico.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Energía solar fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación del sol en electricidad, conversión que se realiza a través de los módulos o generadores fotovoltaicos. El generador fotovoltaico, encargado de transformar la energía del sol en energía eléctrica, está formado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, a su vez, cada módulo fotovoltaico está formado por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas o células solares (Almeida, 2006).

La conversión fotovoltaica ocurre sin necesidad de ciclos térmicos, cambios químicos o procesos mecánicos que impliquen partes móviles. Esta conversión se produce en los dispositivos llamados células solares que aprovechan ciertas propiedades de los materiales semiconductores. Los componentes de un sistema fotovoltaico, si bien el módulo o generador fotovoltaico es el elemento esencial en un sistema, no es el único. En general el sistema fotovoltaico – SFV, está formado por:

- Un generador fotovoltaico
- Una batería de acumulación
- Un regulador de carga
- Un inversor
- La carga (consumo)

Una de las principales características de los generadores fotovoltaicos es que únicamente producen electricidad cuando reciben la luz del Sol (irradiancia solar). La cantidad de energía que generan es directamente proporcional a la irradiancia solar que incide sobre su superficie, misma que se mide en kWh/m² /día (Trujillo, 2015) (IEA, 2013).

3.1.1. Terminología de los Sistemas fotovoltaicos

- String: Compuesto por varios módulos FV dispuestos en serie.
- Array: Compuesto por varios strings FV dispuestos en paralelo.

3.1.2. Factor de planta de una central fotovoltaica

El factor de planta de una central hace referencia al cociente entre la energía generada por la planta y la que podría generar si operara continuamente a su capacidad máxima a lo largo de un periodo de tiempo, este periodo de tiempo puede ser una hora, un día, una semana, un mes o un año (Nuñez, 2015). Al realizar el diseño y dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos los periodos de tiempo más utilizados son el mes y el año.

3.2. Energía solar térmica

La energía solar térmica consiste en la transformación de la energía solar en energía térmica. Se trata de una forma de energía renovable, sostenible y respetuosa con el medio ambiente (Planas, 2020).

Esta forma de generar energía puede aplicarse en viviendas e instalaciones pequeñas y en grandes centrales eléctricas. Existen tres tipos de energía solar térmica:

- Las plantas de alta temperatura se utilizan para generar electricidad. Trabajan con temperaturas por encima de los 500 ° C (773 kelvin).
- Las plantas de media temperatura trabajan con temperaturas entre los 100 y 300 grados Celsius.
- Las instalaciones de baja temperatura se utilizan habitualmente en viviendas.

Trabajan con temperaturas menores a 65 grados Celsius.

3.2.1. Instalación solar térmica para una vivienda

Este tipo de instalaciones son sistemas solares térmicos de baja temperatura. El esquema básico de una instalación de energía solar térmica se muestra en la Figura 3.

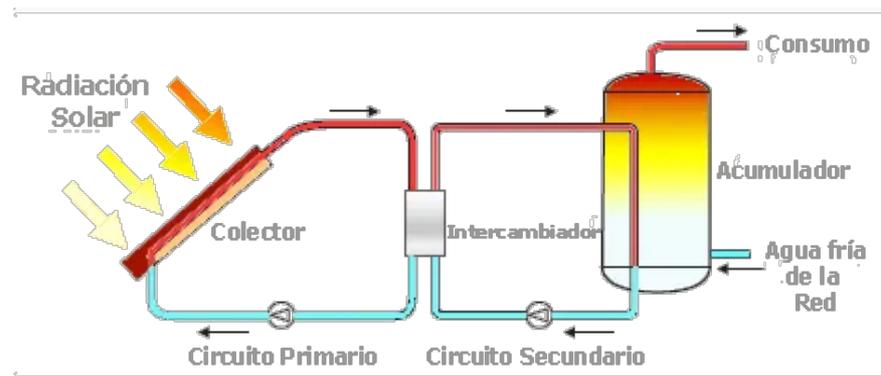


Figura 3: Esquema de configuración de un sistema solar térmico

NOTA. Fuente: (Planas, 2020)

Se trata de dos circuitos cerrados con un intercambiador de calor. En el circuito primario, el fluido caloportador frío pasa por los paneles solares. La radiación del Sol lo calienta y se dirige a un intercambiador de calor donde cede energía térmica al circuito secundario. A continuación, vuelve a repetir el ciclo.

En el circuito secundario, el fluido caloportador, después de recibir el calor en el intercambiador se dirige al acumulador. En el acumulador el fluido caloportador cede el calor al agua almacenada en su interior. Una vez frío vuelve a dirigirse al intercambiador de calor para repetir el ciclo (Planas, 2020).

3.2.2. Sistema de acumulación térmica

Este sistema consiste en almacenar la energía calorífica en un depósito de agua. Actúa como una batería, pero en lugar de almacenar energía química almacena energía térmica.

3.2.3. Energía solar térmica, usos y tipos de instalaciones

El agua caliente almacenada se puede utilizar directamente, como es el caso del calentamiento del agua de una piscina, en aplicaciones de agua caliente sanitaria o calefacción.



Figura 4: Ubicación de captadores y partes del sistema

NOTA. Fuente: (Planas, 2020).

3.2.3.1 Sistema de distribución

Una vez calentado el medio portador de calor, es posible trasladar la energía térmica a otras fuentes más frías. En este sistema se engloban todos los elementos destinados a la distribución del fluido portador de calor y acondicionamiento para el consumo (sistemas de control, tuberías, bombas, etc.) (Planas, 2020).

3.2.3.2 Sistemas convencionales de energético

Las instalaciones solares térmicas necesitan sistemas de apoyo de energía convencional en previsión a la falta de radiación solar o por un consumo superior al dimensionado.

Estos sistemas de apoyo energético pueden ser de diversas fuentes:

- Directamente de la red de la propia compañía eléctrica.
- Otras fuentes de energía renovable. Por ejemplo, la energía eólica.
- Fuentes de energía no renovables o combustibles fósiles. En algunas instalaciones se utilizan calderas de pellet o de biomasa.

En los meses de más baja radiación solar no se llega a cubrir el 60 % de las necesidades. En verano se alcanza prácticamente el 100%.

Pretender cubrir por encima de un 60 % o 70 % anual requeriría colocar un campo solar muy grande que ser sería difícil de amortizar. Por otro lado, en verano se generaría un excedente de producción y provocaría problemas de sobrecalentamiento (Planas, 2020).

3.2.3.3 Criterio de selección del acumulador

El criterio de selección de acumulador de agua para una vivienda, urbanización o conjunto residencial, se da en función de la interpretación según CTE-HE 4, esto se define gracias a la siguiente expresión.

$$50 < \frac{V}{Sc} < 180 \quad (1)$$

3.2.3.4 Tipo de instalación

Un SST para calentamiento de agua para uso doméstico, está conformado por los siguientes componentes principales: un colector solar plano, un tanque de almacenamiento, un sistema de control, las acometidas hidráulicas con los elementos de seguridad y un sistema de apoyo como se visualiza.

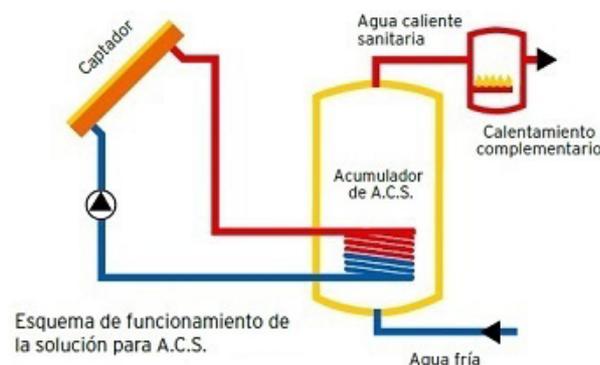


Figura 5: Sistema para calentamiento de agua, uso residencial

NOTA. Fuente: (Galbarro, 2020)

El colector solar capta y transforma la energía radiante del sol en calor, el cual se transfiere al fluido de trabajo por conducción. Este fluido se mueve entre el tanque de reserva y el colector, por diferencia de temperatura, de forma natural o forzada. Cuando hay consumo de agua caliente, ésta es reemplazada por agua fría de la red que alimenta al tanque termo sola.

En un sistema de termosifón, para que el sistema opere de forma automática el tanque debe estar por encima de la parte más alta del colector.

Las condiciones de diseño de un SST deben involucrar aspectos tales como:

- Aprovechar de forma óptima el recurso solar disponible.
- Ser dimensionado de acuerdo con el consumo requerido de agua caliente.
- Todos los elementos que componen el sistema, incluidos los ductos y accesorios, deben estar contruidos para asegurar un desempeño eficiente, confiable y seguro durante la vida útil prevista para cada uno de ellos.
- Ser diseñado para que la integración de sus partes no requiera de asistencia técnica por largos periodos.
- Ser diseñado para soportar la acción del ambiente local.

Si en el diseño del SST se incluye complemento auxiliar de energía, se sugiere que tenga funciones automáticas para que todo el conjunto opere autónomamente.

3.3. Sistema solar termoeléctrico

La energía solar termoeléctrica se presenta como una alternativa de generación eléctrica sin duda revolucionaria en los siguientes años, esto debido a que, promete una Gration gracias a las posibilidades de almacenamiento de la misma, en la actualidad existen 4 tipos de tecnologías siendo estos los sistemas CCP (Centrales con Concentradores Cilindro Parabólicos), RSC (Centrales con Receptor Solar Central), LFR (Central Fresnel) y Centrales de Discos Parabólicos, siendo las primeras las más comunes y con mayor potencia instalada en el mundo.

Es importante resaltar además que todas estas tecnologías aprovechan únicamente la radiación solar directa o también conocida como DNI, y que su funcionamiento se basa en el conocido Ciclo de Rankine, en donde existe una variación al sustituir la tradicional caldera por el campo solar.

Los sistemas CCP y RSC, poseen los siguientes elementos:

- Campo solar.
- Isla de potencia.
- Intercambiadores de calor.
- Sistema de almacenamiento (opcional).
- Sistema auxiliar.

Para el caso de estudio se analizará una instalación solar termoeléctrica sin almacenamiento, con tecnología cilindro-parabólica y sin sistema auxiliar, con el objeto de comparar el precio de venta de esta energía en el mismo período de retorno que la instalación solar fotovoltaica.

3.4. Conceptos financieros

3.4.1. CAPEX

Las inversiones en bienes de capital, gastos en capital, capex (contracción del inglés capital expenditure) o CAPEX son inversiones de capital que crean beneficios. Un CAPEX se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. Los capex son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipamientos, propiedades o edificios industriales (Fernando, 2022).

En contabilidad, los CAPEX se incluyen en una cuenta de activos (capitalización) incrementando el valor base del activo (el costo o valor de un activo ajustado por motivos impositivos) (Fernando, 2022).

A fines impositivos, los CAPEX son costos que no pueden ser deducidos en el año en el cual son efectuados y deben ser capitalizados. La regla general es que, si la propiedad adquirida tiene una vida útil mayor del año imponible, el costo debe ser capitalizado. Los desembolsos relacionados con los CAPEX se amortizan o deprecian a lo largo de la vida útil del activo en cuestión (Fernando, 2022).

Los CAPEX crean o aumentan la base del activo o propiedad, la cual una vez ajustada, determinará la base impositiva en caso de venta o transferencia (Fernando, 2022).

Generalmente se realizan para:

1. Solucionar problemas con un activo que existía antes de su adquisición.
2. Preparar un activo para utilizarlo en un negocio.
3. Incluir los costos legales de establecer o mantener los derechos de propiedad sobre un determinado activo.
4. Incluir la restauración de una propiedad o la adaptación a un uso nuevo.
5. Comenzar un nuevo negocio.

3.4.2. DEVEX

El DEVEX es un cálculo que considera parámetros que rara vez son tomados en cuenta como son: el tiempo dedicado, los costes incurridos, las ilusiones y, por supuesto, las frustraciones que también han sido necesarias para poner en marcha cualquier proyecto energético, ya sea un parque eólico, una planta solar fotovoltaica o cualquier otro proyecto de tecnología renovable o convencional (Esteve Borràs Moraa, 2019).

Se contempla únicamente el activo por lo que en algunos casos evoca, puro deleite tecnológico; en otros, asombro por las dimensiones que llegan a alcanzar (sobre todo, los parques eólicos) y, al proyectar su utilidad pública, puesto que suministra un bien imprescindible para la sociedad: la energía (Esteve Borràs Moraa, 2019).

Seguramente pasa por la mente la pregunta asombrada “¿Cuánto habrá costado eso?!”. La implementación y puesta en marcha de un proyecto energético cuesta dinero y trabajo. No solo lo que salta a la vista, la construcción y los equipos, sino también, la promoción y, la documentación necesaria para lograr todos los permisos que posibilitan la construcción y la posterior operación: los denominados costes de desarrollo o DEVEX (development expenditures) (Esteve Borràs Moraa, 2019).

A lo largo del desarrollo de este trabajo se analizará los costes que componen el DEVEX, detallando algunas de las licencias y permisos más comunes en todos los países. No obstante, dependiendo de dónde se desarrolle el proyecto sus nombres varían, e incluso también sus requerimientos (Esteve Borràs Moraa, 2019).

Además, se analizará otros conceptos que forman parte del DEVEX, pero no se corresponden con licencias y permisos administrativos, sino con negociaciones con terceros relacionados con el proyecto (propietarios de terrenos, infraestructuras de evacuación compartidas, financiación bancaria, etcétera) (Esteve Borràs Moraa, 2019).

Todo lo anterior forma parte de los costes de desarrollo de un proyecto y, sin entrar a estimar su valor, la introducción se centra en una referencia más que contribuye a ello: el tiempo necesario para realizar este desarrollo y llegar a lo que en el argot de proyectos se denomina “listo para construir” o ready to build (RtB) (Esteve Borràs Moraa, 2019).

El tiempo medio para obtener el RtB de un proyecto de renovables oscila entre tres y cinco años, sin que ello sea óbice para que existan algunas excepciones, que suelen presentarse

de manera frecuente, razón por la que los plazos se han extendido hasta diez o doce años. Atendiendo al tiempo necesario para obtener el RtB, es posible imaginar que este no supondrá un coste despreciable.

Así pues, es necesario conocer las distintas opciones en el mercado para valorar el DEVEX de un proyecto. Esta cifra corresponderá con el coste estricto de los trabajos y servicios requeridos para alcanzar el RtB.

En ciertos casos también existirá un margen o beneficio correspondiente a un coste de oportunidad: el precio que algunas empresas han de pagar a un tercero (también llamado desarrollador) para comprarle un proyecto en estado RtB. Lógicamente, el precio de la operación de compraventa no será equivalente al coste de los servicios (proyectos de ingeniería, coste de las licencias, horas dedicadas al proyecto, etc.), este valor será un beneficio industrial estándar entre el 10 y el 20 %.

Este precio no seguirá esos criterios porque lleva asociado un coste de oportunidad, ya que se adquiere un proyecto que se puede comenzar a construir inmediatamente. Con su adquisición el comprador no solo evita invertir el tiempo necesario en la tramitación (entre tres y cinco años de media), sino que también evita el riesgo de que el proyecto falle a causa de alguna complicación administrativa.

La tasa de éxito de proyectos iniciados desde cero, cuando se trata de oportunidades que se exponen sobre la mesa de trabajo, oscila entre el 5 % y el 10 % y, por lo tanto, los desarrolladores también imputan el coste de los proyectos fallidos sobre los exitosos, además del coste de oportunidad antes indicado, que cobra mucho más sentido ante la baja tasa de éxito.

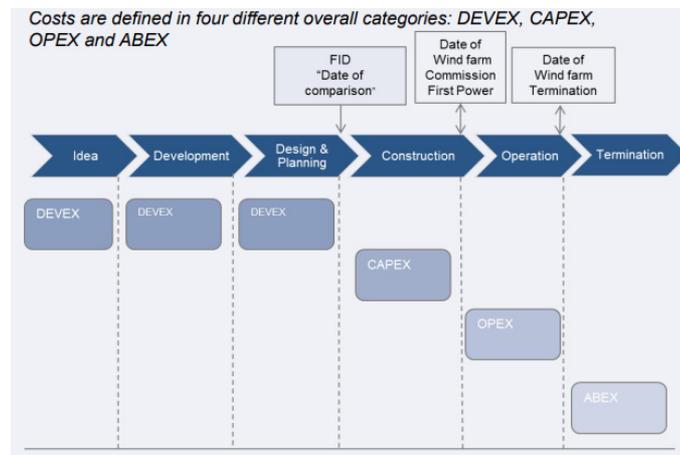


Figura 6: Definición de costos según la etapa del proceso

NOTA. Fuente: (Megavind, 2006).

3.4.3. Weighted Average Cost of Capital

El Weighted Average Cost of Capital (WACC), o coste medio ponderado del capital (CPPC), es utilizado como tasa de descuento para valorar empresas o proyectos de inversión mediante el método del descuento de flujos de caja esperados (EmpresaActual, 2019).

El cálculo de esta tasa es útil al tener en cuenta tres enfoques distintos. Como activo de la compañía: es la tasa que se debe usar para descontar el flujo de caja esperado desde el pasivo: el coste económico para la compañía de atraer capital al sector y, como inversores: el retorno que esperan al invertir en deuda o patrimonio neto de la compañía (EmpresaActual, 2019).

El WACC pondera los costos de cada una de las fuentes de capital, independientemente de que estas sean propias o de terceros, es preciso tener presente que si el WACC es inferior a la rentabilidad sobre el capital invertido se habrá generado un valor económico agregado (EVA) para los accionistas (EmpresaActual, 2019). El WACC está dado por la siguiente ecuación:

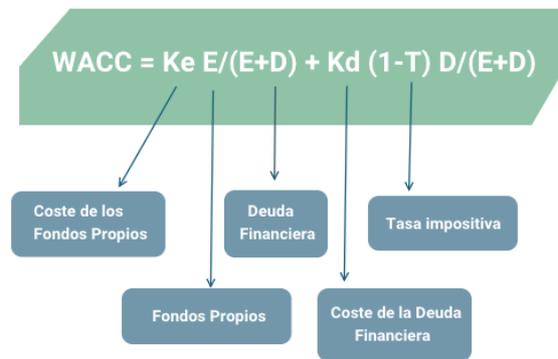


Figura 7: Ecuación de la tasa de descuentos

NOTA. Fuente: (EmpresaActual, 2019).

Por su sencillez de cálculo e interpretación es una forma de valoración recomendable para todo tipo de empresas, pequeñas, medianas o grandes (EmpresaActual, 2019).

El cálculo del WACC tiene en cuenta tanto el nivel de fondos propios de la empresa y su coste, como el nivel de endeudamiento y su coste financiero, así como la tasa impositiva que debe afrontar la empresa. Por tanto, tiene en cuenta todas las fuentes de recursos de la empresa, ya sean propias o ajenas (EmpresaActual, 2019).

$$WACC = K_e * \left(\frac{E}{E + D} \right) + K_d * (1 - T) * \left(\frac{D}{E + D} \right) \quad (2)$$

Donde:

K_e : Coste de los fondos propios,

E : Fondos propios,

D : Endeudamiento,

K_d : Coste financiero,

T : Tasa impositiva.

Para su cálculo todas las variables son conocidas de antemano excepto el coste de los fondos propios (K_e) que será necesario obtenerlo a parte. Para su obtención se utiliza el método CAPM (Capital Asset Pricing Model) como norma general.

Este método supone que existe una relación lineal entre el sector de pertenencia de la empresa y el mercado, siendo algunos sectores más volátiles que otros, por tanto, se genera un comportamiento mejor (o peor) en ciclos expansivos y, viceversa en ciclos recesivos. Así pues, la fórmula para obtener el coste del capital es la siguiente:

$$K_e = R_f + [E[R_m] - R_f] * B \quad (3)$$

Donde:

R_f : Rentabilidad del activo sin riesgo,

$E[R_m]$: Rentabilidad media del mercado,

B : Riesgo de mercado de un activo.

Para determinar la R_f se toman activos emitidos por Bancos Centrales o países de alta calificación crediticia al mayor plazo posible para evitar la distorsión que suponen las decisiones de política monetaria y aspectos coyunturales.

La $E[R_m]$ hace una predicción de la rentabilidad estimada para el conjunto del mercado lo suficientemente amplia en plazo (10 años), evitando posibles distorsiones a corto plazo.

La Beta, es el comportamiento del sector de pertenencia de la empresa respecto al mercado en función de su comportamiento. Determinar el efecto de la Beta en función de la estructura financiera de la empresa es necesario obtener la Beta apalancada según la siguiente fórmula:

$$B_e = B_u * \left(1 + \left(\frac{D * (1 - T)}{E} \right) \right) \quad (4)$$

Donde:

B_u : Beta del sector de pertenencia de la empresa,

B_e : Beta de la propia empresa en función de su estructura de capital propio y financiación externa.

Un ejemplo numérico del WACC se presenta a continuación:

Tasa libre de riesgo (R_f)	0,10%
Rentabilidad esperada del mercado ($E[R_m]$)	7,00%
Beta (B_u)	1,05
Fondos Propios (E)	1.440.000 €
Nivel de Endeudamiento (D)	3.600.000 €
Tasa Impositiva (T)	15%
Coste Financiero (K_d)	2,55%
Beta Apalancada (B_e)	3,28125
Coste de Capital (K_e)	22,74%
WACC	8,05%

Tabla 7: Interpretación del WACC

NOTA. Fuente: (EmpresaActual, 2019).

El ejemplo plantea que la empresa tiene un nivel de fondos propios de 1,44M y una deuda de 3,6M. Se asume un coste financiero del 2.55% y, una tasa impositiva del 15% (desgraciadamente una tasa optimista).

La empresa es un poco más arriesgada que la media de mercado al asignarle una Beta del 1,05, Beta que, según la estructura de capital de la empresa, una Beta apalancada del 3,28. Por otro lado, del mercado de empresas se espera que, en promedio, se espera una rentabilidad del 7%.

Con estos datos el coste de capital es del 22,74% y el WACC del 8.05%. En el caso de necesitar una valoración de esta empresa habría que descontar los flujos de caja esperados a una tasa del 8.05%.

El WACC será mayor cuanto mayor sea la tasa libre de riesgo, la rentabilidad esperada del mercado, la Beta, el nivel de endeudamiento y el coste financiero. Por otro lado, se reduce cuanto mayor sea la tasa impositiva y el nivel de fondos propios. La principal ventaja del WACC es su cálculo sencillo y fácil interpretación, aunque asume que la estructura de financiación de la empresa se mantiene constante en el tiempo (Financlick, 2020).

El coste del patrimonio (K_e) se estima generalmente utilizando el Capital Asset Pricing Model (CAPM). Este modelo sirve para calcular el precio de un activo o una cartera de inversión y supone la existencia de una relación lineal entre el riesgo y la rentabilidad financiera del activo (Financlick, 2020), dada por la siguiente ecuación:

$$K_e = RF + [E[R_m] - Rf] * b \quad (5)$$

Donde:

K_e : Coste del patrimonio,

Rf : La tasa libre de riesgo,

$E[R_m]$: La rentabilidad esperada del mercado,

b : beta.

La tasa libre de riesgo está asociada a la rentabilidad de un bono emitido por un Banco Central. Se toma como referencia la tasa de rentabilidad de un bono a 5 años (3,576%) o una obligación a 10 años (5,446%) emitidos por el Tesoro Público (rentabilidades según última subasta publicada por este organismo).

A mayor horizonte temporal, la tasa se verá menos afectada por decisiones de política monetaria y por los efectos coyunturales de la crisis.

La rentabilidad esperada del mercado requiere de un modelo predictivo para obtener una estimación de la rentabilidad de las empresas que componen el mercado o sector a estudiar.

En el caso de realizar un análisis del mercado de bases de datos; se considera la tasa de retorno promedio anual de dicho mercado para un periodo de tiempo de al menos 10 años. De esta forma se busca minimizar los efectos cortos pasistas causados por circunstancias externas.

La beta determina el riesgo de mercado de un activo, en función, de la coyuntura y fluctuación del mercado. Este riesgo no puede eliminarse, ya que es inherente a la actividad operacional y financiera de la empresa.

Suponiendo que una empresa tiene deuda en su estructura de capital, es necesario incorporar el riesgo financiero. Para ello debemos determinar una beta apalancada (β_e), siendo la formula como sigue:

$$\beta_e = \beta_u \left[1 + \frac{D(1-t)}{E} \right] \quad (6)$$

Donde:

β_e : beta apalancada,

β_u : beta des apalancada,

K_d : coste de la deuda.

La Beta apalancada se debe hallar la beta des apalancada. Para ello se recurre a múltiples fuentes de información externas (Damodaran aswath, Mergemarket, Thomson Financial...etc.). Según Damodaran, para el sector de servicios de información la beta des apalancada es de 1,08 (Damodaran, 2022).

De esta forma, para obtener la beta apalancada se aplica la fórmula descrita anteriormente con la estructura de fondos propios y deuda de la empresa en cuestión, así como la tasa impositiva correspondiente.

De igual manera, se recomienda tener en cuenta el riesgo país, el cual no se incluye en la fórmula de CAPM. Esta información es suministrada por diversas empresas privadas como CESCE.

Si se quiere determinar el K_d hay que tener en cuenta que el coste del pasivo de una empresa viene determinado más por la estructura financiera que por los mercados de capitales. Se parte de la hipótesis de que la financiación de cada proyecto obedece a la misma estructura que el conjunto de la empresa.

Por ello el coste de los pasivos ajenos, conforme a la estructura de la compañía (D/E), se establece a partir del coste de un activo sin riesgo más un spread de mercado para operaciones de financiación. Se realiza el siguiente ejercicio práctico, en el cual vamos a calcular el WACC de una compañía que presenta la siguiente estructura de capital y endeudamiento:

Concepto	%
Fondos Propios E(D+E)	30%
Endeudamiento D(D+E)	70%

Ejemplo 1: Estructura de capital y deuda de una empresa

Tasa libre de riesgo (Rf)	5,45%
Tasa impositiva	30%
Riesgo País	2,55%
Prima de mercado	3,07%
Beta apalancada	1,40%

Coste de los fondos propios	12,31%
$K_e = R_f + [E [R_m] - R_f] * b$	

Coste de la deuda	7,45%
$K_d = R_f + 200 \text{ p.b}$	

$WACC = K_e E/(E+D) + K_d (1-t) D/(E+D)$	10,18%
--	--------

Tabla 8: Datos para el cálculo e interpretación del WACC

NOTA. Fuente: (EmpresaActual, 2019).

La principal ventaja del WACC es determinar el costo de la inversión independientemente de las fuentes de financiación para así poder establecer una tasa de rendimiento superior a la WACC y que por tanto genere valor agregado para los accionistas.

Por otro lado, uno de sus inconvenientes es que el WACC, supone que la estructura de capital se mantiene constante, por lo que no contempla la posibilidad de que en el futuro la empresa reduzca o aumente su nivel de endeudamiento.

No existe un método perfecto para evaluar proyectos de inversión, sino que se recomienda una combinación de ellos (WACC; VAN; TIR) para obtener la mejor estimación posible (Financlick, 2020).

3.4.4. TASA INTERNA DE RETORNO

La Tasa Interna de Retorno (TIR) constituye una poderosa herramienta que establece de manera porcentual la viabilidad económica del proyecto. La TIR representa el valor de i (descuento), para el cuál el VAN es igual a cero (Taco & Gutierrez, 2018). El cálculo de la TIR requiere de algunas interacciones, la expresión aplicada para obtener su valor es:

$$VAN(TIR) = \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} - INV = 0 \quad (7)$$

3.4.5. VALOR ACTUAL NETO

El VAN es el resultado de restar el flujo de caja proyectado a lo largo de la vida útil del activo mediante la tasa de proyección de cada concepto y posteriormente acumularlo y traerlo a valor presente mediante la tasa de descuento, menos la inversión total del activo realizada en el año cero (Taco & Gutierrez, 2018). Para obtener el valor del VAN se implementa la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1 + i)^j} - INV \quad (8)$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto,

N : Número de años de operación del activo y de estudio de mi inversión,

FC_j : Flujo de caja en el año j ,

i : Tasa de descuento o $WACC$,

INV : Inversión total realizada en el año cero.

3.4.6. Levelized Cost of Energy (LCOE)

El costo medio de la energía o LCOE por sus siglas en inglés, se calcula a partir de los factores sumatorio y amortización. El LCOE se calcula acumulando todos los costes proyectados durante la vida útil del proyecto, esto se consigue con las tasas de proyección de cada uno de los costes y descontarlos en el presente por medio de la tasa de descuento (Pawel, 2014).

Para el cálculo del LCOE se implementa la siguiente ecuación:

$$LCOE = \left(\sum_i X_i * f_{\Sigma xi} * f_a + INV * f_a \right) + producción_anual \quad (9)$$

Donde:

X_i : Cada uno de los costes del proyecto en el año actual o cero,

$producción_anual$: La energía producida por la planta en un año,

$f_{\Sigma xi}$: Factor sumatorio de cada uno de los costes,

f_a : Factor de amortización,

INV : Inversión inicial realizada en el año cero.

3.4.7. Tipos de contratos

3.4.7.1 Modelo EPC

El modelo EPC es un tipo de contrato utilizado para el desarrollo de proyectos, usualmente de gran envergadura. Bajo esta modalidad, el contratista se encarga de la ingeniería,

las adquisiciones y contrataciones necesarias para la obra, así como la edificación de la infraestructura.

Es decir, mediante el modelo EPC, el contratista se hace responsable del diseño, las compras o inversiones requeridas y el desarrollo del proyecto. En resumen, se hace cargo de toda la obra en su conjunto.

Se le llama modelo EPC por las siglas de las palabras del inglés engineering, procurement and construction. Este tipo de contrato suele usarse para el desarrollo de grandes proyectos de inversión en sectores como electricidad, minería, hidrocarburos, entre otras industrias (Thomazios & Wong, 2021).

Las fuentes revisadas no dan una respuesta unánime sobre la diferencia entre proyecto llave en mano y modelo EPC. Aunque es notorio que son conceptos muy similares. Incluso, en algunos casos se sugiere que pueden emplearse ambos como sinónimos.

Un proyecto llave en mano es aquel donde el contratista se encarga de todo lo necesario (ingeniería, construcción y administración) y entrega la obra lista al cliente o mandante para que este no tenga que realizar ningún desembolso adicional.

En modelo EPC, el contratista puede subcontratar otras empresas para que se encarguen de ciertas funciones. Sin embargo, ante el promotor, el contratista es el único responsable, asume todo el riesgo (Thomazios & Wong, 2021).

Ventajas del modelo EPC.

Las ventajas del modelo EPC son:

- Existe una sola relación contractual que coordinar y gestionar, aquella entre el promotor y el contratista.
- El único responsable del cumplimiento de la obra es el contratista, por lo que no habrá conflictos para determinar quién debe responder por retrasos o incumplimientos.

- Al estar a cargo del proyecto en su conjunto, el contratista puede buscar formas de lograr la mayor eficiencia, como por ejemplo reducir costos en ciertos rubros.

Desventajas del modelo EPC

- Como se ha señalado previamente, el contratista asume un alto riesgo, en relación con otras modalidades de contrato. Esto puede significar un mayor costo.
- Se requiere de un contratista con experiencia y capacidad para ejecutar un gran proyecto, no siempre es fácil encontrar el candidato ideal.
- El cliente experimentará la desventaja de que no tiene control sobre el diseño y gestión del desarrollo de la obra.
- El incumplimiento o retraso del contratista tiene un fuerte impacto.

Ejemplo

Suponiendo que el Gobierno quiere impulsar la construcción de una nueva refinería de petróleo en el país. Para esto, lanza una convocatoria a través del ministerio o cartera de energía.

Una vez encontrada una empresa con la experiencia y capacidad financiera y de gestión para desarrollar la obra, esta firma ganará la adjudicación. La obra podría demorar, por ejemplo, unos cinco años.

Durante ese tiempo, la compañía estará a cargo de todo el proyecto, desde su diseño hasta la contratación de los trabajadores y la adquisición de los equipos necesarios.

3.4.7.2 Contrato Open Book

Una nueva modalidad para llevar a cabo la construcción de plantas industriales y, que cada día es más utilizada, es la modalidad Open-Book (OB). En este tipo de contrato el promotor de la instalación y el contratista fijan un precio de coste objetivo para la instalación y, un margen que el contratista cargará al precio de coste (García Garrido, 2019).

La modalidad Open Book (OB) para la realización de todo tipo de obras industriales es una variante interesante del contrato EPC, que busca reducir el precio de este tipo de contratos, pero en el que también se busca un contratista único para llevar a cabo toda la instalación (García Garrido, 2019).

En esta modalidad el contratista gestiona la obra completamente y muestra la contabilidad y los gastos en los que ha incurrido, que son abonados directamente por el promotor de la instalación o por el contratista OB, reponiéndole a aquel las cantidades abonadas. El promotor conoce en todo momento los costes reales y, conoce además perfectamente el margen que el contratista añade a esos costes, como gestor de la construcción (García Garrido, 2019).

Hay que recordar que en un contrato EPC en la mayoría de los casos el contratista se comporta como un gestor, que trocea la totalidad del contrato en pequeños paquetes y busca subcontratistas para ejecutarlos. Su papel es de coordinador y, además, asume unos riesgos. Para cubrir esos riesgos, añade no solo su margen de beneficios, sino una cantidad adicional para cubrir gastos no esperados o incluso penalizaciones (García Garrido, 2019).

En el contrato OB el promotor se asegura un precio competitivo, ya que ahorra al menos la cantidad adicional que el contratista añade como contingencias, que puede llegar a alcanzar hasta un 10% de presupuesto. Por supuesto, el coste final de la obra estará muy influido por la gestión que haga el contratista. Una mala gestión puede provocar un aumento de costes, y una buena gestión puede ahorrar mucho dinero (García Garrido, 2019).

Habitualmente, el contratista OB tiene un incentivo añadido para tratar de ahorrar costes en base a una buena gestión de la obra: el contratista recibe un bonus o una penalidad en función de consiga o no ajustarse a un presupuesto determinado, recibiendo un porcentaje del ahorro conseguido sobre ese presupuesto objetivo o una penalidad en su margen en función de lo que se aparte de él (García Garrido, 2019).

4. DESCRIPCIÓN

4.1. Sistema Solar Fotovoltaico (SFV)

En esta sección se detalla el diseño del SFV, partiendo desde los requerimientos energéticos actuales de las 100 viviendas, a partir de esto se determinó la potencia a instalar, a continuación, se presentan subsecciones donde se amplía cada uno de los aspectos del desarrollo del diseño del sistema.

4.1.1 Determinación de la energía a generar con el SFV de autoconsumo comunitario

En la Tabla 9, se describe el consumo de energía por año, por un número estimado de viviendas y por un número específico de habitantes.

No. Hab Vivienda	No. Viviendas	Consumo Medio Anual	Consumo total anual	Unidad
2	15	3.500	52.500	kWh-año
3	30	4.500	135.000	kWh-año
4	35	6.000	210.000	kWh-año
5	20	8.000	160.000	kWh-año
TOTAL			557.500	kWh-año

Tabla 9: Energía requerida por la urbanización “El Manantial”

NOTA: Datos de consumo energético de la urbanización. Fuente: Elaboración propia.

Con la premisa de obtener un 30% del requerimiento energético mediante el proyecto de energía renovable de solar fotovoltaica, se obtiene el valor de energía requerida, obteniendo un valor de 167.250 kWh-año.

4.1.2 Factor de planta del sitio de instalación

La ubicación del emplazamiento descrito en las siguientes coordenadas de Latitud - 0,31174 y longitud -78,4957 fueron obtenidas de Google Maps, estos datos permiten obtener el factor de planta de un sistema fotovoltaico dentro del área designada, para esto, se utiliza el software de simulación denominado “PVGIS”.

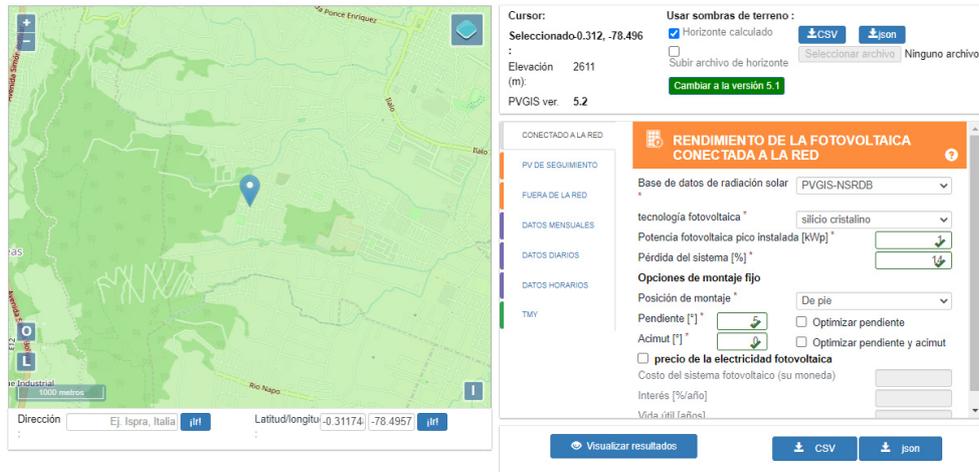


Figura 8: Interfaz del software PVGIS 5.2

NOTA: Ubicación de la urbanización. Fuente: PVGIS 2022.

La Figura 8 presenta la interfaz del software PVGIS, este software permite colocar la localización exacta del lugar donde se desea implementar el sistema fotovoltaico (Urbanización el Manantial), la Figura 9 muestra los resultados tras realizar la simulación, de aquí se establece el rendimiento anual que tendría un sistema de 1 kWp instalado en el lugar.

El factor de planta del lugar se determina aplicando la ecuación (10), el factor de planta del lugar es de 0.1684, ecuación (11).

$$Factor\ de\ Planta = \frac{Energía\ Generada\ al\ año}{8.760\ horas\ año} = \frac{1476.13\ kWh}{8.760\ horas\ año} \quad (10)$$

$$Factor\ de\ Planta = 0.168407991 \quad (11)$$

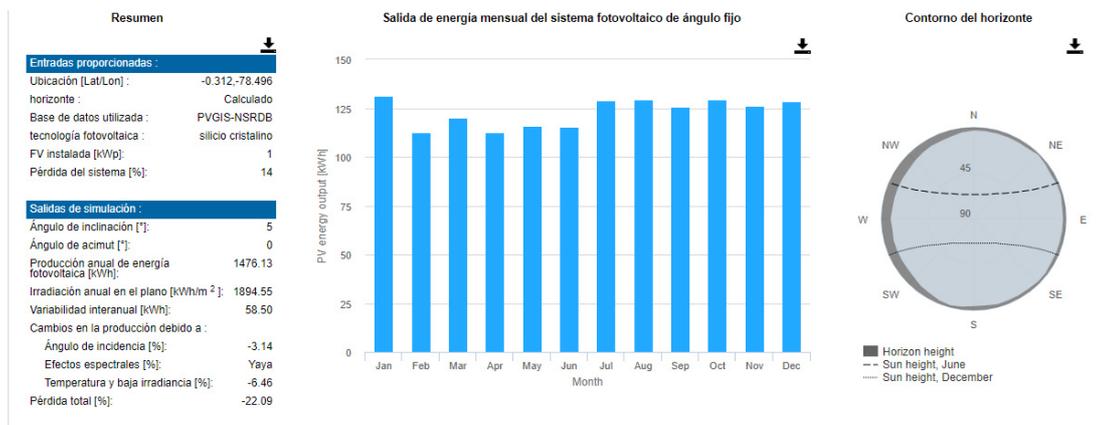


Figura 9: Rendimiento del SFV conectado a la red

NOTA. Los resultados del simulador establecen la producción anual de energía fotovoltaica en kWh de un sistema de 1 kWp en el área de la urbanización “El Manantial”. Fuente: PVGIS.

4.1.3 Dimensionamiento del sistema

A partir de los datos de consumo de la urbanización presentados en la Tabla 9 y, el factor de planta determinado en la ecuación (11), al reemplazar estos valores en la ecuación (12), se determina el tamaño del sistema fotovoltaico capaz de satisfacer la demanda de consumo energético de la comunidad.

$$Potencia\ Requerida = \frac{Consumo\ Anual}{(8.760\ horas\ año) * Factor\ de\ Planta} \quad (12)$$

$$Potencia\ Requerida = \frac{557.500\ kWh - año}{(8.760\ horas\ año) * 0.1684} = 377,91\ kWp \quad (13)$$

El valor determinado en la ecuación (13) corresponde a cubrir el 100% del consumo de la urbanización, sin embargo, para acceder a la subvención otorgada por el gobierno basta con cubrir el 30% del consumo, por lo tanto, el tamaño del sistema es de **120 kWp**.

4.1.4 Elección del tipo y maca del panel solar

En esta sección se hace uso de la herramienta de selección denominada Matriz de Ponderación, de esta manera se determinó la mejor opción de panel solar.

PANEL SOLAR	Trina Solar Vertex 495-505W	Jinko Solar Tiger Pro 72 HC 530W	QCells Duo XL-G 425W	Piemar OR10H545M
Eficiencia	21.1% (10)	20.55% (9)	20.1% (8)	20.12% (7)
Precio/Kilovatio	\$ 0.42 (8)	\$ 0.43 (7)	\$ 0.39 (9)	\$ 0.35 (10)
Performance Warranty (25 años)	84.8% (9)	84.8% (9)	86% (10)	80% (6)
Ranking	Tier 1 (10)	Tier 1 (10)	Tier 1 (10)	Tier 2 (8)
Kilovatio/Tamaño Panel	2.4 m ² (10)	2.4m ² (10)	2.38m ² (8)	2.57m ² (9)
TOTAL	46	45	45	40

Tabla 10: Matriz de ponderación de paneles solares

NOTA. Entre paréntesis se encuentra la calificación de cada panel según el criterio de evaluación, estas calificaciones fueron determinados por expertos en el área. Fuente: Elaboración Propia.

Se estableció como criterios de evaluación los siguientes aspectos: eficiencia, precio por kilovatio, rendimiento al término de 25 años (performance warranty), ranking mundial de la marca, kilovatio por tamaño del panel.

A partir de la Matriz mostrada en la Tabla 10 se establece que la mejor opción de panel solar es la que ofrece TRINA SOLAR, las especificaciones técnicas del panel solar se detallan en el APÉNDICE A.

4.1.5 Número de paneles solares y Área a ser ocupada

Una vez seleccionado el modelo del panel solar es posible determinar el número de placas solares que requerirá el sistema de generación fotovoltaica. El número de paneles está determinado por la ecuación (14).

$$\# \text{ de paneles solares} = \frac{\text{Potencia del Sistema } kWp}{\text{Potencia del panel solar } Wp} = \frac{120 \text{ kWp}}{500 \text{ Wp}} = 240 \quad (14)$$

El área requerida para colocar los 240 paneles solares se determina al aplicar la ecuación (14), el área está dada en metros cuadrados, sin embargo, hay que considerar el incremento de un 50%, y de esta manera obtener el espacio para caminar entre ellos por temas de mantenimiento, (incluye construcción caseta de obra).

$$\text{Área de Instalación} = \text{Área del Panel} * \#de\ paneles * 1,50$$

$$\text{Área de Instalación} = (2,2 * 1,1) * 240 * 1,5 = \mathbf{872m^2} \quad (15)$$

Finalmente se establece que el sistema de 120 kWp requiere de **240** paneles solares de la marca Trina Solar Vertex 500W y un área estimada de **872 m²**.

La propuesta de ubicación de los paneles solares se muestra en la Figura 10, el área delimitada en la figura representa el área que los paneles solares van a ocupar, el terreno seleccionado es un área sin ocupación ideal para colocar los elementos del SFV.



Figura 10: Ubicación sobre suelo para emplazamiento Urbanización Manantial

NOTA. Fuente: Google Maps.

4.1.6 Selección del Inversor Fotovoltaico

Se utiliza una matriz de ponderación para determinar la mejor opción de inversor a ser utilizado, se seleccionó marcas con buena disponibilidad en el mercado.

Los criterios de evaluación que fueron tomados en cuenta son: la eficiencia, la potencia de entrada máxima que soporta el inversor, número de MPPTs por número de string por MPPT y la garantía que ofrece cada fabricante.

Tras obtener los resultados obtenidos por la matriz de ponderación presentada en la Tabla 11 se selecciona el inversor SMA CORE1, la hoja de datos de este inversor se encuentra en el APÉNDICE B.

INVERSOR	SMA CORE 1 50 kW - trifásico 440V	GROWATT MAC 50 KTL3-X MV	HUAWEI SUN 2000-40 KTL-M3	FRONIUS TAURO 50-3-D
Eficiencia	98% (8)	98.8% (10)	98.7% (9.5)	98.5% (9)
Input Máximo	75 kWp (10)	65 kWp (8)	40 kWp (6)	75 kWp (10)
Número de MPPT Independiente/# de String por MPPT	6/2 (10)	3/4 (10)	4/2 (6)	7/2 (7)
Garantía	10 años (9)	5 años (6)	5 años (6)	10 años (9)
TOTAL	37	34	27.5	35

Tabla 11: Matriz de ponderación de inversores

NOTA. Los datos técnicos de cada inversor fueron tomados de las hojas de datos proporcionadas por los fabricantes en sus sitios web. Fuente: Propia.

4.1.7 Especificaciones de equipos y materiales necesarios

Los materiales necesarios cable fotovoltaico, conectores MC4 y estructura de montaje para paneles sobre piso. Estos materiales y sus especificaciones se presentan en las hojas técnicas proporcionadas por el fabricante, las hojas técnicas están adjuntas en los APÉNDICES D, E y F.

4.1.8 Diseño del SFV de 120 kWp

La ubicación de instalación del sistema fotovoltaico se muestra en la **Figura 11**, además, se observa la disposición propuesta para la colocación de los 240 paneles solares 500W. La superficie cuenta con 240 paneles solares ubicados en dirección Norte, estas placas solares tienen una inclinación de 5°.



Figura 11: Ubicación de los paneles solares de 500 W

NOTA. Fuente: SunnyDesign.

El sistema de 120 kWp fue diseñado para usar 2 inversores SMA modelo CORE1 de 50 kW cada uno, las conexiones de la superficie y como están dispuestas en relación a cada inversor se detallan en la Figura 12, Figura 13 y Figura 14.

Datos de diseño fotovoltaicos	
Entrada A: Edificio 1: Superficie 1 (Norte)	30 x Trina Solar Energy TSM-500DE18M(II) (Vertex) (05/2021), Acimut: -168 °, Inclinación: 5 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada B: Edificio 1: Superficie 1 (Norte)	30 x Trina Solar Energy TSM-500DE18M(II) (Vertex) (05/2021), Acimut: -168 °, Inclinación: 5 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada C: Edificio 1: Superficie 1 (Norte)	15 x Trina Solar Energy TSM-500DE18M(II) (Vertex) (05/2021), Acimut: -168 °, Inclinación: 5 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada D: Edificio 1: Superficie 1 (Norte)	15 x Trina Solar Energy TSM-500DE18M(II) (Vertex) (05/2021), Acimut: -168 °, Inclinación: 5 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada E: Edificio 1: Superficie 1 (Norte)	15 x Trina Solar Energy TSM-500DE18M(II) (Vertex) (05/2021), Acimut: -168 °, Inclinación: 5 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada F: Edificio 1: Superficie 1 (Norte)	15 x Trina Solar Energy TSM-500DE18M(II) (Vertex) (05/2021), Acimut: -168 °, Inclinación: 5 °, Tipo de montaje: Techo

Figura 12: Datos del diseño fotovoltaico en el inversor 1

NOTA. Fuente: SunnyDesign.

	Entrada A:	Entrada B:	Entrada C:
Número de strings:	2	2	1
Módulos fotovoltaicos:	15	15	15
Potencia pico (de entrada):	15,00 kWp	15,00 kWp	7,50 kWp
Tensión de CC mín. INVERSOR (Tensión de red 277 V):	150 V	150 V	150 V
Tensión fotovoltaica normal:	✔ 615 V	✔ 615 V	✔ 615 V
Tensión mín.:	555 V	555 V	555 V
Tensión de CC (Inversor): máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Tensión fotovoltaica máx.	✔ 834 V	✔ 834 V	✔ 834 V
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP:	20 A	20 A	20 A
Corriente máx. del generador:	ⓘ 23,4 A	ⓘ 23,4 A	✔ 11,7 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de regulación del MPP:	30 A	30 A	30 A
Corriente máx. de cortocircuito FV	✔ 24,6 A	✔ 24,6 A	✔ 12,3 A

Figura 13: Configuración a las entradas A, B y C del inversor 1

NOTA. Fuente: SunnyDesign.

	Entrada D:	Entrada E:	Entrada F:
Número de strings:	1	1	1
Módulos fotovoltaicos:	15	15	15
Potencia pico (de entrada):	7,50 kWp	7,50 kWp	7,50 kWp
Tensión de CC mín. INVERSOR (Tensión de red 277 V):	150 V	150 V	150 V
Tensión fotovoltaica normal:	✔ 615 V	✔ 615 V	✔ 615 V
Tensión mín.:	555 V	555 V	555 V
Tensión de CC (Inversor): máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Tensión fotovoltaica máx.	✔ 834 V	✔ 834 V	✔ 834 V
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP:	20 A	20 A	20 A
Corriente máx. del generador:	✔ 11,7 A	✔ 11,7 A	✔ 11,7 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de regulación del MPP:	30 A	30 A	30 A
Corriente máx. de cortocircuito FV	✔ 12,3 A	✔ 12,3 A	✔ 12,3 A

Figura 14: Configuración de entradas D, E y F

NOTA. Fuente: SunnyDesign.

La Figura 13 detalla la configuración a las entradas A, B y C del inversor 1, mientras que en la Figura 14 se muestra la configuración de entradas D, E y F. Al tratarse de un diseño distribuido de manera equilibrada, la configuración de entradas referidas al inversor 2 será exactamente igual a la configuración del inversor 1.

4.1.9 Simulación de la producción de la planta fotovoltaica

El desarrollo de este ítem se efectuó utilizando el software “Sunny Design” la Figura 15 muestra el rendimiento mensual esperado del sistema fotovoltaico de 120 kWp, la simulación se realizó con la ubicación real donde se propone la instalación del sistema, es decir, los datos de generación fotovoltaica se calcularon en relación a las condiciones reales de radiación solar.

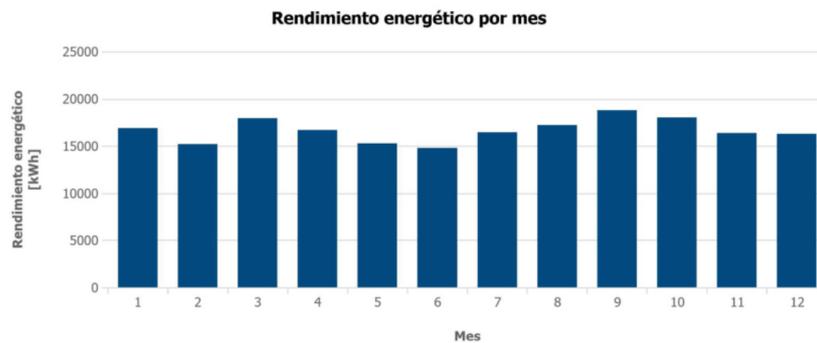


Figura 15: Estimación de generación energética del sistema fotovoltaico

NOTA. Fuente: SunnyDesign.

La Tabla 12 presenta los valores de rendimiento de generación energética mensual y el porcentaje de rendimiento del sistema.

Mes	Rendimiento Energético (kWh)	Coefficiente de Rendimiento
Enero	16495,00	85%
Febrero	14607,00	84%
Marzo	17158,00	85%
Abril	16203,00	85%
Mayo	15604,00	86%
Junio	15825,00	85%
Julio	16950,00	85%
Agosto	16794,00	84%
Septiembre	17803,00	83%
Octubre	17803,00	85%
Noviembre	16054,00	84%
Diciembre	15972,00	84%

Tabla 12: Valores de rendimiento del sistema fotovoltaico

NOTA. Fuente: SunnyDesign

4.1.10 Memoria técnica

Un grupo de 100 viviendas ubicadas en la ciudad de Quito ha recibido una subvención del gobierno ecuatoriano para el desarrollo de un proyecto que repercuta un ahorro energético de un 30% el consumo total de energía de la comunidad de viviendas

La demanda energética anual de las 100 viviendas es de 557.500 kWh-año, es decir, el consumo mensual es aproximadamente 46.458 kWh-mes. A partir de esta información se dimensiona un sistema de 120 kWp, este sistema es capaz de cubrir el 35% del consumo energético de las 100 viviendas.

El desarrollo de este apartado utiliza el software de simulación proporcionado por la unión europea denominado "PVGIS", especificando la ubicación del sector donde el sistema va a ubicarse, además, del tamaño del sistema 120 kWp y los grados de inclinación de las placas fotovoltaicas.

Debido a la ubicación geográfica de Ecuador el ángulo de inclinación más recomendable es 0°, sin embargo, al tomar en cuenta la inclinación mínima que se requiere para que el agua de lluvia no se estanque sobre las placas solares, se colocarán a los paneles a 5°.

Los valores de energía generada van decreciendo cada año, esto se debe a que se tomó en cuenta el porcentaje de degradación de la eficiencia de las placas solares, especificadas por el fabricante en su ficha técnica, Tabla 13.

Año	Generación Fotovoltaica (kWh-año)
1	197.268,00
2	193.322,64
3	192.237,67
4	191.152,69
5	190.067,72
6	188.982,74
7	187.897,77
8	186.812,80
9	185.727,82
10	184.642,85
11	183.557,87
12	182.472,90
13	181.387,93
14	180.302,95
15	179.217,98
16	178.133,00
17	177.048,03
18	175.963,06
19	174.878,08
20	173.793,11
21	172.708,13
22	171.623,16
23	170.538,19
24	169.453,21
25	168.368,24
26	167.283,26
27	166.198,29
28	165.113,32
29	164.028,34
30	162.943,37
TOTAL	5.363.125,12

Tabla 13: Producción simulada de la planta fotovoltaica

NOTA. Fuente: PVGIS 2022.

4.1.11 Características eléctricas del campo fotovoltaico

Las especificaciones del voltaje y corriente de cada string del generador fotovoltaico se presentan a continuación:

La ecuación (16) presenta el valor calculado del voltaje de circuito abierto por string del generador fotovoltaico.

$$VDC_{max} = Nro\ de\ Paneles * Voc$$

$$VDC_{max} = 10 * 51.7V = 517V \quad (16)$$

Donde:

VDC_{max} : Voltaje máximo de operación del generador fotovoltaico.

Voc : Voltaje máximo de operación del panel a 25 °C.

La ecuación (17) se utiliza para calcular la corriente de operación máxima del GFV por string que tiene que soportar el inversor seleccionado.

$$IDC_{max} = Nro\ de\ Cadenas * Imp$$

$$IDC_{max} = 2 * 11.69 A = 23,38 A \quad (17)$$

Donde:

IDC_{max} : Corriente máxima de operación del generador fotovoltaico.

Imp : Corriente máxima de operación del panel a 25 °C.

La corriente de corto circuito que tiene el generador fotovoltaico por string se calcula a partir de la ecuación (18).

$$Isc_{max} = Nro\ de\ Cadenas * Isc$$

$$Isc_{max} = 2 * 12,28 A = 24,56 A \quad (18)$$

Donde:

Isc_{max} : Corriente máxima de operación del generador fotovoltaico

Isc : Corriente máxima de operación del panel a 25 °C.

A continuación, se detallan las características del campo fotovoltaico (DC):

GENERADOR FOTOVOLTAICO (DC)	
VOLTAJE DE MAXIMA POTENCIA (string 10 módulos)	428 V DC
VOLTAJE EN CIRCUITO ABIERTO (string 10 módulos)	517 V DC
CORRIENTE DE MAXIMA POTENCIA	23,38 A
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	24,56 A

Tabla 14: Características del campo fotovoltaico (DC)

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La siguiente tabla presenta los valores obtenidos a la salida del inversor.

INVERSOR FOTOVOLTAICO (AC)	
POTENCIA NOMINAL	50 kW
VOLTAJE SUMINISTRADO A LA RED	480 V
CORRIENTE A LA SALIDA	80 A

Tabla 15: Características del inversor fotovoltaico (AC)

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.1.12 Cálculo de la reducción de emisiones de CO2

La cantidad de CO₂ que se dejará de emitir al instalar el sistema de 120 kWp son presentados en el desarrollo de esta sección, los datos fueron obtenidos del software propio de la marca SMA “Sunny Design”, por lo que estos datos tienen la certificación europea con los que cuenta la marca (USEPA, 1996).

Según la plataforma web propia de la marca SMA denominada “SunnyPortal”, el equivalente por cada kWh-mes generado es de 700 gramos CO₂ no emitidos hacia la atmósfera.

A partir de esto es posible deducir la cantidad de CO₂ que se dejará de emitir gracias a la instalación del sistema de generación fotovoltaica de 120 kWp.

Al ser instalado el sistema dejará de emitir **3.754 toneladas de CO₂** al finalizar los 30 años que dura el proyecto.

4.1.13 Presupuesto de ejecución

Al presupuesto planteado en la Tabla 16, debe añadirse el costo de alquiler de la superficie donde se colocarán las placas solares, el sistema requiere un área de instalación de aproximadamente 900 m².

SISTEMA GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 120 kWp						
ITEM	DESCRIPCIÓN	MARCA	UNIDAD	CANTIDAD	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	Ingeniería, Suministro e Instalación de un Sistema de Generación Solar Fotovoltaico de 120 kWp	Trinasolar	kWp	120	\$ 848,07	\$ 101.768,40
DESCRIPCIÓN DE LOS MATERIALES QUE INCLUYE EL SISTEMA FOTOVOLTAICO:						
	Levantamiento de Información, Ingeniería, Diseño y Trámites de Aprobación Emelnorte.	N/A	Global	1		
	Tablero DC y AC, protecciones y accesorios.	N/A	Global	1		
	Cableado de Corriente Continua y Alterna	N/A	Global	1		
	Soportería para paneles de Aluminio	N/A	Global	1		
	Sujetadores tipo clamp	N/A				
	Conectores MC4	N/A				
	Inversor Sunny Tripower CORE1 de 50 kW en AC Tecnología Multistring Transformerless Marca SMA Germany	SMA	Unidad	2		
	Panel solar de 490-505W- Trina Solar Vertex Duomax	Trinasolar	Unidad	240		
	Acceso para un (1) usuario para visualización y monitoreo remoto del Sistema Fotovoltaico en realtime Incluye licencia.	SunnyPortal y/o similar	Unidad	1		
	Asistencia Local y/o Remota	N/A	Global	1		
	Asistencia Local y/o Remota	N/A	Global	1		
Sistema Fotovoltaico:					Subtotal	\$ 101.768,40
(Paneles Solares No Gravan IVA).					Base 0%	\$ 56.990,30
(Inversores, Soportes, Cables, Protecciones, Ingeniería y Mano de Obra).					Base 12%	\$ 44.778,10
(Inversores, Soportes, Cables, Protecciones, Ingeniería y Mano de Obra).					IVA 12%	\$ 5.373,37
					TOTAL SFV	\$ 107.141,77

Tabla 16: Presupuesto de ejecución SFV 120 kWp

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El alquiler anual de cada hectárea es de \$1.000 USD, por lo tanto, al realizar una regla de tres simple se asume que, el alquiler del costo por el alquiler de 900 m² en la zona es de \$ 90 USD anual, tomando en cuenta un incremento anual del 1.5% los costos de cada año a lo largo del periodo de 30 años se muestran en la Tabla 17.

Año	Precio de alquiler anual
1	\$90
2	\$91,4
3	\$92,7
4	\$94,1
5	\$95,5
6	\$97,0
7	\$98,4
8	\$99,9
9	\$101,4
10	\$102,9
11	\$104,4
12	\$106,0
13	\$107,6
14	\$109,2
15	\$110,9
16	\$112,5
17	\$114,2
18	\$115,9
19	\$117,7
20	\$119,4
21	\$121,2
22	\$123,0
23	\$124,9
24	\$126,8
25	\$128,7
26	\$130,6
27	\$132,5
28	\$134,5
29	\$136,5
30	\$138,6
TOTAL	\$ 3.378

Tabla 17: Costo por arrendamiento de piso (terreno)

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

En resumen, el costo total del SFV más el valor de alquiler del terreno asciende a \$ 110.519,77 USD. Adicional el gobierno de Ecuador proporciona una subvención de \$ 75.000 USD, con lo que se debe disponer de un capital de \$ 35.519,77 USD para la ejecución del mismo.

4.1.14 Plan de contratación en función de las características de la planta

Llevar a cabo la ejecución del proyecto requiere de un equipo de trabajo conformado por 8 profesionales.

Cargo	Número de Profesionales
Supervisora	1
Ingeniera especialista Sistemas Fotovoltaicos	1
Jefa de Montaje	1
Ayudante de Instalación	5

Tabla 18: Número de trabajadores

NOTA: Para acceder a la subvención ofrecida por el gobierno es necesario tener un 30% de cuota femenina de los trabajadores, es decir, de los 8 puestos 3 deben ser ocupados por mujeres. acceder a la subvención ofrecida por el gobierno es necesario tener un 30% de cuota femenina de los trabajadores, es decir, de los 8 puestos 3 deben ser ocupados por mujeres. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 18 se muestran los cargos y el número de profesionales que se necesitan.

4.1.15 Plan de ejecución

El plan de ejecución del proyecto se detalla en el cronograma de ejecución que se presenta en la Tabla 19.

PROYECTO: PBL GRIPO 10 - UIDE - 120kWp
UBICACIÓN: Pichincha - Quito

SISTEMA FOTOVOLTAICO 120 kWp - 125 kWn		SEM 1					SEM 2				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	DÍA 1	DÍA 2	DÍA 3	DÍA 4	DÍA 5	DÍA 6	DÍA 7	DÍA 8	DÍA 9	DÍA 10
1	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO										
1.1	COLOCACIÓN DE MATERIAL EN PUNTOS CLAVES	■									
1.2	ESTRUCTURA METÁLICA	■	■								
1.3	COLOCACIÓN DE MÓDULOS			■	■						
1.4	CONEXIÓN DE MÓDULOS			■	■						
1.5	ACONDICIONAMIENTO DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN					■					
1.6	CANALIZACIONES						■				
1.7	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, CAJAS E INVERSORES						■				
1.8	CABLEADO CC							■			
1.9	CABLEADO AC								■		
1.10	RED DE TIERRAS									■	
2	SISTEMAS DE CONTROL										
2.1	EQUIPOS DE CONTROL Y MONTAJES ASOCIADOS							■	■	■	■
3	VARIOS										
3.1	CONTROL DE CALIDAD	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3.2	PRUEBAS Y ENSAYOS	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3.3	SEGURIDAD Y SALUD	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Tabla 19: Cronograma de ejecución de la obra

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.1.16 Manual y presupuesto de operaciones de mantenimiento

La evolución del campo ha provocado que la industria deba cambiar y adaptarse, de esta manera han surgido nuevas empresas con más fuentes de empleo y técnicas más avanzadas. La operación y Mantenimiento (O&M) es una parte fundamental que garantiza el crecimiento y avance de la tecnología solar fotovoltaica.

Esta aseveración se fundamenta debido a que estadísticamente el mayor porcentaje de fallas se producen debido a inconvenientes relacionados con los apartados de planificación, diseño, instalación y mantenimiento; no se relacionan a los componentes (Soto Olea, Hernández, & Almarza, 2018).

Beneficios del Mantenimiento.

En general los sistemas fotovoltaicos son seguros y confiables. Su vida útil puede extenderse hasta los 25 años. Sin embargo, los componentes de un SFV al estar expuestos a condiciones ambientales adversas. Con el transcurso del tiempo estas condiciones llegan a mermar su rendimiento (Soto Olea, Hernández, & Almarza, 2018).

A pesar de las normas que los dispositivos de un SFV cumplen siempre existirá un porcentaje mínimo de fallas como por ejemplo un fusible defectuoso. Existen ocasiones en las que estas averías se reparan a bajo costo, caso contrario el rendimiento y los ahorros proyectados por el costo del kWh se verán afectados.

Ventajas de un Plan de O&M.

- Salvaguardar el rendimiento de la producción de un SFV, extendiendo la mayor cantidad de tiempo su máxima generación energética.
- Maximizar la operación del SFV y niveles de energía entregados.
- Incrementar al máximo la vida útil de la planta FV.
- Minimizar los costos de operación y mantenimiento del SFV. Es necesario considerar que el costo del mantenimiento de la planta de generación fotovoltaica debe ser cubierto, y

depende de las condiciones de cada beneficiario/dueño de la instalación asegurar su implementación y buena aplicación (Soto Olea, Hernández, & Almarza, 2018). Algunas de las opciones que se pueden considerar para la implementación de un Plan de O&M son:

- Usar personal propio capacitado para realizar el mantenimiento.
- Contratar el mantenimiento a la empresa que ejecutó la instalación.
- Contratar a un proveedor de mantenimiento externo.

Los componentes de un plan de mantenimiento son:

Un plan de O&M incluye 3 diferentes tipos de mantenimiento el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, estos tres componentes son los que forman un plan de mantenimiento integral que garantizará un buen desempeño del sistema, una muestra mucho más visual se presenta en la Figura 16. Además, un buen plan de mantenimiento y operación incluye los siguientes puntos.



Figura 16: Componentes de un plan de mantenimiento

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

- Información de contacto del responsable o responsables de llevar a cabo el mantenimiento, además, debe contener información del propietario, y los números de emergencia.
- Documentación detallada del sistema donde constes los planos as-built, especificaciones técnicas, fotografías y todas las consideraciones de seguridad especiales.
- Estimaciones de rendimiento y estudios previos donde consta la irradiación/sombra del área donde está colocado el sistema fotovoltaico, incluyendo una descripción de las condiciones nominales, esto con la intención de facilitar una posible merma de rendimiento que ayude a identificar posibles fallas.
- Los manuales de equipos operación y en especial mantenimiento donde se señalen las descripciones de indicadores operacionales, medidores y mensajes de error, guía con problemas comunes e instrucciones para acercarse a la solución de cada problema.
- Lista de inspecciones que deben realizarse, frecuencia, estimación de duración y recursos físicos estimados para cada una de ella, este inciso forma parte del mantenimiento preventivo.
- En el caso de que el SFV llegue a presentar fallas se debe estimar un presupuesto que cubra cualquier tipo de esas eventualidades. Las actividades de mantenimiento previamente mencionadas deben ser valorizadas.
- Procedimientos documentados que especifiquen las acciones necesarias para las pruebas después de intervención o una reparación.
- Planos de ubicación de todos y cada uno de los equipos con marca, modelo y números de serie.
- Informes mensuales, trimestrales y anuales.
- Garantías del instalador y equipos del sistema.

- El Presupuesto para el mantenimiento que incluye los costos operativos de monitoreo y diagnóstico, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo, y un importe global para cubrir gastos adicionales, tales como reemplazar componentes después de la garantía.

Mantenimiento preventivo

La aplicación de un mantenimiento preventivo tiene por objetivo evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del sistema fotovoltaico en general y, de esta manera, aumentar su producción, limitar y disminuir los costos e incrementar su vida útil. El mantenimiento preventivo debe tener un equilibrio donde los costos no sobre pasen a los beneficios, caso contrario el mantenimiento está mal aplicado y no tendrá sentido.

Las normas y protocolos de este tipo de mantenimiento dependen del sistema, tamaño, diseño y condiciones del entorno. Las condiciones ambientales que llegan a afectar el mantenimiento incluyen: humedad, gradientes térmicos altos, nieve, polen, presencia de aves, altos índices de radiación ultravioleta, ambientes marinos, vientos fuertes, emisiones industriales o polvo causado por movimiento de tierras o tráfico (agricultura o construcciones cercanas) (Soto Olea, Hernández, & Almarza, 2018).

Limpieza.

La frecuencia de limpieza varía por lo que se debe tener en cuenta los siguientes elementos para llevarla a cabo.

- Cuantificar de manera porcentual la cantidad de suciedad acumulada sobre las placas solares estableciendo las pérdidas de irradiación o eléctricas.
- Cuando se presenta un mayor índice de radiación la limpieza es imperiosa.
- Valor monetario de la energía en el mercado: a mayor precio, mayor sentido tiene la limpieza, provocando una mayor compensación económica.

- La lluvia es un gran aliado al momento de realizar la limpieza, incluso existen operadores que confían en estas precipitaciones para realizar este procedimiento.

La limpieza será económica y eficiente cuando el beneficio en términos de producción supere el costo que implica realizarla. En general, se recomienda realizar una limpieza frecuente durante los meses de mayor generación (Soto Olea, Hernández, & Almarza, 2018), se debe tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Instrucciones de limpieza que el fabricante presenta en las hojas de datos.
- Medidas de seguridad necesarias: EPP, línea de vida, plataforma elevadora y/o andamio en caso de sistemas en altura y certificados de capacitación para realizar este tipo de trabajos
- No caminar sobre los paneles solares. Esto daña los módulos y se corre el riesgo de resbalar debido a una posible presencia de humedad o cualquier sustancia resbalosa. Es recomendable usar bastones telescópicos no conductores, mangueras y escobas largas que permitan alcanzar los módulos más alejados.
- Verificar que no hay módulos rotos.
- No esparcir agua sobre módulos que presenten algún tipo de fisura.
- Identificar zonas de riesgo.
- Presencia de drenajes que permitan una fácil y eficiente evacuación del agua con la que se realiza la limpieza.
- Evitar diferencias de temperatura entre el agua y el módulo, no usar agua muy fría sobre un panel solar fotovoltaico caliente. Grandes diferencias de temperatura podrían ocasionar la fractura del vidrio de los módulos. Realizar la limpieza cuando existe poca diferencia de temperatura. Es mejor evitar las horas donde existe un alto porcentaje de radiación, es decir, temprano en la mañana o ya muy entrada la tarde.

La Tabla 20 muestra información del tiempo necesario para la limpieza de módulos solares y la cantidad de agua utilizada. Esta información es referencial, ya que la frecuencia de la limpieza depende exclusivamente de las condiciones ambientales donde el proyecto va a ser implementado.

	Regimiento Copiapó	Centro Cultural GAM	CESSFAM Parral
Potencia	30 kWp	100 kWp	60 kWp
Actividades	Tiempo en horas por tarea	Tiempo en horas por tarea	Tiempo en horas por tarea
Limpieza polvo	2	1.5	2
Retiro de manchas y excrementos	0.5	1	1
Lavado de panel con agua u otro líquido	1	1	1
Secado de panel	0.25	1	1
Repaso al vidrio ya marco anodizado	0.25	1	1
TOTAL, TIEMPO	4 hrs. x 3 personas	5.5 hrs. x 3 personas	6 hrs. x 3 personas
Litros de agua	75	225	800

Tabla 20: Instrucciones de mantenimiento de SFV

NOTA. Fuente: (Soto Olea, Hernández, & Almarza, 2018).

Análisis de infrarrojos

El análisis de infrarrojos (IR) o termografía es una técnica de medición no destructiva, proporciona en tiempo real de establecer características tales como: distribuciones bidimensionales de condiciones térmicas de los paneles solares, además, de otros periféricos eléctricos. Las mediciones se realizan durante el funcionamiento normal y pueden ser aplicadas a cada módulo de manera individual o todo el conjunto.

En la Figura 17, se muestra un ejemplo de utilización de la cámara termográfica para la detección de fallos por celdas inactivas (izquierda de la imagen) y hot spots (a la derecha). Este tipo de análisis es útil al momento de detectar fallos en las conexiones de módulos, conexiones de barras, detección de puntos calientes o fallos en los diodos.

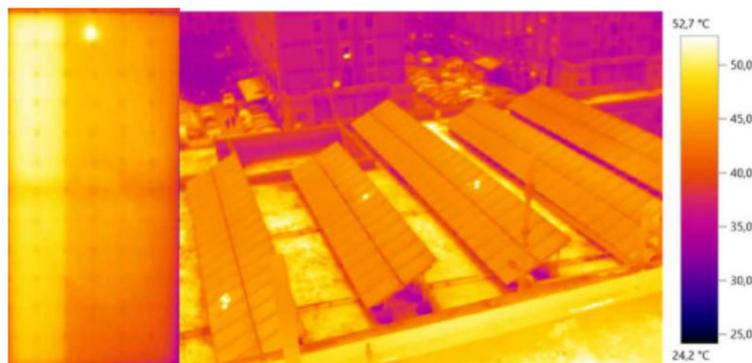


Figura 17: Detección de fallo a través de cámara termodinámica

NOTA. Fuente: PI Berlín AG

Mantenimiento Correctivo.

El mantenimiento correctivo comprende las acciones necesarias que se deben llevar a cabo en caso de que lleguen a surgir determinadas fallas. A continuación, la Tabla 21 y la detalla las fallas más representativas del SFV.

	Tipo de falla	Inspección visual	Multímetro (V,Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	Termografía	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional
Módulo FV	Ensuciamiento y sombras	x		x			x		x	(x)		(x)
	Delaminación	x										
	Diodos bypass		x	x			x	x	x	x		x
	Contactos/Conexiones	x		x			x	x	x	x		x
	Humedad	x				x						
	Rotura de vidrio	x		(x)		x	x	x	x			x
	Puntos calientes	x		x			x		x			x
	Degradación			x				x	x	x	x	

Tabla 21: Tipo de fallas, pruebas y medidas para módulos FV

NOTA. Fuente: DGS Berlín e, V.

4.1.17 Caseta de Obra

Es necesario colocar una caseta de obra, en este lugar se realizará el monitoreo y gestión de la planta fotovoltaica. La caseta eléctrica posee los siguientes requerimientos:

- 3 puntos de luz de bajo consumo de 20 W que funcionarán todos los días durante aproximadamente 3 horas de forma simultánea.
- 1 ordenador con una potencia de 100 W con un uso de 4 horas al día.

En la Tabla 23 se presenta el estudio de cargas, en ella se detalla todos los elementos que componen el sistema, la potencia de trabajo, la potencia del inversor, las horas de uso y la energía que consumirá cada dispositivo. A partir de estos datos se diseñará el sistema fotovoltaico aislado.

CARGAS AC					
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	POTENCIA DE TRABAJO (W)	POTENCIA DE INV (W)	HORAS USO (h/día)	ENERGÍA (W/h*día)
3	FOCOS LED	20	60	3	180
1	COMPUTADOR PORTATIL	100	100	4	400
4	TOTAL	120	160	7	580

Tabla 23: Estudio de carga

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

MES	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
IRRADIACIÓN (Wh/m ²)	168,86	144,8	153,92	144,3	148,61	148,12	165,08	166,25	162,55	166,33	161,3	164,43
HSP	5,45	5,17	4,97	4,81	4,79	4,94	5,33	5,36	5,42	5,37	5,38	5,30

Tabla 24: Horas solares pico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 24 muestra la información que corresponde a las horas solares pico con las que se cuenta en el área donde irá el sistema aislado, estos datos fueron obtenidos de la base de datos de PVGIS.

Estos datos son relevantes ya que gracias al dato de horas sol con las que se cuenta es posible dimensionar el sistema de acuerdo a la normativa que dice que los sistemas aislados deben poseer al menos 3 días de autonomía.

La Tabla 25 presenta los datos del diseño a partir del cual se realizó el sistema fotovoltaico aislado.

DATOS DEL SISTEMA	
Días de autonomía (u)	3
Horas de sol pico (h)	4,79
Tensión del sistema (V)	12

Tabla 25: Datos de diseño

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El consumo medio diario mensual en vatios hora y en amperios hora, se muestran en la Tabla 26, estos datos fueron obtenidos a partir de los requerimientos de la caseta más el 20%, este criterio de diseño se implementó por seguridad y tener un margen de generación adicional a los requerimientos.

ESTIMACIÓN DE CONSUMO MEDIO DIARIO MENSUAL	
Lmd (Whd)	696,00
Lmd (Ahd)	58,00

Tabla 26: Consumo medio diario

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

PANEL SOLAR	
Potencia (W)	100
Voltaje célula (V)	12
Corriente de cortocircuito (Isc)(A)	5,56
Voltaje circuito abierto (Voc)(V)	22,74
Voltaje máximo (Vmp)(V)	18,94
Corriente máxima (Imp)(A)	5,28

Tabla 27: Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico requerido por el sistema de generación aislado son los de la Tabla 27. El panel fotovoltaico especificado se eligió en función del consumo medio diario mensual.

Por lo tanto, el generador fotovoltaico debe tener una potencia mínima de: $Lmd (696Whd) / HSP (4.79) = 145,19 \text{ Wp}$, la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios (se toma en cuenta las características presentadas en la Tabla 27) son dos unidades, con una configuración en paralelo.

GENERADOR FOTOVOLTAICO	
Potencia total (P _{tmin})(Wp)	145,19
Cantidad de paneles	1,45
Número de paneles en paralelo	2,00
Número de paneles en serie	1,00

Tabla 28: Configuración del generador fotovoltaico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La profundidad de descarga que se tomó en cuenta es del 50%, se eligió este criterio con la intención de maximizar la vida útil de las baterías, además, los días de autonomía, el consumo medio diario en amperios hora y el porcentaje de descarga de las baterías se toman en cuenta para establecer los requisitos del banco de baterías.

BANCO DE BATERÍAS	
Profundidad de descarga máxima diaria de la batería	50%
Capacidad diaria de la batería (Ah)	348,00
BATERÍA DISPONIBLE	
Tensión de la batería (V)	12
Capacidad de batería disponible (Ah)	200
Número de baterías en paralelo	1,74 (2)
Número de baterías en serie	1,00

Tabla 29: Requisitos del sistema de almacenamiento de energía

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

En el mercado existe una batería de 200 Ah, por lo tanto, se requiere de dos baterías 12V 200 Ah con una configuración en paralelo que servirán de banco de baterías para el sistema aislado.

El dimensionamiento del inversor se realiza en función de la potencia instantánea de la suma de consumos presentados en la Tabla 29 más un 20%, de esta manera se garantiza el funcionamiento de los equipos, la capacidad mínima requerida por el inversor es de 192 Watts, sin embargo, en el mercado se encontró un inversor de 500 Watts.

INVERSOR FOTOVOLTAICO	
Potencia AC del inversor (W)	192,00
Potencia AC del inversor (W)	500,00

Tabla 30: Dimensionamiento del inversor fotovoltaico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El regulador de carga se seleccionó en función de la corriente del generador fotovoltaico (2x5.56 A) más el 20% por seguridad, obteniendo un total de 13,34 A, sin embargo, en el mercado se cuenta con un regulador de 15 A.

Las hojas técnicas de los fabricantes donde están las especificaciones técnicas de los componentes del sistema aislado corresponden a los APÉNDICES F, G, H, I y J.



Figura 18: Ubicación de la caseta de monitoreo

NOTA. Fuente: SunnyDesign.

4.2. Sistema Solar Térmico

4.2.1 Factor de corrección K

El valor k según latitud y meses del año, para latitud 0°, los datos específicos para la zona son presentados en la Tabla 31 que se muestra a continuación.

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Tamb (°C)	13,6	13,9	13,8	13,8	13,9	14,1	13,8	14,2	13,8	13,6	13,5	13,5
Taf (°C)	11,6	11,9	11,8	11,8	11,9	12,1	11,8	12,2	11,8	11,6	11,5	11,5
Rad. Solar (kWh/m2-dia)	4,94	4,64	4,78	4,53	4,83	4,69	5,53	5,47	4,89	5,25	5,14	5,14
Factor Correccion K (kWh/m2-dia)	1,02	1,01	1	0,98	0,97	0,96	0,97	0,98	1	1,01	1,02	1,02
Rad. Solar (kWh/m2-dia)	5,0388	4,6864	4,6844	4,3941	4,6368	4,5493	5,4194	5,47	4,9389	5,355	5,2428	5,2428
Rad. Solar (kWh/m2-mes)	156,20	131,22	145,22	131,82	143,74	136,48	168,00	169,57	148,17	166,01	157,28	162,53

Tabla 31: Energía requerida para la comunidad

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Cálculo para una vivienda

El cálculo para una sola vivienda en la que habitan 5 personas con un área de 110 m² y un techo de 11 m², se describe en la Tabla 32, para las características del panel escogido se considera un área de 2,5 m² y un área de captación real de 2,3 m².

4.2.2.1 Demanda de energía por vivienda

Una vez que se ha definido las necesidades energéticas de la vivienda es necesario seleccionar un dispositivo indicado que sirva para satisfacer en su totalidad los requerimientos antes mencionados.

Las características técnicas del captador solar se presentan en la Tabla 33, de igual manera es necesario instalar varios equipos para cubrir la demanda total diaria, tras realizar el dimensionamiento del sistema se determinó que son 4 el número de captadores requeridos por vivienda para cubrir su demanda.

La Tabla 34 presenta los datos de la demanda requerida en periodos mensuales y anuales, estos datos se usan en secciones posteriores para realizar el diseño completo del sistema que requiere la comunidad.

DATOS DEMANDA ACS	
TIPOLOGÍA DE EDIFICIO	Viviendas unifamiliares
DEMANDA DIARIA A 60°C	50
No. dormitorios	-
No. personas	5
CONSUMO EXTRA	No
DEMANDA TOTAL ACS DEL EDIFICIO	250
TEMP. ACUMULADOR FINAL (°C)	60°
TEMPERATURA ACS (°C)	60 °C
TEMPERATURA MINIMA ACS (°C)	47 °C
FUENTE DE APORTE AUXILIAR	General
DATOS DEMANDA CALEFACCIÓN	
Superficie Vivienda	110,00 m2
Demanda	30,0 kWh/m2/año
Demanda Total	3.300,0 kWh/año
DEMANDA ENERGÉTICA TOTAL 1 vivienda	
DEMANDA ACS	5.108 kWh
DEMANDA CALEFACCIÓN	3.300 kWh
DEMANDA TOTAL	8.408 Kwh

Tabla 32: Demanda energética para una vivienda

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

DATOS CAPTADOR SOLAR		
Ángulo Inclinación		
5 °		
CAPTADOR		
Captador Comercial	Si	
Marca y Modelo	VIESSMANN VITOSOL S 2.5	
Su	2,300 m2	
NÚMERO DE CAPTADORES	4	
Sc	0 m2	9 m2
Factor Ef. Optica	0,8280	
Coef. Perd.	4,4410	
Factor Ef. Optica Corregido	0	0,7551
Coef. Perd. Corregido	0,0000	0,0042

Tabla 33: Número de captadores tipo placa plana para una vivienda

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

MES	N (dias/mes)	TAF	Demes ACS	Demes CALEF.	Eldia (kWh/m2)
Ene	31	11,6 °C	436 kWh	281 kWh	5,04
Feb	28	11,9 °C	391 kWh	253 kWh	4,69
Mar	31	11,8 °C	434 kWh	280 kWh	4,78
Abr	30	11,8 °C	420 kWh	271 kWh	4,44
May	31	11,9 °C	433 kWh	280 kWh	4,69
Jun	30	12,1 °C	417 kWh	269 kWh	4,50
Jul	31	11,8 °C	434 kWh	280 kWh	5,36
Ago	31	12,2 °C	430 kWh	278 kWh	5,36
Sep	30	11,8 °C	420 kWh	271 kWh	4,89
Oct	31	11,6 °C	436 kWh	281 kWh	5,30
Nov	30	11,5 °C	422 kWh	273 kWh	5,24
Dic	31	11,5 °C	436 kWh	282 kWh	5,24
AÑO	365	11,8 °C	5.108 kWh	3.300 kWh	

Tabla 34: Demanda energética por mes y año

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 19 muestra la curva de cobertura de la demanda mensual de una simulación realizada para el sistema ya implementado, cabe mencionar que la curva tiende a tener un

comportamiento senoidal, esto se debe a las condiciones meteorológicas propias del sur de la ciudad de Quito.

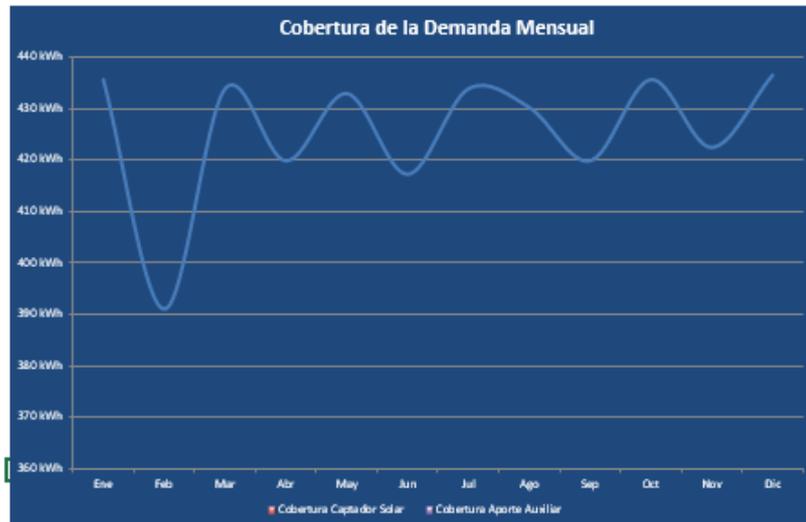


Figura 19: Cobertura de la demanda por mes

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.2 Acumulador por vivienda

Para una vivienda con 5 habitantes para un área estimada de 110 m² y una disponibilidad de cubierta de 11 m², se dispondría de un acumulador de agua de 700 litros.

ACUMULACIÓN (tanque estándar)	
<i>Orientativo-></i>	690 dm ³
VOLUMEN SELECCIONADO	700 dm³
Relación V/Sc	76

Tabla 35: Acumulador para una vivienda

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Diseño para cien viviendas de la comunidad

Se consideran los siguientes escenarios, para un total de 100 casas, 360 personas, con un área total de 8200 m², para un área de 2,5 m² por captador, el total de captadores es 275 unidades.

4.2.3.1 Demanda de energía para cien viviendas de la comunidad

En la tabla 36 se describe la extrapolación del número de captadores de placa plana para las 100 viviendas, considerando el área base de cada captador en 2,5 m² y proyectando el área de 11 m² disponible para una casa de 110 m², disponiendo el área de cada casa en función de su área.

Escenario	Habitantes por casa	Superficie (m ²)	No. de casas	Total, Personas	Total, Superficie (m ²)	Área colectores	Captadores	Paneles placa plana	Total, Colectores	Acumulador (litros)
A	2	50	15	30	750	5	2,00	2	30	300
B	3	70	30	90	2100	7	2,80	2	60	500
C	4	90	35	140	3150	9	3,60	3	105	600
D	5	110	20	100	2200	11	4,40	4	80	700
			100	360	8200	32			275	

Tabla 36: Extrapolación de captadores tipo placa plana para las cien viviendas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Una vez que se ha definido las necesidades energéticas de las cien viviendas es necesario seleccionar el número total de dispositivos que satisfagan los requerimientos de ACS.

DATOS DEMANDA ACS	
TIPOLOGÍA DE EDIFICIO	Viviendas unifamiliares
DEMANDA DIARIA A 60°C	50
No. dormitorios	-
No. personas	360
CONSUMO EXTRA	No
DEMANDA TOTAL ACS DEL EDIFICIO	18.000
TEMP. ACUMULADOR FINAL (°C)	60°
TEMPERATURA ACS (°C)	60 °C
TEMPERATURA MINIMA ACS (°C)	47 °C
FUENTE DE APORTE AUXILIAR	General
Información Sobre Cobertura para Climatización Piscinas Cubiertas	No
Contribución Solar Mínima Piscinas Cubiertas	
DATOS DEMANDA CALEFACCIÓN	
Superficie Vivienda	8200,00 m ²
Demanda	30,0 kWh/m ² /año

Demanda Total	246.000,0 kWh/año
DEMANDA ENERGÉTICA TOTAL 100 viviendas	
DEMANDA ACS	367.765 kWh
DEMANDA CALEFACCIÓN	246.000 kWh
DEMANDA TOTAL	613.765 kWh

Tabla 37: Demanda energética de las cien viviendas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Los datos se muestran en la Tabla 37; datos como la demanda total energética en kWh, de ACS y de calefacción son imperiosos conocer para realizar un buen dimensionamiento del sistema.

La Tabla 38 ofrece los datos del número de colectores solares que cubrirán los requerimientos energéticos de las cien viviendas de la urbanización “El Manantial”, de igual manera en la tabla se observa el modelo específico del equipo y su marca, siendo el VIESSMANN VITOSOL S 2.5.

El rendimiento del sistema calculado se realizó con una inclinación de los captadores solares de 5°, esta inclinación se tomó en cuenta debido a la ubicación del Ecuador en el globo terráqueo.

DATOS CAPTADOR SOLAR		
Ángulo Inclinación		
5 °		
CAPTADOR		
Captador Comercial	Si	
Marca y Modelo	VIESSMANN VITOSOL S 2.5	
Su	2,300 m2	
NÚMERO DE CAPTADORES	275	
Sc	0 m2	754 m2
Factor Ef. Óptica	0,8280	
Coef. Perd.	4,4410	
Factor Ef. Óptica Corregido	0	0,7551
Coef. Perd. Corregido	0,0000	0,0042

Tabla 38: Número de captadores solares

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.3.2 Acumuladores para cien viviendas

Para la acumulación se debe considerar, que para una casa de 5 integrantes el volumen adecuado es de 700 litros, para 20 casas el volumen de acumulación es 14.000 litros, que corresponde a 20 tanques de 700 litros, y para el conjunto de 100 casas el volumen de acumulación corresponde a 55.000 litros, repartidos en varias capacidades de tanques.

Escenario	Habitantes por casa	M2	No. de casas	Captadores	Total, captadores	V/Sc	Acumulación por casa
a	2	50	15	2	30	65	300
b	3	70	30	2,8	84	72	500
c	4	90	35	3,6	126	76	700
d	5	110	20	4,4	88	76	700

Tabla 39: Capacidad de tanques por tipo de vivienda

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 39 muestra los datos estimados del rendimiento del sistema tras realizar una simulación con las condiciones climáticas específicas del sitio donde el sistema va a ser implementado.

MES	N (días/mes)	TAF	Demes ACS	Demes CALEF.	El día (kWh/m2)
Ene	31	11,6 °C	31.358 kWh	20.976 kWh	5,04
Feb	28	11,9 °C	28.148 kWh	18.828 kWh	4,69
Mar	31	11,8 °C	31.229 kWh	20.889 kWh	4,78
Abr	30	11,8 °C	30.221 kWh	20.215 kWh	4,44
May	31	11,9 °C	31.164 kWh	20.846 kWh	4,69
Jun	30	12,1 °C	30.033 kWh	20.089 kWh	4,50
Jul	31	11,8 °C	31.229 kWh	20.889 kWh	5,36
Ago	31	12,2 °C	30.970 kWh	20.716 kWh	5,36
Sep	30	11,8 °C	30.221 kWh	20.215 kWh	4,89
Oct	31	11,6 °C	31.358 kWh	20.976 kWh	5,30
Nov	30	11,5 °C	30.410 kWh	20.341 kWh	5,24
Dic	31	11,5 °C	31.423 kWh	21.019 kWh	5,24
AÑO	365	11,8 °C	367.765 kWh	246.000 kWh	

Tabla 40: Demanda energética mensual y anual

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 20 presenta la proyección de la generación a lo largo de un año, esta proyección se realizó con el sistema completo para las cien viviendas, por este motivo se puede observar como la producción promedio mensual se encuentra alrededor de los 30.500 kWh.

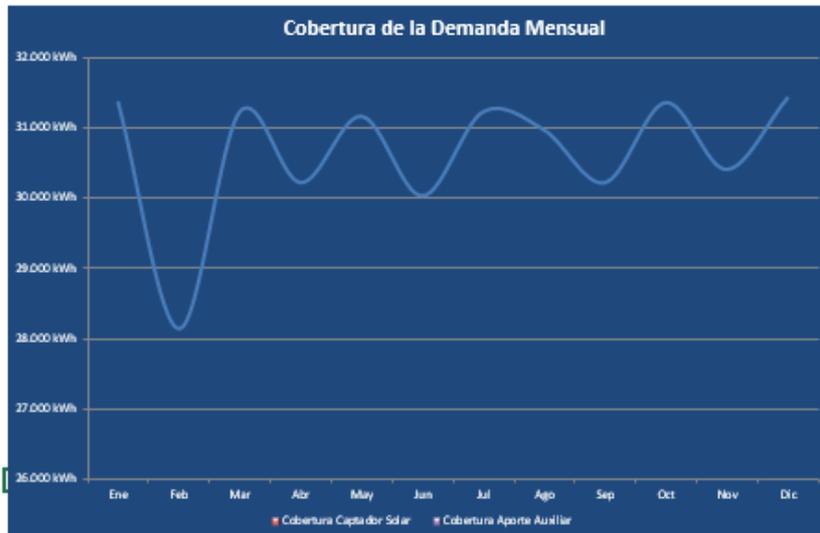


Figura 20: Cobertura de la demanda mensual

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.4 Potencia y producción

Uno de los métodos usados para el dimensionamiento de sistemas solares térmicos es el método de las curvas f (f-chart). Este algoritmo permite calcular la cobertura solar de un sistema en relación de la energía necesaria para cubrir las cargas térmicas.

Cabe señalar que si bien este método es bastante exacto para periodos largos de tiempo (cálculos anuales) su precisión decrece para estimaciones cortas, por lo que no es recomendable su uso para periodos diarios o semanales.

Su aplicación sistemática consiste en identificar las variables adimensionales del sistema de calentamiento solar y utilizar la simulación de funcionamiento mediante ordenador, para dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un dilatado período de tiempo.

La ecuación utilizada en este método es:

$$f = 1,029y - 0,065x - 0,245y^2 + 0,0018x^2 + 0,0215y^3 \quad (19)$$

Donde:

X y Y se encuentran entre los valores de $0 \leq Y \leq 3$ y $0 \leq X \leq 18$. Para el cálculo se procederá conforme a la siguiente secuencia.

- Valoración de las cargas caloríficas para el calentamiento agua destinada a la producción de ACS.
- Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del campo de colectores.
- Cálculo del parámetro Y .
- Cálculo del parámetro X .
- Determinación de la gráfica f .
- Valoración de la cobertura solar mensual.
- Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

La demanda mensual se estima a partir de la siguiente expresión:

$$L_{mes} = Q_{dia} * N * (T_{ACS} - T_{red}) * 1.16 \times 10^{-3} \quad (20)$$

Donde:

L_{mes} : demanda energética mensual, kWh.

Q_{dia} : consumo diario de ACS a la temperatura de referencia T_{ACS} , en litros,

N : número de días del mes,

T_{ACS} : temperatura de referencia en ° C,

T_{red} : temperatura del agua fría de la red, en ° C.

La demanda anual para este tipo de vivienda es de 5.108 kWh de ACS, la cual se calculó con la ecuación correspondiente, los datos se detallan en la Tabla 41.

MES	N(días/mes)	T _{red}	Lmes ACS
Ene	31	11,6 °C	436 kWh
Feb	28	11,9 °C	391 kWh
Mar	31	11,8 °C	434 kWh
Abr	30	11,8 °C	420 kWh
May	31	11,9 °C	433 kWh
Jun	30	12,1 °C	417 kWh
Jul	31	11,8 °C	434 kWh
Ago	31	12,2 °C	430 kWh
Sep	30	11,8 °C	420 kWh
Oct	31	11,6 °C	436 kWh
Nov	30	11,5 °C	422 kWh
Dic	31	11,5 °C	436 kWh
AÑO	365	11,8 °C	5.108 kWh

Tabla 41: Demanda anual para una vivienda de 5 personas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El parámetro Y se define como el cociente entre la energía absorbida por el captador y la carga térmica mensual.

$$Y = \frac{S_C * F'_R(\sigma\alpha) * N * H_T}{Lmes} \quad (21)$$

Dónde:

S_C : es la superficie útil de captación, área de apertura (m²),

H_T : es la radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área (kWh/m²),

N : es el número de días del mes,

$Lmes$: es la carga térmica mensual de ACS (kWh).

$F'_R(\sigma\alpha)$: factor adimensional de eficiencia óptica del captador modificado, bien dado por la siguiente expresión:

$$F'_R(\sigma\alpha) = F_R(\sigma\alpha)_n \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) \frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\sigma\alpha)_n} \quad (22)$$

Donde:

$F_R(\sigma\alpha)_n$: Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador.

$\frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\sigma\alpha)_n}$: Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).

$\frac{F'_R}{F_R}$: Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar el valor de 0,95.

$$Y = \frac{Sc * F'_R(\sigma\alpha) \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) \frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\sigma\alpha)} * N * H_T}{Lmes} \quad (23)$$

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	Eldia (kWh/m2)	Elmes (kWh/m2)	EAmes (kWh)	Y
Ene	436 kWh	281 kWh	4,94	153,1	980,5	1,37
Feb	391 kWh	253 kWh	4,64	129,9	831,8	1,29
Mar	434 kWh	280 kWh	4,78	148,2	948,7	1,33
Abr	420 kWh	271 kWh	4,53	135,9	870,1	1,26
May	433 kWh	280 kWh	4,83	149,7	958,7	1,35
Jun	417 kWh	269 kWh	4,69	140,7	900,8	1,31
Jul	434 kWh	280 kWh	5,53	171,4	1.097,6	1,54
Ago	430 kWh	278 kWh	5,47	169,6	1.085,7	1,53
Sep	420 kWh	271 kWh	4,89	146,7	939,3	1,36
Oct	436 kWh	281 kWh	5,25	162,8	1.042,0	1,45
Nov	422 kWh	273 kWh	5,14	154,2	987,3	1,42
Dic	436 kWh	282 kWh	5,14	159,3	1.020,2	1,42
AÑO	5.108 kWh	3.300 kWh		1.821,6	11.663	2,28

Tabla 42: Energía absorbida por el captador

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El parámetro X se define como el cociente entre las pérdidas del captador o campo de captadores a una T_{ref} y la carga mensual.

$$X = \frac{Sc \cdot F'_R \cdot U_L \cdot (T_{ref} - \overline{T_a}) \Delta t}{Lmes} \quad (24)$$

Dónde:

Sc : es la superficie útil de captación, área de apertura (m^2),

T_{ref} : es la temperatura de referencia, se selecciona en 100 °C. c),

T_a : es la temperatura ambiente media mensual (°C).

Δt : es el número de segundos durante un mes (s).

$Lmes$: es la carga térmica mensual de ACS (kWh).

$F'_R \cdot U_L$, coeficiente global de pérdidas en el captador modificado. El cual se define como:

$$F'_R \cdot U_L = F_R \cdot U_L \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) \cdot 10^{-3} \quad (25)$$

$$\left(\frac{F'_R}{F_R} \right) = 0.95 \quad (26)$$

Dónde:

$F_R \cdot U_L$, es el coeficiente global de pérdidas.

$\frac{F'_R}{F_R}$, factor captador-intercambiador. Corrige el factor de rendimiento del captador teniendo en cuenta la presencia del intercambiador. Valor recomendado 0,95.

Dando lugar a la expresión:

$$X = \frac{Sc \cdot F_R \cdot U_L \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) (T_{ref} - \overline{T_a}) \Delta t}{Lmes} \quad (27)$$

Este método se ha diseñado con almacenamiento de 75 l/m², por lo cual se introduce un factor de corrección para el parámetro X:

$$K1 = \frac{X_C}{X} = \left(\frac{C_A}{75}\right)^{-0.25} = \left(\frac{V}{75 \cdot S_c}\right)^{-0.25} \quad (28)$$

Para 37,5 < CA < 300

Dónde:

K1: factor de corrección,

X_C, valor corregido del parámetro X,

C_A, capacidad del acumulador en litros por m² de captador.

V: acumulador en litros.

S_c: superficie de captación en m².

El método F-Chart plantea inicialmente el dimensionamiento de SST para calefacción y ACS, por lo cual para el caso únicamente de ACS se introduce el siguiente factor de corrección sobre el parámetro X:

$$K2 = \frac{X_C}{X} = \frac{11,6 + 1,18 * T_{AC} + 3,86 * T_{red} - 2,32 * \overline{T_2}}{(100 - \overline{T_2})} \quad (29)$$

Donde:

T_{AC}: es la temperatura mínima de agua caliente 45°C.

Aplicando los factores de corrección al parámetro X, la expresión es la siguiente:

$$X = F_R * U_L * \left(\frac{F'_R}{F_R}\right) * (T_{ref} - \overline{T_a}) * \Delta t * \frac{S_c}{L} * K1 * K2 \quad (30)$$

MES	Y	TAMB	Δt	K1	K2	EPmes (kWh)	X
Ene	1,37	13,60	744 h	0,999	0,411	1.019	1,42
Feb	1,29	13,90	672 h	0,999	0,671	1.497	2,33
Mar	1,33	13,80	744 h	0,999	0,671	1.659	2,32
Abr	1,26	13,80	720 h	0,999	0,671	1.606	2,32
May	1,35	13,90	744 h	0,999	0,671	1.658	2,33
Jun	1,31	14,10	720 h	0,999	0,671	1.600	2,33
Jul	1,54	13,80	744 h	0,999	0,671	1.659	2,32
Ago	1,53	14,20	744 h	0,999	0,671	1.652	2,33
Sep	1,36	13,80	720 h	0,999	0,671	1.606	2,32
Oct	1,45	13,60	744 h	0,999	0,671	1.663	2,32
Nov	1,42	13,50	720 h	0,999	0,671	1.612	2,32
Dic	1,42	13,50	744 h	0,999	0,671	1.665	2,32
AÑO	2,28	13,8 °C	8.760 h			18.897	2,25

Tabla 43: Cociente entre las pérdidas del captador

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.5 Energía útil mensual

La energía útil mensual se define como la cantidad de energía de la demanda mensual satisfecha por el SST.

$$EU_{mes} = f \cdot L_{mes} \quad (31)$$

Dónde:

EU_{mes} : es la energía útil mensual. (kWh/mes)

f : es la fracción solar

L_{mes} : es la demanda energética mensual. (kWh/mes)

Para una vivienda de 5 personas de 110 m², tenemos una demanda de 5.180 kWh para ACS, tal y como se muestra en la

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	f (teórica)	f (real)	EUmes
Ene	436 kWh	281 kWh	91,5%	91,5%	656 kWh
Feb	391 kWh	253 kWh	82,6%	82,6%	531 kWh
Mar	434 kWh	280 kWh	84,4%	84,4%	602 kWh
Abr	420 kWh	271 kWh	80,9%	80,9%	559 kWh
May	433 kWh	280 kWh	85,2%	85,2%	607 kWh
Jun	417 kWh	269 kWh	83,5%	83,5%	573 kWh
Jul	434 kWh	280 kWh	94,0%	94,0%	671 kWh
Ago	430 kWh	278 kWh	93,7%	93,7%	664 kWh
Sep	420 kWh	271 kWh	85,9%	85,9%	593 kWh
Oct	436 kWh	281 kWh	90,3%	90,3%	647 kWh
Nov	422 kWh	273 kWh	88,8%	88,8%	617 kWh
Dic	436 kWh	282 kWh	88,8%	88,8%	638 kWh
AÑO	5.108 kWh	3.300 kWh			7.359 kWh

Tabla 44. Tomando en cuenta este dato realizó el diseño del siguiente sistema presentado en la Tabla 45.

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	f (teórica)	f (real)	EUmes
Ene	436 kWh	281 kWh	91,5%	91,5%	656 kWh
Feb	391 kWh	253 kWh	82,6%	82,6%	531 kWh
Mar	434 kWh	280 kWh	84,4%	84,4%	602 kWh
Abr	420 kWh	271 kWh	80,9%	80,9%	559 kWh
May	433 kWh	280 kWh	85,2%	85,2%	607 kWh
Jun	417 kWh	269 kWh	83,5%	83,5%	573 kWh
Jul	434 kWh	280 kWh	94,0%	94,0%	671 kWh
Ago	430 kWh	278 kWh	93,7%	93,7%	664 kWh
Sep	420 kWh	271 kWh	85,9%	85,9%	593 kWh
Oct	436 kWh	281 kWh	90,3%	90,3%	647 kWh
Nov	422 kWh	273 kWh	88,8%	88,8%	617 kWh
Dic	436 kWh	282 kWh	88,8%	88,8%	638 kWh
AÑO	5.108 kWh	3.300 kWh			7.359 kWh

Tabla 44: Energía útil mensual de un colector VISSMANN VITOSOL S2.5

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

COMPUTO ANUAL	
DEMANDA ACS	5.108 kWh
DEMANDA CALEFACCIÓN	3300 kWh
COLECTORES	VISSMANN VITOSOL S 2.5
ÁREA TOTAL	11 m ²
ÁREA ÚTIL COLECTOR	9.980 m ²
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	7.359 kWh
ACUMULADOR	700 L
Producción Solar Unitaria por Captador	198,3 kWh/m2

Tabla 45: Potencia instalada y cálculos de producción colector VISSMANN VITOSOL S 2.5

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar que para la demanda total de nuestro sistema es de 8.408 kWh (ACS+ Calefacción), con la instalación de 4 colectores VISSMANN VITOSOL S 2.5, nos proporciona una energía útil de 7.359 kWh, para lo cual se necesita un sistema auxiliar para satisfacer la demanda.

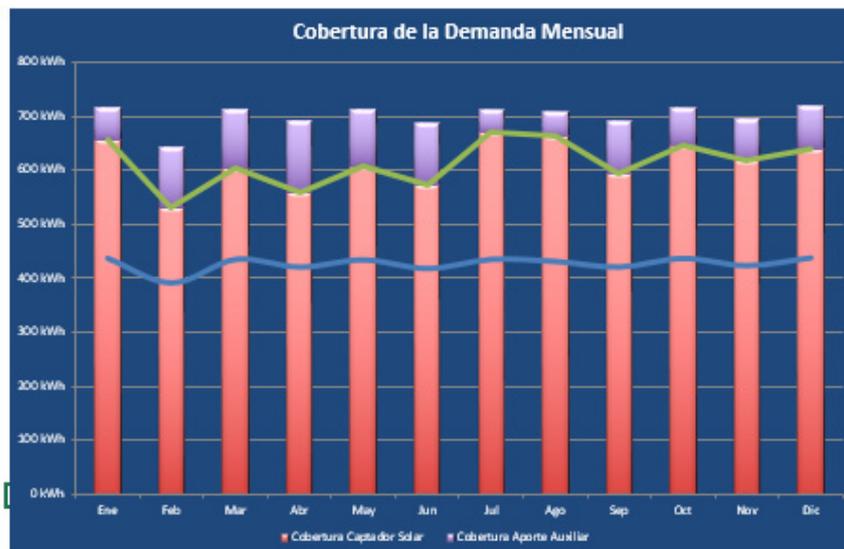


Figura 21: Cobertura de la demanda de colectores

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	f (teórica)	f (real)	EUmes
Ene	436 kWh	281 kWh	83,3%	83,3%	597 kWh
Feb	391 kWh	253 kWh	78,4%	78,4%	504 kWh
Mar	434 kWh	280 kWh	80,1%	80,1%	572 kWh
Abr	420 kWh	271 kWh	76,8%	76,8%	531 kWh
May	433 kWh	280 kWh	80,8%	80,8%	576 kWh
Jun	417 kWh	269 kWh	79,3%	79,3%	544 kWh
Jul	434 kWh	280 kWh	89,3%	89,3%	637 kWh
Ago	430 kWh	278 kWh	89,1%	89,1%	631 kWh
Sep	420 kWh	271 kWh	81,5%	81,5%	563 kWh
Oct	436 kWh	281 kWh	85,7%	85,7%	614 kWh
Nov	422 kWh	273 kWh	84,2%	84,2%	586 kWh
Dic	436 kWh	282 kWh	84,2%	84,2%	605 kWh
AÑO	5.107,8 kWh	3.300,0 kWh			6.960,1 kWh

Tabla 46: Energía útil mensual de un colector tubo al vacío WS-HP-20

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

COMPUTO ANUAL	
DEMANDA ACS	5.108 kWh
DEMANDA CALEFACCIÓN	3300 kWh
COLECTORES	WS-HP-20-2.37 m ²
ÁREA TOTAL	11 m ²
ÁREA ÚTIL COLECTOR	7.110 m ²
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	6960 kWh
ACUMULADOR	500 L
Producción Solar Unitaria por Captador	326.31 kWh/m ²

Tabla 47: Potencia instalada y cálculos de producción colector tubo al vacío

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

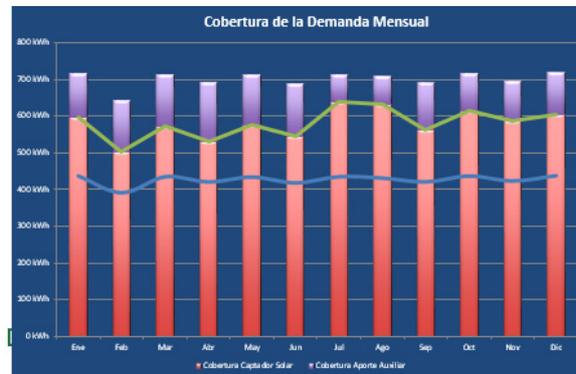


Figura 22: Cobertura de la demanda del colector de tubo al vacío

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.6 Instalación y ubicación de los captadores

Los captadores solares se colocarán en el techo de cada una de las viviendas involucradas en el desarrollo del proyecto, dependiendo del número de habitantes y el espacio físico disponible de cada vivienda se colocará el número de captadores. A continuación, se muestra la disposición que llevaría la configuración de captadores para una casa de 5 habitantes y 110 m², disponiendo de un área utilizable de 11 m², por lo cual se define la utilización de los captadores tipo placa plana referenciado en la Figura 23 (1).



Figura 23: Configuración de captadores placa plana (1) y captadores tipo tubo de vacío (2)

NOTA. Fuente: (Greenheiss, 2018), (Materiales Ecológicos, 2022).

La ecuación (1) hace referencia al criterio de selección del acumulador de agua, a partir de esto se deduce que la relación requerida será la siguiente:

$$V/S_c = 75 \quad (32)$$

Según la relación el sistema requiere un acumulador que posea una capacidad de 700 litros para satisfacer las necesidades de ACS de la residencia.

ÁREA ÚTIL COLECTOR	9.980 m ²
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	7.359 kWh
ACUMULADOR	700 L

Tabla 48: Dimensionamiento del acumulador placa plana
NOTA. Fuente: Elaboración propia.

ÁREA ÚTIL COLECTOR	7.110 m ²
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	6.960 kWh
ACUMULADOR	500

Tabla 49: Dimensionamiento del acumulador tubo de vacío
NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.7 Cálculos del grado de cobertura de la demanda

Debido a que no se puede satisfacer la demanda total, se requiere un sistema auxiliar, en nuestro caso se escogió un calefón a gas para satisfacer la demanda del captador tipo placa plana de 1.048 kWh, valor referenciado en la Tabla 50.

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	EUmes	APORTE AUX.
Ene	436 kWh	281 kWh	656 kWh	61 kWh
Feb	391 kWh	253 kWh	531 kWh	112 kWh
Mar	434 kWh	280 kWh	602 kWh	111 kWh
Abr	420 kWh	271 kWh	559 kWh	132 kWh
May	433 kWh	280 kWh	607 kWh	106 kWh
Jun	417 kWh	269 kWh	573 kWh	113 kWh
Jul	434 kWh	280 kWh	671 kWh	43 kWh
Ago	430 kWh	278 kWh	664 kWh	44 kWh
Sep	420 kWh	271 kWh	593 kWh	98 kWh
Oct	436 kWh	281 kWh	647 kWh	70 kWh
Nov	422 kWh	273 kWh	617 kWh	78 kWh
Dic	436 kWh	282 kWh	638 kWh	81 kWh
AÑO	5.108 kWh	3.300 kWh	7.359 kWh	1.048 kWh

Tabla 50: Dimensionamiento acumulador tipo placa plana VIESMANN VITOSOL S2.5

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	EUmes	APORTE AUXILIAR
Ene	436 kWh	281 kWh	597 kWh	120 kWh
Feb	391 kWh	253 kWh	504 kWh	139 kWh
Mar	434 kWh	280 kWh	572 kWh	142 kWh
Abr	420 kWh	271 kWh	531 kWh	160 kWh
May	433 kWh	280 kWh	576 kWh	136 kWh
Jun	417 kWh	269 kWh	544 kWh	142 kWh
Jul	434 kWh	280 kWh	637 kWh	77 kWh
Ago	430 kWh	278 kWh	631 kWh	77 kWh
Sep	420 kWh	271 kWh	563 kWh	128 kWh
Oct	436 kWh	281 kWh	614 kWh	103 kWh
Nov	422 kWh	273 kWh	586 kWh	110 kWh
Dic	436 kWh	282 kWh	605 kWh	113 kWh
AÑO	5.107,8 kWh	3.300,0 kWh	6.960 kWh	1.447,7 kWh

Tabla 51: Dimensionamiento acumulador tipo tubo de vacío WS-HP-20

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Las características técnicas del colector de tubo de vacío y de placa plana se presentan en los APÉNDICES K y L.

4.2.8 Presupuesto de ejecución de la instalación

A continuación, se detalla el presupuesto de ejecución de la instalación para un colector solar de placa plana y de tubos al vacío.

ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION	P/Unitario	P/TOTAL
1			SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS Y CALEFACC		
			MATERIALES		
	10	m2	Equipo colector y acumulador VITOSOL 2,5 m2 - Marca VIESSMANN	\$650.00	\$6,500.00
			tipo PLACA PLANA para pequeños consumos		
	1	u	Equipo calefón a gas (sistema de apoyo)	\$0.00	\$0.00
			MANO DE OBRA		
	1	glb	Instalación incluida en precio de equipos	\$0.00	\$0.00
RESUMEN					
ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION		
1	1	glb	MATERIALES	SUBTOTAL	\$6,500.00
glb	1	glb	MANO DE OBRA	SUBTOTAL	\$0.00
				SUMAN	\$6,500.00
				0% IVA	\$0.00
				TOTAL	\$6,500.00

Tabla 52: Presupuesto de instalación de colector placa plana VIESSMANN 2,5 m2

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION	P/Unitario	P/TOTAL
1			SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS Y CALEFACC		
			MATERIALES		
	3	U	Equipo colector y acumulador VITOSOL 2.37 m2 - Marca WS-HP20	\$2,500.00	\$7,500.00
			tipo TUBO DE VACIO para pequeños consumos		
	1	U	Equipo calefón a gas (sistema de apoyo)	\$500.00	\$500.00
			MANO DE OBRA		
	1	glb	Instalación incluida en precio de equipos	\$0.00	\$0.00
RESUMEN					
ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION		
1	1	glb	MATERIALES	SUBTOTAL	\$8,000.00
glb	1	glb	MANO DE OBRA	SUBTOTAL	\$0.00
				SUMAN	\$8,000.00
				12% IVA	\$960.00
				TOTAL	\$8,960.00

Tabla 53: Presupuesto de instalación de colector tubo de vacío WS-HP-20

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Se utilizaron 4 colectores del tipo placa plana con lo cual se obtuvieron los 7.359 kWh y se necesita un aporte auxiliar calefón a gas que genere 1.048 kWh.

4.2.9 Sistema solar termo eléctrico

4.2.9.1 Campo solar máximo y potencia de la turbina de vapor asociada

Los cálculos del campo solar máximo a instalar, la potencia de la turbina de vapor asociada al sistema es requerida para el cálculo de producción anual de la planta, y se describen en la Tabla 54.

Datos	Cantidad	Observaciones
Área disponible para el estudio	10 HAS	Área disponible para la central solar termoeléctrica
Potencia eléctrica de la turbina de vapor	3 MW	Se calcula considerando que para generar 50MW se dispone de 159 HAS. (en nuestro estudio es de 10 HAS)
Rendimiento eléctrico de la instalación, n	30 %	
Ratio de superficie colectora cilindro parabólico, R	25%	

Tabla 54: Datos para el cálculo de producción de la central solar termo eléctrica

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

4.2.9.2 Producción anual del sistema cilindro parabólico

La producción del sistema se determina obteniendo la radiación solar directa DNI del emplazamiento, para ello se ha utilizado la herramienta web de NREL Data Viewer.

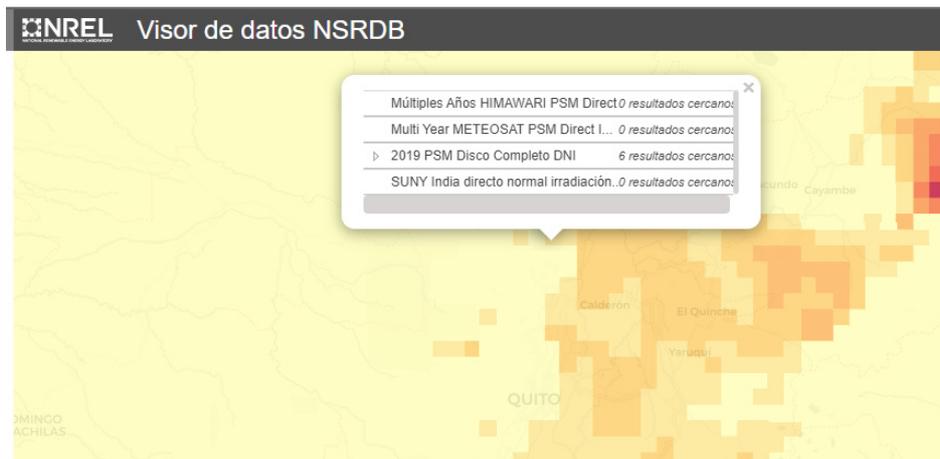


Figura 24: Radiación directa DNI

NOTA. Fuente: NREL Data Viewer

Una vez descargada la información de la aplicación se procede a obtener el DNI eléctrico.

$$DNI \text{ ELÉCTRICO} = DNI * n \quad (33)$$

Donde:

DNI ELÉCTRICO: en W/m^2

DNI: Radiación directa, obtenido de NREL Data Viewer.

n: Rendimiento eléctrico, de 30 %.

Una vez obtenida el DNI eléctrico se procede obtener la producción bruta del sistema.

$$Producción \text{ Bruta} = \frac{(DNI - E * A * R 10.000)}{1.000} \quad (34)$$

Donde:

Producción Bruta: en kW/m^2 por cada hora.

A: Área disponible para la instalación en m^2

R: Ratio de superficie colectora con respecto a la superficie total, de 25%

A continuación, se muestra del DNI eléctrico, la producción bruta, la producción final, con datos obtenidos del NREL Data Viewer del año 2020, limitando la producción a 3MW, la cual se describe en la Tabla 55.

PROVINCIA	LUGAR	Latitud	Longitud				
QUITO	Urbanización el manatíal	-0,31	-78,46				
Year	Month	Day	Hour	DNI	DNI Eléctrico	Producción Eléctrica BrutaKW	Producción final KW
2020	1	1	0	0	0	0	0
2020	1	1	1	0	0	0	0
2020	1	1	2	0	0	0	0
2020	1	1	3	0	0	0	0
2020	1	1	4	0	0	0	0
2020	1	1	5	0	0	0	0
2020	1	1	6	0	0	0	0
2020	1	1	7	0	0	0	0
2020	1	1	8	0	0	0	0
2020	1	1	9	10	3	75	75
2020	1	1	10	31	9,3	232,5	232,5
2020	1	1	11	86	25,8	645	645
2020	1	1	12	110	33	825	825
2020	1	1	13	20	6	150	150
2020	1	1	14	95	28,5	712,5	712,5
2020	1	1	15	26	7,8	195	195

Tabla 55: Producción anual de la planta solar termo eléctrica

NOTA. Fuente: NREL Data Viewer

4.2.9.3 Esquema de instalación del sistema solar termo eléctrico

A continuación, se puede observar el esquema de la instalación, en el cual está basado en el ciclo de térmico de Rankine, en el que no consta de almacenamiento para el caso en estudio.

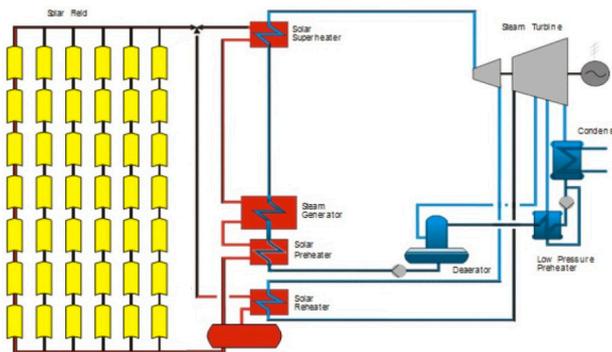


Figura 25: Esquema de la instalación solar termo eléctrica de 3 MW

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5. ANALISIS ECONÓMICO

5.1. Proyecto Solar Fotovoltaico

5.1.1. Precio de venta de energía

En el PBL fotovoltaico se realizó un cálculo con respecto a un periodo de vida útil de 25 años el sistema generaba 5'363.125 kWh, al dividir esto para el periodo de 25 años se obtiene una generación promedio de 214.525 kWh-año, además, se consideró un valor de 0,105 USD/kWh, por lo tanto, el ahorro monetario equivalente a la energía eléctrica es:

$$214.525 \text{ kWh} - \text{año} * \frac{0.105 \text{ USD}}{\text{kWh}} = 22.525 \text{ USD} - \text{año} \quad (35)$$

El costo de inversión para la ejecución del PBL del sistema fotovoltaico sin considerar la subvención, se estimó en un valor de **110.519,77 USD**.

El retorno de la inversión se obtiene al dividir el valor del costo de ejecución para el ahorro anual, es decir:

$$\frac{110.519,77 \text{ USD}}{22.525 \frac{\text{USD}}{\text{año}}} = 4,9 \text{ años} \quad (36)$$

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico se amortizará en un periodo de 4,9 años. La elección de la potencia de la turbina de vapor se realizó en función del promedio de las horas sol, ya que, si se dimensiona en función de la hora pico el sistema será incapaz de satisfacer los requerimientos planteados, en consecuencia, la máquina operaría con una carga muy baja dejando de ser económicamente viable, por lo tanto, la planta solar termoeléctrica se limitará a una potencia de **3.000 kW** en su turbina de vapor.

Esto provocará que exista un desperdicio de energía de aproximadamente el 39%, es decir, del total de energía generada de **11'847.585 kWh-año** antes calculado como aprovechable

en realidad se usaría **7'300.972 kWh-año**, este último será el dato del PBL Solar Termoeléctrico con el que se desarrollará el resto del presente trabajo.

A partir de lo antes expuesto se calcula el costo de kWh que permita tener el mismo tiempo de retorno que el calculado para el sistema solar fotovoltaico. Se considera un precio de inversión inicial de 2.500 USD/kW instalado.

Es necesario considerar los costos de alquiler del terreno y O&M (Operación y Mantenimiento), las premisas del planteamiento del PBL actual son:

- 1.000 USD por hectárea por año de alquiler,
- 5 operadores en turnos,
- 3 personas en campo.

La central termo solar se construye sobre una superficie de 10 hectáreas de terreno, por lo tanto, el costo de alquiler anual asciende a **10.000 USD**.

El salario mínimo sectorial del trabajador eléctrico es de 494,61 USD y se considera un 50% más de costo si se toman en cuenta los beneficios de ley, con 8 trabajadores encargados del **O&M** el costo total sería de **71.233,84 USD anual**.

Es decir, el costo de arrendamiento y O&M asciende a **81.233,84 USD anuales**. Hecho esto, se cuenta con los datos necesarios para realizar el siguiente procedimiento:

$$PR = \frac{INVERSIÓN}{MARGEN BRUTO} \quad (37)$$

Donde:

PR: Periodo de Retorno

- Inversión:

$$INVERSIÓN = \frac{2,5 \text{ MUSD}}{\text{MW}} * 3 \text{ MW} = 7,5 \text{ MUSD} \quad (38)$$

- Margen Bruto

$$MARGEN BRUTO = INGRESOS - COSTOS \quad (39)$$

Al reemplazar los datos se obtiene:

$$MARGEN BRUTO = \left(X * 7,3 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right) - \left(0,081223 \frac{\text{M USD}}{\text{año}} \right) \quad (40)$$

Donde:

X : la tarifa en $\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$ requerida para alcanzar el mismo tiempo simple de retorno de la inversión. Se aplica la siguiente ecuación para obtener el tiempo de retorno del sistema solar fotovoltaico, por lo tanto:

$$PR_{SPV} = 4,9 \text{ años} \quad (41)$$

Entonces:

$$4,9 \text{ años} = \frac{7,5 \text{ MUSD}}{\left(7,301 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} * X \right) - 0,081223 \frac{\text{MUSD}}{\text{año}}} \quad (42)$$

Resolviendo:

$$X = \frac{\left(\frac{7,5 \text{ MUSD}}{4,9 \text{ año}} + 0,081223 \frac{\text{MUSD}}{\text{año}} \right)}{\left(7,301 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right)} \quad (43)$$

$$X = 220,77 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \quad (44)$$

5.1.2. Contrato EPC Fotovoltaico

Un contrato EPC se define como entrega del proyecto listo para utilizarlos, el contratista entregará un documento en donde genere valores que cargan impuestos y valores que no cargan impuestos. El contrato EPC de estudios y aprobaciones se muestra en la siguiente descripción.

CONTRATO EPC TOTAL PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO

Alcance: La oferta EPC para la implementación de un SFV de 120 kWpico en piso, incluye:

- Estructuras de piso fijas de acero galvanizado en caliente, con sistema de hincado a máquina, con inclinación de 10 grados.
- Paneles solares, conectores, clamps intermedios y clamps finales,
- Cableado de DC con conductores especiales para FV,
- Acometida de Corriente alterna 220 Vac trifásica,
- Autotransformador trifásico de 65 kVA entrada 220 Vac salida 440 Vac,
- Inversores de 50 kW trifásicos 440 Vac,
- Tablero de protecciones AC y DC.

Incluye posibles cambios que pudieran surgir en el diseño debido a cualquier causa, especialmente en el montaje de las estructuras, pues no se dispone de un estudio de suelos actualizado por parte del propietario.

Precio: 107.141,77 USD (dólares de los EEUU) proyecto llave en mano sin opción a reajuste de precios, a pagarse 50% de anticipo y 50% contra entrega del sistema funcionando y con la monitorización instalada y corriendo en los dispositivos dispuestos para el efecto por el cliente.

Plazo de entrega: Seis semanas calendario a partir de la entrega del anticipo. En caso de demoras no justificadas y aceptadas por el cliente, se cobrará una penalización de 1% por cada día de retraso. Se exceptúan situaciones de caso fortuito o fuerza mayor.

Garantías ofrecidas: las garantías de producto ofrecidas por el EPCista son:

- 30 años de linealidad en la producción de los paneles solares,
- 10 años de garantía en la manufactura de los paneles solares
- 10 años de garantía en los inversores
- 10 años de garantía en los transformadores
- 10 años de garantía en la estructura y cableado

Especificaciones técnicas: El EPCista adjunta las hojas de datos con las especificaciones técnicas de cada uno de sus equipos.

Para definir un valor total de impuestos o impuesto al valor agregado y, un valor total del proyecto, la Tabla 16 presenta la tentativa de documento que el contratista presenta al contratante.

Seguros: La contratación de pólizas de seguro siempre tendrá como beneficiario directo a la comunidad propietaria del sistema de generación fotovoltaica y corre por cuenta del EPCista, siendo básicamente:

- Seguro de daños materiales y avería de maquinaria.
- Seguro de responsabilidad civil.

De acuerdo a lo estipulado en el contrato firmado por ambas partes.

5.1.3. Contrato por partidas

La definición de presentación de partidas para realización del trabajo de instalación del proyecto fotovoltaico, se ajusta a un tipo de contrato Open Book, en el que se detallan todas las partidas con un precio real de compra y una valorización adecuada de los servicios. Los costos del proyecto fotovoltaico se detallan en la Tabla 56.

Proyecto Fotovoltáico					
Presupuesto por partidas					
Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo Total
1	Servicios de Ingeniería	1	Unidad	\$3.285,77	\$3.285,77
2	Importaciones de Materiales y Equipos	1	Unidad		
	Paneles Solares	120000	Watts	\$0,43	\$51.600
	Inversor	100000	Watts	\$0,12	\$12.000
	Estructura de Montaje	240	Unidad	\$35,00	\$8.400
3	Conexiones Eléctricas	1	Unidad		
	Cable Fotovoltáico XLPE calibre 10AWG Cu Rojo	600	metros	\$1,65	\$990,00
	Cable Fotovoltáico XLPE calibre 10AWG Cu Negro	600	metros	\$1,65	\$990,00
	Alimentador trifásico 3x1/0 AWG TTU Cu	70	metros	\$22,00	\$1.540,00
	Transformador Elevador 220-460 VAC 65 kVA	2	Unidad	\$1.700,00	\$3.400,00
	Centro de Carga y Protecciones AC y DC	2	Unidad	\$800,00	\$1.600,00
4	Transporte de Material Guayaquil-Quito	1	Unidad	\$1.500,00	\$1.500,00
5	Costos Indirectos de Personal	1	Unidad	\$1.000,00	\$1.000,00
6	HSE	1	Unidad	\$480,00	\$480,00
7	Dirección de Obra	1	Unidad	\$500,00	\$500,00
8	Mano de Obra de Montaje	120	Unidad	\$50,00	\$6.000,00
9	Obra Civil	1	Unidad	\$1.000,00	\$1.000,00
Subtotal					\$94.285,77
Productos y servicios con IVA 12%					\$42.685,77
Paneles Solares IVA 0%					\$51.600,00
IVA				12%	\$5.122,29
Total					\$99.408,06

Tabla 56: Presupuesto por partidas, proyecto fotovoltaico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.1.4. CAPEX

En esta subsección se establece una comparativa entre los presupuestos correspondientes a tipo de contrato EPC presentados en la sección 3.4.7.1 y, el presupuesto correspondiente al establecido por partidas, el mismo que se presenta en la sección 3.4.7.2. A partir del total de las dos propuestas se desarrolló la comparativa donde se establece las diferencias entre los presupuestos.

Sistema Solar Fotovoltaico 120 kWp	
Tipo	Presupuesto
EPC	\$107.142,00
Por Partidas	\$99.408,06

Tabla 57: Comparativa de presupuestos del proyecto SFV

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

A partir de los datos presentados en la Tabla 57, se establece que el tipo de contrato EPC representa una mayor inversión a la que involucra realizar un contrato por partidas. Por lo que, un contrato EPC representará mayor beneficio económicos para el contratista.

5.1.5. DEVEX

5.1.5.1 Contrato con fee de éxito

CONTRATO DESARROLLO PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO CON FEE DE ÉXITO

Alcance: La oferta para estudios y aprobación para la implementación de un SFV de 120 kWpico en piso, incluye:

- Estudio y Simulación del Sistema propuesto en SUNNYDESIGN
- Aprobación de la Factibilidad de Conexión con la E.E. Quito
- Elaboración de Memoria Técnica del SFV según ARCERNNR 001-21
- Aprobación del Certificado de Calificación con la E.E. Quito

- Obtención del Inicio de Obra con la E.E. Quito
- Trámites para el cambio a medidor bidireccional
- Instalación del medidor bidireccional y puesta en marcha del sistema

Incluye posibles cambios en los requisitos de la regulación ARCERNNR 001-2021 que pudieran surgir durante el tiempo de ejecución de los estudios y aprobaciones.

Precio: 4.800 USD (dólares de los EEUU) proyecto llave en mano sin opción a reajuste de precios, a pagarse 20% de anticipo, 60% contra entrega del Certificado de Calificación y 20% con la instalación del Medidor Bidireccional. Adicionalmente un FEE DE ÉXITO de 1.500 USD si en los primeros 6 meses de funcionamiento el sistema cumple con la generación proyectada en el diseño realizado por el EPCista.

Plazo de entrega: 12 semanas calendario a partir de la entrega del anticipo que es el máximo tiempo que puede demorarse la Empresa Eléctrica Distribuidora en entregar el Certificado de Calificación según la regulación ARCERNNR 001-2021. En caso de demoras no justificadas y aceptadas por el cliente, se cobrará una penalización de 1% por cada día de retraso. Se exceptúan situaciones de caso fortuito o fuerza mayor.

Garantías ofrecidas: las garantías de producto ofrecidas por el EPCista son:

- Un margen del +/- 10% en la energía generada por el sistema.

Las cláusulas básicas del contrato EPC de montaje del SFV es presentado a continuación en la subsección 1.1.4.

El detalle del DEVEX desarrollado para un contrato de desarrollo con fee de éxito se presentan en la Tabla 58.

DEVEX - Proyecto Fotovoltaico				
Presupuesto por partidas				
ITEM	DESCRIPCIÓN	HORAS TECNICO ESPECIALISTA		
		CANTIDAD	COSTO USD	SUBTOTAL
1	Estudio y Simulación del Sistema propuesto en SUNNYDESIGN	6	\$35,00	\$210,00
2	Aprobación de la Factibilidad de Conexión con la E.E. Quito	12	\$35,00	\$420,00
3	Elaboración de Memoria Técnica del SFV según ARCERNNR 001-21	16	\$35,00	\$560,00
4	Aprobación del Certificado de Calificación con la E.E. Quito	6	\$35,00	\$210,00
5	Obtención del Inicio de Obra con la E.E. Quito	4	\$35,00	\$140,00
6	Trámites para el cambio a medidor bidireccional	4	\$35,00	\$140,00
7	Instalación del medidor bidireccional y puesta en marcha del sistema	6	\$35,00	\$210,00
SUBTOTAL				\$1.890,00
IVA 12%				\$226,80
TOTAL				\$2.116,80

Tabla 59: DEVEX del SFV de un contrato de desarrollo con base a costos reales

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.2 Proyecto Solar Térmico

5.2.1 Tiempo de retorno simple de la inversión

En esta sección se plantean 4 escenarios descritos en la

Datos generales		
Área	11	m ²
No. colectores	4	unidades
Área por colector	2,5	m ²
Mantenimiento	50,00	USD/año
Demanda total anual	8,41	MWh
Costo anual en combustible	73,91	USD/año
Sistema de apoyo	500,00	USD
Demanda sistema apoyo anual	1,05	MWh

Tabla 60, esto se realizó con la finalidad de determinar el tiempo de retorno económico del sistema ante diferentes condiciones.

Los escenarios planteados en cada uno de estos supuestos poseen variaciones en las especificaciones técnicas del colector, además, también se presentan cambios en la tarifa económica de GLP.

Escenario	1	2	3	4	Unidades
Colector	650	650	1000	1000	\$/m ²
Tarifa GLP	8,79	103,4	8,79	103,4	\$/MWh
Inversión inicial sin IVA	7.000,00	7.000,00	10.500,00	10.500,00	USD
Impuesto IVA 12%	840,00	840,00	1.260,00	1.260,00	USD
Inversión inicial	7.840,00	7.840,00	11.760,00	11.760,00	USD

Datos generales		
Área	11	m ²
No. colectores	4	unidades
Área por colector	2,5	m ²
Mantenimiento	50,00	USD/año
Demanda total anual	8,41	MWh
Costo anual en combustible	73,91	USD/año
Sistema de apoyo	500,00	USD
Demanda sistema apoyo anual	1,05	MWh

Tabla 60: Escenarios y presupuestos para cada uno de ellos

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Escenario 1.

Escenario 1															
ANÁLISIS ECONÓMICO															
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos															
Costo GLP ahorro	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91
Egresos															
Costo GLP sistema de apoyo	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21
Mantenimiento anual	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
Flujo	\$ -7.825,31	\$ -7.810,61	\$ -7.795,92	\$ -7.781,22	\$ -7.766,53	\$ -7.751,83	\$ -7.737,14	\$ -7.722,44	\$ -7.707,75	\$ -7.693,06	\$ -7.678,36	\$ -7.663,67	\$ -7.648,97	\$ -7.634,28	\$ -7.619,58

Tabla 61: Análisis económico años 1 a 15

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91
\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21
\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
\$ -7.604,89	\$ -7.590,20	\$ -7.575,50	\$ -7.560,81	\$ -7.546,11	\$ -7.531,42	\$ -7.516,72	\$ -7.502,03	\$ -7.487,33	\$ -7.472,64	\$ -7.457,95	\$ -7.443,25	\$ -7.428,56	\$ -7.413,86	\$ -7.399,17

Tabla 62: Análisis económico años 15 a 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Escenario 2.

Escenario 2															
ANÁLISIS ECONÓMICO															
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos															
Costo GLP ahorro	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39
Egresos															
Costo GLP sistema de apoyo	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36
Mantenimiento anual	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
Flujo	\$ -7.128,98	\$ -6.417,95	\$ -5.706,93	\$ -4.995,90	\$ -4.284,88	\$ -3.573,86	\$ -2.862,83	\$ -2.151,81	\$ -1.440,78	\$ -729,76	\$ -18,74	\$ 692,29	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02

Tabla 63: Análisis económico años 1 a 15

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39
\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36
\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02

Tabla 64: Análisis económico años 15 a 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Escenario 3.

Escenario 3															
ANÁLISIS ECONÓMICO															
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos															
Costo GLP ahorro	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91
Egresos															
Costo GLP sistema de apoyo	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21
Mantenimiento anual	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
Flujo	\$ -11.745,31	\$ -11.730,61	\$ -11.715,92	\$ -11.701,22	\$ -11.686,53	\$ -11.671,83	\$ -11.657,14	\$ -11.642,44	\$ -11.627,75	\$ -11.613,06	\$ -11.598,36	\$ -11.583,67	\$ -11.568,97	\$ -11.554,28	\$ -11.539,58

Tabla 65: Análisis económico años 1 a 15

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91	\$ 73,91
\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21	\$ 9,21
\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
\$ -11.524,89	\$ -11.510,20	\$ -11.495,50	\$ -11.480,81	\$ -11.466,11	\$ -11.451,42	\$ -11.436,72	\$ -11.422,03	\$ -11.407,33	\$ -11.392,64	\$ -11.377,95	\$ -11.363,25	\$ -11.348,56	\$ -11.333,86	\$ -11.319,17

Tabla 66: Análisis económico años 15 a 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Escenario 4.

Escenario 4															
ANÁLISIS ECONÓMICO															
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos															
Costo GLP ahorro	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39
Egresos															
Costo GLP sistema de apoyo	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36
Mantenimiento anual	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
Flujo	\$ -11.048,98	\$ -10.337,95	\$ -9.626,93	\$ -8.915,90	\$ -8.204,88	\$ -7.493,86	\$ -6.782,83	\$ -6.071,81	\$ -5.360,78	\$ -4.649,76	\$ -3.938,74	\$ -3.227,71	\$ -2.516,69	\$ -1.805,66	\$ -1.094,64

Tabla 67: Análisis económico años 1 a 15

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39	\$ 869,39
\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36	\$ 108,36
\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00
\$ -383,62	\$ 327,41	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02	\$ 711,02

Tabla 68: Análisis económico años 15 a 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El retorno de la inversión para el escenario 1 y 3 se recupera en 184 años, por lo que no es rentable debido a que el valor de GLP, que se tiene es un valor subsidiado.

Para el escenario 2 el retorno de inversión es en 12 años y para el escenario 4 el retorno de la inversión es en 17 años, con lo cual se puede concluir que cuando se dispone de un valor de gas que no es subsidiado el proyecto es rentable.

5.2.2 Contrato EPC solar térmico

CONTRATO EPC TOTAL PARA SISTEMA SOLAR TÉRMICO

Alcance: La oferta EPC para la implementación de un Sistema Solar Térmico, incluye:

- Doscientos setenta y cinco colectores VITOSOL 2,5 m²-marca VIESSMANN tipo placa plana pequeños consumos.

- Cien acumuladores de agua.
- Cien calefones a gas como equipo auxiliar del sistema de solar térmico
- Cableado y conexiones eléctricas
- Accesorios de tubería de cobre y uniones a la red de ACS existente

Precio: 446.875,00 USD (dólares de los EEUU) proyecto llave en mano sin opción a reajuste de precios, a pagarse 50% de anticipo y 50% contra entrega del sistema funcionando.

Plazo de entrega: Ciento veinte días calendario a partir de la entrega del anticipo. En caso de demoras no justificadas y aceptadas por el cliente, se cobrará una penalización de 1% por cada día de retraso. Se exceptúan situaciones de caso fortuito o fuerza mayor.

Garantías ofrecidas: las garantías de producto ofrecidas por el EPCista son:

- 10 años de garantía en el equipo colector VITOSOL
- 10 años de garantía en las conexiones al sistema ACS existente

Especificaciones técnicas: El EPCista adjunta las hojas de datos con las especificaciones técnicas de cada uno de sus equipos.

Seguros: La contratación de pólizas de seguro siempre tendrá como beneficiario directo a la comunidad propietaria del sistema de generación fotovoltaica y corre por cuenta del EPCista, siendo básicamente:

- Seguro de daños materiales y avería de maquinaria.
- Seguro de responsabilidad civil.

De acuerdo con lo estipulado en el contrato firmado por ambas partes.

La

Tabla 69 muestra los ítems que se detallan en función del contrato EPC antes mostrado, donde se detallan los componentes del sistema solar térmico.

ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION	P/Unitario	P/TOTAL
SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS Y CALEFACCIÓN PROYECTADO PARA 100 VIVIENDAS					
1	MATERIALES				
	687,5	m2	Equipo colector y acumulador VITOSOL 2,5 m2 - marca VIESSMANN tipo placa plana pequeños consumos, incluye IVA	\$650,00	\$446.875,00
	100	U	Equipo calefón a gas (sistema de apoyo)	\$450,00	\$45.000,00
2	MANO DE OBRA				
	1	Glb	Instalación incluida en precio de equipos	\$0,00	\$0,00
RESUMEN					
ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION		
1	1	Glb	MATERIALES	SUBTOTAL	\$491.875,00
Glb	1	Glb	MANO DE OBRA	SUBTOTAL	\$0,00
				SUMAN	\$491.875,00
				TOTAL	\$491.875,00

Tabla 69: Presupuesto EPC, proyecto solar térmico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Escenario	Habitantes por casa	Superficie (m2)	No. de casas	Total, Personas	Total, Superficie (m2)	Área colectores	Captadores	Paneles placa plana	Total, Colectores	Acumulador (litros)
a	2	50	15	30	750	5	2,00	2	30	300
b	3	70	30	90	2100	7	2,80	2	60	500
c	4	90	35	140	3150	9	3,60	3	105	600
d	5	110	20	100	2200	11	4,40	4	80	700
			100	360	8200	32			275	

Tabla 70: Dimensionamiento total del sistema

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION	P/Unitario	P/TOTAL
SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS Y CALEFACCIÓN					
1	MATERIALES				
	10	m2	Equipo colector y acumulador VITOSOL 2,5 m2 - marca VIESSMANN tipo placa plana pequeños consumos, incluye IVA.	\$650,00	\$6.500,00
	1	U	Equipo calefón a gas (sistema de apoyo)	\$450,00	\$450,00
2	MANO DE OBRA				
	1	Glb	Instalación incluida en precio de equipos	\$0,00	\$0,00
RESUMEN					
ITEM	CANT.	UNID.	DESCRIPCION		
1	1	Glb	MATERIALES	SUBTOTAL	\$6.950,00

glb	1	Glb	MANO DE OBRA	SUBTOTAL	\$0,00
				SUMAN	\$6.950,00
				TOTAL	\$6.950,00

Tabla 71: Presupuesto EPC para una vivienda, proyecto solar térmico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.2.3 Contrato por partidas del proyecto solar térmico

La definición de presentación de partidas para el desarrollo del presente trabajo de instalación del proyecto termoeléctrico se ajusta a un tipo de contrato Open Book, en el que se detallan todas las partidas con un precio real de compra y una valorización adecuada de los servicios. Los costos del proyecto solar térmico se detallan en la Tabla 72.

SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS Y CALEFACCIÓN 100 VIVIENDAS						
Presupuesto por partidas						
Item	Descripción		Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo Total
1	Materiales y Equipos	Equipo Colector VITOSOL 2,5 m2 Marca VIESSMANN	275	u	\$750,00	\$206.250
		Acumulador VITOSOL 2,5 m2 Marca VIESSMANN	100	u	\$450,00	\$45.000
		Calefón a Gas	100	u	\$450,00	\$45.000
2	Conexiones Eléctricas	Cable calibre 12AWG Cu Rojo	1000	m	\$0,50	\$500,00
		Cable calibre 12AWG Cu Negro	1000	m	\$0,50	\$500,00
3	HSE	Servicios profesionales por mes	105	días	\$900,00	\$3.150,00
4	Promotor de proyecto	Servicios profesionales por mes	120	días	\$1.100,00	\$4.400,00
5	Transporte de material	Guayaquil-Quito	2	viaje	\$2.500,00	\$5.000,00
6	Mano de obra de montaje	Por equipo colector	375	u	\$100,00	\$37.500,00
		Por acumulador	100	u	\$100,00	\$10.000,00
		Calefón a gas	100	u	\$50,00	\$5.000,00

7	Servicio de montacarga	Descarga de equipos y calefones	8	hr	\$50,00	\$400,00
					Subtotal	\$362.700,00
					Total, IVA (12%)	\$43.524,00
					Total	\$406.224,00
					PRECIO POR m2	\$590,87

Tabla 72: Presupuesto por partidas, proyecto solar térmico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.2.4 Análisis económico CAPEX

En la sección 5.2.1 se presentan los datos del presupuesto establecido para realizar un contrato EPC, mientras que en la sección 5.2.3 se muestra el presupuesto total por partidas del proyecto solar térmico para las 100 viviendas.

Sistema Solar Térmico		
Tipo	Presupuesto	Costo m2 instalado
EPC	\$491.875,00	\$715,41
Por Partidas	\$406.224,00	\$590,87

Tabla 73: Comparativa de presupuestos del proyecto solar térmico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 73 muestra los 2 presupuestos propuestos para el proyecto, de manera similar a lo ocurrido con el sistema solar fotovoltaico, el presupuesto más bajo para la implementación del proyecto Solar Térmico es el que se establece por partidas.

El metro cuadrado instalado de un sistema solar térmico por contrato EPC es de **\$715,41 USD**, sin sistema auxiliar, mientras que, el precio por metro cuadrado instalado por partidas se estableció en **\$ 590,87 USD**, esta diferencia en los presupuestos representa aproximadamente un 9% de diferencia entre las inversiones.

5.3 WACC

Para el riego con apalancamiento y sin apalancamiento se toma como referencia valores de países Latinoamericanos, que en función del riesgo país se define un valor referencia para los proyectos solar fotovoltaico y solar termoeléctrico (Rocha Martín, 2020).

El beta apalancado americano se obtuvo del promedio de los betas individuales obtenidos en función de los retornos semanales para un periodo de 5 años. El valor definido del beta es de 0,65. El beta equity fue des apalancado con la estructura promedio de capital de las empresas americanas seleccionadas, calculada por la relación entre el valor de mercado y la deuda líquida y, utilizando la alícuota de impuesto de 39,30% de los EUA, resultando finalmente en 0,44 (Rocha Martín, 2020).

Ticker	Empresa	Beta Apalancado	Estructura de Capital	Beta Desapalancado
AEE	Ameren Corporation	0,79	46%	0,52
AEP	American Electric Power	0,64	44%	0,43
AVA	Avista Corporation	0,62	46%	0,41
-	Central Hudson Gas & Electric Corp.	0,53	34%	0,40
DUK	Duke Energy	0,53	44%	0,36
EXC	Exelon Corporation	0,78	41%	0,55
FE	FirstEnergy	0,66	53%	0,39
ITC	ITC Holdings Corp.	0,76	42%	0,53
NEE	NextEra Energy, Inc.	0,66	47%	0,43
NU	Northeast Utilities System	0,59	41%	0,41
POM	Pepco Holdings	0,86	54%	0,50
PCG	PG&E Corporation	0,40	42%	0,28
PEG	Public Service Enterprise Group Incorporated	0,63	33%	0,49
POR	Portland General Electric	0,62	41%	0,43
WR	Westar Energy, Inc	0,65	46%	0,43
	Promedio	0,65	44%	0,44

Tabla 74: Empresas americanas con revisión tarifaria del año 2014

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_U^{USA}	0,47	Value Line – Empresas distribuidoras	Promedio de los beta de las empresas	S/D
β_{ajuste}^{USA}	0,004	OFGEM - "Electricity Distribution Price Control Review, Background information on the cost of capital" de Julio de 2009.	N/A	S/D
$\beta_u^{USA\ final}$	0,474			
$\frac{w_d^{Guatemala}}{w_e}$	0,58	Benchmarking Internacional (OFGEM, IPART, ANEEL, Información de las empresas distribuidoras)	S/D	S/D
$\tau^{Guatemala}$	0,26	-	N/A	
$\beta_l^{Guatemala}$	0,96			

Tabla 75: Beta del segmento de distribución argentino año 2013

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Considerando la tasa impositiva de Guatemala (Impuesto sobre la Renta - ISR) vigente para el periodo 2013-2019 y una se obtuvo el beta apalancado de Guatemala de 0,96 (Rocha Martín, 2020).

Considerando el riesgo país en 794 unidades y al compáralo con economías latinoamericanas, como para el caso de Guatemala, con un riesgo país de 258 unidades, por lo cual se considera que el beta apalancado de Ecuador estará alrededor de 1,05 unidades.

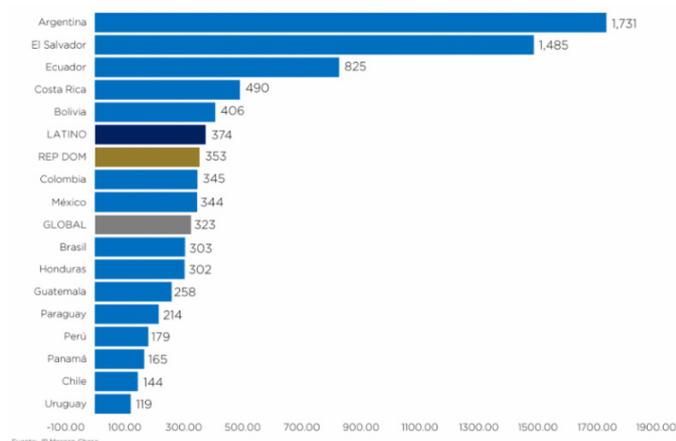


Tabla 76: Riesgo-País de Economías latino americanas 04 de enero del 2022

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Tasas de Interés			
Mayo 2022			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y POPULAR Y SOLIDARIO			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas*	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	6,74	Productivo Corporativo	8,86
Productivo Empresarial	8,95	Productivo Empresarial	9,89
Productivo PYMES	9,90	Productivo PYMES	11,26
Consumo	15,95	Consumo	16,77
Educativo	8,91	Educativo	9,50
Educativo Social	5,49	Educativo Social	7,50
Vivienda de Interés Público	4,99	Vivienda de Interés Público	4,99
Vivienda de Interés Social	4,98	Vivienda de Interés Social	4,99
Inmobiliario	9,41	Inmobiliario	10,40
Microcrédito Minorista	19,68	Microcrédito Minorista	28,23
Microcrédito de Acumulación Simple	20,27	Microcrédito de Acumulación Simple	24,89
Microcrédito de Acumulación Ampliada	19,57	Microcrédito de Acumulación Ampliada	22,05
Inversión Pública	8,58	Inversión Pública	9,33
<small>De acuerdo a la Resolución 603-2020-E, de la Junta de Política y Regulación Monetaria y Financiera. De acuerdo a la Resolución JPR-F-2021-004, de la Junta de Política y Regulación Financiera</small>			
2. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS PROMEDIO POR INSTRUMENTO			
Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Depósitos a plazo	5,54	Depósitos de Ahorro	0,93
Depósitos monetarios	0,97	Depósitos de Tarjetahabientes	1,18
Operaciones de Reporto	1,50		
3. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES POR PLAZO			
Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Plazo 30-60	3,88	Plazo 121-180	4,90
Plazo 61-90	4,28	Plazo 181-360	6,05
Plazo 91-120	4,97	Plazo 361 y más	7,98
4. OTRAS TASAS REFERENCIALES			
Tasa Pasiva Referencial	5,54	Tasa Legal	6,74
Tasa Activa Referencial	6,74	Tasa Máxima Convencional	8,86

Tabla 77: Tasas referenciales mayo 2022, Banco Central del Ecuador

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 78 se visualiza la tasa de descuento WACC, con las precisiones de los valores y fuente de obtención de datos financieros y de riesgo para Ecuador.

WACC Weighted Average Cost of Capital							
Símbolo	Unidades	Descripción	Proyecto Fotovoltaico		Proyecto Térmico		Precisiones
			EPC	Partidas	EPC	Partidas	
I	USD	Inversión total	\$107.142	\$99.968	\$8.960	\$7.932	Proformas
E	USD	Fondos propios	\$75.000	\$75.000	\$1.000	\$1.000	Subvención financiera
D	USD	Endeudamiento	\$32.142	\$24.968	\$7.960	\$6.932	Fuente de financiamiento
Devex	USD	Inversión previa	\$5.376	\$2.117	-	-	Inversión previa
Kd	%	Costo deuda financiera	2,55%	2,55%	2,55%	2,55%	Área de energía
T	%	Tasa impositiva	12%	12%	12%	12%	Impuesto al valor agregado
Rf	%	Rentabilidad del activo sin riesgo	0,93%	0,93%	0,93%	0,93%	Empresa de área energética
E[Rm]	%	Rentabilidad media del mercado	7,98%	7,98%	7,98%	7,98%	Banco Central del Ecuador
Bu	Unidades	Riesgo de mercado	1,05	1,05	1,05	1,05	Ecuador riesgo país
Be	Unidades	Riesgo apalancado	1,446	1,358	8,405	7,455	
Ke	%	Costo de fondos propios	11,12%	10,50%	0,602	0,535	
WACC	%	Tasa de descuento	8,46%	8,44%	8,71%	8,70%	

Tabla 78: Cálculo del WACC

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.4 Cuenta de Resultados

Los ingresos considerados en la cuenta de resultados corresponden a la energía anual generada multiplicada por el costo fijo establecido, el sistema fotovoltaico al ser de autoconsumo evita comprar la energía a la empresa de distribución eléctrica. Se considera para su cálculo la pérdida gradual de rendimiento de las placas fotovoltaicas y la tasa de inflación anual estimada.

Los gastos totales de los proyectos solar fotovoltaico y solar térmico se detallan en la de cuenta de resultados, a partir de estos datos se desarrolló el flujo de caja para los dos proyectos. Considerando el subsidio para el proyecto fotovoltaico y para los 2 proyectos se ha considerado el pago de la inversión en función del flujo de ingresos anuales establecidos según el valor de la energía generada en cada proyecto.

El contrato O&M elegido para ambos proyectos es el contrato *full O&M*, la garantía de disponibilidad asociada al contrato obliga al contratista de O&M a mantener en sus bodegas repuestos, partes y piezas del sistema implementado (solar fotovoltaico y solar térmico), de tal manera que, el tiempo de indisponibilidad nunca supere las 24 horas seguidas.

La tramitación de garantías y pago por reposición de partes y piezas corre por parte del promotor y dueño del proyecto.

Cuenta de resultados		Fotovoltaico		Térmico	
Datos	UNIDADES	EPC	Partidas	EPC	Partidas
Requerimiento de energía	kWh-año	167.250	167.250	613.765	613.765
Generación de energía	kWh-año	197.268	197.268	613.765	613.765
Tarifa	\$/ MW-h	\$105,00	\$105,00	\$103,40	\$103,40
Incremento renta terreno anual	%	1,50%	1,50%	0%	0%
Disminución energética año 1	%	2,00%	2,00%	0,0130%	0,0130%
Disminución energética año > 1	%	0,56%	0,56%	0,0130%	0,0130%
Inflación anual	%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Costo financiero WACC	%	8,46	8,44	8,71	8,7
Subsidio	\$	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tiempo proyecto N	años	25	25	25	25
Impuesto a la renta	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Tasa seguro todo riesgo O&M CAPEX	1,5%	\$1.526,53	\$1.414,29	\$878,35	\$725,40
Tasa proyección O&M	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%

Tasa proyección energía costo	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Tasa proyección seguros	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Porcentaje de endeudamiento	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
CAPEX					
Sistema generador sin IVA	\$	\$101.768,40	\$94.285,77	\$439.174,11	\$362.700,00
IVA	12%	\$5.373,37	\$5.122,29	\$52.700,89	\$43.524,00
Sistema generador con impuestos	\$	\$107.141,77	\$99.408,06	\$491.875,00	\$406.224,00
Devex	\$	\$5.376,00	\$5.376,00	\$5.376,00	\$5.376,00
OPEX					
Renta anual de terreno	\$/año	\$2.400,00	\$2.400,00	\$0,00	\$0,00
Mantenimiento anual preventivo	\$/año	\$1.200,00	\$1.200,00	\$1.800,00	\$1.800,00
O&M	\$/año	\$2.400,00	\$2.400,00	\$4.800,00	\$4.800,00
Mantenimiento correctivo 7 años	5%	\$5.088,42	\$4.714,29	\$21.958,71	\$18.135,00
Mantenimiento correctivo 14 años	7%	\$7.123,79	\$6.600,00	\$30.742,19	\$25.389,00
Mantenimiento correctivo 21 años	10%	\$10.176,84	\$9.428,58	\$43.917,41	\$36.270,00
Repuestos	0%	\$267,85	\$248,52	\$1.229,69	\$1.015,56

Tabla 79: Datos para cuenta de resultados de los proyectos SFV y solar térmico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Durante la fase de explotación el promotor y propietario del proyecto contratará por su propia cuenta un seguro contra todo riesgo, para proteger la instalación contra catástrofes naturales, descargas atmosféricas, robo, vandalismo, incendios y eventos de fuerza mayor o a causa de un tercero.

FACTORES DE FSIGMA				
kO&M	0,931218883	0,931390631	0,929077362	0,929162833
kseguros	0,940438871	0,94061232	0,938276148	0,938362466
kventa energía	0,935828877	0,936001475	0,933676755	0,933762649
fsigma O&M	11,25917825	11,27888192	11,0174713	11,02697886
fsigma seguros	12,38827545	12,41098239	12,10986806	12,12081425
fsigma precio energía	\$11,81	\$11,83	\$11,55	\$11,56
fa	0,09738674	0,097224417	0,09942407	0,099342284

Tabla 80: Factores fsigma

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Tablas de Amortización de los proyectos fotovoltaico y solar termo eléctrico

Proyecto Fotovoltaico EPC										
Monto	\$74.999,24									
Tiempo	10 años									
Tasa de interés	7,50%									
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cuota total	\$10.926	\$10.926	\$10.926	\$10.926	\$10.926	\$10.926	\$10.926	\$10.926	\$10.926	\$10.926
Intereses	\$5.625	\$5.227	\$4.800	\$4.340	\$3.846	\$3.316	\$2.745	\$2.131	\$1.471	\$762

Tabla 81: Amortización del proyecto fotovoltaico con contrato EPC

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto Fotovoltaico Partidas										
Monto	\$69.585,64									
Tiempo	10 años									
Tasa de interés	7,50%									
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cuota total	\$10.138	\$10.138	\$10.138	\$10.138	\$10.138	\$10.138	\$10.138	\$10.138	\$10.138	\$10.138
Intereses	\$5.219	\$4.850	\$4.453	\$4.027	\$3.569	\$3.076	\$2.547	\$1.977	\$1.365	\$707

Tabla 82: Amortización del proyecto fotovoltaico con contrato por partidas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto térmico EPC										
Monto	\$344.312,50									
Tiempo	10 años									
Tasa de interés	7,50%									
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cuota total	\$45.572	\$45.572	\$45.572	\$45.572	\$45.572	\$45.572	\$45.572	\$45.572	\$45.572	\$45.572
Intereses	\$23.461	\$21.803	\$20.020	\$18.103	\$16.043	\$13.829	\$11.448	\$8.888	\$6.137	\$3.179

Tabla 83: Amortización del proyecto solar térmico por contrato EPC

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto térmico Partidas										
Monto	\$284.356,80									
Tiempo	10 años									
Tasa de interés	7,50%									
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cuota total	\$41.427	\$41.427	\$41.427	\$41.427	\$41.427	\$41.427	\$41.427	\$41.427	\$41.427	\$41.427
Intereses	\$21.327	\$19.819	\$18.199	\$16.457	\$14.584	\$12.571	\$10.406	\$8.080	\$5.579	\$2.890

Tabla 84: Amortización del proyecto solar térmico del contrato por partidas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 85 muestra el porcentaje de ahorro económico obtenido para ambos proyectos, en el caso del proyecto fotovoltaico el porcentaje es del **7,2%**, mientras que el porcentaje de ahorro correspondiente al proyecto solar térmico representa el **17,4%**. De esta manera se evidencia que los proyectos ejecutados por partidas son la opción económicamente más viable para el promotor, sin embargo, el promotor adquiere muchas más responsabilidades a diferencia de un contrato EPC.

RESUMEN CUENTA DE RESULTADOS					
Proyecto	Escenario	Inversión	Subsidio	Variación	Años amortización
Fotovoltaica	EPC	\$107.141,77	\$0,00	7,218%	10
	Partidas	\$99.408,06	\$0,00		10
Térmica	EPC	\$491.875,00	-	17,4%	10
	Partidas	\$406.224,00	-		10

Tabla 85: Resumen de cuenta de resultados

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.5 Flujo de caja

5.5.1 Proyecto fotovoltaico

5.5.1.1 Contrato EPC

ANÁLISIS ECONÓMICO FOTOVOLTAICO EPC														
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Ingresos														
Kwh-año	197.268	197.268	193.323	192.240	191.163	190.093	189.028	187.970	186.917	185.871	184.830	183.795	182.765	181.742
Tarifa \$/kWh	0,105	\$ 0,105	\$ 0,108	\$ 0,110	\$ 0,111	\$ 0,113	\$ 0,115	\$ 0,117	\$ 0,118	\$ 0,120	\$ 0,122	\$ 0,124	\$ 0,126	\$ 0,127
Ingreso entrega energía		\$ 20.713,14	\$ 20.912,41	\$ 21.107,23	\$ 21.303,87	\$ 21.502,33	\$ 21.702,65	\$ 21.904,83	\$ 22.108,90	\$ 22.314,86	\$ 22.522,75	\$ 22.732,57	\$ 22.944,35	\$ 23.158,10
Ingreso bruto		\$ 20.713,14	\$ 20.912,41	\$ 21.107,23	\$ 21.303,87	\$ 21.502,33	\$ 21.702,65	\$ 21.904,83	\$ 22.108,90	\$ 22.314,86	\$ 22.522,75	\$ 22.732,57	\$ 22.944,35	\$ 23.158,10
OPEX														
Renta anual de terreno	\$ 2.400,00	\$ 2.400,00	\$ 2.436,00	\$ 2.472,54	\$ 2.509,63	\$ 2.547,27	\$ 2.585,48	\$ 2.624,26	\$ 2.663,63	\$ 2.703,58	\$ 2.744,14	\$ 2.785,30	\$ 2.827,08	\$ 2.869,48
Mantenimiento anual - limpieza ajuste	\$ 1.200,00	\$ 1.200,00	\$ 1.224,12	\$ 1.236,36	\$ 1.248,72	\$ 1.261,21	\$ 1.273,82	\$ 1.286,56	\$ 1.299,43	\$ 1.312,42	\$ 1.325,55	\$ 1.338,80	\$ 1.352,19	\$ 1.365,71
O&M anual - incluye repuestos	\$ 2.400,00	\$ 2.400,00	\$ 2.448,24	\$ 2.472,72	\$ 2.497,45	\$ 2.522,42	\$ 2.547,65	\$ 2.573,12	\$ 2.598,86	\$ 2.624,84	\$ 2.651,09	\$ 2.677,60	\$ 2.704,38	\$ 2.731,42
Pago seguro de todo riesgo	1,50%	\$ 1.526,53	\$ 1.572,67	\$ 1.596,26	\$ 1.620,20	\$ 1.644,50	\$ 1.669,17	\$ 1.694,21	\$ 1.719,62	\$ 1.745,41	\$ 1.771,60	\$ 1.798,17	\$ 1.825,14	\$ 1.852,52
O&M correctivo periódico 7-14-21		\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68
EBITDA (ingresos - Opex)		\$ 12.459,70	\$ 13.231,39	\$ 13.329,35	\$ 13.427,86	\$ 13.526,92	\$ 13.626,52	\$ 13.726,67	\$ 13.827,36	\$ 13.928,60	\$ 14.030,38	\$ 14.132,70	\$ 14.235,56	\$ 14.338,96
Pago inversión inicial capital	\$ 107.141,77	\$ 5.301,40	\$ 5.699,00	\$ 6.126,43	\$ 6.585,91	\$ 7.079,85	\$ 7.610,84	\$ 8.181,65	\$ 8.795,27	\$ 9.454,92	\$ 10.164,04			
EBIT (EBITDA - amortización)		\$ 7.158,30	\$ 7.532,39	\$ 7.202,92	\$ 6.841,95	\$ 6.447,07	\$ 6.015,68	\$ 5.545,02	\$ 5.032,09	\$ 4.473,68	\$ 3.866,34	\$ 14.132,70	\$ 14.235,56	\$ 14.338,96
Interés inversión inicial	7,50%	\$ 5.624,94	\$ 5.227,34	\$ 4.799,91	\$ 4.340,43	\$ 3.846,49	\$ 3.315,50	\$ 2.744,69	\$ 2.131,07	\$ 1.471,42	\$ 762,30			
EBT (EBIT - intereses)		\$ 1.533,36	\$ 2.305,05	\$ 2.403,01	\$ 2.501,52	\$ 2.600,58	\$ 2.700,18	\$ 2.800,33	\$ 2.901,02	\$ 3.002,26	\$ 3.104,04	\$ 14.132,70	\$ 14.235,56	\$ 14.338,96
Impuesto a la renta	25,00%	\$383,34	\$576,26	\$600,75	\$625,38	\$650,15	\$675,05	\$700,08	\$725,26	\$750,56	\$776,01	\$3.533,17	\$3.558,89	\$3.584,74
Cash flow	\$ -32.142,53	\$ 1.150,02	\$ 1.728,78	\$ 1.802,26	\$ 1.876,14	\$ 1.950,44	\$ 2.025,14	\$ 2.100,25	\$ 2.175,77	\$ 2.251,69	\$ 2.328,03	\$ 10.599,52	\$ 10.676,67	\$ 10.754,22
Flujo de caja libre	\$ -107.141,77	\$ 12.076,36	\$ 12.655,12	\$ 12.728,60	\$ 12.802,48	\$ 12.876,78	\$ 12.951,48	\$ 13.026,59	\$ 13.102,11	\$ 13.178,03	\$ 13.254,37	\$ 10.599,52	\$ 10.676,67	\$ 10.754,22

Tabla 86: Flujo de caja del año 1 al 13

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
180.724	179.712	178.706	177.705	176.710	175.720	174.736	173.758	172.785	171.817	170.855	169.898	168.947	168.001	167.060	166.124	165.194
\$ 0,129	\$ 0,131	\$ 0,133	\$ 0,135	\$ 0,137	\$ 0,139	\$ 0,141	\$ 0,144	\$ 0,146	\$ 0,148	\$ 0,150	\$ 0,152	\$ 0,155	\$ 0,157	\$ 0,159	\$ 0,162	\$ 0,164
\$ 23.373,84	\$ 23.591,59	\$ 23.811,37	\$ 24.033,19	\$ 24.257,09	\$ 24.483,06	\$ 24.711,15	\$ 24.941,36	\$ 25.173,71	\$ 25.408,23	\$ 25.644,93	\$ 25.883,84	\$ 26.124,98	\$ 26.368,36	\$ 26.614,00	\$ 26.861,94	\$ 27.112,19
\$ 23.373,84	\$ 23.591,59	\$ 23.811,37	\$ 24.033,19	\$ 24.257,09	\$ 24.483,06	\$ 24.711,15	\$ 24.941,36	\$ 25.173,71	\$ 25.408,23	\$ 25.644,93	\$ 25.883,84	\$ 26.124,98	\$ 26.368,36	\$ 26.614,00	\$ 26.861,94	\$ 27.112,19
\$ 2.912,53	\$ 2.956,21	\$ 3.000,56	\$ 3.045,57	\$ 3.091,25	\$ 3.137,62	\$ 3.184,68	\$ 3.232,45	\$ 3.280,94	\$ 3.330,15	\$ 3.380,11	\$ 3.430,81	\$ 3.482,27	\$ 3.534,50	\$ 3.587,52	\$ 3.641,33	\$ 3.695,95
\$ 1.379,37	\$ 1.393,16	\$ 1.407,09	\$ 1.421,17	\$ 1.435,38	\$ 1.449,73	\$ 1.464,23	\$ 1.478,87	\$ 1.493,66	\$ 1.508,60	\$ 1.523,68	\$ 1.538,92	\$ 1.554,31	\$ 1.569,85	\$ 1.585,55	\$ 1.601,40	\$ 1.617,42
\$ 2.758,74	\$ 2.786,33	\$ 2.814,19	\$ 2.842,33	\$ 2.870,75	\$ 2.899,46	\$ 2.928,46	\$ 2.957,74	\$ 2.987,32	\$ 3.017,19	\$ 3.047,36	\$ 3.077,84	\$ 3.108,62	\$ 3.139,70	\$ 3.171,10	\$ 3.202,81	\$ 3.234,84
\$ 1.880,31	\$ 1.908,51	\$ 1.937,14	\$ 1.966,20	\$ 1.995,69	\$ 2.025,62	\$ 2.056,01	\$ 2.086,85	\$ 2.118,15	\$ 2.149,92	\$ 2.182,17	\$ 2.214,91	\$ 2.248,13	\$ 2.281,85	\$ 2.316,08	\$ 2.350,82	\$ 2.386,08
\$ 1.017,68	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83									
\$ 14.442,90	\$ 14.547,37	\$ 14.652,39	\$ 14.757,93	\$ 14.864,02	\$ 14.970,63	\$ 15.077,77	\$ 15.185,45	\$ 15.293,64	\$ 15.402,37	\$ 15.511,61	\$ 15.621,37	\$ 15.731,65	\$ 15.842,45	\$ 15.953,76	\$ 16.065,57	\$ 16.177,89
\$ 14.442,90	\$ 14.547,37	\$ 14.652,39	\$ 14.757,93	\$ 14.864,02	\$ 14.970,63	\$ 15.077,77	\$ 15.185,45	\$ 15.293,64	\$ 15.402,37	\$ 15.511,61	\$ 15.621,37	\$ 15.731,65	\$ 15.842,45	\$ 15.953,76	\$ 16.065,57	\$ 16.177,89
\$ 14.442,90	\$ 14.547,37	\$ 14.652,39	\$ 14.757,93	\$ 14.864,02	\$ 14.970,63	\$ 15.077,77	\$ 15.185,45	\$ 15.293,64	\$ 15.402,37	\$ 15.511,61	\$ 15.621,37	\$ 15.731,65	\$ 15.842,45	\$ 15.953,76	\$ 16.065,57	\$ 16.177,89
\$3.610,72	\$3.636,84	\$3.663,10	\$3.689,48	\$3.716,00	\$3.742,66	\$3.769,44	\$3.796,36	\$3.823,41	\$3.850,59	\$3.877,90	\$3.905,34	\$3.932,91	\$3.960,61	\$3.988,44	\$4.016,39	\$4.044,47
\$ 10.832,17	\$ 10.910,53	\$ 10.989,29	\$ 11.068,45	\$ 11.148,01	\$ 11.227,97	\$ 11.308,33	\$ 11.389,08	\$ 11.470,23	\$ 11.551,77	\$ 11.633,71	\$ 11.716,03	\$ 11.798,74	\$ 11.881,84	\$ 11.965,32	\$ 12.049,18	\$ 12.133,42
\$ 10.832,17	\$ 10.910,53	\$ 10.989,29	\$ 11.068,45	\$ 11.148,01	\$ 11.227,97	\$ 11.308,33	\$ 11.389,08	\$ 11.470,23	\$ 11.551,77	\$ 11.633,71	\$ 11.716,03	\$ 11.798,74	\$ 11.881,84	\$ 11.965,32	\$ 12.049,18	\$ 12.133,42

Tabla 87: Flujo de caja del año 14 al 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.5.1.2 Contrato por partidas

ANÁLISIS ECONÓMICO FOTOVOLTAICO PARTIDAS														
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Ingresos														
Kwh-año	197.268	197.268	193.323	192.240	191.163	190.093	189.028	187.970	186.917	185.871	184.830	183.795	182.765	181.742
Tarifa \$/kWh	0,105	\$ 0,105	\$ 0,108	\$ 0,110	\$ 0,111	\$ 0,113	\$ 0,115	\$ 0,117	\$ 0,118	\$ 0,120	\$ 0,122	\$ 0,124	\$ 0,126	\$ 0,127
Ingreso entrega energía		\$ 20.713,14	\$ 20.912,41	\$ 21.107,23	\$ 21.303,87	\$ 21.502,33	\$ 21.702,65	\$ 21.904,83	\$ 22.108,90	\$ 22.314,86	\$ 22.522,75	\$ 22.732,57	\$ 22.944,35	\$ 23.158,10
Ingreso bruto		\$ 20.713,14	\$ 20.912,41	\$ 21.107,23	\$ 21.303,87	\$ 21.502,33	\$ 21.702,65	\$ 21.904,83	\$ 22.108,90	\$ 22.314,86	\$ 22.522,75	\$ 22.732,57	\$ 22.944,35	\$ 23.158,10
OPEX														
Renta anual de terreno	\$ 2.400,00	\$ 2.400,00	\$ 2.436,00	\$ 2.472,54	\$ 2.509,63	\$ 2.547,27	\$ 2.585,48	\$ 2.624,26	\$ 2.663,63	\$ 2.703,58	\$ 2.744,14	\$ 2.785,30	\$ 2.827,08	\$ 2.869,48
Mantenimiento anual - limpieza ajuste	\$ 1.200,00	\$ 1.200,00	\$ 1.224,12	\$ 1.236,36	\$ 1.248,72	\$ 1.261,21	\$ 1.273,82	\$ 1.286,56	\$ 1.299,43	\$ 1.312,42	\$ 1.325,55	\$ 1.338,80	\$ 1.352,19	\$ 1.365,71
O&M anual - incluye repuestos	\$ 2.400,00	\$ 2.400,00	\$ 2.448,24	\$ 2.472,72	\$ 2.497,45	\$ 2.522,42	\$ 2.547,65	\$ 2.573,12	\$ 2.598,86	\$ 2.624,84	\$ 2.651,09	\$ 2.677,60	\$ 2.704,38	\$ 2.731,42
Pago seguro de todo riesgo	1,50%	\$ 1.414,29	\$ 1.457,03	\$ 1.478,89	\$ 1.501,07	\$ 1.523,59	\$ 1.546,44	\$ 1.569,64	\$ 1.593,18	\$ 1.617,08	\$ 1.641,34	\$ 1.665,96	\$ 1.690,95	\$ 1.716,31
O&M correctivo periódico 7-14-21		\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 726,92	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68	\$ 1.017,68
EBITDA (ingresos - Opex)		\$ 12.571,94	\$ 13.347,02	\$ 13.446,72	\$ 13.546,99	\$ 13.647,84	\$ 13.749,25	\$ 13.851,24	\$ 13.953,80	\$ 14.056,93	\$ 14.160,63	\$ 14.264,91	\$ 14.369,75	\$ 14.475,17
Pago inversión inicial capital	\$ 99.408,06	\$ 4.918,73	\$ 5.287,63	\$ 5.684,20	\$ 6.110,52	\$ 6.568,81	\$ 7.061,47	\$ 7.591,08	\$ 8.160,41	\$ 8.772,44	\$ 9.430,37			
EBIT (EBITDA - amortización)		\$ 7.653,21	\$ 8.059,39	\$ 7.762,51	\$ 7.436,47	\$ 7.079,03	\$ 6.687,78	\$ 6.260,16	\$ 5.793,39	\$ 5.284,49	\$ 4.730,26	\$ 4.264,91	\$ 3.869,75	\$ 3.516,37
Interés inversión inicial	7,50%	\$ 5.218,92	\$ 4.850,02	\$ 4.453,45	\$ 4.027,13	\$ 3.568,84	\$ 3.076,18	\$ 2.546,57	\$ 1.977,24	\$ 1.365,21	\$ 707,28			
EBT (EBIT - intereses)		\$ 2.434,29	\$ 3.209,37	\$ 3.309,07	\$ 3.409,34	\$ 3.510,19	\$ 3.611,60	\$ 3.713,59	\$ 3.816,15	\$ 3.919,28	\$ 4.022,98	\$ 4.126,68	\$ 4.229,37	\$ 4.331,80
Impuesto a la renta	25,00%	\$ 608,57	\$ 802,34	\$ 827,27	\$ 852,34	\$ 877,55	\$ 902,90	\$ 928,40	\$ 954,04	\$ 979,82	\$ 1.005,75	\$ 1.031,68	\$ 1.057,71	\$ 1.083,84
Cash flow		\$ -29.822,42	\$ 1.825,71	\$ 2.407,03	\$ 2.481,80	\$ 2.557,01	\$ 2.632,64	\$ 2.708,70	\$ 2.785,19	\$ 2.862,11	\$ 2.939,46	\$ 3.017,24	\$ 3.095,02	\$ 3.172,79
Flujo de caja libre		\$ -99.408,06	\$ 11.963,36	\$ 12.544,68	\$ 12.619,45	\$ 12.694,66	\$ 12.770,29	\$ 12.846,35	\$ 12.922,84	\$ 12.999,76	\$ 13.077,11	\$ 13.154,89	\$ 13.232,71	\$ 13.310,53

Tabla 88: Flujo de caja de los años 1 al 13

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
180.724	179.712	178.706	177.705	176.710	175.720	174.736	173.758	172.785	171.817	170.855	169.898	168.947	168.001	167.060	166.124	165.194
\$ 0,129	\$ 0,131	\$ 0,133	\$ 0,135	\$ 0,137	\$ 0,139	\$ 0,141	\$ 0,144	\$ 0,146	\$ 0,148	\$ 0,150	\$ 0,152	\$ 0,155	\$ 0,157	\$ 0,159	\$ 0,162	\$ 0,164
\$ 23.373,84	\$ 23.591,59	\$ 23.811,37	\$ 24.033,19	\$ 24.257,09	\$ 24.483,06	\$ 24.711,15	\$ 24.941,36	\$ 25.173,71	\$ 25.408,23	\$ 25.644,93	\$ 25.883,84	\$ 26.124,98	\$ 26.368,36	\$ 26.614,00	\$ 26.861,94	\$ 27.112,19
\$ 23.373,84	\$ 23.591,59	\$ 23.811,37	\$ 24.033,19	\$ 24.257,09	\$ 24.483,06	\$ 24.711,15	\$ 24.941,36	\$ 25.173,71	\$ 25.408,23	\$ 25.644,93	\$ 25.883,84	\$ 26.124,98	\$ 26.368,36	\$ 26.614,00	\$ 26.861,94	\$ 27.112,19
\$ 2.912,53	\$ 2.956,21	\$ 3.000,56	\$ 3.045,57	\$ 3.091,25	\$ 3.137,62	\$ 3.184,68	\$ 3.232,45	\$ 3.280,94	\$ 3.330,15	\$ 3.380,11	\$ 3.430,81	\$ 3.482,27	\$ 3.534,50	\$ 3.587,52	\$ 3.641,33	\$ 3.695,95
\$ 1.379,37	\$ 1.393,16	\$ 1.407,09	\$ 1.421,17	\$ 1.435,38	\$ 1.449,73	\$ 1.464,23	\$ 1.478,87	\$ 1.493,66	\$ 1.508,60	\$ 1.523,68	\$ 1.538,92	\$ 1.554,31	\$ 1.569,85	\$ 1.585,55	\$ 1.601,40	\$ 1.617,42
\$ 2.758,74	\$ 2.786,33	\$ 2.814,19	\$ 2.842,33	\$ 2.870,75	\$ 2.899,46	\$ 2.928,46	\$ 2.957,74	\$ 2.987,32	\$ 3.017,19	\$ 3.047,36	\$ 3.077,84	\$ 3.108,62	\$ 3.139,70	\$ 3.171,10	\$ 3.202,81	\$ 3.234,84
\$ 1.742,06	\$ 1.768,19	\$ 1.794,71	\$ 1.821,63	\$ 1.848,95	\$ 1.876,69	\$ 1.904,84	\$ 1.933,41	\$ 1.962,41	\$ 1.991,85	\$ 2.021,73	\$ 2.052,05	\$ 2.082,83	\$ 2.114,08	\$ 2.145,79	\$ 2.177,97	\$ 2.210,64
\$ 1.017,68	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83	\$ 1.453,83									
\$ 14.581,15	\$ 14.687,70	\$ 14.794,82	\$ 14.902,50	\$ 15.010,75	\$ 15.119,57	\$ 15.228,94	\$ 15.338,88	\$ 15.449,38	\$ 15.560,44	\$ 15.672,06	\$ 15.784,23	\$ 15.896,95	\$ 16.010,23	\$ 16.124,05	\$ 16.238,42	\$ 16.353,33
\$ 14.581,15	\$ 14.687,70	\$ 14.794,82	\$ 14.902,50	\$ 15.010,75	\$ 15.119,57	\$ 15.228,94	\$ 15.338,88	\$ 15.449,38	\$ 15.560,44	\$ 15.672,06	\$ 15.784,23	\$ 15.896,95	\$ 16.010,23	\$ 16.124,05	\$ 16.238,42	\$ 16.353,33
\$ 14.581,15	\$ 14.687,70	\$ 14.794,82	\$ 14.902,50	\$ 15.010,75	\$ 15.119,57	\$ 15.228,94	\$ 15.338,88	\$ 15.449,38	\$ 15.560,44	\$ 15.672,06	\$ 15.784,23	\$ 15.896,95	\$ 16.010,23	\$ 16.124,05	\$ 16.238,42	\$ 16.353,33
\$3.645,29	\$3.671,92	\$3.698,70	\$3.725,63	\$3.752,69	\$3.779,89	\$3.807,24	\$3.834,72	\$3.862,35	\$3.890,11	\$3.918,01	\$3.946,06	\$3.974,24	\$4.002,56	\$4.031,01	\$4.059,60	\$4.088,33
\$ 10.935,86	\$ 11.015,77	\$ 11.096,11	\$ 11.176,88	\$ 11.258,06	\$ 11.339,67	\$ 11.421,71	\$ 11.504,16	\$ 11.587,04	\$ 11.670,33	\$ 11.754,04	\$ 11.838,17	\$ 11.922,71	\$ 12.007,67	\$ 12.093,04	\$ 12.178,81	\$ 12.265,00
\$ 10.935,86	\$ 11.015,77	\$ 11.096,11	\$ 11.176,88	\$ 11.258,06	\$ 11.339,67	\$ 11.421,71	\$ 11.504,16	\$ 11.587,04	\$ 11.670,33	\$ 11.754,04	\$ 11.838,17	\$ 11.922,71	\$ 12.007,67	\$ 12.093,04	\$ 12.178,81	\$ 12.265,00

Tabla 89: Flujo de caja de los años 13 al 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.5.2 Proyecto solar térmico

5.5.2.1 Contrato EPC

ANÁLISIS ECONÓMICO TERMICO EPC														
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Ingresos														
Kwh-año	613.765	613.765	613.685	613.605	613.526	613.446	613.366	613.286	613.207	613.127	613.047	612.968	612.888	612.808
Tarifa \$/kWh	0,103	\$ 0,103	\$ 0,107	\$ 0,108	\$ 0,110	\$ 0,111	\$ 0,113	\$ 0,115	\$ 0,116	\$ 0,118	\$ 0,120	\$ 0,122	\$ 0,124	\$ 0,125
Ingreso entrega energía		\$ 63.463,30	\$ 65.372,98	\$ 66.344,95	\$ 67.331,37	\$ 68.332,45	\$ 69.348,42	\$ 70.379,50	\$ 71.425,91	\$ 72.487,87	\$ 73.565,62	\$ 74.659,40	\$ 75.769,44	\$ 76.895,98
Ingreso bruto		\$ 63.463,30	\$ 65.372,98	\$ 66.344,95	\$ 67.331,37	\$ 68.332,45	\$ 69.348,42	\$ 70.379,50	\$ 71.425,91	\$ 72.487,87	\$ 73.565,62	\$ 74.659,40	\$ 75.769,44	\$ 76.895,98
OPEX														
Renta anual de terreno	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenimiento anual - limpieza ajuste	\$ 1.800,00	\$ 1.800,00	\$ 1.836,18	\$ 1.854,54	\$ 1.873,09	\$ 1.891,82	\$ 1.910,74	\$ 1.929,84	\$ 1.949,14	\$ 1.968,63	\$ 1.988,32	\$ 2.008,20	\$ 2.028,29	\$ 2.048,57
O&M anual - incluye repuestos	\$ 4.800,00	\$ 4.800,00	\$ 4.896,48	\$ 4.945,44	\$ 4.994,90	\$ 5.044,85	\$ 5.095,30	\$ 5.146,25	\$ 5.197,71	\$ 5.249,69	\$ 5.302,19	\$ 5.355,21	\$ 5.408,76	\$ 5.462,85
Pago seguro de todo riesgo	1,50%	\$ 878,35	\$ 904,90	\$ 918,47	\$ 932,25	\$ 946,23	\$ 960,42	\$ 974,83	\$ 989,45	\$ 1.004,29	\$ 1.019,36	\$ 1.034,65	\$ 1.050,17	\$ 1.065,92
O&M correctivo periódico 7-14-21		\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74
EBITDA (Ingresos - Opex)		\$ 52.847,99	\$ 57.735,42	\$ 58.626,49	\$ 59.531,14	\$ 60.449,56	\$ 61.381,97	\$ 62.328,58	\$ 63.289,60	\$ 64.265,25	\$ 65.255,76	\$ 66.261,34	\$ 67.282,23	\$ 68.318,65
Pago inversión inicial capital	\$ 491.875,00	\$ 22.111,06	\$ 23.769,42	\$ 25.552,16	\$ 27.468,60	\$ 29.528,77	\$ 31.743,45	\$ 34.124,24	\$ 36.683,59	\$ 39.434,89	\$ 42.392,53			
EBIT (EBITDA - amortización)		\$ 30.736,93	\$ 33.966,00	\$ 33.074,33	\$ 32.062,54	\$ 30.920,79	\$ 29.638,52	\$ 28.204,34	\$ 26.606,01	\$ 24.830,36	\$ 22.863,23	\$ 66.261,34	\$ 67.282,23	\$ 68.318,65
Interés inversión inicial	7,50%	\$ 23.460,94	\$ 21.802,58	\$ 20.019,84	\$ 18.103,40	\$ 16.043,23	\$ 13.828,55	\$ 11.447,76	\$ 8.888,41	\$ 6.137,11	\$ 3.179,47			
EBT (EBIT - intereses)		\$ 7.275,99	\$ 12.163,42	\$ 13.054,49	\$ 13.959,14	\$ 14.877,56	\$ 15.809,97	\$ 16.756,58	\$ 17.717,60	\$ 18.693,25	\$ 19.683,76	\$ 66.261,34	\$ 67.282,23	\$ 68.318,65
Impuesto a la renta	25,00%	\$ 1.819,00	\$ 3.040,86	\$ 3.263,62	\$ 3.489,78	\$ 3.719,39	\$ 3.952,49	\$ 4.189,14	\$ 4.429,40	\$ 4.673,31	\$ 4.920,94	\$ 16.565,34	\$ 16.820,56	\$ 17.079,66
Cash flow	\$ -147.562,50	\$ 5.457,00	\$ 9.122,57	\$ 9.790,87	\$ 10.469,35	\$ 11.158,17	\$ 11.857,48	\$ 12.567,43	\$ 13.288,20	\$ 14.019,94	\$ 14.762,82	\$ 49.696,01	\$ 50.461,67	\$ 51.238,99
Flujo de caja libre	\$ -491.875,00	\$ 51.029,00	\$ 54.694,57	\$ 55.362,87	\$ 56.041,35	\$ 56.730,17	\$ 57.429,48	\$ 58.139,43	\$ 58.860,20	\$ 59.591,94	\$ 60.334,82	\$ 49.696,01	\$ 50.461,67	\$ 51.238,99

Tabla 90: Flujo de caja de los años 1 al 13

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
612.729	612.649	612.569	612.490	612.410	612.330	612.251	612.171	612.092	612.012	611.932	611.853	611.773	611.694	611.614	611.535	611.455
\$ 0,127	\$ 0,129	\$ 0,131	\$ 0,133	\$ 0,135	\$ 0,137	\$ 0,139	\$ 0,141	\$ 0,143	\$ 0,146	\$ 0,148	\$ 0,150	\$ 0,152	\$ 0,155	\$ 0,157	\$ 0,159	\$ 0,162
\$ 78.039,28	\$ 79.199,57	\$ 80.377,11	\$ 81.572,16	\$ 82.784,98	\$ 84.015,83	\$ 85.264,99	\$ 86.532,71	\$ 87.819,28	\$ 89.124,98	\$ 90.450,10	\$ 91.794,92	\$ 93.159,73	\$ 94.544,83	\$ 95.950,53	\$ 97.377,13	\$ 98.824,93
\$ 78.039,28	\$ 79.199,57	\$ 80.377,11	\$ 81.572,16	\$ 82.784,98	\$ 84.015,83	\$ 85.264,99	\$ 86.532,71	\$ 87.819,28	\$ 89.124,98	\$ 90.450,10	\$ 91.794,92	\$ 93.159,73	\$ 94.544,83	\$ 95.950,53	\$ 97.377,13	\$ 98.824,93
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 2.069,05	\$ 2.089,74	\$ 2.110,64	\$ 2.131,75	\$ 2.153,07	\$ 2.174,60	\$ 2.196,34	\$ 2.218,31	\$ 2.240,49	\$ 2.262,89	\$ 2.285,52	\$ 2.308,38	\$ 2.331,46	\$ 2.354,78	\$ 2.378,32	\$ 2.402,11	\$ 2.426,13
\$ 5.517,48	\$ 5.572,65	\$ 5.628,38	\$ 5.684,66	\$ 5.741,51	\$ 5.798,92	\$ 5.856,91	\$ 5.915,48	\$ 5.974,64	\$ 6.034,38	\$ 6.094,73	\$ 6.155,67	\$ 6.217,23	\$ 6.279,40	\$ 6.342,20	\$ 6.405,62	\$ 6.469,67
\$ 1.081,91	\$ 1.098,14	\$ 1.114,61	\$ 1.131,33	\$ 1.148,30	\$ 1.165,52	\$ 1.183,01	\$ 1.200,75	\$ 1.218,76	\$ 1.237,05	\$ 1.255,60	\$ 1.274,44	\$ 1.293,55	\$ 1.312,96	\$ 1.332,65	\$ 1.352,64	\$ 1.372,93
\$ 4.391,74	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92								
\$ 69.370,84	\$ 70.439,04	\$ 71.523,48	\$ 72.624,42	\$ 73.742,11	\$ 74.876,79	\$ 76.028,72	\$ 77.198,17	\$ 78.385,39	\$ 79.590,66	\$ 80.814,25	\$ 82.056,43	\$ 83.317,48	\$ 84.597,70	\$ 85.897,36	\$ 87.216,76	\$ 88.556,20
\$ 69.370,84	\$ 70.439,04	\$ 71.523,48	\$ 72.624,42	\$ 73.742,11	\$ 74.876,79	\$ 76.028,72	\$ 77.198,17	\$ 78.385,39	\$ 79.590,66	\$ 80.814,25	\$ 82.056,43	\$ 83.317,48	\$ 84.597,70	\$ 85.897,36	\$ 87.216,76	\$ 88.556,20
\$ 69.370,84	\$ 70.439,04	\$ 71.523,48	\$ 72.624,42	\$ 73.742,11	\$ 74.876,79	\$ 76.028,72	\$ 77.198,17	\$ 78.385,39	\$ 79.590,66	\$ 80.814,25	\$ 82.056,43	\$ 83.317,48	\$ 84.597,70	\$ 85.897,36	\$ 87.216,76	\$ 88.556,20
\$17.342,71	\$17.609,76	\$17.880,87	\$18.156,11	\$18.435,53	\$18.719,20	\$19.007,18	\$19.299,54	\$19.596,35	\$19.897,67	\$20.203,56	\$20.514,11	\$20.829,37	\$21.149,42	\$21.474,34	\$21.804,19	\$22.139,05
\$ 52.028,13	\$ 52.829,28	\$ 53.642,61	\$ 54.468,32	\$ 55.306,58	\$ 56.157,59	\$ 57.021,54	\$ 57.898,63	\$ 58.789,05	\$ 59.693,00	\$ 60.610,69	\$ 61.542,32	\$ 62.488,11	\$ 63.448,27	\$ 64.423,02	\$ 65.412,57	\$ 66.417,15
\$ 52.028,13	\$ 52.829,28	\$ 53.642,61	\$ 54.468,32	\$ 55.306,58	\$ 56.157,59	\$ 57.021,54	\$ 57.898,63	\$ 58.789,05	\$ 59.693,00	\$ 60.610,69	\$ 61.542,32	\$ 62.488,11	\$ 63.448,27	\$ 64.423,02	\$ 65.412,57	\$ 66.417,15

Tabla 91: Flujo de caja de los años 14 al 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.5.2.2 Contrato por partidas

ANÁLISIS ECONÓMICO TERMICO EPC														
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Ingresos														
Kwh-año	613.765	613.765	613.685	613.605	613.526	613.446	613.366	613.286	613.207	613.127	613.047	612.968	612.888	612.808
Tarifa \$/kWh	0,105	\$ 0,105	\$ 0,108	\$ 0,110	\$ 0,111	\$ 0,113	\$ 0,115	\$ 0,117	\$ 0,118	\$ 0,120	\$ 0,122	\$ 0,124	\$ 0,126	\$ 0,127
Ingreso entrega energía		\$ 64.445,33	\$ 66.384,55	\$ 67.371,56	\$ 68.373,25	\$ 69.389,82	\$ 70.421,51	\$ 71.468,55	\$ 72.531,14	\$ 73.609,54	\$ 74.703,97	\$ 75.814,67	\$ 76.941,89	\$ 78.085,86
Ingreso bruto		\$ 64.445,33	\$ 66.384,55	\$ 67.371,56	\$ 68.373,25	\$ 69.389,82	\$ 70.421,51	\$ 71.468,55	\$ 72.531,14	\$ 73.609,54	\$ 74.703,97	\$ 75.814,67	\$ 76.941,89	\$ 78.085,86
OPEX														
Renta anual de terreno	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenimiento anual - limpieza ajuste	\$ 1.800,00	\$ 1.800,00	\$ 1.836,18	\$ 1.854,54	\$ 1.873,09	\$ 1.891,82	\$ 1.910,74	\$ 1.929,84	\$ 1.949,14	\$ 1.968,63	\$ 1.988,32	\$ 2.008,20	\$ 2.028,29	\$ 2.048,57
O&M anual - incluye repuestos	\$ 4.800,00	\$ 4.800,00	\$ 4.896,48	\$ 4.945,44	\$ 4.994,90	\$ 5.044,85	\$ 5.095,30	\$ 5.146,25	\$ 5.197,71	\$ 5.249,69	\$ 5.302,19	\$ 5.355,21	\$ 5.408,76	\$ 5.462,85
Pago seguro de todo riesgo	1,50%	\$ 725,40	\$ 747,33	\$ 758,54	\$ 769,91	\$ 781,46	\$ 793,18	\$ 805,08	\$ 817,16	\$ 829,42	\$ 841,86	\$ 854,48	\$ 867,30	\$ 880,31
O&M correctivo periódico 7-14-21		\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 3.136,96	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74	\$ 4.391,74
EBITDA (ingresos - Opex)		\$ 53.982,97	\$ 58.904,57	\$ 59.813,04	\$ 60.735,35	\$ 61.671,70	\$ 62.622,30	\$ 63.587,37	\$ 64.567,13	\$ 65.561,80	\$ 66.571,61	\$ 67.596,78	\$ 68.637,54	\$ 69.694,14
Pago inversión inicial capital	\$ 406.224,00	\$ 20.100,02	\$ 21.607,52	\$ 23.228,09	\$ 24.970,19	\$ 26.842,96	\$ 28.856,18	\$ 31.020,39	\$ 33.346,92	\$ 35.847,94	\$ 38.536,54			
EBIT (EBITDA - amortización)		\$ 33.882,95	\$ 37.297,05	\$ 36.584,95	\$ 35.765,16	\$ 34.828,74	\$ 33.766,12	\$ 32.566,98	\$ 31.220,21	\$ 29.713,86	\$ 28.035,07	\$ 26.596,78	\$ 25.148,16	\$ 23.771,29
Interés inversión inicial	7,50%	\$ 21.326,76	\$ 19.819,26	\$ 18.198,69	\$ 16.456,59	\$ 14.583,82	\$ 12.570,60	\$ 10.406,39	\$ 8.079,86	\$ 5.578,84	\$ 2.890,24			
EBT (EBIT - intereses)		\$ 12.556,19	\$ 17.477,79	\$ 18.386,26	\$ 19.308,57	\$ 20.244,92	\$ 21.195,52	\$ 22.160,59	\$ 23.140,35	\$ 24.135,02	\$ 25.144,83	\$ 26.173,54	\$ 27.239,62	\$ 28.389,59
Impuesto a la renta	25,00%	\$ 3.139,05	\$ 4.369,45	\$ 4.596,57	\$ 4.827,14	\$ 5.061,23	\$ 5.298,88	\$ 5.540,15	\$ 5.785,09	\$ 6.033,76	\$ 6.286,21	\$ 6.547,91	\$ 6.817,39	\$ 7.095,39
Cash flow		\$ -121.867,20	\$ 9.417,14	\$ 13.108,34	\$ 13.789,70	\$ 14.481,43	\$ 15.183,69	\$ 15.896,64	\$ 16.620,44	\$ 17.355,26	\$ 18.101,27	\$ 18.858,62	\$ 19.627,58	\$ 20.412,20
Flujo de caja libre		\$ -406.224,00	\$ 50.843,92	\$ 54.535,12	\$ 55.216,48	\$ 55.908,21	\$ 56.610,47	\$ 57.323,42	\$ 58.047,22	\$ 58.782,04	\$ 59.528,05	\$ 60.285,40	\$ 61.047,29	\$ 61.812,58

Tabla 92: Flujo de caja de los años 1 al 13

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
612.729	612.649	612.569	612.490	612.410	612.330	612.251	612.171	612.092	612.012	611.932	611.853	611.773	611.694	611.614	611.535	611.455
\$ 0,129	\$ 0,131	\$ 0,133	\$ 0,135	\$ 0,137	\$ 0,139	\$ 0,141	\$ 0,144	\$ 0,146	\$ 0,148	\$ 0,150	\$ 0,152	\$ 0,155	\$ 0,157	\$ 0,159	\$ 0,162	\$ 0,164
\$ 79.246,85	\$ 80.425,10	\$ 81.620,86	\$ 82.834,40	\$ 84.065,99	\$ 85.315,89	\$ 86.584,37	\$ 87.871,71	\$ 89.178,19	\$ 90.504,09	\$ 91.849,71	\$ 93.215,34	\$ 94.601,27	\$ 96.007,81	\$ 97.435,26	\$ 98.883,93	\$ 100.354,14
\$ 79.246,85	\$ 80.425,10	\$ 81.620,86	\$ 82.834,40	\$ 84.065,99	\$ 85.315,89	\$ 86.584,37	\$ 87.871,71	\$ 89.178,19	\$ 90.504,09	\$ 91.849,71	\$ 93.215,34	\$ 94.601,27	\$ 96.007,81	\$ 97.435,26	\$ 98.883,93	\$ 100.354,14
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 2.069,05	\$ 2.089,74	\$ 2.110,64	\$ 2.131,75	\$ 2.153,07	\$ 2.174,60	\$ 2.196,34	\$ 2.218,31	\$ 2.240,49	\$ 2.262,89	\$ 2.285,52	\$ 2.308,38	\$ 2.331,46	\$ 2.354,78	\$ 2.378,32	\$ 2.402,11	\$ 2.426,13
\$ 5.517,48	\$ 5.572,65	\$ 5.628,38	\$ 5.684,66	\$ 5.741,51	\$ 5.798,92	\$ 5.856,91	\$ 5.915,48	\$ 5.974,64	\$ 6.034,38	\$ 6.094,73	\$ 6.155,67	\$ 6.217,23	\$ 6.279,40	\$ 6.342,20	\$ 6.405,62	\$ 6.469,67
\$ 893,52	\$ 906,92	\$ 920,52	\$ 934,33	\$ 948,34	\$ 962,57	\$ 977,01	\$ 991,66	\$ 1.006,54	\$ 1.021,64	\$ 1.036,96	\$ 1.052,52	\$ 1.068,30	\$ 1.084,33	\$ 1.100,59	\$ 1.117,10	\$ 1.133,86
\$ 4.391,74	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92	\$ 6.273,92									
\$ 70.766,80	\$ 71.855,78	\$ 72.961,32	\$ 74.083,66	\$ 75.223,07	\$ 76.379,80	\$ 77.554,10	\$ 78.746,26	\$ 79.956,53	\$ 81.185,18	\$ 82.432,50	\$ 83.698,77	\$ 84.984,28	\$ 86.289,30	\$ 87.614,14	\$ 88.959,10	\$ 90.324,48
\$ 70.766,80	\$ 71.855,78	\$ 72.961,32	\$ 74.083,66	\$ 75.223,07	\$ 76.379,80	\$ 77.554,10	\$ 78.746,26	\$ 79.956,53	\$ 81.185,18	\$ 82.432,50	\$ 83.698,77	\$ 84.984,28	\$ 86.289,30	\$ 87.614,14	\$ 88.959,10	\$ 90.324,48
\$ 70.766,80	\$ 71.855,78	\$ 72.961,32	\$ 74.083,66	\$ 75.223,07	\$ 76.379,80	\$ 77.554,10	\$ 78.746,26	\$ 79.956,53	\$ 81.185,18	\$ 82.432,50	\$ 83.698,77	\$ 84.984,28	\$ 86.289,30	\$ 87.614,14	\$ 88.959,10	\$ 90.324,48
\$17.691,70	\$17.963,95	\$18.240,33	\$18.520,92	\$18.805,77	\$19.094,95	\$19.388,53	\$19.686,56	\$19.989,13	\$20.296,30	\$20.608,13	\$20.924,69	\$21.246,07	\$21.572,33	\$21.903,54	\$22.239,78	\$22.581,12
\$ 53.075,10	\$ 53.891,84	\$ 54.720,99	\$ 55.562,75	\$ 56.417,30	\$ 57.284,85	\$ 58.165,58	\$ 59.059,69	\$ 59.967,39	\$ 60.888,89	\$ 61.824,38	\$ 62.774,08	\$ 63.738,21	\$ 64.716,98	\$ 65.710,61	\$ 66.719,33	\$ 67.743,36
\$ 53.075,10	\$ 53.891,84	\$ 54.720,99	\$ 55.562,75	\$ 56.417,30	\$ 57.284,85	\$ 58.165,58	\$ 59.059,69	\$ 59.967,39	\$ 60.888,89	\$ 61.824,38	\$ 62.774,08	\$ 63.738,21	\$ 64.716,98	\$ 65.710,61	\$ 66.719,33	\$ 67.743,36

Tabla 93: Flujo de caja de los años 14 al 30

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

5.6 VAN y TIR

Para la cuenta de resultados del proyecto fotovoltaico se considera la disponibilidad y la no disponibilidad de la subvención, se considera el pago del 25% de impuesto a la renta, y en los varios escenarios se ha considerado el financiamiento de 70% de la inversión, y para, el proyecto térmico se considera con el pago del 25% de impuesto a la renta.

5.6.1 Proyecto fotovoltaico

5.6.1.1 Proyecto fotovoltaico EPC, sin y con subvención

A partir de los valores obtenidos en secciones anteriores correspondientes al proyecto solar fotovoltaico por contrato EPC, aplicando la fórmula presentada al inicio de esta sección se realizó el cálculo del VAN y TIR.

VAN y TIR	Subvención	
	SI	No
VAN proyecto 30 años	\$118.597,91	\$131.068,55
TIR proyecto 30 años	34%	11%

Tabla 94: Valores de VAN y TIR fotovoltaico EPC

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR es de 34% esto quiere decir que el proyecto es muy rentable, con aproximadamente 26 puntos porcentuales a la tasa de descuento, estos datos se obtienen debido a la subvención de USD 75.000 definida para el proyecto, valor no real en la realidad comercial vigente y el valor de 11% es real en función de a tasa de descuento calculada.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

VAN Equity y TIR Equity	Subvención	
	SI	No
VAN Equity 30 años	\$96.660,98	\$59.249,08
TIR Equity 30 años	62%	13%

Tabla 95: Valores de VAN y TIR sin subvención

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR Equity del 62% esto quiere decir que el proyecto el dueño es muy rentable, por la muy baja inversión que debe realizar debido a la subvención de USD 75.000 definida para el proyecto, valor no real en la realidad comercial vigente y el valor de 13% es real en función de a tasa de descuento calculada.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

5.6.1.2 Proyecto fotovoltaico Partidas, sin y con subvención

A partir de los valores obtenidos en secciones anteriores correspondientes al proyecto solar fotovoltaico por contrato EPC, aplicando la fórmula presentada al inicio de esta sección se realizó el cálculo del VAN y TIR.

VAN y TIR	Subvención	
	SI	No
VAN proyecto 30 años	\$118.597,91	\$131.065,45
TIR proyecto 30 años	34%	12%

Tabla 96: Valores de VAN y TIR fotovoltaico Partidas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR es de 34% esto quiere decir que el proyecto es muy rentable, con aproximadamente 26 puntos porcentuales a la tasa de descuento, estos datos se obtienen debido a la subvención de USD 75.000 definida para el proyecto, valor no real en la realidad comercial vigente y el valor de 12% es real en función de a tasa de descuento calculada.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

VAN Equity y TIR Equity	Subvención	
	SI	No
VAN Equity 30 años	\$101.891,22	\$64.370,60
TIR Equity 30 años	92%	15%

Tabla 97: Valores de VAN y TIR Partidas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR Equity del 92% esto quiere decir que el proyecto el dueño es muy rentable, por la muy baja inversión que debe realizar debido a la subvención de USD 75.000 definida para el proyecto, valor no real en la realidad comercial vigente y el valor de 15% es real en función de a tasa de descuento calculada.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

5.6.2 Proyecto térmico

5.6.2.1 Proyecto térmico EPC

A partir de los valores obtenidos en secciones anteriores correspondientes al proyecto solar térmico por contrato EPC, aplicando la fórmula presentada al inicio de esta sección se realizó el cálculo del VAN y TIR.

VAN y TIR	
VAN proyecto 30 años	\$589.310,63
TIR proyecto 30 años	11%

Tabla 98: Valores de VAN y TIR térmico EPC

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR es de 34% esto quiere decir que el proyecto es muy rentable, con aproximadamente 26 puntos porcentuales a la tasa de descuento, valor real en la realidad comercial vigente.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

VAN Equity y TIR Equity	
VAN Equity 30 años	\$294.074,57
TIR Equity 30 años	14%

Tabla 99: Valores de VAN y TIR térmico EPC

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR Equity del 15% esto quiere decir que el proyecto el dueño es muy rentable, valor real en la realidad comercial vigente.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

5.6.2.2 Proyecto fotovoltaico Partidas con IR

A partir de los valores obtenidos en secciones anteriores correspondientes al proyecto solar fotovoltaico por contrato EPC, aplicando la fórmula presentada al inicio de esta sección se realizó el cálculo del VAN y TIR.

VAN y TIR	
VAN proyecto 30 años	\$607.036,44
TIR proyecto 30 años	13%

Tabla 100: Valores de VAN y TIR térmico Partidas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR es de 13% esto quiere decir que el proyecto es muy rentable, con aproximadamente 5 puntos porcentuales a la tasa de descuento, valor real en la realidad comercial vigente.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

VAN Equity y TIR Equity	
VAN Equity 30 años	\$334.735,80
TIR Equity 30 años	18%

Tabla 101: Valores de VAN y TIR térmico Partidas

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

El valor obtenido del TIR Equity del 18% esto quiere decir que el proyecto el dueño es muy rentable y atractiva para el inversionista, valor real en la realidad comercial vigente del mercado.

En lo que se refiere al valor calculado del VAN corresponde a lo que se obtuvo en el TIR, es decir presenta un valor muy atractivo que establece una gran viabilidad para la implementación o venta del proyecto.

5.6.3 LCOE y LROE

A partir de la ecuación de la sección 3.4.6 los valores obtenidos se muestran en la Tabla 102, se realizó el cálculo de los proyectos solar fotovoltaico y solar termo eléctrico por contratos tipo EPC y por partidas.

Proyecto	Escenario	LCOE	LROE	Diferencia
		\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
Fotovoltaica	EPC	-\$0,0303	\$0,1207	\$0,0904
	Partidas	-\$0,0269	\$0,1207	\$0,0938
Térmica	EPC	-\$0,0610	\$0,1187	\$0,0577
	Partidas	-\$0,0488	\$0,1187	\$0,0699

Tabla 102: Valores de LCOE y LROE de los proyectos fotovoltaico y solar térmico

NOTA. Fuente: Elaboración propia.

Para el caso del proyecto solar fotovoltaico por EPC se establece un costo por kWh de 3 ctvs., mientras que al vender el kWh generado se obtendría un valor de 12 ctvs. Algo similar ocurre con el contrato por partidas con un costo de compra de 2 ctvs. y un costo de venta de 12

ctvs. En los 2 casos los proyectos disponen de mayor ingreso que egreso por cada kWh generado y vendido.

Para el caso del proyecto solar termo eléctrico por EPC se establece un costo por kWh de 6 ctvs., mientras que al vender el kWh generado se obtendría un valor de 12 ctvs. Algo similar ocurre con el contrato por partidas con un costo de compra de 5 ctvs y un costo de venta de 12 ctvs. En los 2 casos los proyectos ofrecen un mayor ingreso que egreso por kWh generado y vendido.

Los valores calculados del LCOE y del LROE en todos los casos satisfacen la condición $LROE \geq LCOE$, por lo tanto, se concluye que el proyecto es rentable ya que cumple con los criterios de rentabilidad exigidos por la compañía.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- El consumo promedio de energía para las 100 viviendas de la urbanización El Manantial es de 557.500 kWh-año, al considerar que el proyecto fotovoltaico aportará con el 35% de la energía requerida se ha diseñado un sistema de 120 kW pico, el cual generará 197.268 kWh-año.
- El sistema fotovoltaico centralizado en un terreno constará de 240 paneles Trina Solar Vertex de 490 - 505 W cada uno y 2 inversores Sunny Tripower CORE1 de 50 kW en AC tecnología multistring transformeless marca SMA Germany, además, se ha considerado todo el sistema de cableado, conectores, protecciones y estructura de montaje.
- El sistema térmico en su conjunto de terrazas constará de 275 colectores con acumulador VITOSOL de 2,5 m² - marca VISSMANN tipo placa plana pequeños consumos acumulador y de 100 calefones en como respaldo del sistema de ACS.
- En el proyecto fotovoltaico se ha considerado dos sensibilidades en base a subvención con un monto de USD 75.000 y sin subvención, y dos escenarios de contratación considerando EPC y partidas, definiendo que el proyecto se lo ha desarrollado sin subvención, se concluye que la mejor alternativa en función de la rentabilidad es un proyecto por partidas, con una variación de TIR de 1% con EPC
- Con respecto al costo del kWh establecido para la recuperación de la inversión en el proyecto solar fotovoltaico, el precio de la energía requerido para amortizar en el mismo tiempo la inversión Solar Termoeléctrica es superior, se calculó un costo del kWh de 220 USD/MWh en termoeléctrica contra 105 USD/MWh del solar fotovoltaico.
- La pérdida de rendimiento a lo largo de la fase de explotación de los proyectos es digna de ser tomado en cuenta, ya que, constituye un factor determinante en la evolución de la

producción a lo largo de la vida útil del proyecto, durante el primer año los paneles solares fotovoltaicos sufren una degradación del 2%, mientras que, a partir del segundo año su pérdida de rendimiento corresponde al 0,56% y de 0,0130% para el panel solar térmico.

- En cuanto a operación y mantenimiento los contratos full O&M son los más recomendados, debido a que, existe un solo responsable para todos los escenarios adversos que puedan presentarse a lo largo de la fase de explotación del proyecto.
- La realización de un análisis económico que comprende:
 - El margen de utilidad bruta puede ser considerado como un indicador general para establecer la prefactibilidad de un proyecto, sin embargo, es obligatorio realizar un análisis económico profundo a través de la implementación de la cuenta de resultados, de esta manera, se puede establecer de manera fiable la factibilidad del proyecto en función del TIR obtenido, fotovoltaico EPC 12%, fotovoltaico partidas 14%, térmico EPC 12% y térmico partidas 13%.
 - La definición clara de los costos de capital (CAPEX), Fotovoltaico EPC \$107.141,77, Fotovoltaico partidas \$99.408,06, térmico EPC \$446.875,00 y térmico partidas \$406.224,00.
 - La visualización del espectro completo de los costos de operación (OPEX).
 - El conocimiento acertado de los ingresos y gastos, tasas de proyección (O&M 1,5%, energía 1,5% y seguros 2%) y tributación del 25%.
 - La elaboración del flujo de caja, el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y del Valor Actual Neto (VAN).
- El financiamiento mediante la banca de desarrollo o fondos internacionales para el desarrollo de las energías renovables y el cambio energético, son de capital importancia para conseguir la implementación de los proyectos de Energías Renovables, sin

embargo, hay que asegurar que la tasa de interés se ubique por debajo del valor del WACC que en promedio los proyectos realizados: fotovoltaico 8,4% y térmico 8,7%.

- El porcentaje 30% EQUITY (Inversión del Promotor) y 70% LOAN (Financiamiento del Organismo de Crédito), con intereses bajo el 7,5% anual, a 10 años plazo, constituye la generalidad del manejo del concepto PROJECT FINANCING, sin embargo, vale resaltar que, en el caso ecuatoriano específicamente, el TIR del proyecto para calificar a un PF de manera satisfactoria debe ser siempre superior al 12,5 %.
- Al integrar el PROJECT FINANCING se establecen 2 tipos de TIR: el primero es el TIR DEL PROYECTO, el segundo es el TIR DEL EQUITY, la diferencia entre ambos valores lo establecen: el monto, el interés y plazo del crédito obtenido; considerando también que en el caso de reducir al 0% el monto del crédito, es decir con un 100% de EQUITY, los 2 TIR serían coincidentes.
- En cuanto a los impuestos, la energía eléctrica en Ecuador al ser un bien intangible de primera necesidad no grava IVA (12% de impuesto al valor agregado), en consecuencia, no se suma ningún impuesto en el caso de vender la energía eléctrica producida, y, el impuesto a la renta de las sociedades o personas jurídicas en el Ecuador es el 25% de su utilidad neta, pero aplica únicamente a las instalaciones que venden energía a la red pública de electricidad.
- En AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO DE CLIENTES REGULADOS, tal como es el caso incluso del consumo comunitario (existente en España y en proceso de implementación en Ecuador), se aplica únicamente el NET METERING o NETEO DE ENERGÍA, mediante el cual se cuentan los kWh generados en la banda de 8h00 a 18h00 y se cruzan con la energía consumida en todas las bandas horarias de manera ponderada.

- En cuanto a los subsidios, la subvención del 75% propuesto sobre el valor del CAPEX en el enunciado del PBL fotovoltaico en la práctica es casi imposible de aplicar, en Ecuador no existen incentivos económicos para la implementación de energías renovables en clientes finales de energía, se evidencia con los valores irreales de TIR obtenidos en el proyecto fotovoltaico de 51% y 68%, y sin subvención en acuerdo a la realidad se obtiene 12% y 14%.
- La regulación vigente incentiva mediante la aplicación del NET METERING o NETEO MENSUAL DE ENERGÍA al consumidor, y en el caso de consumidores con facturación de energía en bandas horarias establece un cruce de valores mediante un proceso de ponderación.
- Los precios reales de la energía y los precios de introducción de los sistemas fotovoltaicos llave en mano de autoconsumo fotovoltaico en el Ecuador establecen fácilmente una TIR superior al 12% en la mayoría de los casos, estableciendo un tiempo de recuperación de la inversión en un periodo de 6 a 7 años, dentro de un proyecto cuyo tiempo de vigencia está definido en 25 años.

6.2 Recomendaciones

- Los proyectos fotovoltaico y térmico son viables en función de la disponibilidad de equipos, tecnología y rentabilidad obtenida en las diversas sensibilidades realizadas, por lo cual se recomienda implementar este tipo de tecnología amigable con el medio ambiente.
- Para proyectos de ACS y calefacción es importante considerar un sistema redundante o de apoyo que permitirá la disponibilidad de agua caliente sanitaria en función del requerimiento de las personas.
- Es importante disponer de información estadística financiera y de riesgo del país actualizada con la finalidad de obtener tasas de descuento reales.
- En consecuencia, si es viable montar sistemas Termo Solares de inyección a red directa sin almacenamiento, al menos con los precios de instalación, alquiler y O&M sugeridos.
- La dificultad de implementar esta tecnología en Ecuador radica en el aspecto económico ya que, el precio final por kW instalado va a ser mucho mayor al planteado, debido a la falta de técnicos, maquinarias, suministros y trabas burocráticas existentes.
- Es importante conseguir financiamiento en el orden del 20%-80% o 30%-70%, financiamiento preferencial para proyectos de energías renovables y permiten cumplir con el Acuerdo de París hacia los años 2030 y 2050.
- Al utilizar energías alternativas como fotovoltaica y térmica, que disponen desarrollo tecnológico muy importante frente otras energías renovables, permite disponer de alternativas técnicas y económicas que facilitan que los proyectos sean atractivos por cuidado del medio ambiente y por el ahorro económico presente.

7. Bibliografía

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (29 de enero de 2021). www.controlrecursosyenergia.gob.ec. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/03/Resolucion-ARCERNNR-001-2021.pdf>
- Almeida, W. (2006). GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU POTENCIAL APLICACIÓN EN ECUADOR. *Revista Energía*, 81-83.
- COA. (12 de Abril de 2017). www.ambiente.gob.ec. Obtenido de https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/CODIGO_ORGANICO_AMBIENTE.pdf
- CONELEC. (2008). *ATLAS SOLAR DEL ECUADOR*. Quito.
- Constitución del Ecuador. (2008). educacion.gob.ec. Obtenido de <https://educacion.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/08/Constitucion.pdf>
- Damodaran, A. (Enero de 2022). *Betas by Sector*. Obtenido de https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html
- Eggleston H.S., B. L. (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National. Greenhouse Gas Inventories Programme. *IEGS, Japan*.
- EmpresaActual. (29 de octubre de 2019). *Empresa Actual*. Obtenido de www.empresaactual.com
- Esteve Borràs Moraa, J. S.-M. (2019). The Effects of Mean Wind Speed Uncertainty on Project Finance Debt Sizing for Offshore Wind Farms. *Applied Energy*.
- Fernando, J. (9 de febrero de 2022). *Investopedia*. Obtenido de www.investopedia.com
- Financlick. (28 de Marzo de 2020). www.financlick.es. Obtenido de <https://www.financlick.es/ques-el-wacc-y-como-interpretarlo-n-81-es>
- Galbarro, H. R. (2020). *Ingemecánica*. Obtenido de www.ingemecanica.com
- García Garrido, S. (2019). *Renovetec*. Obtenido de <http://energia.renovetec.com/>
- Greenheiss. (6 de septiembre de 2018). *Greenheiss*. Obtenido de www.greenheiss.com
- IEA. (2013). IEA Statistics. 2012 Edition. CO2 Emissions From Fuel Combustión. Highlights. *International Energy Agency*, 125.
- LOSPEE. (2015). <http://www.regulacioneolica.gob.ec/>. Obtenido de <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Ley-Organica-del-Servicio-Publico-de-Energia-Elctrica.pdf>
- Materiales Ecológicos. (enero de 2022). *Materiales Ecológicos*. Obtenido de <https://materialesecologicos.es/>
- Megavind. (2006). *Megavind*. Obtenido de www.megavind.winddenmark.dk
- Muñoz-Vizhñay, J. P.-M.-C. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, 60-68.

- Nuñez, I. (25 de febrero de 2015). *www.brevesdeenergia.com*. Obtenido de www.brevesdeenergia.com
- Pawel, I. (2014). The cost of storage—how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. *Energy Procedia*, 68-77.
- Planas, O. (30 de 10 de 2020). *Solar Energía*. Obtenido de www.solar-energia.net
- Soto Olea, G., Hernández, J., & Almarza, D. (11 de 2018). Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. Santiago de Chile, Chile.
- Taco, D., & Gutierrez, M. (2018). Valoración de inversiones en proyectos no convencionales - tasa interna de retorno versus tasa interna de retorno modificada. *INNOVA Research Journal*, 116-124.
- Thomazios, N., & Wong, T. (30 de Junio de 2021). *Mondaq Connecting knowledge & people*. Obtenido de www.mondaq.com
- Trujillo, G. A. (2015). Características energéticas de una placa fotovoltaica, por variación de ángulo de inclinación, frente a la radiación solar en Ecuador. *Yachana*.
- USEPA. (1996). *Bagasse combustion in sugar mills*. US environmental Protection Agency. AP 42.

APÉNDICES

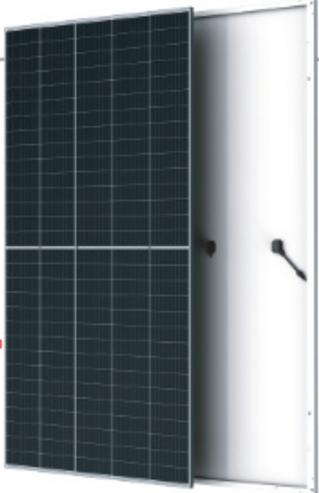
APÉNDICE A - PANEL SOLAR TRINA SOLAR VERTEX 500 W

Mono Multi Solutions

THE

Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

21.1%

MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

<p style="font-size: 10px; color: #000080;">PRODUCTS</p> <p style="font-size: 10px; color: #c00000;">TSM-DE18M(II)</p>	<p style="font-size: 10px; color: #000080;">POWER RANGE</p> <p style="font-size: 10px; color: #c00000;">480-505W</p>
--	--

High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment

High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.36%) and operating temperature

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62710
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

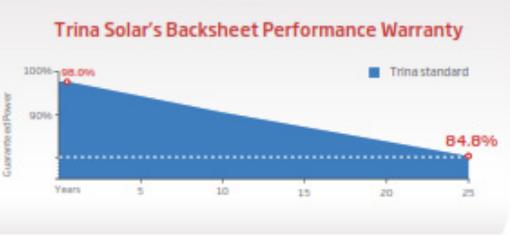




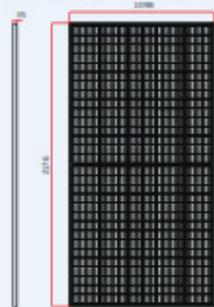
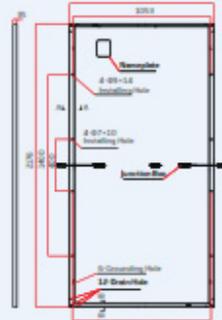
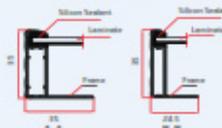
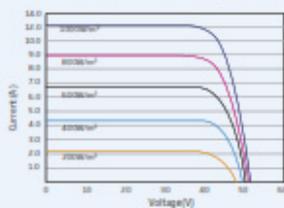
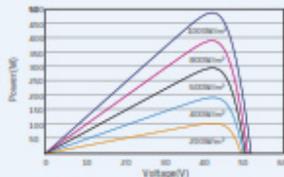




Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



Years	Guaranteed Power (%)
0	100.0%
25	84.8%

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

Front View

Back View

I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Parameter	480	485	490	495	500	505
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Output Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η_1 (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Parameter	303	307	371	375	379	382
Maximum Power- P_{max} (Wp)	303	307	371	375	379	382
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 3m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	20.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 600 pieces

APÉNDICE B – INVERSOR SUNNY TRIPOWER CORE 1



SUNNY TRIPOWER CORE1 33-US / 50-US / 62-US



STP33-US-41 / STP50-US-41 / STP62-US-41

INSTALACIÓN HASTA UN 60% MÁS RÁPIDA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COMERCIALES

inter solar award
2017 WINNER



Totalmente integrado

- El diseño innovador no requiere de una estructura adicional para instalaciones en techos
- Desconexiones integradas de CC y CA y protección contra sobretensiones
- 12 entradas directas de cadenas para reducir costos de mano de obra y materiales

Mayor potencia, flexibilidad

- Múltiples clasificaciones de potencia para instalaciones fotovoltaicas comerciales de pequeña a gran escala
- Seis rastreadores MPP para un cableado flexible y una máxima producción de energía.
- Rastreo MPP tolerante a la sombra OptiTrac™ Global Peak

Seguridad mejorada, confiabilidad

- Señal de PLC SunSpec integrada para el apagado rápido a nivel de módulo en cumplimiento a 2017 NEC
- Protección contra arcos eléctricos de última generación DC AFCI certificada a nuevo estándar UL 1699B Ed. 1

Monitoreo inteligente, control, servicio

- Inversor inteligente con funcionalidades avanzadas de soporte a la red eléctrica
- Mayor retorno de la inversión con la plataforma multisectorial de manejo de energía SMA ennexOS
- La solución proactiva O&M, SMA Smart Connected** reduce el tiempo empleado en el diagnóstico y servicio en el campo

SUNNY TRIPOWER CORE1 33-US / 50-US / 62-US

Se sostiene por sí solo

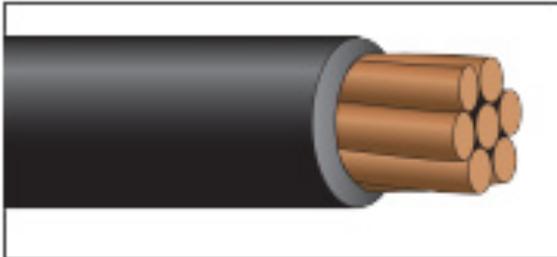
El Sunny Tripower CORE1 es el primer inversor fotovoltaico autónomo del mundo para techos comerciales, estacionamientos techados, montajes en suelo y repotenciación de proyectos solares existentes. Ahora con características expandidas y nuevas clases de potencia, el CORE1 es la solución comercial más versátil y económica disponible. Desde la distribución hasta la construcción y operación, el Sunny Tripower CORE1 permite la reducción de costos logísticos, materiales, laborales y de servicios. La integración de PLC SunSpec para un apagado rápido y la mejorada protección contra fallas de arco CC AFCI garantiza el cumplimiento de los últimos códigos y normas de seguridad. Con el inversor Sunny Tripower CORE1 y la plataforma multisectorial de manejo de energía de SMA ennexOS, los integradores de sistemas pueden ofrecer soluciones energéticas comerciales integrales para un mayor retorno de la inversión.

www.SMA-America.com

APÉNDICE C – CABLE FOTOVOLTAICO



SINGLE CONDUCTOR



SERVICESOLAR® (PV)
USE-2 or RHW-2
1,000/2,000 Volt Copper
No Pulling Lubricant Required



Description:

Single copper conductor, stranded and insulated with moisture and heat resistant, chemically crosslinked polyethylene. Featuring ServicePRO-XSM Insulation—No Pulling Lubricant Required (96 AWG and larger). Rated 2kV to meet the challenging requirements of transformerless inverters on photovoltaic (solar) panel installations. Available in colors.

Application:

Suitable for use as interconnection wiring on solar panels in grounded or ungrounded systems as defined in applicable parts of the National Electrical Code (NEC) NFPA 70, such as article 690.31(A). Suitable for use in 105°C dry systems. Also suitable for use in low leakage circuits requiring a dielectric constant of 3.5 or less (Hospital Grade).

Standards:

ASTM Standards: B-3 (soft or annealed), B-8 (concentric lay stranded) B787 (combination strand)
UL 44 RHW-2, UL 854 USE-2, and UL 4703 PV Wire
C(UL) SPVLR0 1kV/2kV; CSA C22.2 #271
NCCA S-95-05/BSNDMA W-70
Federal Spec. A-A-595-H
Flame Retard: Vertical Wire, CT Use (1/0 AWG and larger)
Temperature Rated at 90°C Wet/Dry, Cold Temperature Rated at -60°C
Sunlight Resistant, Gasoline and Oil Resistant II
Direct Burial
RoHS Compliant

Part Number	Size (AWG or mm²)	Strand (AWG)	Insulation Thickness (mm)	Nominal Diameter Overall (mm)	Approx. Net Weight (pounds)	Approximate 90° Bending
PICK08BK	14	7	78	0.22	28	38f
PICK08BK	14	19	78	0.22	28	38f
PICK12BK	12	7	78	0.26	38	48f
PICK12BK	12	19	78	0.26	38	48f
PICK16BK	10	7	78	0.31	53	68f
PICK16BK	10	19	78	0.31	53	68f
PICK20BK	8	7	88	0.37	78	90
PICK20BK	8	19	88	0.37	78	90
PICK24BK	6	7	88	0.43	118	108
PICK24BK	6	19	88	0.43	107	102
PICK28BK	4	7	88	0.51	208	168
PICK28BK	4	19	88	0.51	208	168
PICK32BK	3	7	88	0.60	308	248
PICK32BK	3	19	88	0.60	308	248
PICK36BK	2	7	88	0.70	408	328
PICK36BK	2	19	88	0.70	408	328
PICK40BK	1	7	88	0.81	508	408
PICK40BK	1	19	88	0.81	508	408
PICK44BK	1/0	7	88	0.93	608	488
PICK44BK	1/0	19	88	0.93	608	488
PICK48BK	2/0	7	88	1.06	708	568
PICK48BK	2/0	19	88	1.06	708	568
PICK52BK	3/0	7	88	1.20	808	648
PICK52BK	3/0	19	88	1.20	808	648
PICK56BK	4/0	7	88	1.35	908	728
PICK56BK	4/0	19	88	1.35	908	728
PICK60BK	250	37	128	1.51	1,008	808
PICK60BK	250	37	128	1.51	1,008	808
PICK64BK	300	37	128	1.68	1,108	888
PICK64BK	300	37	128	1.68	1,108	888
PICK68BK	350	37	128	1.86	1,208	968
PICK68BK	350	37	128	1.86	1,208	968
PICK72BK	400	37	128	2.05	1,308	1,048
PICK72BK	400	37	128	2.05	1,308	1,048
PICK76BK	450	37	128	2.25	1,408	1,128
PICK76BK	450	37	128	2.25	1,408	1,128

Based on ambient temperature of 30°C per NEC Table 310.15 (B)(1). (The maximum production for items marked with an asterisk () shall not exceed 18 amps for 1/4 AWG, 38 amps for 1/2 AWG, and 58 amps for 3/8 AWG per NEC Table 310.15 (B)(1).) Photo-voltaic module interconnection wire for use with or without a messenger in accordance with wiring systems details 650 in the National Electrical Code (NEC), NFPA 70 (NEC). The data shown is approximate and subject to standard industry tolerances.

Phoenix, AZ
877-623-8673

servicewire.com
Culiacan, WV
800-624-3572

Houston, TX
800-231-8673

APÉNDICE D – CONECTORES MC4

Kupplungsbuchse, -stecker MC4

Kupplungsbuchsen und -stecker als Einzelteil
(inklusive Isolierstück)

PV-KBT4...

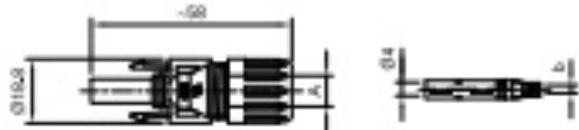


PV-KST4...



Female and male cable coupler MC4

Female and male cable coupler as individual part
(including insulating part)



Typ Type	Bestell-Nr. Order No.	Kupplungsbuchse Female cable coupler	Kupplungsstecker Male cable coupler	Ø-Bereich Kabelführung Ø range of cable gland	Leitungsquerschnitt Conductor cross section			b (mm)	  
					A (mm)	mm ²	AWG		
PV-KBT4Q,SI-UR	32.0010P0001-UR	x		3 - 6	1,5; 2,5	14	3	  	
PV-KST4Q,SI-UR	32.0011P0001-UR		x	3 - 6	1,5; 2,5	14	3		
PV-KBT4Q,SIH-UR	32.0012P0001-UR	x		5,5 - 9	1,5; 2,5	14	3		
PV-KST4Q,SIH-UR	32.0013P0001-UR		x	5,5 - 9	1,5; 2,5	14	3		
PV-KBT4BI-UR	32.0014P0001-UR	x		3 - 6	4; 6	12; 10	5		x
PV-KST4BI-UR	32.0015P0001-UR		x	3 - 6	4; 6	12; 10	5		x
PV-KBT4BIH-UR	32.0016P0001-UR	x		5,5 - 9	4; 6	12; 10	5		x
PV-KST4BIH-UR	32.0017P0001-UR		x	5,5 - 9	4; 6	12; 10	5		x
PV-KBT4BII-UR	32.0080P0001-UR	x		6,5 - 9,0	-	8	-		x
PV-KST4BII-UR	32.0081P0001-UR		x	6,5 - 9,0	-	8	-		x
PV-KBT4I0II	32.0034P0001	x		5,5 - 9	10	-	7,2		x
PV-KST4I0II	32.0035P0001		x	5,5 - 9	10	-	7,2		x

 Sicherungshülse Seite 55
Verschlusskappen Seite 57
Montagechüsselsatz Seite 63

 Montageanleitung MA231
www.multi-contact.com

 Safety lock clip page 55
Sealing caps page 57
Assembly tools page 63

 Assembly Instructions MA231
www.multi-contact.com

APÉNDICE E – SOPORTERÍA PARA PANELES

INCLINACIÓN FIJA EN EL TERRENO

La **INCLINACIÓN FIJA EN EL TERRENO (GROUND FIXED TILT, GFT)** es un sistema de ingeniería de componentes de montaje en el terreno, estándar y ligeros, que están en existencia y listos para ser despachados desde la red de distribución de montaje en el terreno más grande de América del Norte. El soporte sin paralelo para proyectos comerciales que ofrece UNIRAC facilita la construcción, desde los permisos hasta la instalación, así como la ingeniería específica de la región. La refinada solución de GFT, con su nuevo diseño de rieles, ofrece un sistema mejorado y la optimización del trabajo. Además, disfrute de la confianza de la tecnología de montaje **SOLARMOUNT** y la garantía de 25 años de UNIRAC, la más destacada en la industria.



EN EXISTENCIA Y LISTOS PARA DESPACHARSE
LA MEJOR SOLUCIÓN A SU DISPOSICIÓN



ALIANZA COMERCIAL
EXPERIENCIA QUE HACE LA DIFERENCIA



EXPERIENCIA EN INSTALACIÓN
REFINADA TENIÉNDOLO A USTED EN CUENTA

SIMPLIFICA EL MONTAJE EN EL TERRENO

SI TIENE PREGUNTAS O REQUIERE SERVICIO AL CLIENTE, VISITE UNIRAC.COM O LLAME AL (505) 843-1411

INCLINACIÓN FIJA EN EL TERRENO UNIRAC

EN EXISTENCIA Y LISTOS PARA DESPACHARSE

LA MEJOR SOLUCIÓN A SU DISPOSICIÓN

Configuraciones de poste sencillo disponibles con opciones de inclinación de 20° y 30°. Los componentes estandarizados y los juegos de accesorios facilitan el almacenamiento y la repetibilidad, desde 2 KW hasta varios MW. La red de distribución de montaje en el terreno más grande de Norteamérica garantiza el tiempo más rápido de entrega y le permite a usted terminar sus proyectos a tiempo.

ALIANZA COMERCIAL EXPERIENCIA QUE HACE LA DIFERENCIA

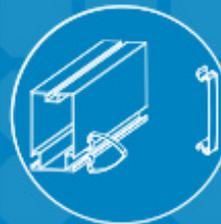
Los diseños regionales de ingeniería, listos para los permisos, le ahorran un valioso tiempo. Los planos de construcción estándar, con notas estructurales generales, tablas y corte transversal de componentes, opciones de bases y detalles estructurales aceleran el trámite de permisos y la construcción. Nuestro servicio comercial al cliente, el más destacado en la industria, lo apoya a lo largo de todo el proyecto, desde el diseño y la logística hasta la instalación.

EXPERIENCIA EN INSTALACIÓN DISEÑADOS TENIÉNDOLO A USTED EN CUENTA

Los juegos de accesorios, las uniones integradas y las partes preensambladas agilizan la construcción, desde la movilización hasta la instalación. Las conexiones directas garantizan la máxima fuerza y no requieren de mano de obra especializada ni capacitación. La ligereza de los componentes permite que los ensamblen una o dos personas. La flexibilidad del sistema le permite montar módulos de 60 y 72 celdas y elegir de entre numerosas opciones de bases y rieles para optimizar sus proyectos.

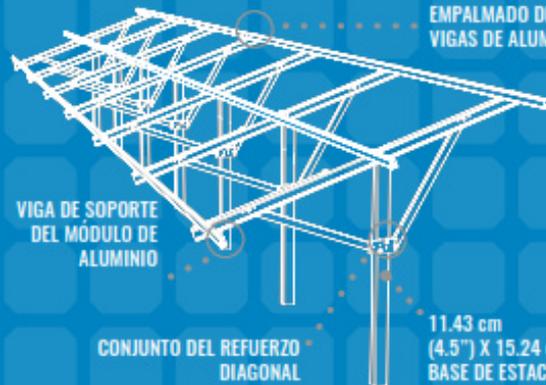
 **UL2703** UNIÓN Y
ATERRIZADO
ELÉCTRICOS

ABRAZADERAS DE MONTAJE
SUPERIOR CON UNIÓN
INTEGRADA



ABRAZADERAS DE
CABLES A PRESIÓN

EMPALMADO DE
VIGAS DE ALUMINIO



VIGA DE SOPORTE
DEL MÓDULO DE
ALUMINIO

CONJUNTO DEL REFUERZO
DIAGONAL

11.43 cm
(4.5") X 15.24 cm (6")
BASE DE ESTACA EN C

EL SERVICIO AL CLIENTE DE UNIRAC SIGNIFICA EL MÁS ALTO NIVEL DE SOPORTE DE PRODUCTO



EXPERIENCIA INIGUALADA



CALIDAD CERTIFICADA



EXCELENCIA EN
INGENIERÍA



GARANTÍA CONFIABLE



HERRAMIENTAS DE DISEÑO



DOCUMENTACIÓN DE
PERMISOS

ENTREGA A TIEMPO

Sin esperas. Nuestra meta es simple: Ofrecer sistemáticamente soluciones y servicios de forma correcta, eficiente y confiable para superar las expectativas del cliente. Nuestras operaciones de primera clase ofrecen una entrega a tiempo 99% de las veces, para que usted pueda cumplir con las fechas comprometidas.

PROVEEDOR DE CALIDAD CERTIFICADA

UNIRAC es el único proveedor de montaje de PV con certificaciones ISO para 9001:2008, 14001:2004 y OHSAS 18001:2007, lo que significa que entregamos los más altos estándares en términos de ajuste, forma y función. Estas certificaciones demuestran nuestra excelencia y compromiso con prácticas comerciales de primera clase.

GARANTÍA CONFIABLE

No deje su proyecto a la suerte. UNIRAC tiene la fortaleza financiera para respaldar sus productos y reducir su riesgo. Quédate tranquilo al saber que está recibiendo productos de calidad excepcional. GFT está cubierta por una garantía de manufactura de 25 años en todas sus partes.

PROTEJA SU REPUTACIÓN CON SOLUCIONES DE SOPORTES DE CALIDAD RESPALDADOS POR EXCELENCIA EN INGENIERÍA Y UNA CADENA DE SUMINISTRO SUPERIOR

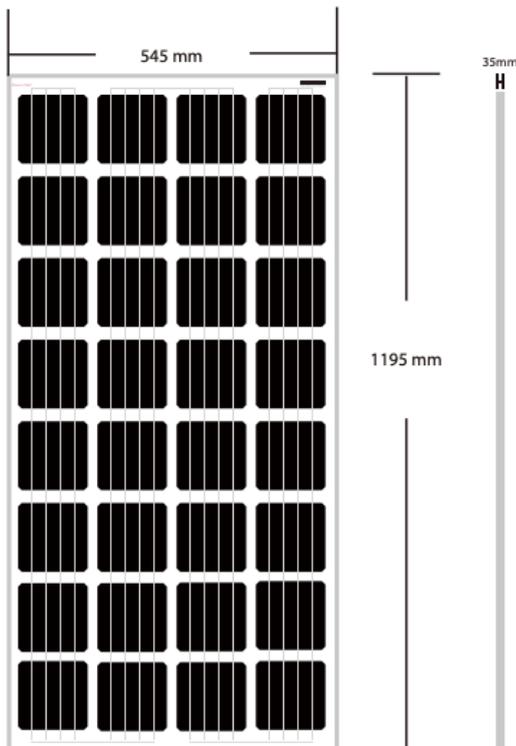
PERC0106972 - ACTUALIZACIÓN IMPRESA

SI TIENE PREGUNTAS O REQUIERE SERVICIO AL CLIENTE, VISITE UNIRAC.COM O LLAME AL (505) 843-1411

APÉNDICE F – PANELR SOLAR PARA EL SISTEMA AISLADO



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie



ELECTRICAL DATA

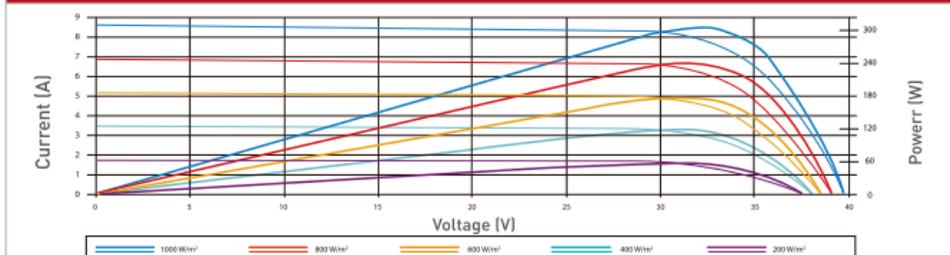
All technical data at standard test condition AM=1.5 E=1000W/m² TC=25°C

Module Type	HS100M
Peak Power	P _{max} 100W
Rated Voltage	V _{mpp} 18.94V
Rated Current	I _{mpp} 5.28A
Open Circuit Voltage	V _{oc} 22.74V
Short Circuit Current	I _{sc} 5.66A
Series Fuse Rating	15A
Maximum System Voltage	TÜV 1000V DC

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cell	monocrystalline (125 x 125 mm)
Cells Quantity	36 (4 x 9)
Dimensions	545 x 1195x 35 mm
Glass	2.5 mm tempered glass + TPT
Frame	Silver Frame
Junction Box	TÜV Certified IP68
Output Cables	900 mm / 4.0 mm ²

I-V CURVE



WARRANTY & CERTIFICATES

Warranty period	10 years
Guaranteed power output	12 years: 90% of nominal power rating 25 years: 80% of nominal power rating
Certificates	TÜV SÜD, TÜV NORD, IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO, CEC:Fire Texted, GIORDANO

Hanover Solar B.V.
Vijfhuizenberg 185 4708 AJ
Roosendaal Netherland
T +31(0) 165 203 842
E info@hanoversolar.de

Hanover Solar GmbH
Herrenstrasse 13 D30159
Hannover Deutschland
T +49(0)511-711 090 0539
E info@hanoversolar.de

APÉNDICE G – INVERSOR DEL SISTEMA AISLADO

Inversores Phoenix

250VA – 1200VA 230V y 120V, 50Hz o 60Hz

www.victronenergy.com



Phoenix 12/375 VE.Direct



Phoenix 12/375 VE.Direct



Puerto de comunicación VE.Direct

El puerto VE.Direct puede conectarse a:

- Un ordenador (se necesita un cable de interfaz VE.Direct a USB)
- Smartphones Apple y Android, tabletas, mackbooks y demás dispositivos (se necesita una mochila VE.Direct a Bluetooth Smart)

Totalmente configurable:

- Niveles de disparo de la alarma y restablecimiento por tensión baja de la batería.
- Niveles de desconexión y reinicio por tensión baja de la batería.
- Desconexión dinámica: nivel de desconexión dependiente de la carga
- Tensión de salida 210 - 245V
- Frecuencia 50 Hz o 60 Hz
- On/off del modo ECO y sensor de nivel del modo ECO

Seguimiento:

- Tensión y corriente de entrada/salida, % de carga y alarmas

Fiabilidad probada

La topología de puente completo más transformador toroidal ha demostrado su fiabilidad a lo largo de muchos años.

Los inversores están a prueba de cortocircuitos y protegidos contra el sobrecalentamiento, ya sea debido a una sobrecarga o a una temperatura ambiente elevada.

Alta potencia de arranque

Necesaria para arrancar cargas como convertidores para lámparas LED, halógenas o herramientas eléctricas.

Modo ECO

En modo ECO, el inversor se pondrá en espera cuando la carga descienda por debajo de un valor predeterminado (carga mínima: 15W). Una vez en espera, el inversor se activará brevemente (ajustable; por defecto: cada 2,5 segundos). Si la carga excede el nivel predeterminado, el inversor permanecerá encendido.

Interruptor on/off remoto

Se puede conectar un interruptor On/Off remoto a un conector bifásico o entre el positivo de la batería y el contacto de la izquierda del conector bifásico.

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Para transferir la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

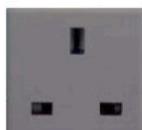
Para nuestros inversores de menor potencia recomendamos nuestro conmutador de transferencia automático Filax. El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Disponible con tres tomas de corriente distintas

Schuko



UK



AU/NZ



IEC-320
(enchufe macho incluido)



Nema 5-15R



Inversor Phoenix	12 voltios 24 voltios 48 voltios	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia cont a 25°C (1)		250VA	375VA	500VA	800VA	1200VA
Potencia cont. a 25°C / 40°C		200 / 175W	300 / 260W	400 / 350W	650 / 560W	1000 / 850W
Pico de potencia		400W	700W	900W	1500W	2200W
Tensión / frecuencia CA de salida (ajustable)	230VCA o 120VCA +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%					
Rango de tensión de entrada	9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V					
Desconexión por CC baja (ajustable)	9,3 / 18,6 / 37,2V					
Dinámica (dependiente de la carga)	Desconexión dinámica, ver					
Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)	https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cut-off					
Reinicio y alarma por CC baja (ajustable)	10,9 / 21,8 / 43,6V					
Detector de batería cargada (ajustable)	14,0 / 28,0 / 56,0V					
Eficacia máx.		87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%
Consumo en vacío		4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W
Consumo en vacío predeterminado en modo ECO (intervalo de reintento: 2,5 s, ajustable)		0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0
Ajuste de potencia de parada y arranque en modo ECO	Ajustable					
Protección (2)	a - f					
Rango de temperatura de trabajo	-40 to +65°C (refrigerado por ventilador) (reducción de potencia del 1,25% por cada °C por encima de 25°C)					
Humedad (sin condensación)	máx. 95%					
CARCASA						
Material y color	Chasis de acero y carcasa de plástico (azul RAL 5012)					
Conexión de la batería	Bornes de tornillo					
Sección de cable máxima:	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	25/10/10mm ² / AWG4/8/8	35/25/25 mm ² / AWG 2/4/4	
Tomas de corriente CA estándar	230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (enchufe macho incluido) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R					
Tipo de protección	IP 21					
Peso	2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs	
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p, pulgadas)	86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4,1 x 8,5 x 12,1 (12V modelo: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4,6 x 9,1 x 12,9 (12V modelo: 117 x 232 x 362)	
ACCESORIOS						
On/Off remoto	Sí					
Conmutador de transferencia automático	Filax					
ESTÁNDARES						
Seguridad	EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1					
EMC	EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3					
Directiva de automoción	ECE R10-4					
1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 2) Claves de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja h) temperatura demasiado alta f) ondulación CC demasiado alta						



Alarma de batería

Indica que la tensión está demasiado alta o demasiado baja por medio de una alarma visual y sonora y de un relé de señalización remota



Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de alta resolución para la medición de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o el tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.



Mochila VE.Direct a Bluetooth Smart (Debe pedirse por separado)

APÉNDICE H – CONTROLADORES DE CARGA

SmartSolar Charge Controllers with load output

MPPT 75/10, 75/15, 100/15, 100/20

www.victronenergy.com



SmartSolar Charge Controller
MPPT 75/15

Bluetooth Smart built-in: dongle not needed

The wireless solution to set-up, monitor and update the controller using Apple and Android smartphones, tablets or other devices.

VE.Direct

For a wired data connection to a Color Control panel, PC or other devices

Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a cloudy sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30% compared to PWM charge controllers and by up to 10% compared to slower MPPT controllers.

Load output

Over-discharge of the battery can be prevented by connecting all loads to the load output. The load output will disconnect the load when the battery has been discharged to a pre-set voltage.

Alternatively, an intelligent battery management algorithm can be chosen: see Battery Life.

The load output is short circuit proof.

Battery Life: Intelligent battery management

When a solar charge controller is not able to recharge the battery to its full capacity within one day, the result is often that the battery will continually be cycled between a 'partially charged' state and the 'end of discharge' state. This mode of operation (no regular full recharge) will destroy a lead-acid battery within weeks or months.

The Battery Life algorithm will monitor the state of charge of the battery and, if needed, day by day slightly increase the load disconnect level (i.e. disconnect the load earlier) until the harvested solar energy is sufficient to recharge the battery to nearly the full 100%. From that point onwards the load disconnect level will be modulated so that a nearly 100% recharge is achieved about once every week.

Programmable battery charge algorithm

See the software section on our website for details

Day/night timing and light dimming option

See the software section on our website for details

Programming, real-time data and history display options

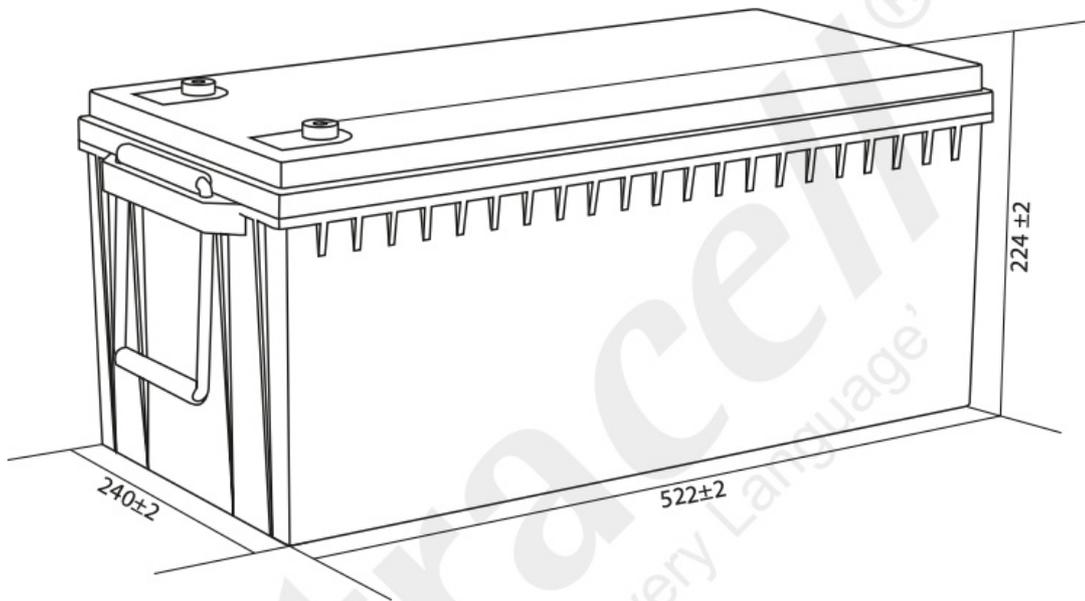
- Modern Apple and Android smartphones, tablets, macbooks and other devices: see the VE.Direct Bluetooth Smart dongle and the MPPT app discovery sheet for screenshots.
- ColorControl panel

SmartSolar Charge Controller	MPPT 75/10	MPPT 75/15	MPPT 100/15	MPPT 100/20
Battery voltage	12/24V Auto Select			
Rated charge current	10A	15A	15A	20A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	145W	220W	220W	290W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	290W	440W	440W	580W
Max. PV short circuit current 2)	13A	15A	15A	20A
Automatic load disconnect	Yes, maximum load 15A			
Maximum PV open circuit voltage	75V		100V	
Peak efficiency	98%			
Self-consumption	12V: 25 mA		24V: 15 mA	
Charge voltage 'absorption'	14,4V / 28,8V (adjustable)			
Charge voltage 'float'	13,8V / 27,6V (adjustable)			
Charge algorithm	multi-stage adaptive			
Temperature compensation	-16 mV / °C resp. -32 mV / °C			
Continuous load current	15A		20A	
Low voltage load disconnect	11,1V / 22,2V or 11,8V / 23,6V or Battery Life algorithm			
Low voltage load reconnect	13,1V / 26,2V or 14V / 28V or Battery Life algorithm			
Protection	Battery reverse polarity (fuse) / Output short circuit / Over temperature			
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)			
Humidity	95%, non-condensing			
Data communication port	VE.Direct (see the data communication white paper on our website)			
ENCLOSURE				
Colour	Blue (RAL 5012)			
Power terminals	6 mm ² / AWG10			
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)			
Weight	0,5 kg	0,6 kg	0,65 kg	
Dimensions (h x w x d)	100 x 113 x 40 mm	100 x 113 x 50 mm	100 x 113 x 60 mm	
STANDARDS				
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power.				
1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start.				
Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V				
2) A higher short circuit current may damage the controller in case of reverse polarity connection of the PV array.				

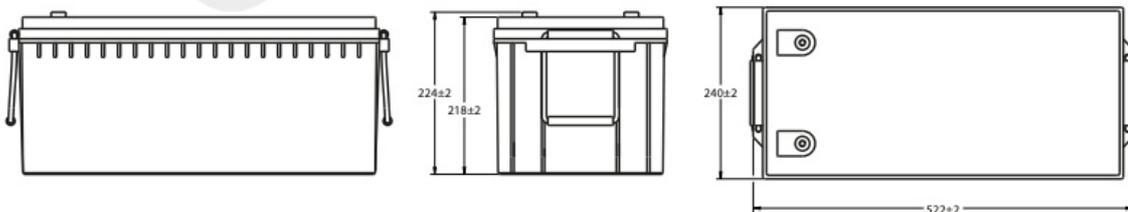
APÉNDICE I – BATERÍA ULTRACELL

Ultracell®
 'Quality in Every Language'

UCG200-12
 12V 200Ah (C₁₀)
 12V 230Ah (C₁₀₀)
 Solar Series



Technical Dimensions (mm)



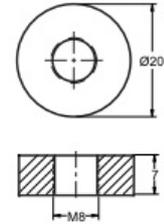


Image



Terminal Dimensions (mm)

Standard Terminal: F11



Technical Specification

Output	Nominal Voltage	12V
	Nominal Capacity (10HR)	200Ah
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	ABS (UL94:VO)
Rated Capacity	(100HR 1.80V/cell, 25°C)	230 Ah/2.30A
	(20HR 1.80V/cell, 25°C)	206 Ah/10.3A
	(10HR 1.80V/cell, 25°C)	200 Ah/20.0A
	(5HR 1.75V/cell, 25°C)	170 Ah/34.0A
	(3HR 1.75V/cell, 25°C)	147.6 Ah/49.2A
	(1HR 1.60V/cell, 25°C)	119.4 Ah/119.4A
Max Discharge Current	2000A (5s)	
Internal Resistance	Approx 2.9mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp Range	Discharge: -15 ~ 50°C Charge: 0 ~ 40°C Storage: -15 ~ 40°C
	Nominal Operating Temp Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 60A. Voltage 14.4V ~ 15.0V @ 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on initial charging current. Voltage 13.5V ~ 13.8V @ 25°C Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C 103% 25°C 100% 0°C 86%
Design Floating Life at 20°C	15 Years	

Self Discharge

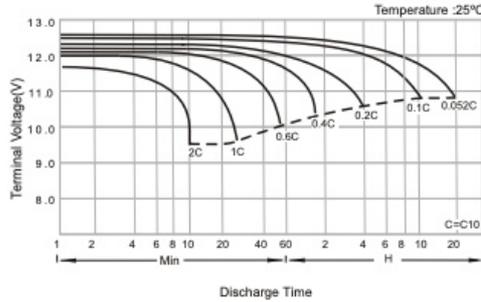
Ultracell® UCG batteries may be stored for up to 6 months at 25°C and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time intervals will be shorter.

Constant Current Discharge / Constant Power Discharge At 25°C (Amperes & Watts/Cell)

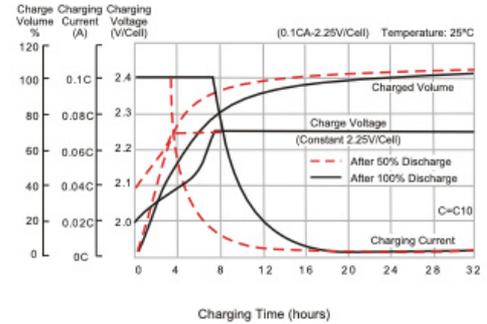
F.V/TIME		A = Amperes W = Watts															
A	W	5 min	10 min	15 min	20 min	30 min	45 min	60 min	2 hours	3 hours	4 hours	5 hours	6 hours	8 hours	10 hours	20 hours	
1.85V/cell	322.4	253.5	215.6	180.3	142.5	108.2	89.5	56.9	44.2	36.4	30.9	26.9	21.9	18.6	10.0		
	594.1	471.9	405.4	342.5	273.0	209.0	173.5	110.9	86.5	71.3	60.7	53.1	43.4	36.9	19.9		
1.80V/cell	426.5	319.2	256.7	210.0	164.0	122.8	99.6	61.9	47.5	38.7	33.2	28.9	23.4	20.0	10.3		
	778.1	587.6	476.5	393.4	310.4	235.3	192.0	119.9	92.4	75.6	65.0	56.8	46.1	39.7	20.5		
1.75V/cell	490.8	358.0	286.1	230.6	174.8	129.9	105.4	64.8	49.2	40.0	34.0	29.7	23.8	20.2	10.4		
	875.6	647.9	524.3	427.5	328.0	246.8	202.1	125.2	95.5	77.9	66.4	58.2	46.8	40.0	20.6		
1.70V/cell	546.8	394.7	309.1	245.2	184.4	136.4	110.0	68.0	50.9	41.2	34.9	30.3	24.1	20.3	10.6		
	947.0	697.2	557.6	450.4	343.5	257.7	210.1	130.9	98.5	80.0	68.0	59.3	47.4	40.2	21.0		
1.65V/cell	597.2	421.9	325.5	258.0	193.1	140.5	113.9	69.9	52.8	42.4	35.7	31.0	24.5	20.5	10.7		
	1017.5	736.9	581.5	469.4	356.5	263.3	216.1	133.7	101.7	82.1	69.4	60.4	48.0	40.5	21.2		
1.60V/cell	664.0	461.8	350.9	277.1	205.2	148.5	119.4	72.5	54.7	43.4	36.4	31.6	24.8	20.8	10.8		
	1105.2	788.1	616.6	498.6	375.7	276.6	225.4	138.0	104.8	83.7	70.5	61.5	48.5	41.1	21.3		



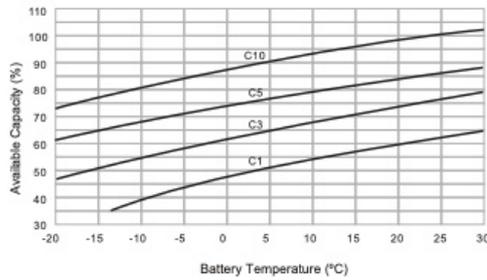
Discharge Characteristics



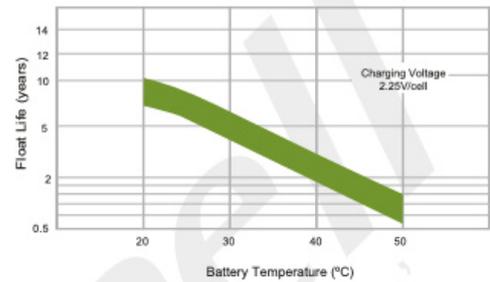
Float Charging Characteristics



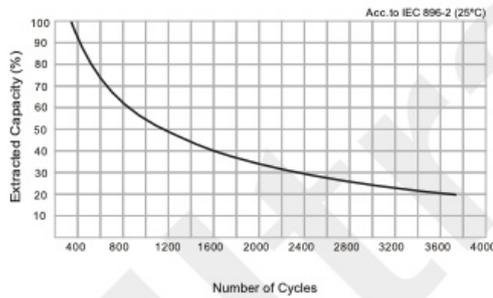
Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



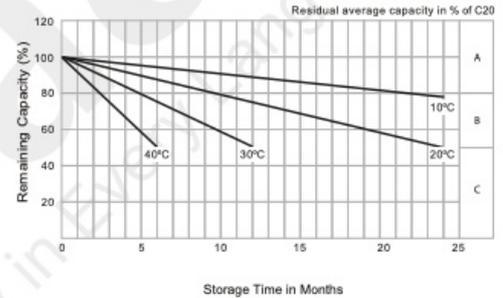
Effect of Temperature on Long Term Float Life



Cycle Life in Relation to Depth of Discharge



General Relation of Capacity vs. Storage Time



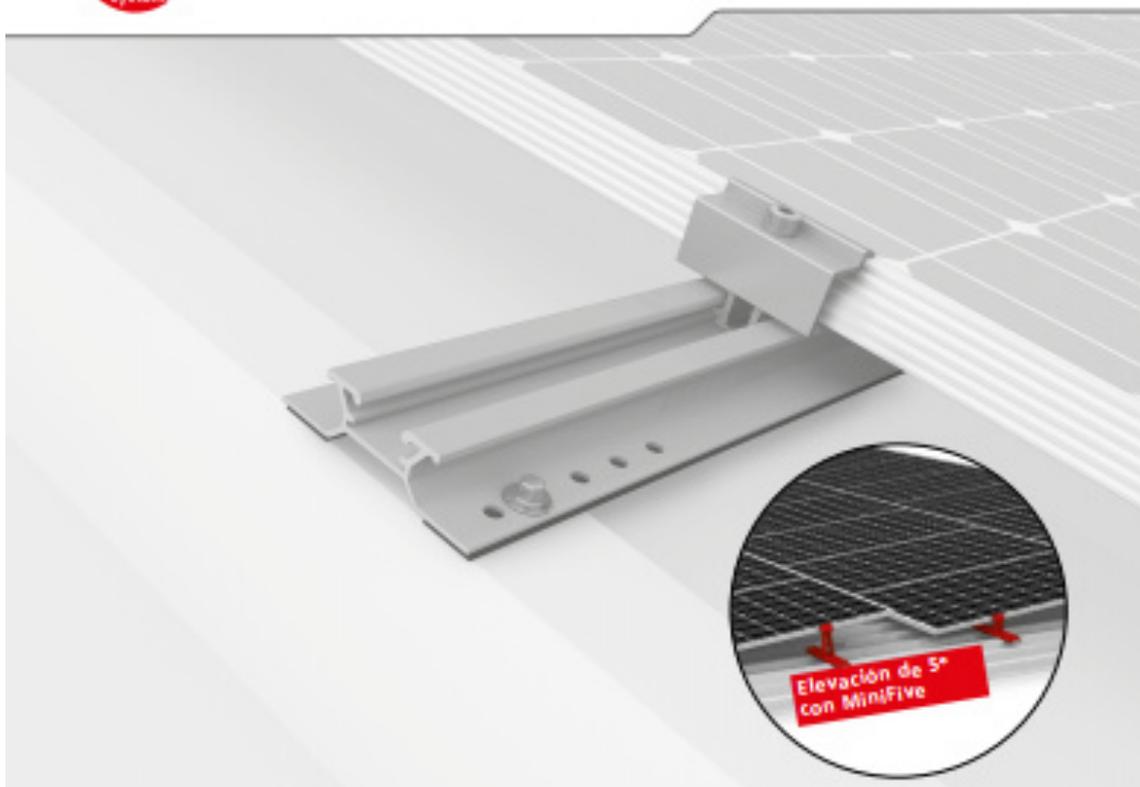
General Relation of Capacity vs. Storage Time (Notes)

- A) No supplementary charge required.
(Carryout supplementary charge before use if 100% capacity is required.)
- B) Supplementary charge required before use. Optional charging way as below:
 1. Charged for above 3 days at limited current 0.25CA and constant voltage 2.25V/cell.
 2. Charged for above 20 hours at limited current 0.25CA and constant voltage 2.25V/cell.
 3. Charged for 8 ~ 10 hours at limited current 0.05 CA.
- C) Supplementary charge may often fail to recover the capacity.
The battery should never be left standing till this is reached.

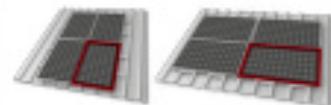
APÉNDICE J – SOPORTERÍA DE PANELES DEL SISTEMA AISLADO



Sistema MiniRail



- Sistema innovador de guía corta, que está optimizado estáticamente y se monta de modo rápido y sencillo
- Posibilidad de fijación y orientación universales de los módulos
- Elevación de 5° con MiniFive: Mayor rendimiento gracias a ventilación posterior perfeccionada e inclinación de módulo optimizada
- Elevada seguridad de planificación, optimizada para almacenamiento y transporte



El sistema MiniRail permite el montaje de Portrait y Landscape como montaje modular gracias a la pinza de módulos universal giratoria.

Componentes



Kit de MiniRail
Montaje de Landscape y Portrait con MiniClamp MC/EC



MiniClamp MC/EC
30-50 mm
• Pinza universal para módulos
• La pinza es giratoria



Tornillos para chapa fina
• Incluidos en el kit de MiniRail
• Con discos obturadores

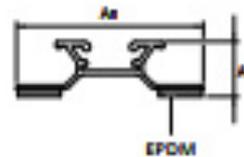


MiniFive Front y End
• Elevación simple por un lado mediante elementos extensibles de soporte de módulos
• Ventilación posterior perfeccionada y mayor rendimiento
• Optimización de la inclinación de módulos



Datos técnicos

	Sistema MiniRail
Campo de aplicación	Tejados con chapa trapezoidal o paneles sandwich; inclinación de tejado: 5-75°
Tipo de fijación / anclaje al techo	Atornillamiento en la cubierta del tejado con tornillos para chapa fina autoataornillados
Requisitos	<ul style="list-style-type: none"> • Grosores de chapas: $\geq 0,4$ mm acero y $\geq 0,5$ mm aluminio • Paneles sandwich: Necesaria autorización del fabricante • Anchura del acanalado: como mínimo 22 mm* • Separación de molduras: 101-350 mm en función de la anchura del acanalado • Soporte plano alrededor de orificio de perforación: $D \geq 20$ mm • Módulos de altura de bastidor: 30-50 mm
Orientación de módulos	Vertical u horizontal
Materiales	Aluminio (EN AW-6063 T66 / EN AW-6082 T6); EPDM
Medidas de MiniRail An x Al x L [mm]	76,2 x 23 x 385
Elevación con MiniFive	aprox. 5°



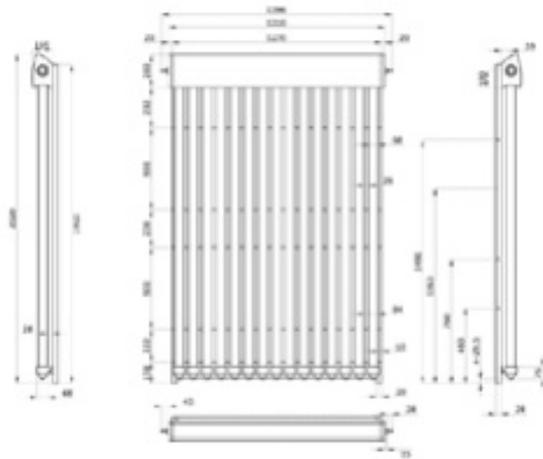
* La dimensión mínima específica del proyecto para la anchura de molduras se emite en el informe de Base.

APÉNDICE K – WS-HP COLECTOR DE TUBO DE VACÍO

WS-HP

COLECTOR DE TUBO DE VACÍO

WOLSS SUNRAIN presenta el colector WS-HP capaz de calentar agua a altas temperaturas gracias al innovador sistema HEAT-PIPE

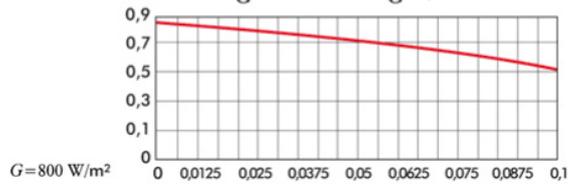


 ampliar

CURVA DE RENDIMIENTO

Rendimiento óptico	(η_{0A})	0,844 %
Coefficiente pérdida de calor K1	(α_{1A})	2,048 W/m ² k
Coefficiente pérdida de calor K2	(α_{2A})	0,013 W/m ² k ²

$$h_A = h_{0A} - \alpha_{1A} \left(\frac{t_m - t_a}{G} \right) - \alpha_{2A} G \left(\frac{t_m - t_a}{G} \right)^2$$



WS-HP20

Número de tubos	20
Peso (kg)	75.6
Superficie del colector (m ²)	3.45
Superficie útil (m ²)	2.37
Altura x Anchura x Profundidad (mm)	2020 x 1690 x 156
Número máximo de colectores en serie	3

APÉNDICE L – COLECTOR PLACA PLANA VIESSMANN VITOSOL S 2.5

Datos técnicos					
Modelo		SV1F	SH1F	SV1B	SH1B
Superficie total	m ²	2,51	2,51	2,51	2,51
Superficie de absorción	m ²	2,31	2,31	2,32	2,32
Superficie de apertura	m ²	2,33	2,33	2,33	2,33
Distancia entre colectores	mm	21	21	21	21
Dimensiones					
Anchura	mm	1056	2380	1056	2380
Altura	mm	2380	1056	2380	1056
Profundidad	mm	73	73	72	72
Valores de potencia teóricos sobre todo el rango de temperatura					
Rendimiento óptico					
– Superficie de absorción	%	82,1	81,7	75,4	75,4
– Superficie total		75,5	75,2	69,2	69,2
Coefficiente de pérdida de calor k₁					
– Superficie de absorción	W/(m ² · K)	4,854	4,640	4,15	4,15
– Superficie total		4,468	4,270	3,81	3,81
Coefficiente de pérdida de calor k₂					
– Superficie de absorción	W/(m ² · K ²)	0,023	0,026	0,0114	0,0114
– Superficie total		0,021	0,024	0,010	0,010
Capacidad térmica	kJ/(m ² · K)	4,7	4,7	4,5	4,5
Peso	kg	39	41	43,9	43,9
Volumen de líquido (medio portador de calor)	Litros	1,83	2,4	1,67	2,33
Presión de servicio adm.	bar/MPa	6/0,6	6/0,6	6/0,6	6/0,6
Durante la instalación de una válvula de seguridad de 8 bar (accesorio)	bar/MPa	8/0,8	8/0,8	8/0,8	8/0,8
Temperatura máx. de inactividad	°C	145	145	196	196
Capacidad de producción de vapor					
– Posición de montaje favorable	W/m ²	0 ^{*1}	0 ^{*1}	60	60
– Posición de montaje desfavorable	W/m ²	0 ^{*1}	0 ^{*1}	100	100
Conexión	Ø mm	22	22	22	22
Datos técnicos para determinar la clase de eficiencia energética (etiqueta ErP)					
Modelo		SV1F	SH1F	SV1B	SH1B
Superficie total	m ²	2,33	2,33	2,33	2,33
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie total					
– Rendimiento del colector η_{col} , con una diferencia de temperatura de 40 K		54	54	57,0	57,0
– Rendimiento óptico del colector	%	74,9	74,9	75,4	75,4
– Coeficiente de pérdida de calor k ₁	W/(m ² · K)	3,540	3,83	4,14	4,14
– Coeficiente de pérdida de calor k ₂	W/(m ² · K ²)	0,042	0,033	0,0114	0,0114
Factor de corrección de ángulo IAM		0,89	0,91	0,89	0,89