



Maestría en

ENERGÍAS RENOVABLES

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

AUTORES: Roberto Vinicio Carrión Cevallos

Edwin Rodolfo Guañuna Ochoa

Diego Jefferson Párraga Rivadeneira

Daniel Iván Portilla Costales

Luis Alberto Sinche Barahona

TUTORES: Andrea Rivadeneira Pérez

Puerto Pérez Pérez

Análisis comparativo de factibilidad técnico económica de un proyecto solar fotovoltaico y solar térmico en una comunidad ubicada en Quito



CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros: **Roberto Vinicio Carrión Cevallos; Edwin Rodolfo Guañuna Ochoa; Diego Jefferson Párraga Rivadeneira; Daniel Iván Portilla Costales; y, Luis Alberto Sinche Barahona**, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedemos 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:
**ROBERTO VINICIO
CARRION CEVALLOS**

Roberto Vinicio Carrión Cevallos

Edwin Rodolfo Guañuna Ochoa

Diego Jefferson Párraga Rivadeneira

Daniel Iván Portilla Costales

Luis Alberto Sinche Barahona

APROBACIÓN DEL TUTOR

Yo, Andrea Carolina Rivadeneira Pérez certifico que conozco a los autores del presente trabajo siendo los responsables exclusivos tanto de su originalidad y autenticidad, como de su contenido.



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

.....
Andrea Rivadeneira P.

DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

A mi familia, por su apoyo constante y con quien comparto mis triunfos y alegrías.

Roberto

A mi esposa Mónica, a mis padres José y Pilar por su amor, apoyo e impulso para seguir adelante.

Edwin

ÍNDICE GENERAL

1. Tabla de contenido

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA.....	3
APROBACIÓN DEL TUTOR	4
ÍNDICE DE TABLAS	10
ÍNDICE DE FIGURAS	14
RESUMEN	17
PALABRAS CLAVES	17
ABSTRACT	18
KEYWORDS	18
1. ANTECEDENTES	19
1.1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO	19
1.1.1. Título del Proyecto	19
1.1.2. Descripción del contexto energético general en el que se desarrolla el Proyecto.....	19
1.1.3 Estudios de la provisión de energía solar fotovoltaica y solar térmica para la Urbanización el Manantial.....	23
1.1.4. Ubicación geográfica y área de influencia	24
1.1.5 Beneficiarios del Proyecto o Población Objetivo	27
1.1.6 Descripción básica de la problemática de demanda eléctrica	28
1.1.7 Descripción básica de la problemática de demanda térmica.....	35
2. OBJETIVOS DEL PROYECTO	38
2.1. Objetivo general.....	38
2.2. Objetivos específicos	38
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	38
3.1. Descripción de la(s) energía(s) renovable(s) incluida(s) en el Proyecto	38

3.2. Propuesta de desarrollo energético del sistema solar fotovoltaico	39
3.2.1. Descripción metodológica para la implantación de la propuesta	39
3.2.2. Datos de partida del recurso renovable de la zona	42
3.2.3. Diseño técnico referencial.....	46
3.2.4. Descripción de los equipos principales	50
3.2.5. Plan de mantenimiento	53
3.2.6. Presupuesto referencial para la implantación de la propuesta	55
3.2.7. Caso base de negocio y análisis básico de rentabilidad.....	56
3.2.8. Beneficios socio-económicos para el inversor y para la población objetivo	58
3.2.9. Cronograma referencial para la implantación de la propuesta <i>in situ</i>	59
3.3. Propuesta de desarrollo energético del sistema solar térmico.....	61
3.3.1. Descripción metodológica para la implantación de la propuesta termo-solar	61
3.3.2. Datos de partida del recurso renovable de la zona	65
3.3.3. Diseño técnico referencial del sistema termo-solar	66
3.3.4. Comparación de rendimientos entre tipos de captadores solares	79
3.3.5. Diagramas de instalación del sistema solar térmico.....	80
3.3.6. Extrapolación al conjunto de las 100 viviendas de la comunidad objeto del estudio.....	82
3.3.7. Caso base de negocio y análisis básico de rentabilidad.....	84
3.4. Comparación del costo de la energía entre el sistema solar fotovoltaico y solar termoeléctrico para provisión de la demanda eléctrica en la Urbanización El Manantial	88
3.4.1. Datos de partida para el análisis	88
3.4.2. Descripción metodológica para la planta termoeléctrica.....	89
3.4.3. Cálculo referencial de generación de la planta termoeléctrica.....	91
3.4.4. Esquema de la instalación termoeléctrica	95
4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE CADA TECNOLOGÍA	96
4.1. DEVEX, CAPEX Y OPEX del Proyecto Solar Fotovoltaico.....	99

4.1.1. DEVEX por contrato de desarrollo a base de costes reales	99
4.1.2. DEVEX por contrato de desarrollo a fee de éxito	100
4.1.3. CAPEX en contrato por partidas	100
4.1.4. CAPEX en contrato EPC.....	102
4.1.5. Cuenta de Resultados.....	102
4.2. DEVEX, CAPEX Y OPEX del Proyecto Solar Térmico	108
4.2.1. DEVEX sistema de placas planas y tubos de vacío	108
4.2.2. CAPEX por contrato por partidas-sistema de placas planas	108
4.2.3. CAPEX por contrato EPC-sistema de placas planas.....	109
4.2.4. CAPEX contrato por partidas- sistema tubos de vacío	110
4.2.5. CAPEX por contrato EPC- sistema de tubos de vacío	110
4.2.6. Cuenta de Resultados.....	111
4.3. WACC.....	114
4.4. Rentabilidad de los Proyectos.....	116
4.4.1. Rentabilidad del proyecto solar fotovoltaico	116
4.4.2. Rentabilidad del proyecto solar térmico.....	119
4.5. Coste normalizado de la energía (LCOE-LROE).....	121
4.5.1. Coste normalizado de la energía proyecto solar fotovoltaico.....	121
4.6. Análisis de sensibilidad en función de determinados parámetros.....	122
4.6.1. Análisis de sensibilidad proyecto solar fotovoltaico	122
4.6.2. Análisis de sensibilidad proyecto solar térmico	125
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	128
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	135
7. APÉNDICES	140

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coordenadas geográficas y límites físicos de la Urbanización El Manantial	25
Tabla 2: Valores de consumo energético de la Urbanización El Manantial	28
Tabla 3: Características de las viviendas tipo de la Urbanización El manantial	36
Tabla 4: Potencia requerida para el sistema asialdo	44
Tabla 5: Energía total sobredimensionada para el sistema asilado	45
Tabla 6: Horas pico de sol diarias por mes.....	45
Tabla 7: Valores de factores de pérdida más usuales	46
Tabla 8: Cantidad de módulos fotovoltaicos y potencia pico obtenida	47
Tabla 9: Potencia pico individual de los inversores seleccionados	47
Tabla 10: Potencia pico del conjunto de inversores seleccionados	47
Tabla 11: Rendimiento mensual, producción mensual y producción anual.....	48
Tabla 12: Modelos de equipos para el sistema aislado.....	49
Tabla 13: Características del mñodulo JKSM3-CFCA-370 TR.....	50
Tabla 14: Características de los inversores STP 20000TL-30/ STP 25000TL-30	50
Tabla 15: Características del módulo GP-150P-36 Pollycrystalline	51
Tabla 16: Características de la batería 12 CS 11P.....	52
Tabla 17: Características del regulador PC1500B-20.....	52
Tabla 18: Características del inversor EP20-300.....	53
Tabla 19: Personal de mantenimiento requerido	53
Tabla 20: Plan de mantenimiento	54
Tabla 21: Presupuesto referencial para la implantación del proyecto	55
Tabla 22: Presupuesto referencial para la implantación del sistema aislado	56
Tabla 23: Parámetros para el cálculo de rentabilidad del proyecto El Manantial	56
Tabla 24: Valores de flujo acumulado del proyecto El Manantial	57

Tabla 25: Equivalencias de emisiones de CO2 evitadas	59
Tabla 26: Cronograma de implementación del proyecto fotovoltaico	60
Tabla 27: Datos climáticos para el Valle de los Chillos	65
Tabla 28: Valores referenciales de demanda de ACS en el Ecuador.....	66
Tabla 29: Demanda de agua ACS diaria para vivienda tipo B	67
Tabla 30: Valores de demanda térmica para ACS vivienda tipo B.....	67
Tabla 31: Demanda para calefacción mensual.....	68
Tabla 32: Demanda térmica total vivienda tipo B.....	69
Tabla 33: Radiación sobre superficie inclinada.....	70
Tabla 34: Datos técnicos de los captadores solares	71
Tabla 35: Parámetro Y del método f-chart.....	72
Tabla 36: Datos técnicos inter-acumulador.....	73
Tabla 37: Valores de los captadores y acumuladores para vivienda tipo B.....	74
Tabla 38: Parámetro X método f-chart para captador solar de placa plana Vitosol 100 FM SV1F	74
Tabla 39: Parámetro X método f-chart para captador solar de tubos de vacío Ecotube-14	75
Tabla 40: Valores de % de cobertura solar para distinto número de captadores solares	76
Tabla 41: Valores de cobertura solar y energía auxiliar requerida	77
Tabla 42: Rendimientos mensuales de las instalaciones termo solares	79
Tabla 43: Consumo anual de ACS y calefacción-Vivienda tipo B	82
Tabla 44: ACS y calefacción por persona.....	82
Tabla 45: Consumo ACS y calefacción viviendas y urbanización global.....	83
Tabla 46: Extrapolación instalación solar térmica de captador de placa plana	83
Tabla 47: Extrapolación instalación solar térmica de captador de tubos de vacío.....	84
Tabla 48: Parámetros para cálculo de rentabilidad casa tipo B	84
Tabla 49: Valores de flujo acumulado casa tipo B y colector de placa plana	85

Tabla 50: Valores de flujo acumulado casa tipo B y colector de tubos de vacío	87
Tabla 51: Valores calculados de producción neta diaria de energía	92
Tabla 52: Parámetros de los costos de operación, mantenimiento y alquiler de la planta termoeléctrica.....	93
Tabla 53: Valores calculados de costos para la planta termoeléctrica	93
Tabla 54: Resumen de parámetros económicos del proyecto fotovoltaico de la urbanización El Manantial.....	94
Tabla 55: Características principales sistema fotovoltaico	96
Tabla 56: Características principales sistema solar térmico opción colector solar placa plana ...	96
Tabla 57: Características principales sistema solar térmico opción colector solar tubos de vacío	97
Tabla 58: DEVEX para el proyecto solar fotovoltaico por contrato de costos reales	99
Tabla 59: DEVEX para el proyecto solar fotovoltaico por contrato de fee	100
Tabla 60: CAPEX del proyecto solar fotovoltaico por contrato en partidas	101
Tabla 61: CAPEX proyecto solar fotovoltaico con contrato EPC.....	102
Tabla 62: Ingresos potenciales del proyecto solar fotovoltaico	103
Tabla 63: OPEX proyecto solar fotovoltaico	104
Tabla 64: Parámetros de proyección del proyecto solar fotovoltaico	106
Tabla 65: CAPEX con contrato por partidas del proyecto solar térmico de placa plana	108
Tabla 66: CAPEX con contrato EPC del proyecto solar térmico sistema de placa plana	110
Tabla 67: CAPEX con contrato por partidas del proyecto solar térmico sistema de tubos de vacío	110
Tabla 68: CAPEX por contrato EPC proyecto solar térmico sistema de tubos de vacío.....	111
Tabla 69: Ingresos potenciales del proyecto solar térmico	111
Tabla 70: OPEX del proyecto solar térmico	113
Tabla 71: Parámetros de proyección del proyecto solar térmico.....	114
Tabla 72: Parámetros financieros de los dos escenarios de simulación del proyecto fotovoltaico	115

Tabla 73: Tipos de inversiones en DEVEX y CAPEX para el proyecto solar fotovoltaico.....	116
Tabla 74: Parámetros del proyecto solar fotovoltaico	117
Tabla 75: TIR, VAN y Payback del proyecto solar fotovoltaico	118
Tabla 76: Tipos de inversiones en DEVEX y CAPEX para proyecto solar térmico.....	119
Tabla 77: Parámetros del proyecto solar térmico.....	119
Tabla 78: TIR, VAN y Payback del proyecto solar térmico.....	120
Tabla 79: LCOE y LROE del proyecto solar fotovoltaico.....	121
Tabla 80: TIR, VAN y Payback del proyecto solar fotovoltaico sin subvención	122
Tabla 81: Indicadores del proyecto fotovoltaico con subvención mínima del escenario 1	123
Tabla 82: Indicadores del proyecto fotovoltaico con subvención mínima del escenario 2.....	124
Tabla 83: TIR, VAN y Payback del proyecto solar térmico sin subvención	125
Tabla 84: Indicadores del proyecto térmico con subvención mínima del escenario 1	126
Tabla 85: Indicadores del proyecto térmico con subvención mínima del escenario 2	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de Insolación Global del Ecuador	20
Figura 2: Proyectos Solares Implantados en Ecuador	20
Figura 3: Ubicación geográfica de la Urbanización El Manantial	24
Figura 4: Mapa de clasificación climática de Pichicnha	25
Figura 5: Mapa de ubicación barrial y uso de suelo de la Urbanización El Manantial	26
Figura 6: Predios de la Urbanización El Manantial	26
Figura 7: Área de influencia extendida a 4 km de la Urbanización el Manantial.....	27
Figura 8: Zonificación económica de la parroquia Conocoto	27
Figura 9: Zonificación de disponibilidad de servicios básicos en la parroquia Conocoto.....	28
Figura 10: Imagen extendida de la Urbanización El Manantial	29
Figura 11: Imagen sector A de la Urbanización El Manantial.....	29
Figura 12: Imagen sector B de la Urbanización El Manantial.....	30
Figura 13: imagen sector C de la Urbanización El Manantial.....	30
Figura 14: Distancia entre la Urbanización El Manantial y el Colegio La Salle de Conocoto.....	31
Figura 15: Imagen de las instalaciones del Colegio La Salle de Conocoto	32
Figura 16: Esquemático de la cubierta del coliseo del Colegio La Salle de Conocoto	32
Figura 17: Panel fotovoltaico monocristalino	33
Figura 18: Inversor solar estándar	34
Figura 19: Controlador de carga.....	34
Figura 20: Baterías para aplicaciones fotovoltaicas.....	35
Figura 21: Panel de estructura de montaje en techo	35
Figura 22: Casas con los tejados más grandes de la Urbanización El Manantial.....	36
Figura 23: Esquema básico de un sistema de energía solar térmico	37
Figura 24: Esquema de la instalación de un sistema de energía solar térmico en una vivienda tipo de la Urbanización El Manantial	37

Figura 25: Tecnologías de energía solar	38
Figura 26: Dato de irradiación solar media para la zona de ubicación de la Urbanización El Manantial.....	43
Figura 27: Energía mensual de la planta	43
Figura 28: Energía por irradiación mensual de la planta.....	44
Figura 29: Área aprovechable para la colocación de módulos fotovoltaicos	46
Figura 30: Rendimiento mensual y producción anual	48
Figura 31: Disposición de módulos fotovoltaicos en la Superficie 1 (Este).....	51
Figura 32: Simulación de TIR y VAN del proyecto El Manantial-Con Subvención.....	57
Figura 33: Simulación de TIR y VAN del proyecto El Manantial-Sin Subvención	58
Figura 34: Temperatura ambiental mensual para el Valle de los Chillos.....	68
Figura 35: Variación horaria de temperatura ambiente en el Valle de los Chillos.....	69
Figura 36: Demanda térmica vs Radiación solar	73
Figura 37: Cobertura de demanda mensual para el captador de placa plana	78
Figura 38: Cobertura de demanda mensual para el captador de tubos de vacío	78
Figura 39: Curvas de rendimiento mensual de la instalación.....	80
Figura 40: Diagrama del sistema térmico con captador de placa plana	81
Figura 41: Diagrama del sistema térmico con captador de tubos de vacío	81
Figura 42: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de placa plana (Sin subvención)	86
Figura 43: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de placa plana (Con subvención)	86
Figura 44: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de tubos de vacío (Sin subvención)	87
Figura 45: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de tubos de vacío (Con subvención).....	88
Figura 46: Localización urbanización El Manantial en Data base del NREL	91
Figura 47: Parámetros para obtención de valores de DNI en Data base del NREL	92

Figura 48: Comparación de precio de venta de la energía	95
Figura 49: Esquema general instalación solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento	95
Figura 50: Esquema de procedimientos para creación de un SGDA	98
Figura 51: Mapa de precio medio de la energía eléctrica facturada en Ecuador.....	103
Figura 52: Histórico de inflación para Ecuador	107
Figura 53: Variación del IPC para el sector de bienes y servicios en Ecuador.....	107
Figura 54: Variación del precio del GLP en Ecuador y países vecinos	112
Figura 55: Variación de TIR del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 1	123
Figura 56: Variación del VAN del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 1.....	123
Figura 57: Variación de TIR del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 2	124
Figura 58: Variación del VAN del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 2.....	124
Figura 59: Variación de TIR del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 1	125
Figura 60: Variación del VAN del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 1	126
Figura 61: Variación de TIR del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 2	126
Figura 62: Variación del VAN del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 2	127

RESUMEN

En el presente trabajo se analiza el caso de la Urbanización El Manantial, de la ciudad de Quito, en la cual se desea implementar iniciativas de energía solar y térmica. Para el primer caso, se pretende reemplazar parcialmente el abastecimiento de la red eléctrica, con el establecimiento de un proyecto de energía solar fotovoltaica; en el segundo caso, se analiza un proyecto térmico que dé una solución alternativa de agua caliente sanitaria y calefacción a las 100 viviendas de la urbanización.

Para el proyecto solar se analiza si el mismo se da en los techos de las viviendas o como una iniciativa concentrada, en un terreno; conforme las bondades urbanísticas de la zona. Se mostrará el uso de la información que se cuenta en algunos portales, que permite, sobre la base de la energía a producirse, el dimensionamiento de los equipos. Adicionalmente, se plantea una alternativa solar aislada, para la oficina técnica.

En el caso de la iniciativa solar térmica, se da una solución individualizada de suministro de agua caliente sanitaria y calefacción; para este caso, se analiza la utilización de dos tecnologías presentes en el mercado: colectores de placa plana y tubos de vacío. Se muestra el proceso de diseño y selección de equipos. Complementariamente, se presenta el desarrollo de una planta termoeléctrica.

Finalmente, para los proyectos fotovoltaicos y térmico se realiza un análisis económico financiero. Para esto se estudian y valorizan los rubros que intervienen en la fase de desarrollo (DEVEX); los costos de inversión (CAPEX); y, los costos de operación y mantenimiento (OPEX). Con esta información se hace un análisis de rentabilidad y se obtienen la TIR y el VAN para los mismos; además, se calculan los costos normalizados de energía (LCOE) y el precio de venta ponderado de energía (LROE), para verificar si es factible su implementación.

PALABRAS CLAVES

Energías renovables no convencionales, Sistema fotovoltaico, Sistema solar térmico, Sistema solar termoeléctrico

ABSTRACT

In this investigation we analyzed the case of El Manantial urbanization in Quito. In this place, it is planned to implement a photovoltaic and a solar thermal project. In the first case we intended to replace a part of the energy supplied by the electrical network using a photovoltaic energy system. In the second case we intended to provide an alternative solution for home heating and DHW production for the 100 houses in the urbanization through a solar thermal system.

In the photovoltaic system we analyzed if it could be carried out in the house's roofs or as a concentrate plant in land according to the urban benefits of the area. We will use some informatic tools to design our plant based on the energy requirements. Also, an isolated solar system is designed for the control panel of the main plant.

In the solar thermal system, we proposed an individual solution of heating and DHW production for each house. For this case we analyzed the use of two different technologies of collectors present in the market: flat plate and vacuum tube. We will explain the equipment design process in this investigation. Also, we presented the development of a solar thermoelectric plant.

Finally, we made an economic analysis for the two projects. For this we used the values as the development expenditure (DEVEX), capital expenditure (CAPEX) and operational expenditure (OPEX). With this information we made the calculus of IRR and NPV. Also, we calculated the levelized cost of energy (LCOE) and the levelized revenues of energy (LROE) to verify the feasibility of the projects.

KEYWORDS

Photovoltaic system, Unconventional renewable energy, Solar thermal system, Solar thermoelectrical system

1. ANTECEDENTES

1.1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1.1. Título del Proyecto

Análisis comparativo de factibilidad técnico económica de un proyecto solar fotovoltaico y solar térmico en una comunidad ubicada en la ciudad de Quito – Ecuador.

1.1.2. Descripción del contexto energético general en el que se desarrolla el Proyecto

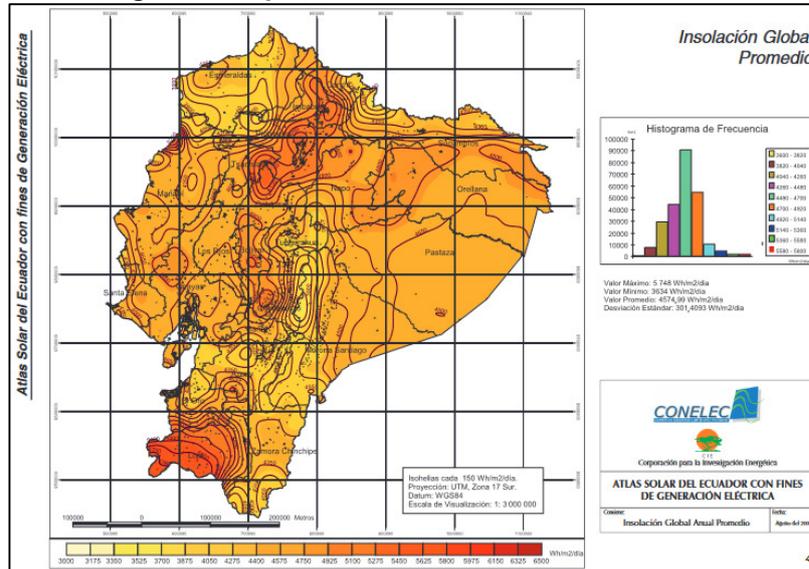
En Ecuador, así como en gran parte de los países latinoamericanos, existe una escasa cultura en cuanto al ahorro de energía, por lo que las entidades y organismos del sector energético promueven constantes programas de capacitación sobre el aprovechamiento óptimo de la energía; tal es así que, en el 2014 Ecuador logró un ahorro de aproximadamente 200 millones de dólares por eficiencia (Telégrafo, 2014).

Dentro de este marco macro de generación y consumo de energía, resalta el uso de la energía solar a través de paneles fotovoltaicos que no son más que sistemas de acumulación de energía que pueden ser consumidos dentro del propio medio; es decir autoconsumo, en el que todo lo que se produce se consume en el mismo sitio, que a nivel nacional va tomando forma en proyectos y normativas reales de aplicación aún en crecimiento. Así, según la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable ARCERNNR (2020), el Ecuador poseía un 51.78 % de energías renovables repartidas entre: Hidráulica 49.72 %, Biomasa 1.55 %, Eólica 0.38 %, Fotovoltaica 0.14 %, lo cual indica el potencial latente para proyectos fotovoltaicos que pueden explotarse.

Ecuador inició en el mercado de energía solar en el año 2006 con la aprobación de una de las primeras tarifas de inyección del mundo, que prometía a los productores de energía solar una tarifa preferente. Sin embargo, esta no tuvo la acogida, entre los inversionistas de la época, dando como resultado que no existan proyectos que se desarrollaron bajo ese esquema de tarifa preferente. Si bien hasta el 2010 no existieron proyectos fotovoltaicos, el país ha hecho grandes progresos electrificando sus zonas rurales con energía fotovoltaica debido al difícil acceso de las zonas (Levitin, 2011).

CONELEC hoy conocido como ARCERNNR, en el año 2008 presentó el “Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”. Éste incluye la cuantificación del potencial solar disponible y con posibilidades de generación eléctrica, en base a mapas mensuales de insolación directa, difusa y global, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos que permitan utilizar esta tecnología para la implantación de proyectos fotovoltaicos (OLADE, 2010). En la Figura 1 se visualiza la Insolación total del país.

Figura 1: Mapa de Insolación Global del Ecuador



Nota. Mapa tomado del Atlas Solar del Ecuador (OLADE, 2010)

De esta información preliminar se puede identificar que en el país existen zonas de un importante aprovechamiento solar, sobre todo en las provincias de Loja, Imbabura y Pichincha en el continente y Galápagos en la región insular. En la Figura 2 se puede apreciar los 29 proyectos solares fotovoltaico que está implantados en el Ecuador, la mayoría se concentra en las provincias de Loja, El Oro e Imbabura, los cuales son coherentes con la presencia del recurso solar según el atlas que cuenta el país.

Figura 2: Proyectos Solares Implantados en Ecuador



Nota. Panel del Control Tomado de la ARCERNNR (ARCERNNR, 2022)

En cuanto al desarrollo normativo, en el país desde el año 2000 existen mecanismos regulatorios que permite la promoción de energías renovables y especialmente las fotovoltaicas, es así que en el año 2000 el Consejo Nacional de Electricidad- CONELEC emite la Regulación 008/00 (CONELEC, 2000), la cual establece un mecanismo de precios, plazos y despacho

preferente para este tipo de energías. Estas condiciones permitieron, a esa época, en un mercado de competencia del sector eléctrico, asegurar una participación de estas energías renovables.

Debido a falta de seguridad jurídica y social del país, y el desarrollo de otros mercados internacionales, durante los años 2000 al 2011, no hubo una implantación de este tipo de generadores fotovoltaicos. Es con la emisión en el año 2011 de la Regulación 004/11 (CONELEC, 2011), que se dieron condiciones preferentes para nuevos proyectos de 15 años plazo, despacho obligado y precio establecido de 40,03 cUSD/kWh; y, sumado a esto, el abaratamiento de los costos de producción de esta tecnología, lo que generó un gran interés de inversionistas. Fruto de esto en el país se ha logrado concesionar e implementar 26,74 MWp de energías fotovoltaicas (ARCERNR, 2020).

Con la emisión de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica LOSPEE (2015), desde el 2015 se determinó una nueva forma de funcionamiento del mercado eléctrico en el país, el cual estaba asociado a lo determinado en la Constitución del año 2008, en lo referente a la prestación de los servicios básicos. En la LOSPEE se determina que el Estado, en los procesos de contratación de energía, entregue condiciones promocionales a los proyectos de energías renovables. De la producción nacional de energía más las importaciones, en el año 2020, alcanzaron un valor total de 31.498,80 GWh. De esta cantidad, 24.918,71 GWh (79,11 %) se generaron con fuentes renovables de energía; 6.329,29 GWh (20,09 %) se produjeron a partir de fuentes no renovables; y, 250,79 GWh (0,80 %) se importaron desde Colombia y Perú. La generación de energía eléctrica que utiliza el recurso hídrico fue la más representativa, equivalente al 77,25 % de la producción total de energía e importaciones (ARCERNR, 2020).

De los datos, la matriz del Ecuador es bastante limpia, pese a eso como se ha indicado, el Estado está en un proceso de diversificar la matriz con el llamamiento a nuevos procesos concesivos. Es así, que en aplicación de la LOSPEE y la planificación emitida por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables MERNNR, en el año 2020 se anunció la adjudicación del proyecto solar El Aromo de 200 MW a la compañía Solar Park a un precio de 6,935 cUSD/ kWh (MERNNR, 2020). En el año 2021, por parte de las autoridades del MERNNR, se anunció el llamamiento a procesos públicos de selección para compra de energía renovable por una potencia de 500 MW, dentro de este bloque se considera 120 MW para solar fotovoltaica que se esperan estén adjudicados hasta finales del 2022.

Desde el año 2018, paralelamente a los proyectos fotovoltaicos para venta en bloque, también se ha dado la oportunidad de participar a los consumidores finales con la producción de energía solar en los techos de sus casas. Así, la ARCERNR, emitió la actualización de la regulación ARCERNR 002/21, *Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*, la cual permite a través de una autorización administrativa que los consumidores se autoabastezcan con la producción de energía fotovoltaica y otros tipos de energías renovables no convencionales (ARCERNR, 2021). Esta regulación establece que un consumidor, pueda implementar en su predio la instalación de paneles solares, mini centrales eólicas, hidráulicas o de biomasa. Mensualmente, se realiza un «neteo» de energía, entre lo entregado a red y lo recibido de ésta. Se facturará al consumidor valores de energía, en caso exista valores mayores de ingreso de energía de la red pública. En caso existan excedentes, estos valores de energía se los puede acumular en la cuenta del consumidor y descontar en el próximo mes. Esta acumulación de valores puede ser máximo por dos años. De la estadística del sector eléctrico (ARCERNR, 2020) actualmente existe 50 proyectos calificados bajo el esquema normativo antes indicado.

El 26 de octubre de 2021 el Presidente de la República emite el Decreto Ejecutivo Nro. 238, el cual contiene las políticas del sector eléctrico para el desarrollo del servicio público de energía eléctrica, servicio de alumbrado público general, servicio de carga de vehículos eléctricos y el almacenamiento de energía; así como también se emitió el Decreto Ejecutivo Nro. 239, con el cual se incorporan varias reformas al Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Ambos decretos establecen disposiciones que modifican significativamente el funcionamiento del sector eléctrico a nivel comercial y establece condiciones preferentes para proyecto de autogeneración que utilicen energías renovables no convencionales.

- **Análisis de Normativa Legal**

A continuación, se presenta una síntesis de la normativa relacionado con energía renovables no convencionales:

- **Constitución de la República del Ecuador**, en los artículos 15, 57, 313, 314, 408 y 413 se establece la promoción y la implantación de las energías renovables (Constitución de la República del Ecuador, 2008)
- **Plan Maestro de Electricidad 2018-2027**, en este se dispone de las siguientes estrategias para la expansión de generación:
 - Impulsar el desarrollo energético y tecnológico del sector eléctrico en toda su cadena de valor, incluyendo la investigación.
 - Mantener actualizado el inventario de fuentes de energía renovable, que permita cuantificar el potencial energético aprovechable para la generación eléctrica, propendiendo a maximizar la participación de energías renovables en la matriz energética del sector eléctrico.
 - Reducir la vulnerabilidad del sistema frente a variaciones hidrológicas a través de la implementación de fuentes de generación con alta firmeza.
 - Aprovechar el potencial de desarrollo de la bioenergía, sin detrimento de la soberanía alimentaria.
 - Fomentar intercambios energéticos regionales privilegiando el interés nacional.
 - Prestar el servicio eléctrico de generación en condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.
 - Dar impulso a la generación distribuida, con especial énfasis en las mini y micro centrales hidroeléctricas y de otras fuentes de energía renovable no convencional (MERNNR, 2018, pp. 138 y 139)

El PME fue actualizado en el 2021, mediante Acuerdo Ministerial Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM, con esta actualización hasta el 2024, se espera contar con la entrada en operación del primer bloque de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de 500 MW, de los 1440 MW planificados (MERNNR, 2021, agosto 17).

- **Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica** (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2015). En esta norma se incluyen algunas referencias para la promoción e implantación de las energías renovables, principalmente contemplados en los siguientes artículos: 25, 26, 54, 74.

- **Regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control.** (ARCERNNR, s. f.-b). La ARCERNNR ha emitido algunas regulaciones para la promoción de energías renovables, en la cual se incluye a la energía solar fotovoltaica:
 - Regulación Nro. ARCERNNR 001/21. Generación para autoabastecimiento.
 - Regulación Nro. ARCERNNR 002/21. Generación distribuida,
 - Regulación Nro. ARCERNNR 005/21. Autogeneradores y Cogeneradores en el Sector Eléctrico

Es así que, actualmente Ecuador dispone de varias herramientas políticas, de planificación y de normativa, que promueven la investigación, desarrollo e implantación de proyectos energéticos renovables, especialmente los enfocados a la energía solar fotovoltaica, al ser los de mayor desarrollo técnico y económico a nivel mundial.

1.1.3 Estudios de la provisión de energía solar fotovoltaica y solar térmica para la Urbanización el Manantial

Actualmente, el crecimiento de las sociedades procura un desarrollo sostenible con una dimensión medioambiental adecuada y sustentable (PNUMA, 2013). Tal planteamiento se ha enfatizado principalmente desde el Acuerdo de París (COP 21), que en su artículo 2 indica la necesidad de mantener un aumento máximo de la temperatura por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles preindustriales hasta 2050 como requisito fundamental de la lucha contra el cambio climático (ONU, 2016). Parte de dicho objetivo puede lograrse por la transición a energías sostenibles de modo masivo que ayuden a la descarbonización y aumenten la eficiencia energética global mediante una gama de energías renovables no convencionales como la solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, geotérmica, biomasa o marina. Dentro de estas posibilidades existen algunas que han tenido un mayor desarrollo tecnológico y socio-económico en las últimas décadas, tal es así que, la energía solar fotovoltaica y la eólica son dos energías que se consideran maduras y de eficacia comprobada que actualmente han creado un mercado capaz de competir con las energías convencionales, aunque aún adolecen de problemas de gestionabilidad que se esperan sean solventados en un futuro (IRENA, 2018).

Desarrollar proyectos de gran o pequeña escala entran dentro de esta visión de eficiencia energética, por lo que, evaluar la posibilidad de implantar sistemas fotovoltaicos y/o solares térmicos en lugares como el de la Urbanización El Manantial, ayudarían a conseguir casas cada vez más energéticamente eficientes que, como indica el IDAE (2010), en su Guía Práctica de la Energía, puedan tomar las energías renovables como poderosas herramientas de generación de ahorro económico para los proponentes y de mejoramiento medioambiental para los sectores de implantación y con ello para el planeta en general, ayudando de forma consistente a lograr cumplir los Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS planteados por la ONU, en especial los ODS 7 y ODS 11 correspondientes a lograr una energía asequible y no contaminante y ciudades y comunidades sostenibles respectivamente (ONU, s.f.).

Debido a la situación económica y social derivada de la pandemia, así como las nuevas modalidades de trabajo, es necesario y obligatorio reducir el consumo de energía eléctrica en las viviendas y aprender a utilizar recursos naturales como la energía solar, para generar nuevas fuentes de energía amigables con el medio ambiente. Es así que, la implementación de paneles fotovoltaicos y/o colectores termo-solares en los hogares contribuirá a la reducción de los costos

energéticos, disminuir la generación de contaminación y los niveles de CO₂ que provocan un alza de la huella de carbono de un hogar.

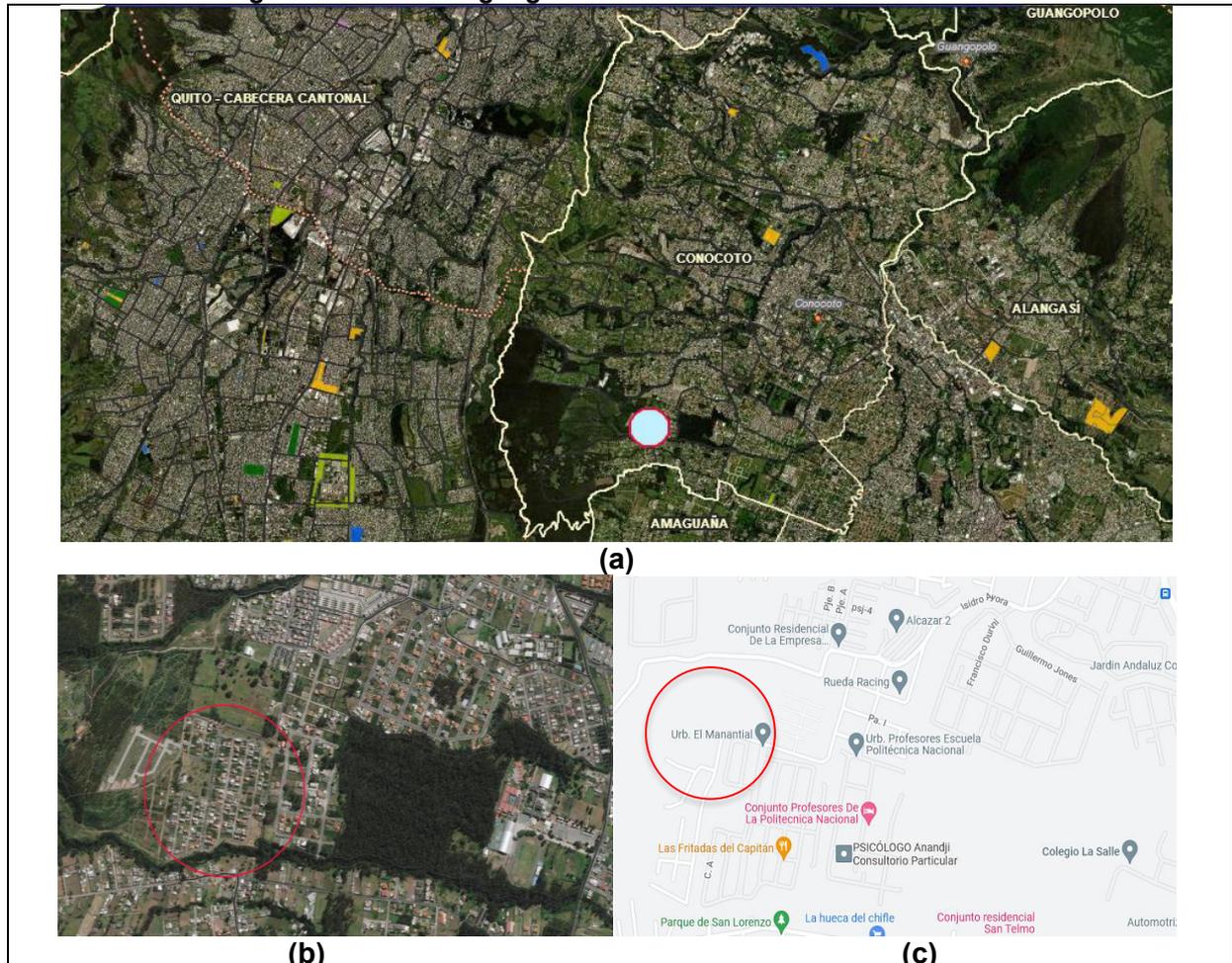
Por todo esto, este estudio tiene como objetivo la recopilación de información sobre las distintas formas de uso de la energía solar, su transformación en energía eléctrica y térmica y su uso eficiente en los hogares promoviendo una cultura de eficiencia y cuidado ambiental en los pobladores más pequeños de la ciudad.

1.1.4. Ubicación geográfica y área de influencia

- Ubicación geográfica

La urbanización El Manantial se encuentra ubicada en Ecuador, provincia de Pichincha, cantón Quito, parroquia rural de Conocoto como se visualiza en la Figura 3.

Figura 3: Ubicación geográfica de la Urbanización El Manantial



Nota. Mapa cartográfico tomado de Google Maps. Ciudad de Quito [mapa online]. Acercamiento general (a); acercamientos locales a la urbanización (b) y (c)

La Urbanización El Manantial se encuentra sobre la calle Manuel de Ascazubi como vía principal de circulación, aproximadamente a 3 km del centro urbano de Conocoto que es la población más importante de la zona por ser cabecera parroquial, además está muy cerca de la parroquia rural de Amaguaña, en las coordenadas geográficas y con los límites físicos que se indican en la Tabla 1.

Tabla 1: Coordenadas geográficas y límites físicos de la Urbanización El Manantial

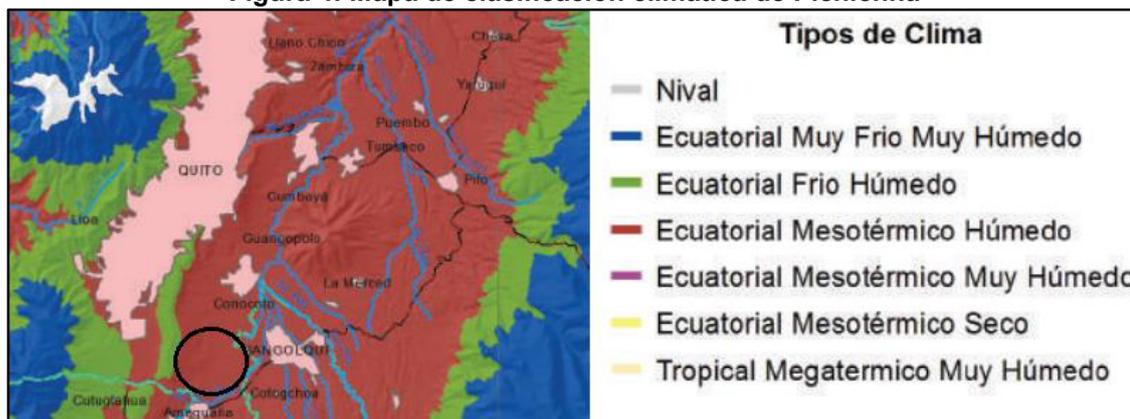
Parámetro	Latitud	Longitud
Coordenadas	-0,3125S	-78,4950W
Límite Norte	Parque Metropolitano del Sur y Calle Manuel Ascazubi	
Límite Sur	Quebrada del río San Pedro y el Parque San Lorenzo	
Límite Este	Urbanización Profesores de la Escuela Politécnica Nacional	
Límite Oeste	Urbanización La Salle IV	

Nota. Elaboración Propia

- Caracterización biofísica de uso actual y climática de la zona

Al estar ubicada en la zona del Valle de los Chillos, el clima de toda la parroquia de Conocoto se clasifica como Ecuatorial Mesotérmico Húmedo como se visualiza en la Figura 4. Tal clima tiene como características principales alturas entre 3200 a 1800 m.s.n.m, precipitaciones medias anuales de 800 a 1500 mm y temperaturas medias anuales de 13 a 20°C (INHAMI, 2018).

Figura 4: Mapa de clasificación climática de Pichincha

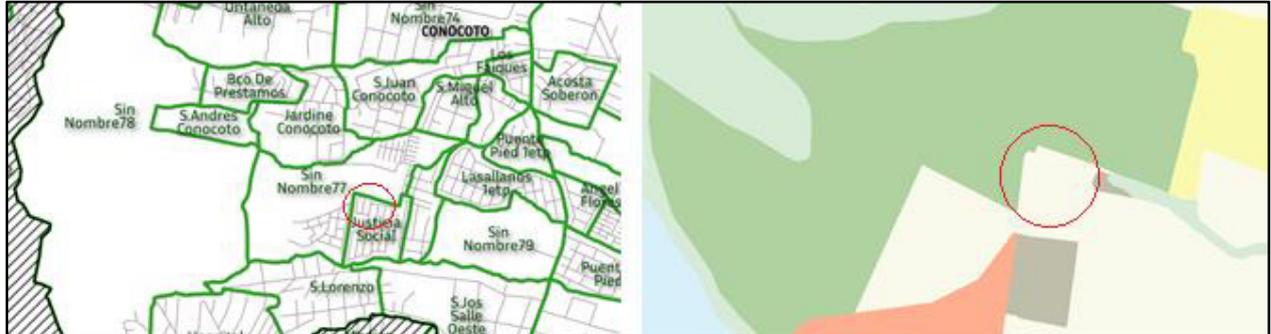


Nota. Mapa tomado del Atlas Climático de Pichincha (INHAMI, 2018)

Según la database de datos del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022) y de la actualización del Plan de Ordenamiento Territorial del Gobierno Autónomo Descentralizado de Conocoto (PDOT, 2015), la Urbanización El Manantial se ubica en el barrio Justicia Social de la parroquia de Conocoto, con uso de suelo Residencial Urbano 1 (RU1) como se visualiza en la Figura 5. Esta clasificación permite en la zona un uso residencial para desarrollo limitado de equipamientos, comercios y servicios de nivel barrial y sectorial. Los equipamientos

podrán ocupar el 100% del COS Total (Coeficiente de Ocupación del Suelo), las actividades de comercio y servicios podrán ocupar hasta un máximo del 50% de COS PB (PUOS, 2015).

Figura 5: Mapa de ubicación barrial y uso de suelo de la Urbanización El Manantial



Nota. Código colores: Verde (Rural/Producción sostenible RN/PS), Amarillo (Residencial Urbano 2 RU2), Rojo (Residencial Rural 1 RR1), Rosa (Residencial Urbano 1 RU1), Gris (Equipamiento). Tomado de GAD Conocoto, PMDOT (2015).

- Área/entorno de influencia directa del Proyecto

El proyecto estará circunscrito a la zona de ubicación de la Urbanización El Manantial cuya extensión aproximada es de 13,54 hectáreas. La urbanización tiene un sistema de lotización con terrenos de aproximadamente 150 metros cuadrados de superficie, constando según la *database* del Plan de Uso de Suelo de cerca de 460 lotes, de los cuales actualmente existen construcciones y áreas no construidas según indica la Figura 6. Además, el área de proyección posible de este proyecto se podrá extender hasta 4 kilómetros a la redonda de la ubicación de la urbanización, por lo que, según se visualiza en la Figura 7, el área de influencia indirecta abarcará una serie de otras urbanizaciones privadas, iglesias, colegios y centros de comercio.

Figura 6: Predios de la Urbanización El Manantial



Nota. Mapa tomado de la database del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022)

Figura 7: Área de influencia extendida a 4 km de la Urbanización el Manantial



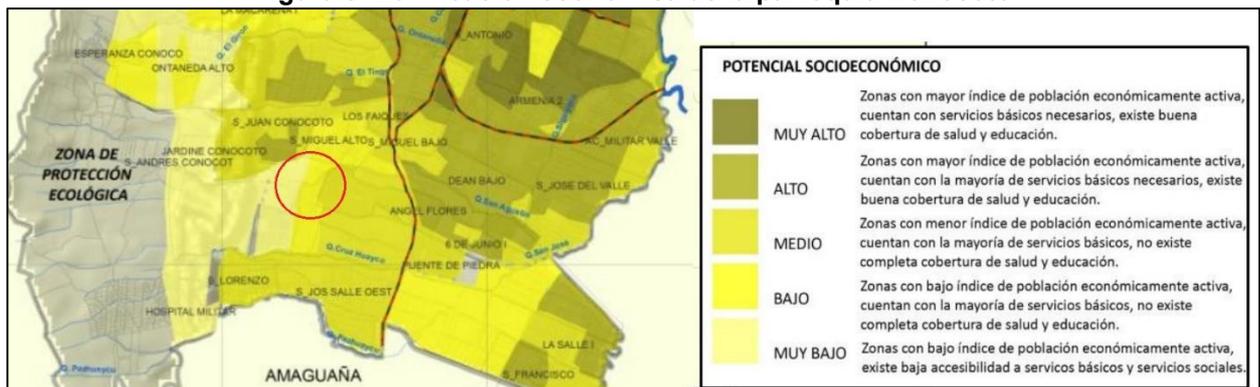
Nota. Mapa tomado de la Database del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022)

1.1.5 Beneficiarios del Proyecto o Población Objetivo

- Caracterización socio-económica de la población de ubicación del proyecto

La población objetivo será la existente y la que habitará en la Urbanización el Manantial. De acuerdo al trabajo realizado por Cabezas *et al.* (2015), la zona donde se ubica la Urbanización, tiene un potencial económico entre muy bajo y bajo como se visualiza en la Figura 8.

Figura 8: Zonificación económica de la parroquia Conocoto

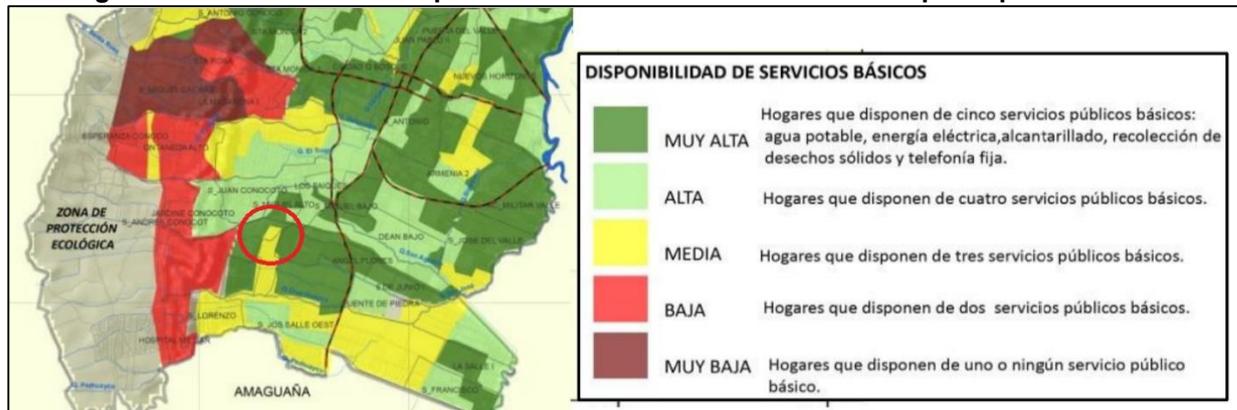


Nota. Mapa tomado de Cabezas *et al.* (2015)

- Entorno energético actual en la zona de la población objetivo

La zona de la Urbanización cae dentro de una disponibilidad de servicios básicos entre media y muy alta según indica la Figura 9. Esto implica que los potenciales beneficiarios tienen disponible los cinco servicios básicos, entre el que se encuentra el de energía eléctrica proveniente de la red nacional de electricidad.

Figura 9: Zonificación de disponibilidad de servicios básicos en la parroquia Conocoto



Nota. Mapa tomado de Cabezas *et al.* (2015)

1.1.6 Descripción básica de la problemática de demanda eléctrica

En la Urbanización El Manantial se desea constituir un proyecto de energía solar de manera que un porcentaje de la energía que actualmente está siendo comprada por los consumidores a la Empresa Eléctrica Quito S.A., puede ser generada por éstos y de esa forma poder reducir los pagos mensuales de energía. En la Tabla 2 se muestra los valores actuales de los consumos de las 100 viviendas teniéndose un valor 557.500 kWh/año/conjunto.

Tabla 2: Valores de consumo energético de la Urbanización El Manantial

Nº de hab. en la vivienda	Nº de viviendas	Consumo medio anual /vivienda	Consumo Medio Anual /Conjunto (kWh)
2	15	3.500	52.500
3	30	4.500	135.000
4	35	6.000	210.000
5	20	8.000	160.000
TOTAL			557.500

Nota. Elaboración propia

El objetivo del proyecto es poder cubrir parcialmente ese consumo con la producción de energía fotovoltaica. Se tienen cinco escenarios de producción de energía fotovoltaica con el 20%, 30%, 40%, 50% y 60 % de los 557.500 kWh/año/conjunto. En este estudio debe obtenerse un **20%** de producción de energía fotovoltaica se tendría una subvención del **50 000 USD** por parte del gobierno central. El proyecto debe desarrollarse en cubiertas. Los demás porcentajes no son parte de este proyecto.

Es así que, para lograr la subvención estatal se requerirán generar por medios fotovoltaicos **111.500 kWh anuales**. Para esto, del análisis que se ha podido realizar, de las actuales construcciones de la urbanización, existen un 30% de predios que poseen viviendas con techos de tejado, un 30% de viviendas tienen terrazas y el restante 40% aún no tiene construcciones y son terrenos vacíos.

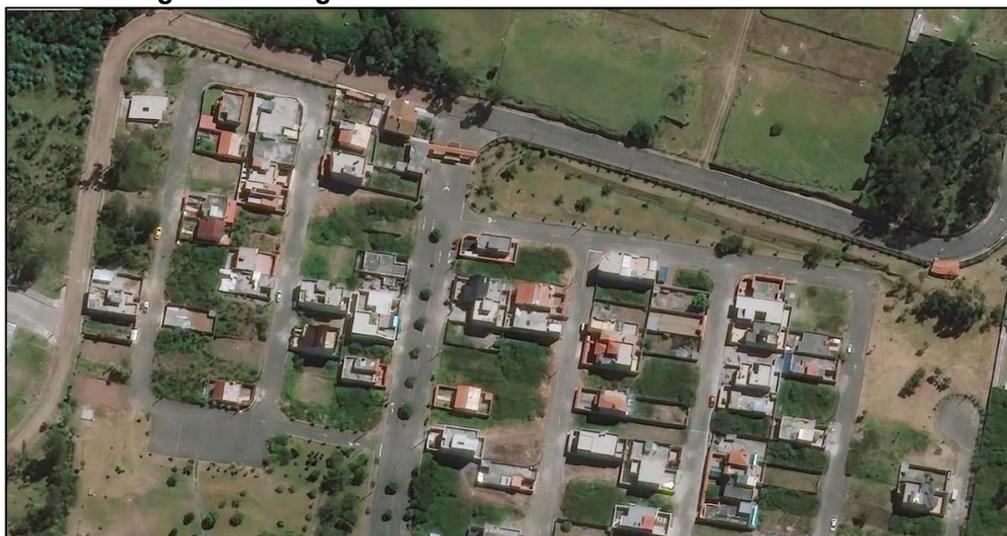
Para la selección adecuada de las propiedades en donde los paneles fotovoltaicos se puedan colocar se analizó las casas más grandes que puedan proporcionar una superficie amplia y homogénea, por lo que se buscó dichas viviendas en cada bloque de la urbanización como se visualiza en las Figuras 10, 11, 12 y 13.

Figura 10: Imagen extendida de la Urbanización El Manantial



Nota. Mapa tomado de la database del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022)

Figura 11: Imagen sector A de la Urbanización El Manantial



Nota. Mapa tomado de la database del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022)

Figura 12: Imagen sector B de la Urbanización El Manantial



Nota. Mapa tomado de la database del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022)

Figura 13: imagen sector C de la Urbanización El Manantial



Nota. Mapa tomado de la database del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022)

Del análisis realizado, se concluyó que las construcciones actuales no tienen un buen potencial de eficiencia para la colocación de paneles fotovoltaicos debido a que están muy dispersas, lo que obligaría a usar varias viviendas, más inversores, más cableado y un diseño en general mucho más complicado para el objetivo final que es la generación e inyección a la red de

los cerca de 111 MWh anuales proyectados. Así se ha evaluado la posibilidad de utilizar la cubierta del coliseo del Colegio La Salle de Conocoto mostrado en la Figura 14.

Figura 14: Distancia entre la Urbanización El Manantial y el Colegio La Salle de Conocoto



Nota. Mapa tomado de la database del Plan de Uso de Suelo del Distrito Metropolitano de Quito (PUOS, 2022)

Esta alternativa es más eficiente tanto técnica como económicamente, ya que aprovecha el área de influencia extendida a los 4 km de la urbanización para localizar una cubierta amplia que permita la instalación y conexión puntual de todos los paneles requeridos ya que el coliseo deportivo se encuentra aproximadamente a 1.1 km de distancia de la Urbanización El Manantial en línea recta.

El coliseo elegido tiene una estructura que consta de una cubierta a dos aguas de aproximadamente 1500 m² de superficie, con una inclinación máxima de 14° y sin afectación de sombras debido a construcciones aledañas o por arbolado cercano como se visualiza en la Figura 15, en la que se observa que el arbolado está a más de 40 metros del punto más cercano al coliseo y que los edificios de aulas ubicados alrededor tienen una altura inferior a la del techo del coliseo donde se planea la colocación de los paneles. Todo esto implica que esta localización sea ideal para desarrollar el proyecto planteado.

Además, al estar el sistema centralizado en un solo punto, se puede construir la caseta para gestión del sistema que llevará un mini sistema fotovoltaico aislado en las cercanías del coliseo, lo que mejorará tanto la vigilancia como el mantenimiento preventivo y correctivo respectivo de la instalación.

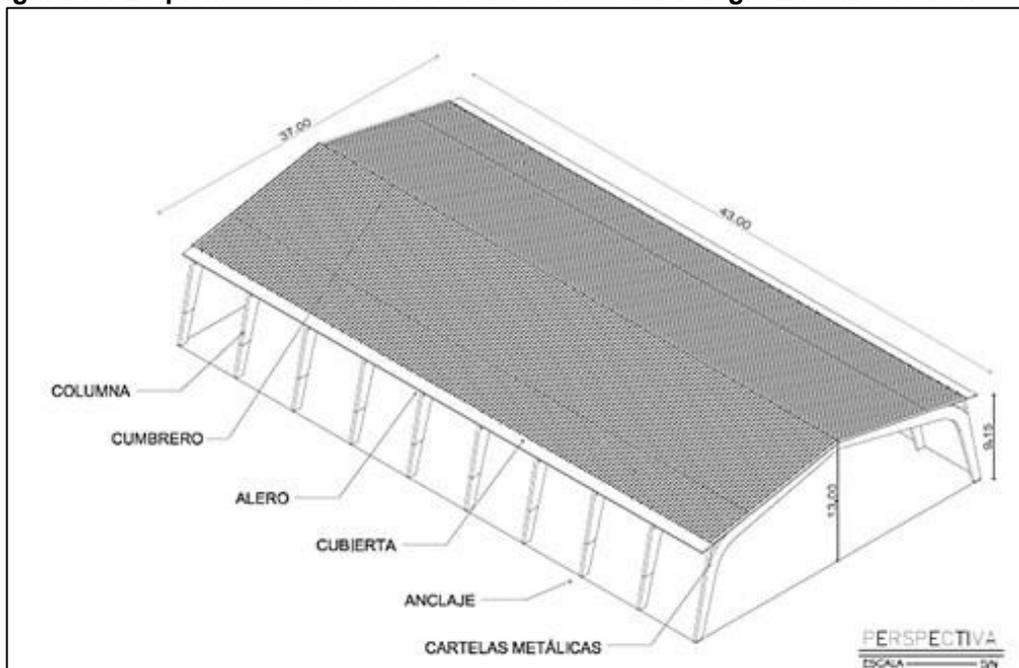
Figura 15: Imagen de las instalaciones del Colegio La Salle de Conocoto



Nota. Imagen tomada de la página de Facebook del Colegio La Salle

En un análisis general, se ha podido establecer la estructura general de la instalación que se muestra en el esquemático de la Figura 16.

Figura 16: Esquemático de la cubierta del coliseo del Colegio La Salle de Conocoto



Nota. Elaboración Propia

Con estas consideraciones iniciales se podría proponer la utilización de algunos materiales para la ejecución del proyecto:

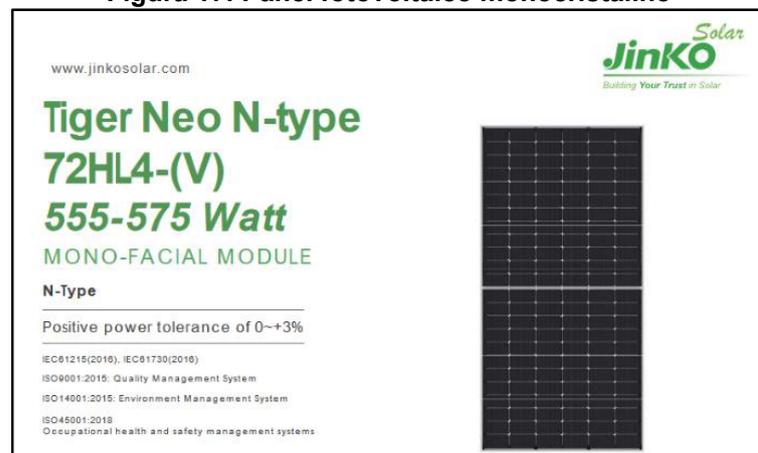
Paneles solares:

Existen tres tipos de paneles solares más utilizados: mono cristalino, poli cristalinos y amorfos, estos tienen la capacidad de generar una tensión eléctrica cuando está sometido a la radiación solar que al conectar a un circuito cerrado se genera una corriente eléctrica.

Los paneles se fabrican con materiales semiconductores, principalmente el Silicio y Germanio. Con algunas capacidades de potencia establecido en vatios pico, con ayuda de un inversor sinusoidal de energía, que convierte la corriente continua de 24 Vdc a corriente alterna 127 Vac. Estos paneles son instalados en superficies planas e inclinadas y el sistema de fijación es con soportes de material aislante y diseñado para que en el momento de fijarlo sobre las cubiertas quede impermeabilizado. El uso de estos productos reduce considerablemente el gasto.

Para el proyecto se considera la utilización de paneles mono cristalinos, por ser los que permitirían la optimización del espacio que se va a utilizar en las cubiertas y terrazas. Dentro de la gama de fabricantes, se tiene previsto utilizar paneles de la fábrica Jinko Solar (Jinko Solar, 2022). En la Figura 17 se muestra un panel solar monocristalino de entre 555 – 574 W.

Figura 17: Panel fotovoltaico monocristalino



Nota. Imagen referencial del equipo tomado de la página web de Jinko Solar (Jinko Solar, 2022)

Inversores:

Dada la característica del proyecto, en el cual se pueden tener inyecciones de los proyectos desde cada una de las casas, se puede utilizar el inversor solar estándar. Dentro de la oferta de fabricantes, se tiene previsto utilizar paneles de la fábrica SMA (SMA, 2022) como los mostrados en la Figura 18. Cabe resaltar que en el diseño se decidirá si los proyectos se pueden interconectar para tener menor cantidad de puntos de inyección y por lo tanto menos inversores. Los inversores según la topología que se escoja podrán ser monofásicos o trifásicos.

Figura 18: Inversor solar estándar

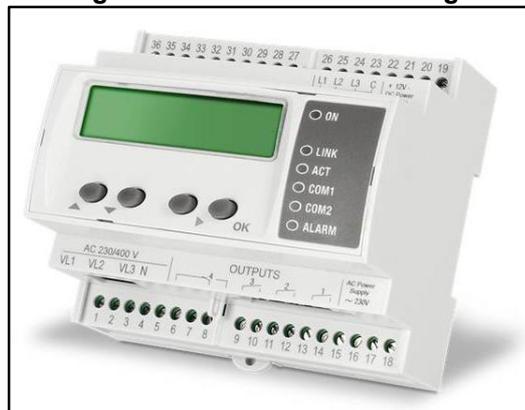


Nota. Imagen referencial del equipo tomado de la página web de SMA (SMA, 2022)

Controladores de carga:

Dependiendo de la configuración que se adopte para el proyecto puede ser necesario el requerimiento de controladores que permitan el manejo de los varios puntos de inyección. Dentro de la gama de fabricantes, se tiene previsto utilizar paneles de la fábrica Fronius (Fronius Controller PV, 2022) como los de la Figura 19.

Figura 19: Controlador de carga



Nota. Imagen referencial del equipo tomado de la página web de Fronius (Fronius Controller PV, 2022)

Sistema de almacenamiento:

Las baterías se utilizan de mayor manera en sistemas fotovoltaicos autónomos, aunque también pueden ser usados en conjunto con los sistemas fotovoltaicos con conexión a red (SFVH). En el mercado existe una gran cantidad de tipos de baterías como indica la Figura 20, sin embargo, las que comúnmente se utilizan para aplicaciones fotovoltaicas son las de Plomo Ácido, Níquel-Cadmio (Abella, 2006), y en los últimos años han aparecido las baterías de Litio de elevado coste.

Figura 20: Baterías para aplicaciones fotovoltaicas

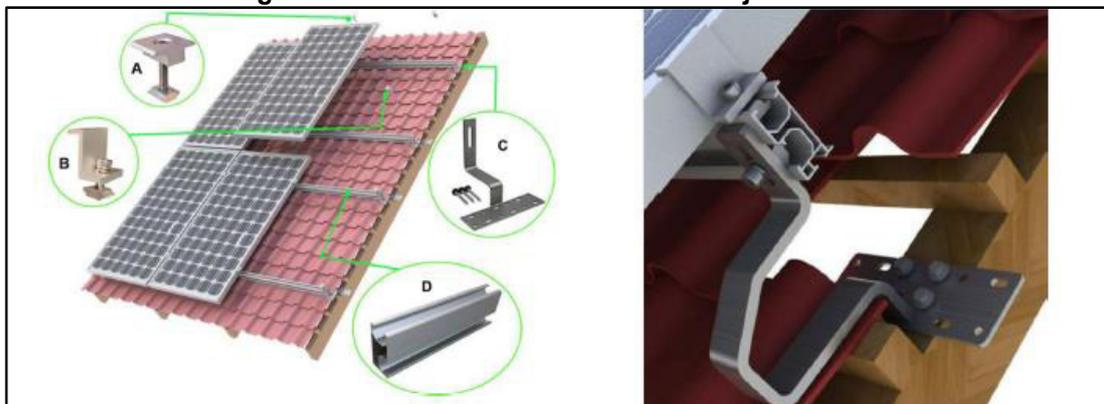


Nota. Imagen referencial del equipo tomado de la página web de Damia Solar (Damia Solar, 2017)

Estructuras:

Dada que la instalación se lo realizará en techos y terrazas se utilizará estructuras fijas, las cuales pueden ser individuales o de triángulos inclinado. En la Figura 21 se visualiza un ejemplo de estructura de montaje en techo.

Figura 21: Panel de estructura de montaje en techo



Nota. Imagen referencial del equipo tomado de la página web de Hebei Honde Plastic & Metal (Hebei Honde Plastic & Metal Co, 2022)

1.1.7 Descripción básica de la problemática de demanda térmica

El grupo de 100 viviendas estudiado en la asignatura de solar fotovoltaica quiere convertirse en una comunidad con alto grado de independencia energética y con certificado renovable. Para ello plantea satisfacer su demanda térmica por medio de la energía solar. A tal fin se pretende hacer un estudio para las distintas tipologías de viviendas existentes y considerando así mismo diferentes tecnologías. En este sentido, la Tabla 3 muestra el número de viviendas tipo y sus características específicas.

Tabla 3: Características de las viviendas tipo de la Urbanización El manantial

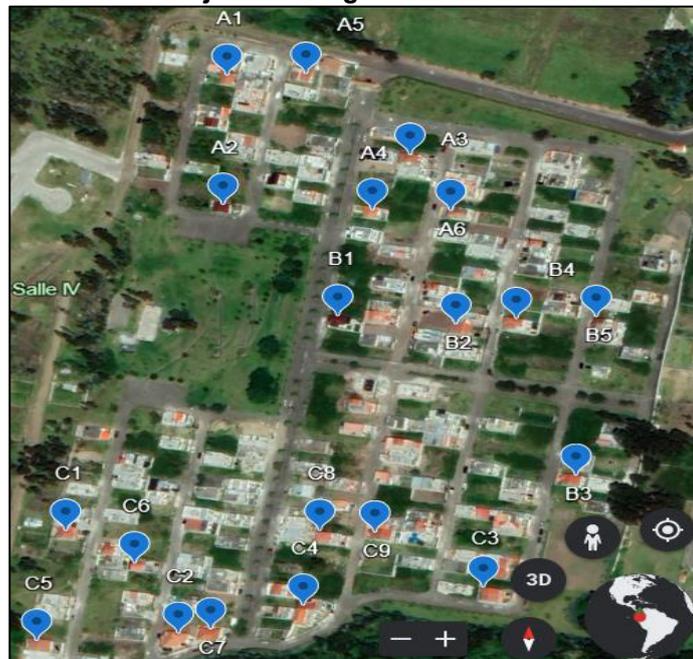
Tipo de vivienda	Nº de hab. en la vivienda	Área de la vivienda (m ²)	Área disponible en cubierta (m ²)	Nº de viviendas
A	2	50	5	15
B	3	70	7	30
C	4	90	9	35
D	5	110	11	20
TOTAL	360	--	--	100

Nota. Elaboración Propia

El objetivo del proyecto es satisfacer la máxima demanda de agua caliente sanitaria (ACS) posible y servir como apoyo a la calefacción de cada casa que se estima en alrededor de 30 kWh/m² año mediante un sistema termo-solar. La instalación solar se ubicará en cubierta disponiendo para ello de 7 m² de superficie tomando como referencia las 30 viviendas de 3 ocupantes y 70 m² de área de la vivienda. Para este estudio, se ha tomado la vivienda Tipo B como modelo de diseño para luego realizar una extrapolación adecuada a todo el conjunto de viviendas de la urbanización.

Para la selección adecuada de las propiedades en donde los paneles fotovoltaicos y los colectores térmicos se puedan colocar se analizó las casas más grandes que puedan proporcionar una superficie amplia y homogénea, por lo que se buscó dichas viviendas en cada bloque de la urbanización como se visualiza en las Figura 22.

Figura 22: Casas con los tejados más grandes de la Urbanización El Manantial

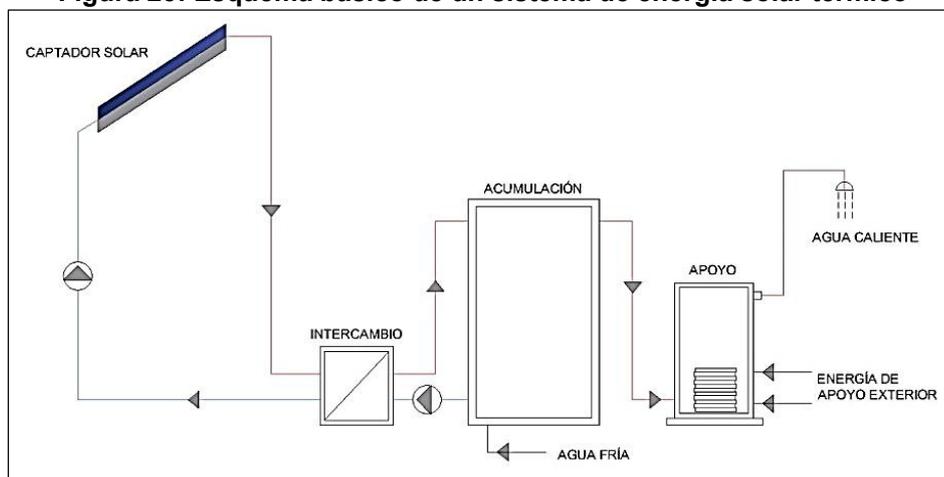


Nota. Mapa tomado de Google Earth (2022)

El implantar un proyecto solar térmico en esta ubicación es conveniente, dado que la temperatura anual promedio de la zona del Valle de los Chillos es de 15,84 °C. La temperatura mínima se da en el mes de marzo con 15,2 °C, mientras que la temperatura máxima se da en febrero con 16,4 °C (MAE, 2022). Esto implica una diferencia de temperatura anual de 1,2 °C, lo cual simplifica el análisis de demanda de calefacción ante pérdidas de energía térmica existentes al ambiente.

En las Figuras 23 y 24 se muestra el esquema planteado para la implementación del sistema de calor. Consta de un sistema captador (techo); un intercambiador, acumulador y sistema de apoyo ubicados en el cuarto de máquinas.

Figura 23: Esquema básico de un sistema de energía solar térmico



Nota. Esquema referencial tomado de la energía solar térmica para usos térmicos. Principales tipos de instalaciones Sistemas fotovoltaicos (González, F. 2021, febrero).

Figura 24: Esquema de la instalación de un sistema de energía solar térmico en una vivienda tipo de la Urbanización El Manantial



Nota. Elaboración propia.

2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

2.1. Objetivo general

Realizar un proyecto de energías renovables que permita atender las necesidades de autoabastecimiento de energía eléctrica y energía térmica a través de la instalación de un sistema fotovoltaico y otro solar térmico para proveer electricidad, agua caliente sanitaria ACS y calefacción en la Urbanización El Manantial.

2.2. Objetivos específicos

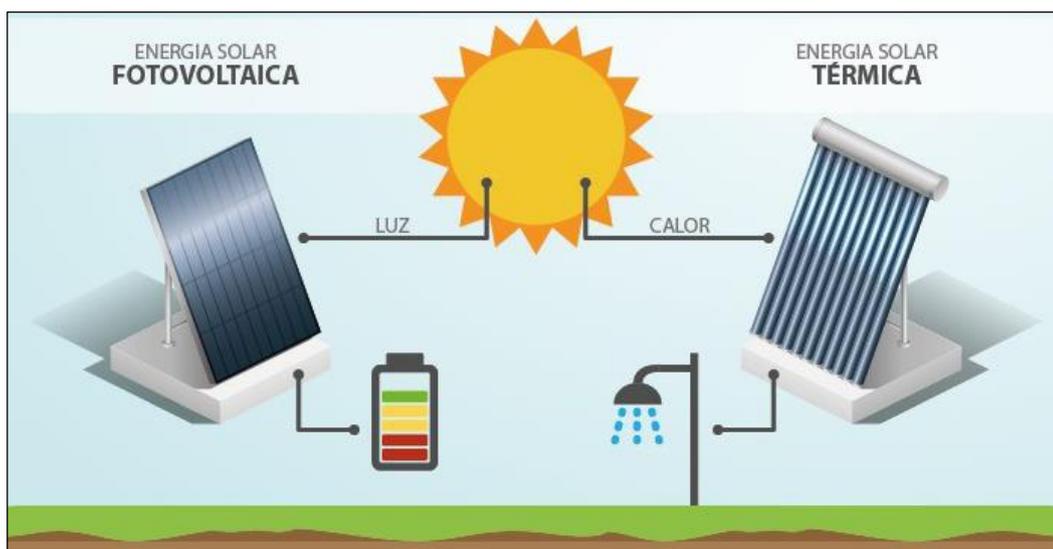
- Evaluar la localización del sistema fotovoltaico, termo-solar y su disposición.
- Realizar un dimensionamiento y diseño técnico del sistema fotovoltaico y termo-solar requerido.
- Realizar un análisis económico y financiero del proyecto fotovoltaico y termo-solar para evaluar la rentabilidad.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

3.1. Descripción de la(s) energía(s) renovable(s) incluida(s) en el Proyecto

Este proyecto utilizará dos tipos de tecnologías que utilizan al sol como recurso energético renovable, tal como se muestra en la Figura 25. La primera tecnología está relacionada con la producción de electricidad a partir de generación solar fotovoltaica; y la segunda, orientada a la producción de agua caliente sanitaria ACS y a la calefacción a través de energía solar térmica.

Figura 25: Tecnologías de energía solar



Nota: Imagen de aprovechamiento del recurso solar. Tomada de la página web Becquel (s.f.).

3.2. Propuesta de desarrollo energético del sistema solar fotovoltaico

3.2.1. Descripción metodológica para la implantación de la propuesta

- Sistema fotovoltaico con conexión a red

Para lograr la subvención estatal se requerirán generar por medios fotovoltaicos 111.500 kWh anuales para su inyección a la red; sobre la base esta información se seguirá la siguiente metodología:

- Se determinará la **radiación de la zona** mediante el uso del portal web **Power Larc de la NASA** (2022).
- Con la radiación de la zona y el valor de la energía requerida se calculará la **potencia pico** que se necesita instalar en la zona mediante la aplicación de la ecuación 1.

$$P_P = \frac{E_P * G_{cem}}{G_{d(\alpha,\beta)} * PR} \quad (1)$$

Donde:

- P_P = Potencia pico de la instalación [kW_P]
 - E_P = Energía inyectada al día para el requerimiento $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}}\right]$, $E_P = 305,47 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$
 - G_{cem} = Valor estándar de conversión $\left[\frac{\text{kW}_P}{\text{m}^2}\right]$, $G_{cem} = 1 \frac{\text{kW}_P}{\text{m}^2}$
 - $G_{d(\alpha,\beta)}$ = Valor medio anual de irradiancia $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{día}}\right]$
 - PR = Rendimiento estimado de la planta, $PR = 0,88$
- Con el dato de potencia pico, a través del portal PV GIS se verificará la **producción de energía** con base a los datos mensual que posee el programa, y la optimización debido a la inclinación y azimut de la instalación.
 - Con la verificación anterior, de la potencia total, y en función de la potencia estimada por módulo se procede al cálculo de la **cantidad de módulos requeridos**.
 - Con la cantidad de módulos y la superficie que ocupan estos se calculará el **área necesaria, en cubiertas**, para la implantación del proyecto fotovoltaico.
 - Con los datos anteriores y con el uso de la herramienta informática de Sunny Design de SMA se desarrollará el **dimensionamiento de la planta**.
 - Con la producción energética anual de la planta se calculará la **reducción de emisiones de CO₂** que se tendrá gracias a la instalación de la planta fotovoltaica con la ayuda de la ecuación 2.

$$\text{Reducción de emisiones}_{Total} = E_{Total} * CM_{ex-ante} \quad (2)$$

Donde:

- Reducción de emisiones $_{Total}$ = Reducción de CO₂ durante el tiempo de vida útil de la planta [Ton CO₂]
- E_{Total} = Energía producida durante el tiempo de vida útil de la planta [MWh]
- $CM_{ex-ante}$ = Factor de reducción aceptado de CO₂ por el MAE $\left[\frac{\text{Ton CO}_2}{\text{MWh}}\right]$

- Sistema fotovoltaico aislado

Además, se deberá construir una caseta de obra y gestión cerca de la instalación fotovoltaica conectada a la red a fin de ubicar los elementos de gestión de la misma. Dicha caseta contendrá de manera básica unos 3 puntos de luz y una computadora para su funcionamiento y su consumo energético deberá ser satisfecho por un sistema fotovoltaico aislado cuya metodología de diseño se realizará de la siguiente forma:

- Se realizará un **levantamiento de consumos** considerando los elementos básicos de consumo de la caseta.
- Se procederá con el cálculo de los **consumos medios diarios** de la caseta, usando la ecuación 3.

$$Lmd = \frac{Lmd_{DC} + \frac{Lmd_{AC}}{\eta_{Inv}}}{\eta_B * \eta_C} \quad (3)$$

Donde:

- Lmd = Consumo medio de energía diario $\left[\frac{Wh}{día}\right]$
- Lmd_{DC} = Consumo medio de energía diario de las cargas en continua $\left[\frac{Wh}{día}\right]$
- Lmd_{AC} = Consumo medio de energía diario de las cargas en alterna $\left[\frac{Wh}{día}\right]$
- η_{Inv} = Pérdidas por el rendimiento del inversor

- Se determinará el **número de paneles fotovoltaicos para la instalación aislada** mediante la aplicación de la Ecuaciones 4, 5 y 6. Los valores de voltaje y potencia se obtienen de la data sheet del módulo seleccionado y el valor de horas de sol pico se obtiene del portal PV GIS.

$$Nt = \frac{Lmd}{P_{mpp} * HPS_{crit}} \quad (4)$$

$$N_{Serie} = \frac{V_{bat}}{V_{mpp}} \quad (5)$$

$$N_{Paralelo} = \frac{Nt}{N_{Serie}} \quad (6)$$

Donde:

- Nt = Número de módulos fotovoltaicos (Redondeo hacia arriba)
- N_{Serie} = Número de paneles en serie (Redondeo hacia arriba)
- $N_{Paralelo}$ = Número de paneles en paralelo (Redondeo hacia arriba)
- P_{mpp} = Potencia pico del módulo en condiciones estándar [W]
- V_{mpp} = Voltaje del módulo en condiciones estándar [V]
- V_{bat} = Voltaje de la batería en condiciones estándar [V], $V_{bat} = 12$ V
- HPS_{crit} = Horas pico de sol durante el mes crítico $\left[\frac{h}{día}\right]$

- d. Para el **dimensionamiento de baterías** se calculará las capacidades de la batería en función de la descarga máxima diaria (Cnd) y en función de la descarga máxima estacional (Cne) aplicando las ecuaciones 7, 8, 9 y 10. De estas capacidades se escogerá la de mayor valor para la selección de la batería comercial.

$$Cnd_p = \frac{Lmd}{Pdd_{max} * \eta B} \quad (7)$$

$$Cnd_I = \frac{Cnd_p}{V_{bat}} \quad (8)$$

$$Cne_p = \frac{Lmd * N_{Paralelo}}{Pde_{max} * \eta B} \quad (9)$$

$$Cne_I = \frac{Cne_p}{V_{bat}} \quad (10)$$

Donde:

- Cnd_p = Capacidad de potencia en función de la descarga máxima diaria [Wh]
- Cnd_I = Capacidad de corriente en función de la descarga máxima diaria [Ah]
- Pdd_{max} = Profundidad de descarga diaria máxima, $Pdd_{max} = 0,15$
- Cne_p = Capacidad de potencia en función de la descarga máxima estacional [Wh]
- Cne_I = Capacidad de corriente en función de la descarga máxima estacional [Ah]
- Pde_{max} = Profundidad de descarga estacional máxima, $Pde_{max} = 0,7$
- ηB = Pérdidas por el rendimiento de la batería

- e. Para el dimensionamiento del regulador, se calculará las corrientes máximas que puede soportar a la entrada y a la salida, para este cálculo aplicamos las ecuaciones 11 y 12.

$$I_{Entrada} = 1,25 * N_{Paralelo} * I_{mod} \quad (11)$$

$$I_{Salida} = \frac{1,25 * \left(P_{DC} + \frac{P_{AC}}{\eta Inv} \right)}{V_{bat}} \quad (12)$$

Donde:

- $I_{Entrada}$ = Corriente de entrada del regulador [A]
- I_{Salida} = Corriente de salida del regulador [A]
- I_{mod} = Corriente del módulo en condiciones de cortocircuito [A], $I_{mod} = 8,51$ A
- P_{DC} = Potencia de las cargas en continua [W]
- P_{AC} = Potencia de las cargas en alterna [W]

- f. Para el **dimensionamiento del inversor** se calculará la potencia y la corriente de salida de este equipo aplicando las ecuaciones 13 y 14. Es importante hacer un sobredimensionamiento del inversor para evitar los picos de arranque.

$$P_{Inv} = S_{Inv} * P_{AC} \quad (13)$$

$$I_{Inv} = \frac{P_{Inv}}{120 V} \quad (14)$$

Donde:

- P_{Inv} = Potencia del inversor [W]
- S_{Inv} = Factor de seguridad del inversor, $S_{Inv} = 1,3$
- I_{Inv} = Corriente de salida del inversor [A]

g. Para el **dimensionamiento de conductores**, se calculará la caída de voltaje dada por la longitud del cable aplicando la ecuación 15.

$$\Delta V = R * L * I_{Inv} \quad (15)$$

Donde:

- ΔV = Caída de voltaje entre los extremos del conductor [V]
- R = Resistencia del conductor $\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$
- L = Longitud entre equipos [km]

h. Finalmente se realizará el **dimensionamiento de las protecciones**, para esto se calculará las corrientes máximas que pasan por conductor, fusible y magnetotérmico aplicando las ecuaciones 16, 17 y 18.

$$I_C = 1,25 * I_{Inv} \quad (16)$$

$$I_F = 1,25 * I_C \quad (17)$$

$$I_B = 1,5 * I_C \quad (18)$$

Donde:

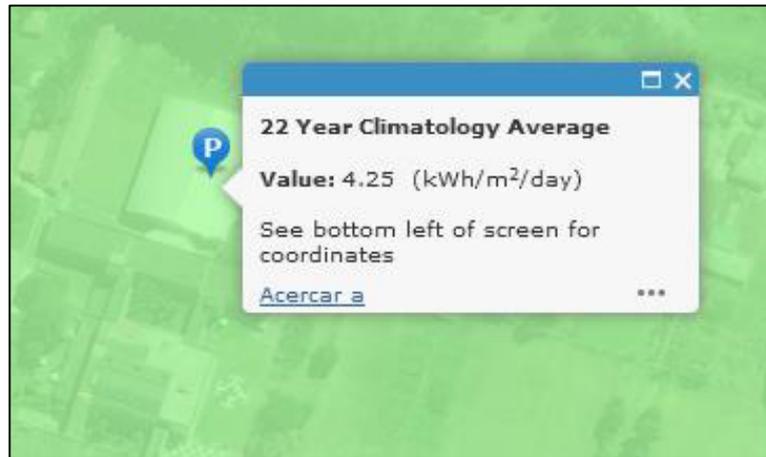
- I_{Inv} = Corriente de salida del inversor [A]
- I_C = Corriente máxima que pasa por el conductor [A]
- I_F = Corriente máxima que pasa por el fusible [A]
- I_B = Corriente máxima que pasa por el magnetotérmico [A]

3.2.2. Datos de partida del recurso renovable de la zona

- Sistema fotovoltaico con conexión a red

Radiación de la zona: Según la página WEB de la NASA (2022), la zona de interés tiene un valor promedio de 4.25 (kWh/m²/día), para una data de 22 años como se indica en la Figura 26.

Figura 26: Dato de irradiación solar media para la zona de ubicación de la Urbanización El Manantial



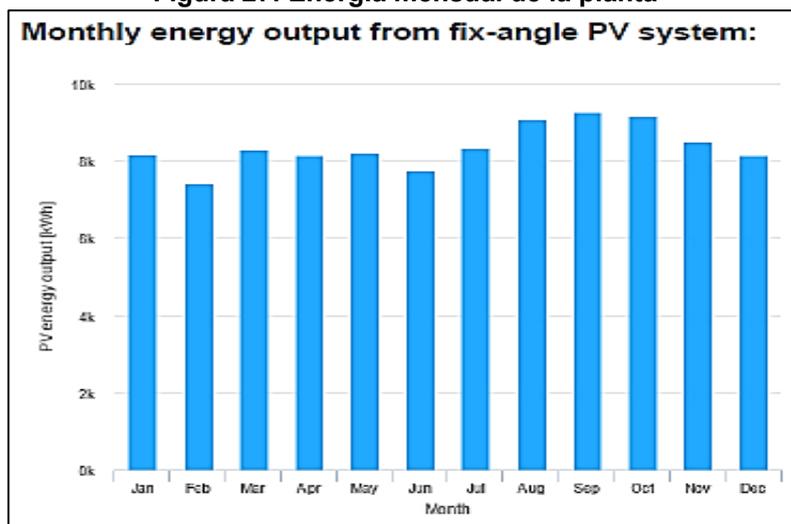
Nota. Imagen Tomada del Porta de la NASA Power Larc (NASA, 2022)

Potencia Pico: Aplicando la ecuación 1 se calcula la potencia total del proyecto:

$$P_p = \frac{305,47 \frac{kWh}{día} * 1 \frac{kW_p}{m^2}}{4,25 \frac{kWh}{m^2 día} * 0,88} = 81,6 kW_p$$

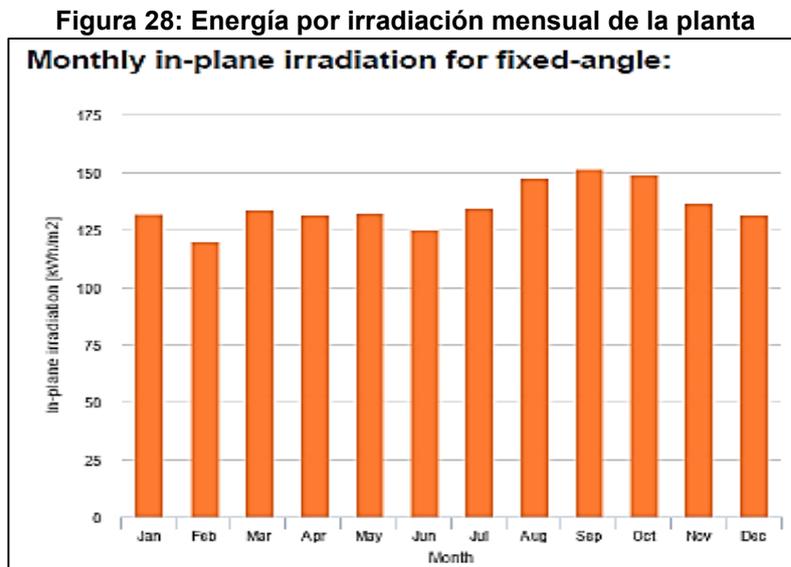
Datos de Producción: Para el efecto, con una potencia de 82 kWp en el programa PV GIS da la data mensual de energía proyectada que se muestra en la Figura 27. La simulación indica que se tendría una producción anual proyectada de **121.922,58 kWh**, dato que cumple con el requisito de la subvención de **111.500 kWh** de energía anual generada por medios fotovoltaicos.

Figura 27: Energía mensual de la planta



Nota. Imagen Tomada Simulación PV GIS (Apéndice 1)

En la Figura 28 se observa que la irradiación está en una media anual de 125 kWh/m². En los meses de verano entre julio – noviembre son los meses de mayor potencial solar en comparación los restantes meses de invierno, en donde se dispone de menor recurso debido a las condiciones meteorológicas. En el Apéndice 1 se muestran los resultados totales de la simulación.



Nota. Imagen Tomada Simulación PV GIS (Apéndice 1)

Cantidad de Módulos: Como una primera aproximación se utilizó la potencia pico de 82 kWp, dividida para la potencia nominal del panel escogido de 370 Wp, lo que determina una cantidad de 221 paneles necesarios.

Superficie requerida: Para determinar la superficie necesaria se multiplica la cantidad de paneles por los m² de cada módulo. Para este caso suponemos una superficie de 1,4 m² por módulo, lo que da 310 m² necesarios para la instalación.

- **Sistema fotovoltaico aislado**

Levantamiento de consumo: En la caseta de obra y gestión se tendrán 3 puntos de luz de bajo consumo de 20 W que funcionarán todos los días durante aproximadamente 3 horas de forma simultánea y una computadora de 100 W con un uso de 4 horas al día. La potencia total requerida por día se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Potencia requerida para el sistema aislado

Equipo	Potencia individual [W]	Unidades	Potencia total [W]
Punto de luz	20	3	60
Computadora	100	1	100
Total			160

Nota. Elaboración Propia

La energía total requerida por día del sistema debe ser sobredimensionada en un 20% para asegurar el abastecimiento, lo que da los valores mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5: Energía total sobredimensionada para el sistema asilado

Equipo	Potencia total [W]	Tiempo de uso diario [h]	Energía total [Wh]	Energía total sobredimensionada [Wh]
Foco	60	3	180	216
Computadora	100	4	400	480
Total				696

Nota. Elaboración Propia

Horas pico de sol: En base a los resultados de la simulación realizada en PVgis en la zona de interés, las horas solares pico medias por día en cada mes del año se muestran en la Tabla 6. De los datos obtenidos se identifica al mes de marzo como el mes crítico ya que tiene el menor valor de horas solar pico y es sobre la base de este mes el que se realizará el dimensionamiento del sistema aislado en general.

Tabla 6: Horas pico de sol diarias por mes

Mes	Horas solar pico $\left[\frac{h}{día}\right]$	Criticidad
Enero	4,01	No crítico
Febrero	3,76	No crítico
Marzo	3,64	Crítico
Abril	3,8	No crítico
Mayo	3,76	No crítico
Junio	3,79	No crítico
Julio	3,99	No crítico
Agosto	4,25	No crítico
Septiembre	4,29	No crítico
Octubre	4,21	No crítico
Noviembre	4,16	No crítico
Diciembre	3,88	No crítico

Nota. Elaboración Propia

Pérdidas del sistema: Los factores de pérdidas consideradas para el diseño y cálculos respectivos se han tomado en base a los más usuales y comunes dentro del ámbito fotovoltaico y se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7: Valores de factores de pérdida más usuales

Tipo de pérdida	Valor [%]
Pérdidas por temperatura del módulo fotovoltaico (η_T)	90
Pérdidas por el sistema de acumulación (η_B)	95
Pérdidas por el rendimiento del regulador (η_R)	98
Pérdidas por el rendimiento del inversor (η_{Inv})	90
Pérdidas por el rendimiento de los conductores (η_C)	100
Pérdidas por suciedad o antigüedad	86,96

Nota. Elaboración Propia

3.2.3. Diseño técnico referencial

- Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red

Con los datos del literal 3.2.1 y el software Sunny Design del proveedor SMA, se puede diseñar el aprovechamiento fotovoltaico con los siguientes datos de input:

- Tipo de techo: Dos aguas.
- Longitud disponible: 25 m.
- Ancho disponible: 20 m.
- Área aprovechable: 500 m².
- Inclinación de la cubierta: 14°.
- Irregularidades, obstáculos y sombras en techo: Despreciables.

El área total aprovechable se dividió a lo ancho en dos partes iguales de 250 m² tomando la cumbre del techo como punto medio, con el fin de optimizar la recepción de irradiación solar tanto de Este como de Oeste dependiendo de la hora del día como se indica en la Figura 29.

Figura 29: Área aprovechable para la colocación de módulos fotovoltaicos



Nota. Imágenes satelitales tomadas de Google Earth y Sunny Desing Web. Área total aprovechable (a); área dividida en Este y Oeste (b)

Para alcanzar la potencia pico requerida (mínimo 79 kW_p), se realizó una simulación utilizando el módulo fotovoltaico JKSM3-CFCA-370 TR monofacial del fabricante JinkoSolar en orientación oblonga, obteniendo los resultados de la Tabla 8. Se observa que, con el módulo seleccionado se supera el valor de la potencia pico mínima requerida.

Tabla 8: Cantidad de módulos fotovoltaicos y potencia pico obtenida

Módulo fotovoltaico	Área	Unidades	Potencia pico [kW _p]
JKSM3-CFCA-370 TR	Superficie 1 (Este)	117	43,29
	Superficie 2 (Oeste)	117	43,29
Total		234	86,58

Nota. Elaboración Propia

En base a la potencia pico obtenida con la simulación, se procede a seleccionar un conjunto de 3 inversores STP 20000TL-30 y 1 inversor STP 25000TL-30 del fabricante SMA, el conjunto mencionado tiene la potencia pico indicada en la Tabla 9 y 10 respectivamente.

Tabla 9: Potencia pico individual de los inversores seleccionados

Inversor	Área	Entrada	Número de strings	Módulos por string	Módulos por unidad	Potencia pico [kW _p]
STP 25000TL-30	Superficie 1 (Este)	A	3	17	51	18,87
		B	1	18	18	6,66
Total					69	25,53
STP 20000TL-30	Superficie 1 (Este)	A	1	16	16	5,92
	Superficie 2 (Oeste)	B	3	13	39	14,43
Total					55	20,35

Nota. Elaboración Propia

Tabla 10: Potencia pico del conjunto de inversores seleccionados

Inversor	Módulos por unidad	Potencia pico individual [kW _p]	Unidades	Módulos totales	Potencia pico total [kW _p]
STP 25000TL-30	69	25,53	1	69	25,53
STP 20000TL-30	55	20,35	3	165	61,05
Total			4	234	86,58

Nota. Elaboración propia

Producción energética anual: La producción anual de la planta se basó en los resultados de rendimiento y producción mensual obtenidos de la simulación y mostrados en la Tabla 11.

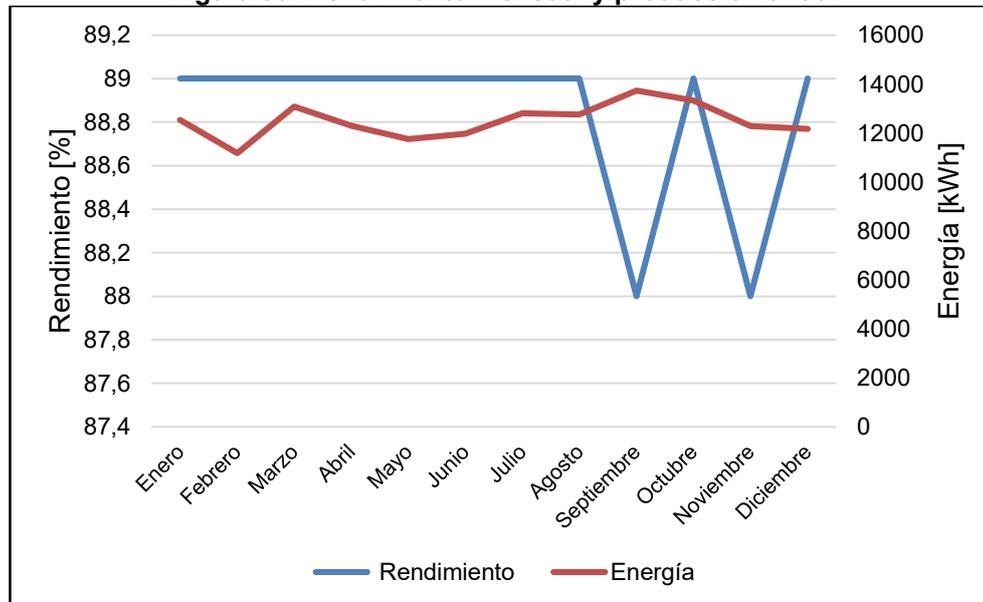
Tabla 11: Rendimiento mensual, producción mensual y producción anual

Mes	Rendimiento [%]	Producción $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{mes}}\right]$
Enero	89	12.539
Febrero	89	11.174
Marzo	89	13.081
Abril	89	12.300
Mayo	89	11.755
Junio	89	11.966
Julio	89	12.811
Agosto	89	12.760
Septiembre	88	13.732
Octubre	89	13.324
Noviembre	88	12.291
Diciembre	89	12.163
Total	$\left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$	149.896

Nota. Elaboración Propia

Los datos de la Tabla 11 indican una producción de $149.896 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$, lo cual supera al porcentaje de ahorro energético medio del 20 % planteado en el proyecto ($111.500 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$). Esto representa un sobredimensionamiento del 34,43 % en la planta propuesta como se visualiza en la Figura 30.

Figura 30: Rendimiento mensual y producción anual



Nota. Elaboración Propia

- **Dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado**

Partiendo de los datos mostrados en las Tablas 6 y 7 determinamos el consumo de energía diario, teniendo en cuenta que la caseta no cuenta con cargas en continuo.

$$Lmd = \frac{\left(\frac{696 \frac{Wh}{día}}{0,9} \right)}{0,95 * 1} = 814,04 \frac{Wh}{día}$$

A partir del consumo y de los datos mostrados en la Tabla 11, determinamos el número de módulos fotovoltaicos. Para este sistema se seleccionó el modelo Gi-Power 150P-36 del fabricante, el cual tiene una potencia pico de 150 W y un voltaje máximo de 18,7 V.

$$Nt = \frac{814,04 \frac{Wh}{día}}{150 W * 3,64 \frac{h}{día}} = 1,49 \rightarrow Nt = 2$$

$$N_{serie} = \frac{12 V}{18,7 V} = 0,64 \rightarrow N_{serie} = 1$$

$$N_{paralelo} = \frac{2}{1} = 2$$

Con estos datos podemos realizar los cálculos detallados en la metodología para obtener las características requeridas por nuestros equipos y finalmente proceder con la selección de modelos que cumplan con estos valores. Estos resultados se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12: Modelos de equipos para el sistema aislado

Equipo	Característica	Valor requerido	Modelo seleccionado
Batería	Capacidad de potencia [Wh]	5.712,5	Rolls 12 CS 11P
	Capacidad de corriente [Ah]	476,04	
Regulador	Corriente de entrada [A]	21,28	Must PC1500B-20
	Corriente de salida [A]	18,52	
Inversor	Potencia [W]	208	Must EP20-300
	Corriente de salida [A]	1,73	

Nota. Elaboración Propia

Las capacidades de la batería están en función de la descarga máxima diaria, dado que este fue el resultado más alto. En cuanto al cable conductor, para este caso particular consideramos una caída de voltaje despreciable, dado que las distancias que tiene que cubrir el cable son sumamente cortas. Para las protecciones determinamos las corrientes máximas en base al valor de la corriente de salida del inversor mostrado en la Tabla 12:

$$I_C = 1,25 * 1,73 A = 2,16 A$$

$$I_F = 1,25 * 2,16 A = 2,7 A$$

$$I_B = 1,5 * 2,16 A = 3,24 A$$

3.2.4. Descripción de los equipos principales

- Sistema fotovoltaico con conexión a red

Paneles fotovoltaicos: Como se planteó en el punto anterior, con base a la simulación se utilizarán 234 módulos JKSM3-CFCA-370 TR P-type Mono-facial 66M del fabricante JinkoSolar, según la ficha técnica del equipo (Jinko, 2020), se enlista las características generales en la Tabla 13. La ficha técnica completa del módulo se puede visualizar en el Apéndice 2

Tabla 13: Características del módulo JKSM3-CFCA-370 TR

JinkoSolar JKSM3-CFCA-370 TR P-type Mono-facial 66M	
Dimensiones de modulo [mm*mm*mm]	1.796*995*35
Peso por módulo [kg]	20.2
Número de celdas por módulo	132 (6*22)
Tipo de celda	"P" monocristalina
Dimensión de celda [mm*mm]	158,75*158,75
Potencia máxima por módulo [W _p]	370
Eficiencia por módulo [%]	20,7

Nota. Elaboración Propia

Inversores: Al igual que con los módulos, basándonos en la simulación se utilizarán 3 inversores STP 2000TL-30 y 1 inversor STP 2500TL-30 del fabricante SMA, según la ficha técnica de los equipos (SMA, 2020), se enlista las siguientes características relevantes en la Tabla 14. La ficha técnica completa de los inversores se puede visualizar en el Apéndice 3.

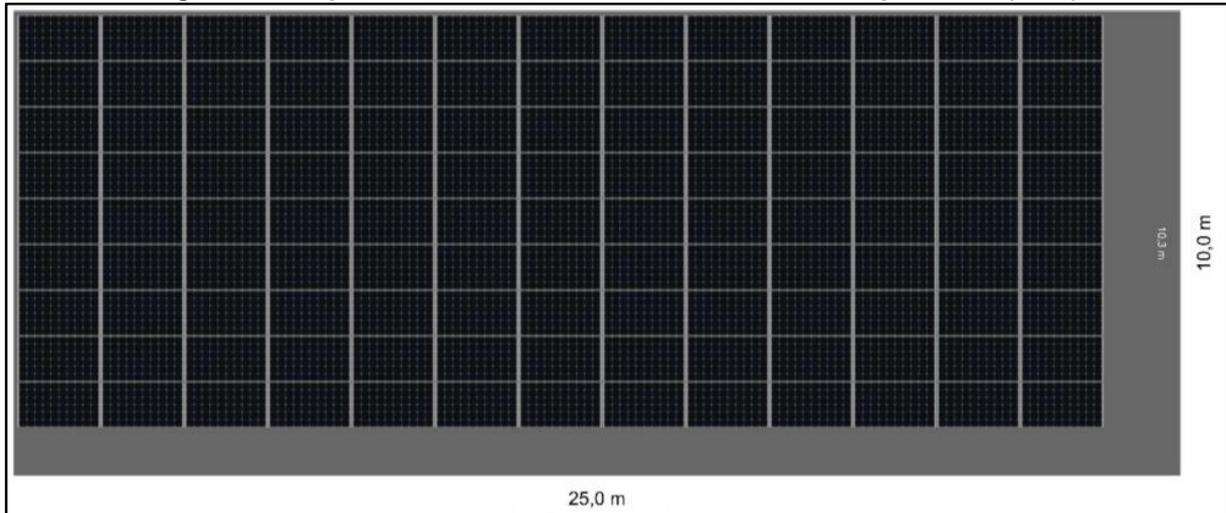
Tabla 14: Características de los inversores STP 2000TL-30/ STP 2500TL-30

SMA STP 2000TL-30 / STP 2500TL-30	
Dimensiones [mm*mm*mm]	661*682*264
Peso [kg]	61
Potencia de entrada DC [W]	20.440 / 25.550
Potencia de salida AC [W]	20.000 / 25.000
Eficiencia [%]	98 / 98,1

Nota. Elaboración Propia

Estructura: La disposición de los 117 módulos de cada superficie (Este y Oeste) está dada de la forma 13*9 como se muestra en la Figura 31.

Figura 31: Disposición de módulos fotovoltaicos en la Superficie 1 (Este)



Nota. Disposición de módulos en la Superficie 1 del techo, elaborado por los autores mediante Sunny Design (2022)

Dado que se tiene un techo inclinado, y la orientación de los módulos en las dos superficies es oblonga, se utilizarán 26 soportes KH915-03V*6 (6 módulos) y 26 soportes KH915-03V*3 (3 módulos), estos soportes son del fabricante Sunfer. Este modelo está fabricado con aleación de aluminio EN AW 6005A T6 y su tornillería es de acero inoxidable A2-70, es apto para todo tipo y tamaño de paneles, sus presores regulables admiten paneles de cualquier tipo de grosor de marco (AutoSolar, 2022). La ficha técnica completa de los soportes KH915-03V se puede visualizar en el Apéndice 5.

- Sistema fotovoltaico aislado

Paneles fotovoltaicos: Para esta aplicación se utilizarán 2 módulos GP-150P-36 Polycrystalline del fabricante Gi-Power, según la ficha técnica del equipo (Renova, 2022) se enlista las siguientes características relevantes en la Tabla 15. La ficha técnica completa del módulo se puede visualizar en el Apéndice 5.

Tabla 15: Características del módulo GP-150P-36 Polycrystalline
Gi-Power GP-150P-36 Polycrystalline

Dimensiones de modulo [mm*mm*mm]	1.480*670*35
Peso por módulo [kg]	10,7
Número de celdas por módulo	36 (4*9)
Potencia máxima por módulo [W _p]	150
Voltaje máximo por módulo [V]	18,7

Nota. Elaboración Propia

Batería: Del análisis realizado, se escogió la utilización de 1 batería 12 CS 11P del fabricante Rolls, según la ficha técnica del equipo (Rolls, 2022) se enlista las principales características técnicas del equipo en la Tabla 16. La ficha técnica completa de la batería se puede visualizar en el Apéndice 6.

Tabla 16: Características de la batería 12 CS 11P

Rolls 12 CS 11P	
Dimensiones [cm*cm*cm]	55,9*28,6*46,4
Peso [kg]	123
Número de celdas	6
Platos por celda	11
Voltaje [V]	12
Capacidad de corriente a 100 horas [Ah]	479
Voltaje [V]	12

Nota. Elaboración Propia

Regulador: Del análisis realizado, se escogió la utilización de 1 regulador PC1500B-20 del fabricante Must, según la ficha técnica del equipo (AutoSolar, 2022) se enlista las siguientes características relevantes en la Tabla 17. La ficha técnica completa del regulador se puede visualizar en el Apéndice 7.

Tabla 17: Características del regulador PC1500B-20

Must PC1500B-20	
Dimensiones [mm*mm*mm]	188*95*46,5
Peso [g]	355
Temperatura de trabajo [°C]	-20 a 55
Intensidad nominal [A]	20

Nota. Elaboración propia

Inversor: Del análisis realizado, se escogió la utilización de 1 inversor EP20-300 del fabricante Must, su principal material es el aluminio anodizado 6005 T5, según la ficha técnica de los equipos (AutoSolar, 2022), se enlista las siguientes características relevantes en la Tabla 18. La ficha técnica completa del inversor se puede visualizar en el Apéndice 8.

Tabla 18: Características del inversor EP20-300

Must EP20-300	
Dimensiones [mm*mm*mm]	265*120*295
Peso [kg]	7
Temperatura de trabajo [°C]	0 – 40
Voltaje del inversor [V_{DC}]	12
Eficiencia [%]	> 80

Nota. Elaboración propia

Estructura: Se utilizará 1 soporte L-foot Coplanar*2 (2 módulos) del fabricante Falcat. La ficha técnica completa de la estructura (AutoSolar, 2022) se puede visualizar en el Apéndice 9.

3.2.5. Plan de mantenimiento

La instalación propuesta requerirá un plan de mantenimiento preventivo y correctivo anual durante su vida útil a fin de garantizar el adecuado funcionamiento del mismo. Dicho mantenimiento deberá realizarse siguiendo los respectivos cuidados de Salud y Seguridad Laboral vigentes en el país.

El manual diseñado para este caso particular toma en cuenta los criterios de mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de diversas referencias bibliográficas, específicamente los propuestos en el Manual de formación para instalación y mantenimiento de pequeñas instalaciones fotovoltaicas (Fundación ICAI, s.f.) y en la Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos (Ministerio de Energía de Chile, 2016).

Para los fines pertinentes se ha establecido la necesidad de contar con al menos el personal indicado en la Tabla 19.

Tabla 19: Personal de mantenimiento requerido

Personal	Número	Actividades	Nivel de Capacitación
Tecnólogo	2	Todas las relacionadas con manejo mecánicos	Media
Electricista	1	Todas las relacionadas con manejo eléctrico	Alta
Especialista	1	Adquisición de software	Alta
Proveedor	1	Adquisición de repuestos y equipos	Alta

Nota. Elaboración Propia

Al ser una instalación pequeña, las actividades de mantenimiento serán menores y adaptadas de aquellas destinadas a sistemas de mayor potencia, por lo que se ha diseñado el plan mostrado en la Tabla 20.

Tabla 20: Plan de mantenimiento

Componente	Actividad	Descripción	Frecuencia	Encargado
Módulos FV	Limpieza	Limpiar módulos según instrucciones de fabricante	Trimestral	Tecnólogo
	Inspección	Inspección de corrosión y laminado o amarillamiento	Trimestral	Tecnólogo
	Reemplazo	Reemplazar módulos con quebraduras, puntos de burbuja o delaminación	Según la necesidad	Electricista
Estructura de montaje	Inspección	Inspección de perforaciones en cubierta y sello adecuado	Anual	Tecnólogo
	Ajuste	Ajuste de pernos	Según la necesidad	Tecnólogo
Cableado CC/CA	Inspección	Inspección de grietas, defectos, desconexiones, cortos circuitos, fallas a tierra y plagas	Anual	Electricista
Cajas de conexión CC/CA	Inspección	Inspección de corrosión e intrusión de agua	Anual	Electricista
	Limpieza	Limpieza y secado del interior	Anual	Electricista
	Inspección	Inspección de fusibles, interruptores y dispositivos de protección	Anual	Electricista
Inversor	Inspección	Evaluación de indicadores de energía generada vs valores de referencia	Diario	Tecnólogo
	Revisión	Revisar y reemplazar dispositivos de sobretensión	Según el fabricante	Electricista
	Instalación	Instalar actualizaciones de software	Según el fabricante	Especialista
	Limpieza	Limpiar polvo de aletas disipadoras de calor	Según la necesidad	Tecnólogo
	Reemplazo	Reemplazar filtros de aire	Según el fabricante	Electricista
Sistema general	Ajuste	Ajuste general de tornillería	Anual	Tecnólogo y Electricista

Nota. Elaboración Propia

3.2.6. Presupuesto referencial para la implantación de la propuesta

- Sistema fotovoltaico con conexión a red

Con base en costos referenciales de los proyectos comunes que ya se han construido y que permiten tener valores más o menos generales en el ámbito de la implantación de proyectos fotovoltaicos a nivel mundial y latinoamericano, se ha establecido el presupuesto referencial mostrado en la Tabla 21. Cabe destacar que, estos valores no son específicos para el mercado ecuatoriano, sin embargo, nos dan una buena aproximación en primera instancia.

Tabla 21: Presupuesto referencial para la implantación del proyecto

Ítem	Actividades	Costo referencial $\left[\frac{\text{USD}}{W_p}\right]$	Costo total [USD]
1	Obra civil		
	Construcción de estructuras de soporte de los paneles		
	Colocación de los paneles en cubierta	0,08	6.926,4
2	Obra eléctrica		
	Conexión de paneles		
	Conexión de reguladores e inversores		
	Conexión a punto de red	0,12	10.389,6
	Pruebas de conexión y funcionamiento		
3	Equipos		
	Paneles fotovoltaicos	0,5	43.290
	Inversores + protecciones	0,2	17.316
	Monitorización	0,03	2.597,4
	Cableado	0,05	4.329
	Estructuras	0,2	17.316
	Total		102.106,4

Nota. Elaboración propia

- Sistema fotovoltaico aislado

En este caso, al tratarse de un sistema muy pequeño que no requiere sistemas complejos y de difícil adquisición, los costos se pueden obtener en base a los precios de venta de los equipos individuales seleccionados para el diseño y que establecen el presupuesto para el sistema aislado mostrado en la Tabla 22.

Tabla 22: Presupuesto referencial para la implantación del sistema aislado

Equipo	Modelo	Precio de venta [USD]
Módulo fotovoltaico	GP-150P-36	118
		118
Batería	12 CS 11P	600
Regulador	PC1500B-20	38,5
Inversor	EP20-300	115
Estructura	L-feet Coplanar*2	83
Total		1.072,5

Nota. Elaboración Propia

3.2.7. Caso base de negocio y análisis básico de rentabilidad

Para el para el cálculo de la rentabilidad del Proyecto El Manantial se han considerado los parámetros mostrados en la Tabla 23 para realizar una simulación de ingresos y egresos durante los 30 años del proyecto cuya simulación se la puede apreciar en el Apéndice 10.

Tabla 23: Parámetros para el cálculo de rentabilidad del proyecto El Manantial

Parámetros de la instalación	Unidad	Valor
Tamaño del Proyecto Solar	kWp	86,58
Periodo de depreciación	Años	15
Energía Vendida a la Red	kWh	149,9
Degradación Paneles	%	0,8 %
Remuneración Energía Inyectada	USD/MW	105
Incremento anual de Energía	%	1,5 %
Interés préstamo (BCE, 2022)	%	9,89 %
Financiación	%	80
Recursos propios	%	20
Inversión Inicial	USD	102.106
Impuestos locales	%	12 %
WACC	%	8,5 %
Subvención potencial	USD	50.000

Nota. Elaboración Propia

- Cálculo del retorno de la inversión

En la Tabla 24 se extrae los valores de flujo acumulado (sin tasa de descuento) para un periodo de siete años (Apéndice 10). En esta podemos apreciar que hasta el año **5,74**, existe un valor de equilibrio del flujo, con lo cual se puede colegir que se ha alcanzado el retorno. Estos plazos no se modifican si se considera los costos del proyecto autónomo.

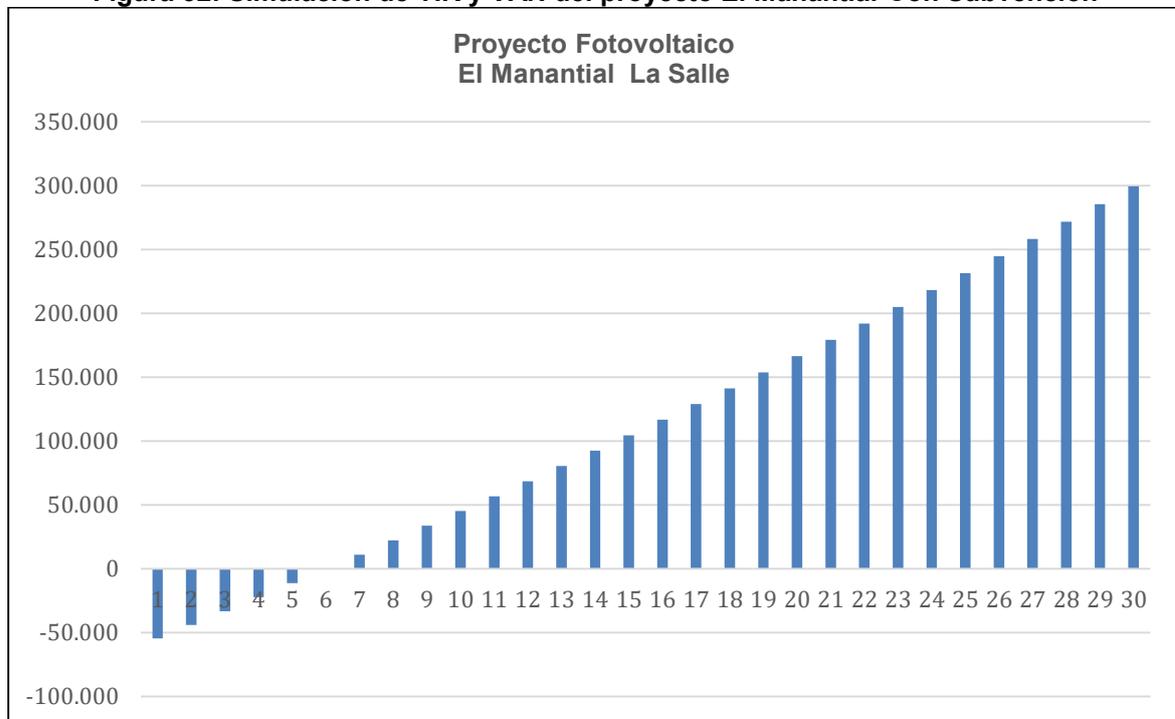
Tabla 24: Valores de flujo acumulado del proyecto El Manantial

AÑOS						
1	2	3	4	5	6	7
-56.574	-44.740	-32.857	-20.925	-8.945	3.083	15.160

Nota. Elaboración Propia

En la Figura 32 se grafica este flujo y se visualiza de mejor manera el punto de inflexión de valores de flujo negativo a flujo positivo en alrededor de 5 a 6 años globales. Cabe destacar que, estos valores requieren la obtención de la subvención estatal para ser consistentes y económicamente aproximados a la realidad.

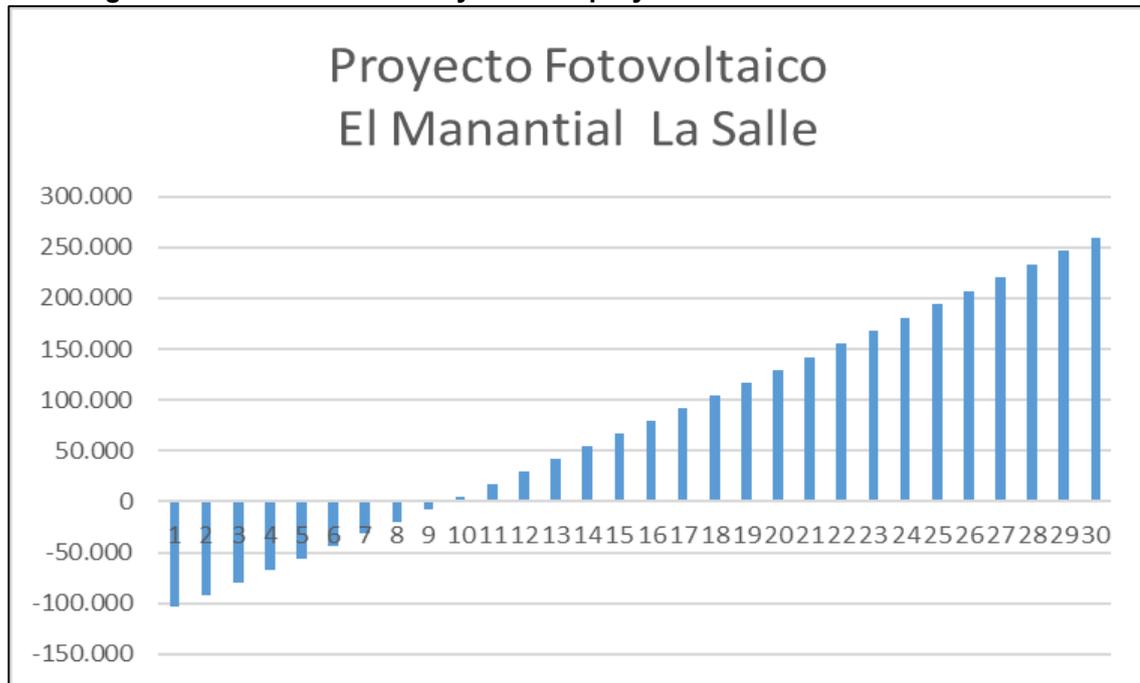
Figura 32: Simulación de TIR y VAN del proyecto El Manantial-Con Subvención



Nota. Elaboración Propia

En el caso de que no exista la posibilidad de obtener la subvención estatal, en la Figura 33 se aprecia su efecto negativo ya que, en caso que ésta no se dé, la recuperación del proyecto pasa a **9,86 años**, lo que determinaría menos incentivos al momento que un inversionista o consumidores deseen implementar este tipo de alternativas de suministro de energía eléctrica con fuentes renovables, mostrando en gran medida la importancia de la subvención o en general de cualquier incentivo fiscal en este tipo de proyectos

Figura 33: Simulación de TIR y VAN del proyecto El Manantial-Sin Subvención



Nota. Elaboración propia

3.2.8. Beneficios socio-económicos para el inversor y para la población objetivo

- Beneficios económicos

Básicamente el beneficio económico de los proponentes será el ahorro del 20 % de su tarifa energética anual con la ventana de recuperación de su inversión a los 6 años de funcionamiento.

- Beneficios ambientales

El principal beneficio ambiental se da en la cantidad de CO₂ emitidos evitados por efecto de los cerca de 111 MWh anuales generados renovablemente. Para este cálculo se usó el factor de emisión reportado por Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero CTFE (2020), que indica que para proyectos eólicos y solares en fase de validación se debe usar un factor de emisión ex Ante de 0,3673 Ton CO₂/MWh, bajo el cálculo mostrado a continuación:

$$Producción = \frac{Energía}{Tiempo} \rightarrow Energía\ total = Producción * Tiempo\ total$$

$$Energía = 149.896 \frac{kWh}{año} * 30\ años = 4.496.880\ kWh * \frac{1\ MWh}{1.000\ kWh} = 4.496,88\ MWh$$

$$Reducción\ de\ emisiones_{30\ años} = 4.496,88\ MWh * 0,3673 \frac{Ton\ CO_2}{MWh} = 1.651,7\ Ton\ CO_2$$

$$\text{Reducción de emisiones}_{(\text{por año})} = \frac{1.651,7 \text{ Ton } CO_2}{30} = 55 \text{ Ton } CO_2$$

Con estos valores se tendría alrededor de 55 toneladas de CO₂ reducidas por cada año de funcionamiento del proyecto en la urbanización, que serían equivalentes a los datos mostrados en la Tabla 25.

Tabla 25: Equivalencias de emisiones de CO2 evitadas

Equivalencias	Valor
Vehículos a gasolina conducidos durante un año	10,8
Millas recorridas por un vehículo a gasolina promedio	123.850
Galones de gasolina consumidos	5.614
Galones de diésel consumidos	4.901
Libras de carbón quemados	55.204
Barriles de petróleo consumidos	116
Cilindros de propano usados	2.037
Lámparas incandescentes reemplazadas por LED	1.891

Nota. Valores calculados por el programa online de la EPA (2022)

3.2.9. Cronograma referencial para la implantación de la propuesta *in situ*

Para el desarrollo del proyecto se propone un equipo de trabajo conformado por cinco personas, en el cual, dos personas, es decir el 40%, sean mujeres, a fin de cumplir con los criterios de contratación indicados en los requerimientos del proyecto. Cada trabajador tendrá a su cargo las siguientes actividades:

- Una (1) diseñadora del proyecto
- Tres (3) tecnólogos instaladores
- Una (1) supervisora de instalación y pruebas.

Se prevé la conclusión de los trabajos en 32 días calendarios ininterrumpidos mediante un cronograma de ejecución de actividades y trabajos adecuadamente diseñado y que se muestra en la Tabla 26.

Tabla 26: Cronograma de implementación del proyecto fotovoltaico

CRONOGRAMA REFERENCIAL																																						
Proyecto solar fotovoltaico y solar térmico					eig Business School																																	
Ubicación: Quito / Colegio LA SALLE																																						
Tipología: Coiseo #2 exterior					Fecha de inicio: 01/04/2022																																	
#	Rubros	Personal	Fecha de inicio	Fecha final	Días	Estado	4/1	4/2	4/3	4/4	4/5	4/6	4/7	4/8	4/9	4/10	4/11	4/12	4/13	4/14	4/15	4/16	4/17	4/18	4/19	4/20	4/21	4/22	4/23	4/24	4/25	4/26	4/27	4/28	4/29	4/30	5/1	5/2
Proyecto fotovoltaico																																						
1	Análisis de la situación actual	Diseñadora Plana (1)	2022-04-01	2022-04-01	1																																	
2	Consumo energético actual	Diseñadora Plana (1)	2022-04-01	2022-04-03	3																																	
3	Localización del edificio	Diseñadora Plana (1)	2022-04-01	2022-04-03	3																																	
4	Estudio solar, cargas y sombras	Diseñadora Plana (1)	2022-04-01	2022-04-03	3																																	
Desarrollo de la propuesta																																						
5	Cálculo en predimensionamiento del panel	Diseñadora Plana (1)	2022-04-02	2022-04-03	2																																	
6	Cálculo del número de paneles	Diseñadora Plana (1)	2022-04-02	2022-04-03	2																																	
7	Cálculo del número en baterías	Diseñadora Plana (1)	2022-04-02	2022-04-03	2																																	
8	Estudio de orientación de los paneles	Diseñadora Plana (1)	2022-04-02	2022-04-03	2																																	
9	Diseño del sistema (Inversor, batería y regulador)	Diseñadora Plana (1)	2022-04-02	2022-04-03	2																																	
Infraestructura del sistema fotovoltaico																																						
10	Adquisición de materiales y equipos	Tecnólogos (1) + Supervisora (1)	2022-04-04	2022-04-06	3																																	
11	Ejecución de instalación fotovoltaica en galpón	Tecnólogos (3) + Supervisora (1)	2022-04-06	2022-04-28	23																																	
12	Sistema interconectado	Tecnólogos (2) + Supervisora (1)	2022-04-28	2022-04-29	2																																	
14	Puesta a tierra	Tecnólogos (2) + Supervisora (1)	2022-04-29	2022-04-30	2																																	
15	Realizar pruebas de funcionamiento	Tecnólogos (1) + Supervisora (1)	2022-05-01	2022-05-01	1																																	
Lanzamiento			2022-04-01	2022-05-01	32																																	

Nota. Elaboración Propia

3.3. Propuesta de desarrollo energético del sistema solar térmico

3.3.1. Descripción metodológica para la implantación de la propuesta termo-solar

Para poder cubrir parte de la demanda térmica de la urbanización se seguirá la metodología de diseño planteada en dos normas del Ecuador y un pliego del IDAE que son:

- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN XX:2009 Primera Versión del 2009: Sistema de calentamiento de agua con energía solar para uso sanitario en el Ecuador
- Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC-HS-ER del 2020: Sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria (ACS)- Aplicaciones menores a 100°C
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura PET-REV-enero 2009 del IDAE

En dichas normas, el diseño del sistema termo-solar se basa en el uso del método f-chart, que es uno de los más usados y referenciados y según indican Obaco & Jaramillo, 2010, es una herramienta para estimar el desempeño promedio a largo plazo de un sistema termo-solar según el rendimiento del colector solar usado y que se fundamenta en la ecuación 19:

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

Donde:

- f = Fracción de carga calorífica mensual transformada a partir de energía solar
- X = Fracción de la energía pérdida total por el capador debido a reflexión
- Y = Fracción de la Energía Absorbida total por el captador

Para poder hallar f , la secuencia que recomienda el IDAE, 2009 en su pliego es la siguiente:

- Valoración de las demandas térmicas para el calentamiento de agua destinada a la producción de ACS o calefacción
- Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador o captadores
- Cálculo del parámetro Y
- Cálculo del parámetro X
- Determinación del factor f y valoración de la cobertura solar mensual
- Determinación del aporte auxiliar mensual requerido

Cada uno de estos literales tienen sus propias ecuaciones de cálculo, que se resumen a continuación:

a. Valoración de la demanda térmica total:

Se determinará la demanda térmica para agua de ACS mediante la ecuación 20:

$$L_{ACS} = \frac{C * N_H * N_M * p_{H2O} * C_{p_{H2O}} * (T_{ACS} - T_{RED})}{3600} \quad (20)$$

Donde:

- L_{ACS} = Demanda térmica al mes de agua ACS [kWh]
- C = Demanda total diaria de agua ACS $\left[\frac{\text{litros}}{\text{persona} \cdot \text{día}} \right]$

- N_H = Número de personas, $N_H = 3$
- N_M = Número de días en el mes
- ρ_{H_2O} = Densidad del agua $\left[\frac{kg}{litro}\right]$, $\rho_{H_2O} = 1 \frac{kg}{litro}$
- Cp_{H_2O} = Capacidad calorífica del agua $\left[\frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C}\right]$, $Cp_{H_2O} = 4,18 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C}$
- T_{ACS} = Temperatura requerida para el agua ACS [$^\circ C$], $T_{ACS} = 60^\circ C$
- T_{RED} = Temperatura del agua tomada de la red pública [$^\circ C$]

La demanda térmica para calefacción se calcula mediante la ecuación 21:

$$L_{CAL} = \frac{Sv * L_{REF}}{365} * N_M \quad (21)$$

Donde:

- L_{CAL} = Demanda térmica al mes de calefacción [kWh]
- L_{REF} = Demanda térmica diaria de calefacción de referencia = $30 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right]$
- Sv = Superficie de la vivienda a calefaccionar [m^2]
- N_M = Número de días del mes

Con ambas demandas se obtiene la demanda térmica total al mes con la ecuación 22:

$$L_{TOT} = L_{ACS} + L_{CAL} \quad (22)$$

b. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador:

Primero se calculará el parámetro H_T con la ecuación 23 en la que se corrige el valor teórico de radiación horizontal de la zona mediante un parámetro k adecuado:

$$H_T = k * \bar{H} \quad (23)$$

Donde:

- H_T = Radiación real sobre superficie inclinada en la zona $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right]$
- k = Factor de corrección sobre radiación solar
- \bar{H} = Radiación media mensual diaria sobre superficie horizontal $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right]$

Así, para calcular la radiación solar que incide el captador se usará la ecuación 24:

$$E_{I-mes} = H_T * N_M \quad (24)$$

Donde:

- E_{I-mes} = Energía solar incidente al mes $\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$
- H_T = Radiación real sobre superficie inclinada en la zona $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right]$
- N_M = Número de días del mes

c. Cálculo del coeficiente Y:

El coeficiente Y se calcula mediante la ecuación 25:

$$Y = \frac{E_a}{L_{TOTAL}} \quad (25)$$

Donde:

- E_a = Energía solar absorbida por el captador [kWh]
- L_{TOTAL} = Demanda térmica total de la vivienda (ACS + Calefacción) [kWh]

Para calcular el parámetro E_a se requiere usar la ecuación 26:

$$E_a = S_c * E_{I-mes} * F_{r(\tau\alpha)n} * \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} * \frac{F'_r}{F_r} \quad (26)$$

Donde:

- S_c = Superficie efectiva de absorción total de los captadores solares [m²]
- E_{I-mes} = Energía solar incidente al mes [kWh]
- $F_{r(\tau\alpha)n}$ = Rendimiento óptico del captador nominal
- $\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n}$ = Factor de corrección del ángulo de incidencia: $0,94 < \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} < 0,96$
- $\frac{F'_r}{F_r}$ = Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador: $\frac{F'_r}{F_r} \approx 0,95$

d. Cálculo del coeficiente X:

El coeficiente X se calcula mediante la ecuación 27:

$$X = \frac{E_p}{L_{TOTAL}} \quad (27)$$

Donde:

- E_p = Energía solar perdida al mes por el captador [kWh]
- L_{TOTAL} = Demanda térmica total de la vivienda (ACS + Calefacción) [kWh]

Para calcular el parámetro E_p se requiere usar la ecuación 28:

$$E_p = S_c * F'_r U_L * (100 - T_{AMB}) * \Delta t * K_1 * K_2 \quad (28)$$

Donde:

- S_c = Superficie efectiva de absorción total de los captadores solares [m²]

- F'_{rU_L} = Coeficiente global de pérdidas del captador [kWh]
- T_{AMB} = Temperatura media ambiental mensual [$^{\circ}C$]
- Δt = Periodo de tiempo considerado [$horas$]
- K_1 = Factor de corrección por almacenamiento que se obtiene con la ecuación 29:

$$K_1 = \left(\frac{V_{ACUM} * \rho_{H2O}}{75 * S_c} \right)^{-0,25} \quad (29)$$

Donde:

- V_{ACUM} = Volumen efectivo del acumulador [m^3]
- ρ_{H2O} = Densidad del agua = 1000 [$\frac{kg}{m^3}$]
- S_c = Superficie efectiva de absorción total de los captadores solares [m^2]
- K_2 = Factor de corrección para ACS, que relaciona la temperatura mínima del agua ACS con la temperatura del agua de red y la temperatura ambiental y que se obtiene con la ecuación 30:

$$K_2 = \frac{11,6 + 1,18 * T_{ACUM} + 3,86 * T_{RED} - 2,32 * T_{AMB}}{100 - T_{AMB}} \quad (30)$$

Donde:

- T_{ACUM} = Temperatura mínima en el acumulador [$^{\circ}C$]
- T_{RED} = Temperatura del agua en la red pública [$^{\circ}C$]

e. Determinación del factor f y valoración de la cobertura solar mensual:

Una vez obtenidos los coeficientes Y y X, se puede calcular el parámetro f y con él la energía útil captada cada mes en función de la energía térmica total que se requiere según la ecuación 31:

$$E_{UTIL} = f * L_{TOT} \quad (31)$$

Donde:

- E_{UTIL} = Energía solar útil captada al mes por el captador [kWh]
- f = Factor f-chart [%]
- L_{TOT} = Demanda térmica total [kWh]

Para este cálculo ha de considerarse como restricciones para el uso del parámetro f aquellas iteraciones en las que se cumpla que:

- No se supere en más de 3 meses un valor de cobertura solar del 100% ($f = 100\%$)
- No se supere en ningún mes una cobertura solar de más del 110% ($f > 110\%$)
- El valor mínimo de cobertura requerido por la norma ecuatoriana NEC-HS-ER del 2020 es del 60% ($f > 60\%$)

Si estas restricciones no se cumplen deberá seguir iterándose con otros valores de diseño a fin de que se logre entrar en estos rangos evitándose así pérdidas energéticas.

f. Determinación del aporte auxiliar mensual requerido:

Finalmente, para calcular el aporte mensual de energía que se requerirá del sistema auxiliar se usará la ecuación 32:

$$E_{AUX} = L_{TOT} - E_{UTIL} \quad (32)$$

Donde:

- E_{AUX} = Energía auxiliar mensual requerida [kWh]
- E_{UTIL} = Energía solar útil captada al mes por el captador [kWh]
- L_{TOT} = Demanda térmica total [kWh]

3.3.2. Datos de partida del recurso renovable de la zona

Para el diseño del sistema termo-solar en la zona de implantación del proyecto se requieren hallar datos climatológicos mensuales de radiación, temperatura del ambiente y temperatura del agua de la red de agua potable, los mismos que posibilitarán los cálculos de la energía térmica necesaria y posible de generar. Estos datos se hallan dispersos en diversas fuentes de las cuales se han tabulado las mostradas en la Tabla 27.

Tabla 27: Datos climáticos para el Valle de los Chillos

Mes	Parámetros		
	Radiación solar horizontal $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right]$	Temperatura ambiente [°C]	Temperatura del agua de la red pública [°C]
Enero	4,94	16,0	11,6
Febrero	4,64	16,4	11,9
Marzo	4,78	15,2	11,8
Abril	4,53	15,8	11,8
Mayo	4,83	16,1	11,9
Junio	4,69	15,6	12,1
Julio	5,53	16,2	11,8
Agosto	5,47	15,9	12,2
Septiembre	4,89	16,0	11,8
Octubre	5,25	15,3	11,6
Noviembre	5,14	15,5	11,5
Diciembre	5,14	16,1	11,5

Nota. Datos de radiación solar horizontal y temperatura de red tomados de la norma NTE INEN XX:2009. Datos de temperatura ambiente tomados de la Secretaría del Ambiente de Quito, estación meteorológica del Valle de los Chillos del año 2021.

3.3.3. Diseño técnico referencial del sistema termo-solar

a. Valoración de la demanda térmica total

- Cálculo de la demanda térmica para ACS

Para determinar la demanda térmica mensual mediante la ecuación 2, se requiere conocer la demanda promedio de agua caliente sanitaria diaria de cada persona que viva en la vivienda tipo B de la Urbanización. Para ello nos basaremos en los valores referenciales para el Ecuador que han sido desarrollados en las Normas NTE INEN XX:2009 y NEC-HS-ER:2020, cuyos datos se resumen en la Tabla 28.

Tabla 28: Valores referenciales de demanda de ACS en el Ecuador

NORMA	NTE INEN XX:2009	NEC-HS-ER:2020
Criterio de demanda	Demanda $\left[\frac{\text{Litros}}{\text{día} * \text{persona}} \right]$	Demanda $\left[\frac{\text{Litros}}{\text{día} * \text{persona}} \right]$
Vivienda unifamiliar	30	28
Viviendas multifamiliar	22	41
Hospitales y clínicas	55	55
Hoteles ****	70	69
Hoteles ***	55	55
Hoteles **	40	41
Oficinas	3	2
Lavanderías	3-5 (por kg)	---

Nota. Elaboración Propia

Para el cálculo respectivo se usará un valor C de consumo diario de agua caliente sanitaria por persona de 30 litros para una vivienda unifamiliar que es la que corresponde al modelo tipo B tomado como base en este trabajo. Además, no existe gran diferencia entre los valores para este rubro según ambas normas estudiadas. Además, se añadirá un consumo extra diario de 10 litros de agua para efectos de lavandería que según los datos de la Tabla 28 implicarían 3 a 5 litros de uso por cada kilogramo de ropa a lavar, teniendo en cuenta que el lavado se realiza tres veces a la semana para la ropa de todas las personas de la vivienda. Este consumo extra se requiere incluir puesto que en nuestro mercado no suelen existir lavadoras comerciales con auto calentamiento, además que el valor es relativamente pequeño debido a que en el país no se acostumbra usar en el lavado normal de ropa agua caliente. Con todas estas consideraciones se tiene unos datos de consumo mostrados en la Tabla 29.

Tabla 29: Demanda de agua ACS diaria para vivienda tipo B

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo de vivienda	Unfamiliar	--
Número de personas	3	--
Demanda diaria	30	$\left[\frac{\text{Litros}}{\text{día} * \text{persona}} \right]$
Consumo extra en lavandería y otros	10	$\left[\frac{\text{Litros}}{\text{día}} \right]$
Demanda total diaria por persona	33,3	$\left[\frac{\text{Litros}}{\text{día} * \text{persona}} \right]$
Demanda total ACS	100	$\left[\frac{\text{Litros}}{\text{día}} \right]$

Nota. Elaboración propia

Con los valores de demanda total diaria por persona y la ecuación 20 con un valor fijo de 60 °C para la temperatura requerida en el acumulador a fin de cumplir con los criterios de prevención de legionelosis, se calculó la demanda térmica mensual como se indica en la Tabla 30.

Tabla 30: Valores de demanda térmica para ACS vivienda tipo B

Mes	Nº de días	Temperatura del acumulador [°C]	Temperatura del agua de la red pública [°C]	Demanda térmica ACS [kWh]
Enero	31	60	11,6	174
Febrero	28	60	11,9	156
Marzo	31	60	11,8	173
Abril	30	60	11,8	168
Mayo	31	60	11,9	173
Junio	30	60	12,1	167
Julio	31	60	11,8	173
Agosto	31	60	12,2	172
Septiembre	30	60	11,8	168
Octubre	31	60	11,6	174
Noviembre	30	60	11,5	169
Diciembre	31	60	11,5	175
TOTAL	365	60	11,8	2.043

Nota. Elaboración propia

- Cálculo de la demanda térmica para calefacción

Para el cálculo de la demanda térmica de calefacción mensual se usará la ecuación 21, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 31.

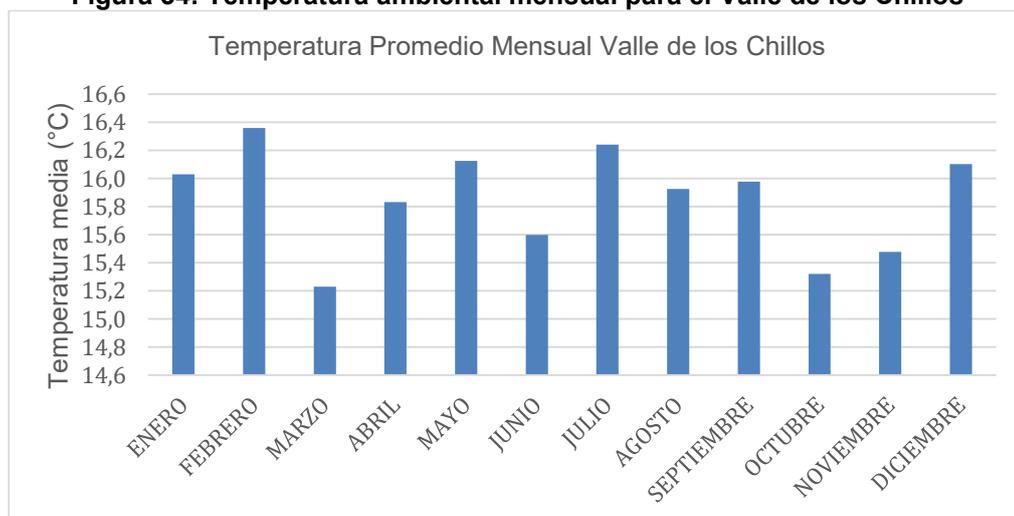
Tabla 31: Demanda para calefacción mensual

Mes	N° de días	Demanda térmica calefacción [kWh]
Enero	31	178
Febrero	28	161
Marzo	31	178
Abril	30	173
Mayo	31	178
Junio	30	173
Julio	31	178
Agosto	31	178
Septiembre	30	173
Octubre	31	178
Noviembre	30	173
Diciembre	31	178
TOTAL	365	2100

Nota. Elaboración Propia

Esta proporcionalidad mensual en cuanto al valor de la demanda térmica para calefacción tiene su fundamentación en que en el Ecuador no existen variaciones importantes en la temperatura ambiente a lo largo del año, debido a que, a diferencia de los países ubicados en las zonas templadas, en la zona tórrida solo existen dos estaciones climáticas, una lluviosa y una seca, dentro de las cuales las variaciones térmicas son moderadas. Para el caso del Valle de los Chillos y de los datos de la Tabla 27, se visualiza en la Figura 34, que la variación de la temperatura ambiente está entre $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$, nunca legando a estar por debajo de los $0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

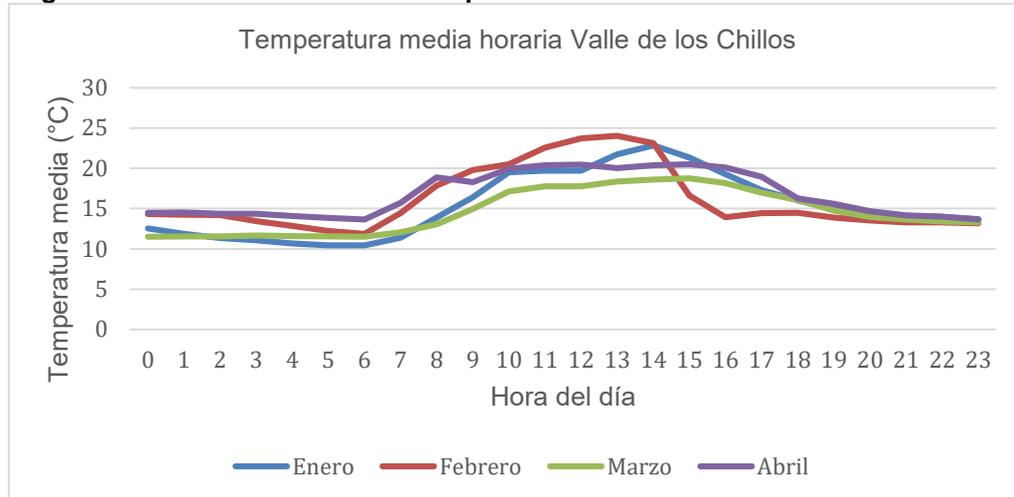
Figura 34: Temperatura ambiental mensual para el Valle de los Chillos



Nota. Elaboración Propia

Por otro lado, se pensaría que el uso de calefacción se intensificaría para los horarios de la mañana y/o la noche, sin embargo, en la Figura 35 se muestra que esta variación horaria de la temperatura ambiente tampoco es significativamente variable en el año.

Figura 35: Variación horaria de temperatura ambiente en el Valle de los Chillos



Nota. Elaboración Propia

Así, con los datos de las Tablas 30 y 31, se obtendrá las demandas térmicas totales en cada mes para la vivienda tipo B según la ecuación 22, cuyos resultados se indican en la Tabla 32, destacando que existe una demanda relativamente estable a lo largo de todo el año.

Tabla 32: Demanda térmica total vivienda tipo B

Mes	Nº de días	Demanda térmica ACS [kWh]	Demanda térmica calefacción [kWh]	Demanda térmica total (L_{TOT}) [kWh]
Enero	31	174	178	353
Febrero	28	156	161	317
Marzo	31	173	178	352
Abril	30	168	173	340
Mayo	31	173	178	351
Junio	30	167	173	339
Julio	31	173	178	352
Agosto	31	172	178	350
Septiembre	30	168	173	340
Octubre	31	174	178	353
Noviembre	30	169	173	342
Diciembre	31	175	178	353
TOTAL	365	2.043	2100	4.143

Nota. Elaboración Propia

b. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador

Primero se debe calcular la radiación en superficie inclinada H_T en la zona del proyecto mediante la ecuación 23, para lo cual requerimos hallar el valor del factor de corrección por inclinación k que se lo obtendrá de las tablas de corrección de la Norma NTE INEN XX:2009, cuyos valores dependen del ángulo de inclinación del panel.

Para nuestro estudio, tomaremos un ángulo de inclinación de 20° , que es con el que se construye en forma general las cubiertas de las casas. Así, para este ángulo, el valor k de corrección correspondiente se ha buscado en la Norma indicada. Finalmente, con la ecuación 24 se ha calculado la energía solar incidente real sobre el captador según se indica en Tabla 33.

Tabla 33: Radiación sobre superficie inclinada

Mes	\bar{H} $\left[\frac{kWh}{m^2 * día} \right]$	k	H_T $\left[\frac{kWh}{m^2 * día} \right]$	E_{I-mes} $\left[\frac{kWh}{m^2} \right]$
Enero	4,94	1,04	5,14	159,3
Febrero	4,64	1	4,64	129,9
Marzo	4,78	0,95	4,54	140,8
Abril	4,53	0,88	3,99	119,6
Mayo	4,83	0,83	4,01	124,3
Junio	4,69	0,81	3,80	114,0
Julio	5,53	0,83	4,59	142,3
Agosto	5,47	0,88	4,81	149,2
Septiembre	4,89	0,95	4,65	139,4
Octubre	5,25	1,01	5,30	164,4
Noviembre	5,14	1,05	5,40	161,9
Diciembre	5,14	1,06	5,45	168,9

Nota: Valores de k tomados de la Tabla B1 de la norma NTE INEN XX:2009

c. Cálculo del coeficiente Y

A fin de poder usar la ecuación 25, se requiere definir previamente un tipo de captador solar, ya que es necesario conocer la superficie de captación S_c que se usará en el diseño. Para nuestra primera iteración se han escogido dos tipos diferentes de captadores solares para su comparación, uno de tipo placa plana marca VIESSMAN VITOSOL 100-FM modelo SV1F y otro captador del tipo de tubos de vacío modelo ECOTUBE-14, cuyas características técnicas más importantes se detallan en la Tabla 34 y su hoja técnica completa se presenta en el Apéndice 11.

Tabla 34: Datos técnicos de los captadores solares

MODELO	PLACA PLANA	TUBO DE VACÍO	
	VISSMAN VITOSOL 100-FM modelo SV1F	ECOTUBE-14	
Datos técnicos	Valor	Valor	Unidad
Superficie total	2,51	2,57	m ²
Superficie de absorción	2,31	2,36	m ²
Superficie de apertura	2,33	2,24	m ²
Distancia entre colectores	21	---	mm
Número de tubos	---	14	---
Dimensiones			
Anchura	1.056	1.560	mm
Altura	2.380	1.647	
Profundidad	73	107	
Rendimiento óptico en superficie de absorción	82,1	60,5	%
Coefficiente pérdida de calor en superficie de absorción K1	4,854	0,85	$\frac{W}{m^2 * K}$
Coefficiente pérdida de calor en superficie de absorción K2	0,023	0,010	$\frac{W}{m^2 * K^2}$
Peso	39	42	kg
Temperatura máxima de inactividad	145	286	°C

Nota. Elaboración propia

Con los datos de la Tabla 34 y la ecuación 26 se calculó la energía absorbida por el colector E_a y con ella y la ecuación 25 se puede obtener el valor del primer coeficiente buscado Y para cada mes como se indica en la Tabla 35.

Tabla 35: Parámetro Y del método f-chart

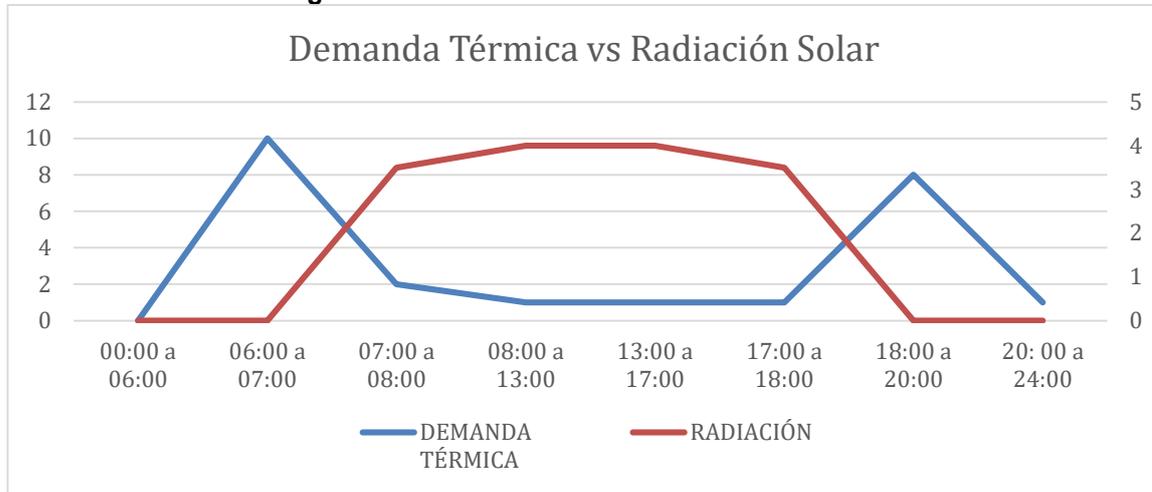
TIPO DE CAPTADOR	PLACA PLANA		TUBOS DE VACÍO	
	Mes	E_a [kWh]	Y	E_a [kWh]
Enero	502	1,42	385	1,09
Febrero	409	1,29	314	0,99
Marzo	443	1,26	340	0,97
Abril	377	1,11	289	0,85
Mayo	392	1,11	300	0,85
Junio	359	1,06	275	0,81
Julio	448	1,27	344	0,98
Agosto	470	1,34	360	1,03
Septiembre	439	1,29	336	0,99
Octubre	518	1,47	397	1,13
Noviembre	510	1,49	391	1,14
Diciembre	532	1,51	408	1,16
TOTAL	5.399	1,30	4.138	1,00

Nota. Elaboración Propia

d. Cálculo del coeficiente X

Igualmente, para poder usar la ecuación 27, se requiere previamente seleccionar un acumulador para cada tipo de captador solar, ya que se necesitan tener los valores de volumen de acumulación V_{ACUM} . En este caso, la elección de un acumulador se debe hacer bajo el criterio de necesidad de acumulación para los requerimientos térmicos. En la Figura 36, se muestra la forma del consumo térmico vs la producción solar para una vivienda. De las dos curvas se puede concluir que existe un descalce entre la necesidad de calor de la vivienda y la producción solar que diariamente se podría aprovechar por la radiación solar. Es por esta razón que es necesario que la solución termosolar para la vivienda cuente con un acumulador que permita almacenar la energía que se produce en las horas de mayor radiación para poder usar en las mayores horas de consumo de calor.

Figura 36: Demanda térmica vs Radiación solar



Nota. Elaboración Propia

La vivienda tipo B tiene tres (3) ocupantes y 70 m², para la cual se dispone en cubierta de siete (7) m² de superficie. Para este tipo de vivienda, y siguiendo la recomendación que se detalla en la Norma Técnica Ecuatoriana NEC-HS-ER del 2020, el dimensionamiento del termostaque deberá respetar la siguiente relación:

$$50 \leq \frac{V_{ACUM}}{S_c} \leq 180$$

Donde:

- V_{ACUM} = Volumen efectivo del acumulador [l] (*litros*)
- S_c = Superficie efectiva de absorción total de los captadores solares [m²]

Como una primera iteración se ha escogido un inter-acumulador igual para ambos captadores, cuyas especificaciones técnicas más importantes se detallan en la Tabla 36 y su hoja técnica completa se presenta en el Apéndice 12.

Tabla 36: Datos técnicos inter-acumulador

MODELO DE INTER-ACUMULADOR	ECOUNT F 300 1C	
Datos técnicos	Valor	Unidad
Volumen nominal	300	Litros
Capacidad nominal	277	Litros
Presión máxima en ACS	8	Bar
Temperatura máxima en ACS	95	°C
Longitud serpentín	23,3	m
Peso sin carga	102	kg

Nota. Elaboración Propia

Del cálculo de la relación necesaria de volumen-área para captador-acumulador se tienen los resultados de la Tabla 37, donde la relación volumen-área se cumple ya que se obtiene un valor en el rango indicado.

Tabla 37: Valores de los captadores y acumuladores para vivienda tipo B

Captador	No. Captadores (N)	Superficie (m ²)	Acumulador	Volumen	Relación $50 \leq \frac{V}{Ac} \leq 180$
			Calculado (dm ³)	Seleccionado	
Vitosol 100 FM SV1F	2	4,64	348	277	60
Ecotube-14	2	4,72	354	277	59

Nota. Elaboración Propia

Con el valor de V_{ACUM} ya establecido, se pueden usar las ecuaciones 10, 11 y 12 para calcular la energía perdida por el captador al ambiente E_p y posteriormente con la ecuación 9 el parámetro X como se indica en las Tablas 38 y 39.

Tabla 38: Parámetro X método f-chart para captador solar de placa plana Vitosol 100 FM SV1F

Mes	T_{ACUM} [°C]	T_{RED} [°C]	T_{AMB} [°C]	Δt [horas]	K1	K2	E_p [kWh]	X
Enero	47	11,6	16,0	744	1,06	0,89	1.257	3,57
Febrero	47	11,9	16,4	672	1,06	0,90	1.141	3,59
Marzo	47	11,8	15,2	744	1,06	0,91	1.301	3,70
Abril	47	11,8	15,8	720	1,06	0,90	1.236	3,63
Mayo	47	11,9	16,1	744	1,06	0,90	1.273	3,62
Junio	47	12,1	15,6	720	1,06	0,92	1.264	3,72
Julio	47	11,8	16,2	744	1,06	0,89	1.262	3,59
Agosto	47	12,2	15,9	744	1,06	0,92	1.300	3,71
Septiembre	47	11,8	16,0	720	1,06	0,90	1.231	3,62
Octubre	47	11,6	15,3	744	1,06	0,90	1.285	3,64
Noviembre	47	11,5	15,5	720	1,06	0,89	1.231	3,60
Diciembre	47	11,5	16,1	744	1,06	0,88	1.248	3,54
TOTAL	47	11,8	15,9	8.760			15.029	3,63

Nota. Elaboración Propia

Tabla 39: Parámetro X método f-chart para captador solar de tubos de vacío Ecotube-14

Mes	T _{ACUM} [°C]	T _{RED} [°C]	T _{AMB} [°C]	Δt [horas]	K1	K2	E _p [kWh]	X
Enero	47	11,6	16,0	744	1,06	0,89	225	0,64
Febrero	47	11,9	16,4	672	1,06	0,90	204	0,64
Marzo	47	11,8	15,2	744	1,06	0,91	233	0,66
Abril	47	11,8	15,8	720	1,06	0,90	221	0,65
Mayo	47	11,9	16,1	744	1,06	0,90	228	0,65
Junio	47	12,1	15,6	720	1,06	0,92	226	0,67
Julio	47	11,8	16,2	744	1,06	0,89	226	0,64
Agosto	47	12,2	15,9	744	1,06	0,92	233	0,66
Septiembre	47	11,8	16,0	720	1,06	0,90	220	0,65
Octubre	47	11,6	15,3	744	1,06	0,90	230	0,65
Noviembre	47	11,5	15,5	720	1,06	0,89	220	0,65
Diciembre	47	11,5	16,1	744	1,06	0,88	223	0,63
TOTAL	47	11,8	15,9	8.760			2.691	0,65

Nota. Elaboración Propia

e. Determinación del factor f, cobertura solar mensual y energía auxiliar requerida

La cobertura solar mensual aportada por el sistema diseñado se obtiene mediante el cálculo del parámetro f con la ecuación 19 y con la ecuación 31 la energía útil mensual, finalmente con la ecuación 32 se determina la energía auxiliar que se requerirá, estos datos se muestran en la Tabla 40.

La cobertura solar mensual aportada por el sistema diseñado se obtiene mediante el cálculo del parámetro f con la ecuación 19, teniendo en cuenta que en las iteraciones realizadas se deben cumplir las restricciones indicadas y que son:

- No se supere en más de 3 meses un valor de cobertura solar del 100% (f =100%)
- No se supere en ningún mes una cobertura solar de más del 110% (f >110%)
- El valor mínimo de cobertura requerido por la norma ecuatoriana NEC-HS-ER del 2020 es del 60% (f >60%)

Así, en las iteraciones sobre el número de captadores solares a usarse, se iteró hasta encontrar aquel que cumpliera estas restricciones, como se visualiza en la Tabla 40.

Tabla 40: Valores de % de cobertura solar para distinto número de captadores solares

Mes	L _{TOT} [kWh]	PLACA PLANA			TUBOS DE VACÍO		
		f [%]			f [%]		
		# DE CAPTADORES			# DE CAPTADORES		
		1	2	3	1	2	3
Enero	353	52,4	82,5	97,3	47,4	81,8	105,5
Febrero	317	47,5	75,9	91,1	43,4	75,7	98,9
Marzo	352	46,2	73,9	88,9	42,4	74,3	97,3
Abril	340	40,5	65,9	81,0	37,6	66,8	88,9
Mayo	351	40,8	66,4	81,5	37,9	67,2	89,3
Junio	339	38,3	62,6	77,4	36,0	64,2	85,8
Julio	352	46,9	75,1	90,4	42,9	75,0	98,2
Agosto	350	49,1	77,9	92,7	44,9	78,0	101,4
Septiembre	340	47,4	75,8	90,9	43,4	75,7	98,9
Octubre	353	53,8	84,2	98,6	48,8	83,7	107,4
Noviembre	342	54,8	85,5	99,8	49,5	84,8	108,6
Diciembre	353	55,5	86,5	100,8	50,0	85,5	109,3
TOTAL	4.143	47,81	76,06	90,91	43,71	76,10	99,17

Nota. Elaboración Propia

De los resultados de la Tabla 40, se concluye que, el número adecuado de captadores de placa plana sería de 2 ya que un número menor provee todos los meses con menos del 60% de cobertura y un número mayor generaría sobreproducción. Así mismo el número adecuado de captadores de tubos de vacío serían igualmente de 2 por las mismas razones.

Finalmente, con la ecuación 13 se puede calcular la energía útil mensual y con la ecuación 14 se determina la energía auxiliar que se requerirá; estos datos se muestran en la Tabla 41.

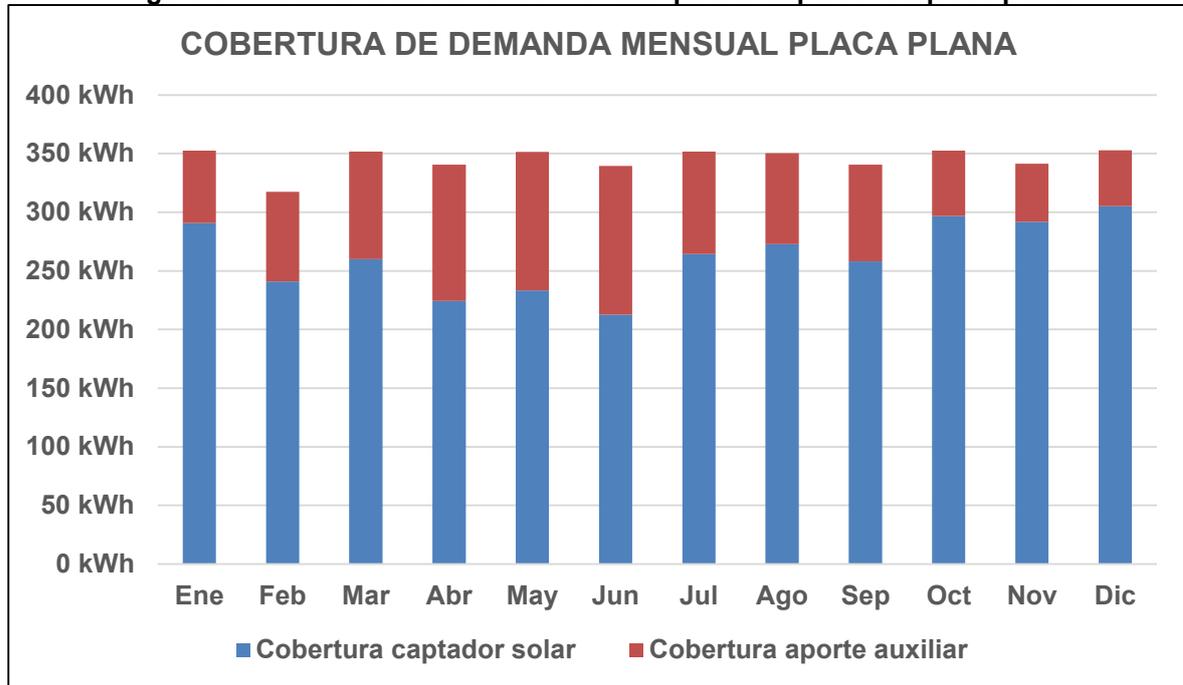
Tabla 41: Valores de cobertura solar y energía auxiliar requerida

TIPO DE CAPTADOR	PLACA PLANA				TUBOS DE VACÍO		
	Mes	L _{TOT} [kWh]	f [%]	E _{UTIL} [kWh]	E _{AUX} [kWh]	f [%]	E _{UTIL} [kWh]
Enero	353	82,1	290	63	82	288	64
Febrero	317	75,5	240	78	76	240	77
Marzo	352	73,5	259	93	74	261	91
Abril	340	65,5	223	117	67	227	113
Mayo	351	66,0	232	119	67	236	115
Junio	339	62,3	211	128	64	218	122
Julio	352	74,8	263	89	75	264	88
Agosto	350	77,5	272	79	78	273	77
Septiembre	340	75,4	257	84	76	258	83
Octubre	353	83,8	295	57	84	295	58
Noviembre	342	85,1	291	51	85	290	52
Diciembre	353	86,1	304	49	85	302	51
TOTAL	4.143	75,69	3.136	1.007	76,10	3.153	990

Nota. Elaboración propia

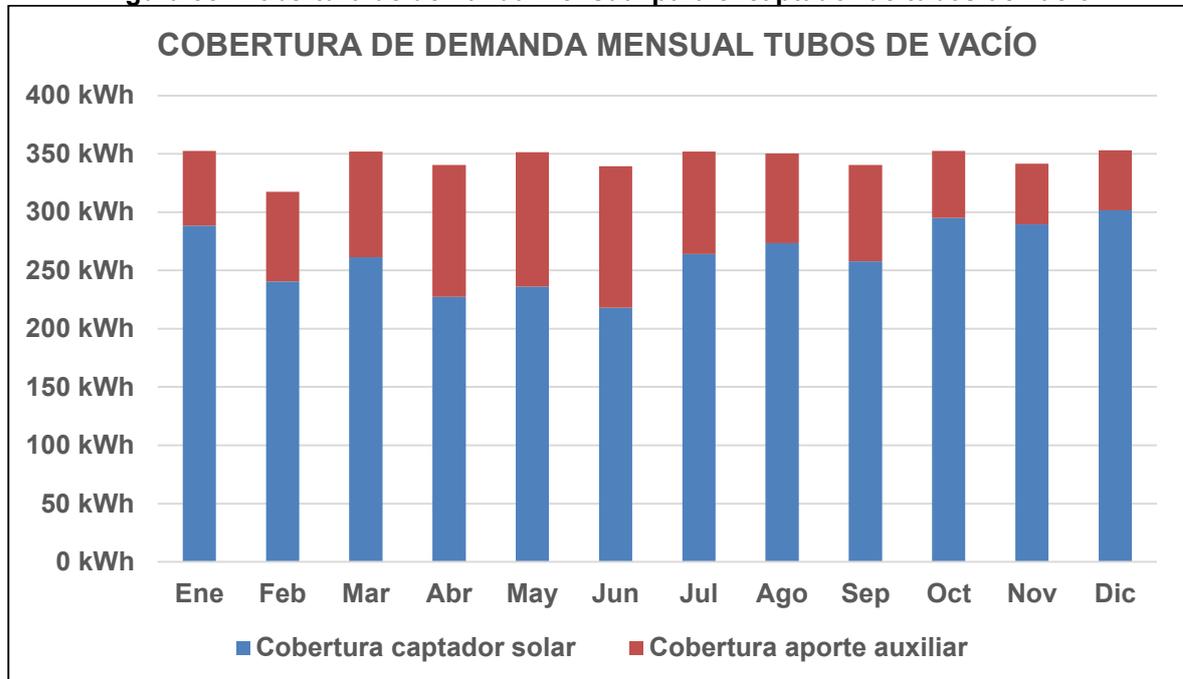
Gráficamente, la cobertura mensual proporcionada por cada tipo de captador se visualiza en las Figuras 37 y 38, donde se observa claramente que ambos captadores manejan casi las mismas relaciones energéticas de cobertura.

Figura 37: Cobertura de demanda mensual para el captador de placa plana



Nota. Elaboración Propia

Figura 38: Cobertura de demanda mensual para el captador de tubos de vacío



Nota. Elaboración Propia

3.3.4. Comparación de rendimientos entre tipos de captadores solares

Para analizar el comportamiento de cada tipo de captador se ha calculado los rendimientos mensuales de la instalación mediante la ecuación 33:

$$\mu = \frac{E_{UTIL}}{S_c * E_a} \quad (33)$$

Donde:

- μ = rendimiento mensual de la instalación
- E_{UTIL} = Energía solar útil captada al mes por el captador [kWh]
- S_c = Superficie efectiva de absorción total de los captadores solares [m²]
- E_a = Energía solar absorbida por el captador [kWh]

Al hacer dicho cálculo se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 42.

Tabla 42: Rendimientos mensuales de las instalaciones termo solares

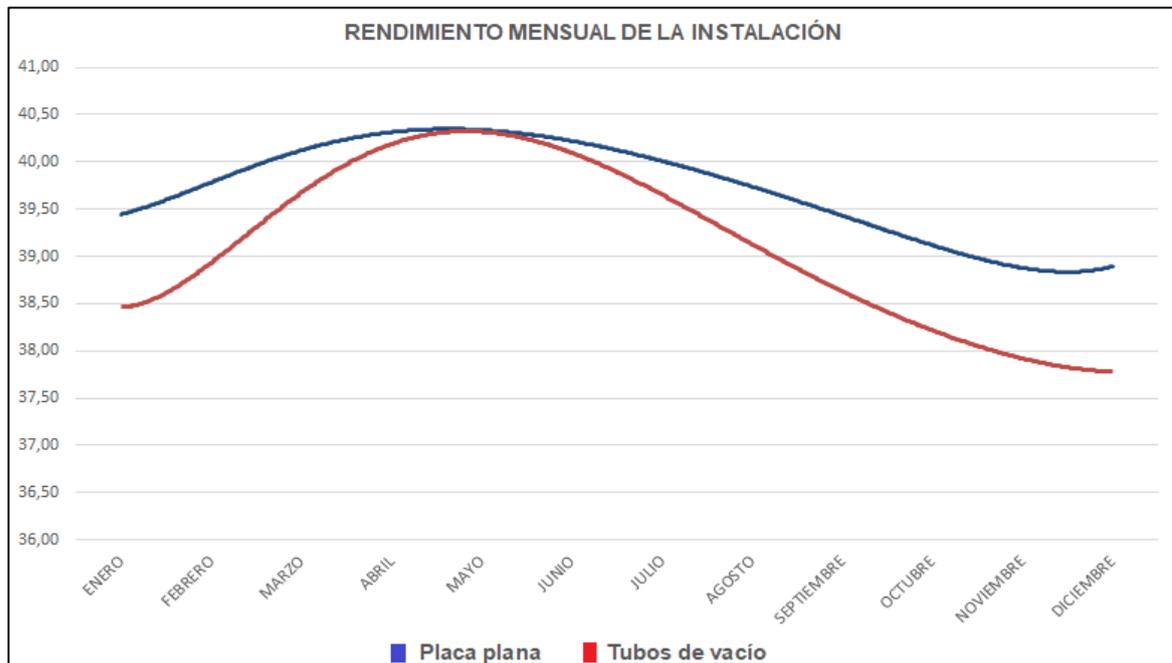
TIPO DE CAPTADOR		PLACA PLANA	TUBOS DE VACÍO
Mes	L _{TOT} [kWh]	μ [%]	μ [%]
Enero	353	39,4	38,4
Febrero	317	40,0	39,2
Marzo	352	39,8	39,3
Abril	340	40,4	40,3
Mayo	351	40,5	40,3
Junio	339	40,2	40,5
Julio	352	40,0	39,3
Agosto	350	39,4	38,8
Septiembre	340	39,9	39,2
Octubre	353	38,9	38,0
Noviembre	342	38,9	37,9
Diciembre	353	38,9	37,8

Nota. Elaboración Propia

La diferencia en rendimiento entre ambos captadores se visualiza mejor en la Figura 39, en la cual, se observa que el rendimiento es relativamente constante a lo largo del año para los dos tipos de captadores, existiendo una leve diferencia de aproximadamente un 1 % máximo entre ambas que, para este caso da una leve ventaja a los captadores de placa plana debido

fundamentalmente a que el captador de tubos de vacío ECOTUBE-14 posee un rendimiento óptico del 60,5 % frente al 82,1 % del captador de placas planas VITOSOL 100-FM, lo que a su vez también verifica el mayor rendimiento del modelo de tubos de vacío ya que, a pesar de poseer una eficiencia óptica más baja, genera casi los mismos rendimientos mensuales en la instalación. Esto concuerda con la teoría en la que se indica que, para variaciones de temperatura ambiente bajas, ambos tipos de captadores poseen casi la misma eficiencia, sin embargo, la gran diferencia radicará en el costo de su instalación.

Figura 39: Curvas de rendimiento mensual de la instalación

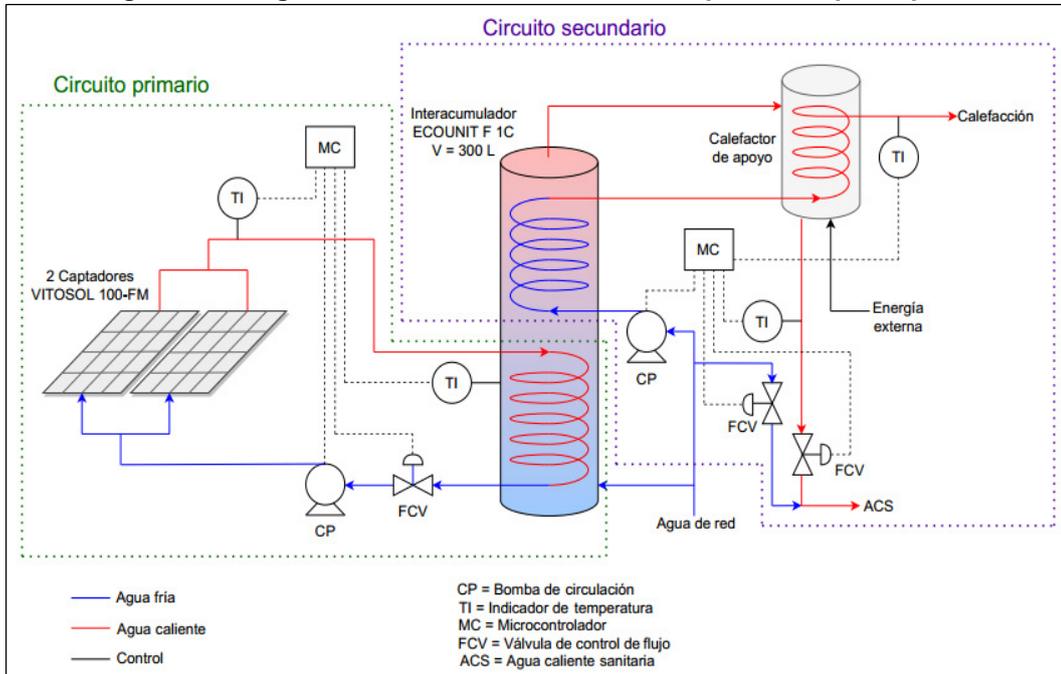


Nota. Elaboración Propia

3.3.5. Diagramas de instalación del sistema solar térmico

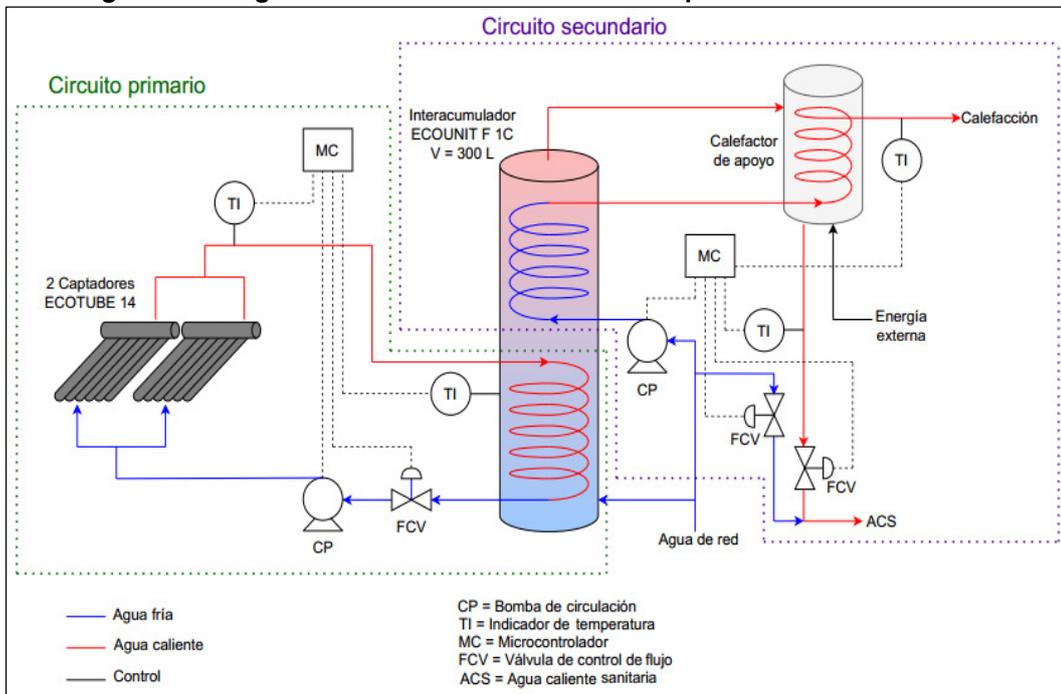
Una vez obtenido el número de captadores e interacumulador y los modelos a usarse, se presenta el diagrama de flujo de la instalación en la Figura 40 para los captadores de placa plana y en la Figura 41 para los captadores de tubos de vacío. Como se puede observar, son sistemas similares, dado que en ambos se propone utilizar el mismo modelo de interacumulador y con la misma capacidad volumétrica. Se implementarán microcontroladores tanto en el circuito primario como en el secundario para el control de temperatura y flujo en el sistema. Se añade también un arreglo de válvulas aguas arriba de la salida de ACS para mezclar el agua calentada en el sistema de apoyo con el agua fría de la red para que el usuario obtenga la temperatura de ACS según su preferencia.

Figura 40: Diagrama del sistema térmico con captador de placa plana



Nota. Elaboración Propia

Figura 41: Diagrama del sistema térmico con captador de tubos de vacío



Nota. Elaboración propia

3.3.6. Extrapolación al conjunto de las 100 viviendas de la comunidad objeto del estudio.

- Extrapolación de la demanda térmica

En la Tabla 43 se muestra para la vivienda tipo B los datos de consumo anual para ACS y calefacción que serán los que se usarán como referencia en este trabajo para toda la urbanización.

Tabla 43: Consumo anual de ACS y calefacción-Vivienda tipo B

Nº de hab. en la vivienda	Nº de viviendas	Nº de Personas	Consumo ACS/Vivienda Tipo/año kWh	Consumo Calefacción/ Vivienda/año kWh
3	30	90	2.043,14	2.100,00

Nota. Elaboración propia

Para hacer la extrapolación se toma las consideraciones de las premisas dada para el desarrollo del proyecto, esto es:

- El cálculo de la demanda se hará de manera proporcional a los habitantes de cada vivienda.
- El cálculo de la demanda cubierta por la instalación solar térmica se hará de manera proporcional a los habitantes de cada vivienda.
- La potencia solar instalada en cada tipo de vivienda se calculará proporcionalmente a los habitantes de cada una, y por ende también el presupuesto de la instalación.

Por lo que, según los datos de la vivienda tipo de la Tabla 43 se tendría los siguientes datos para consumo por persona/año, tanto para ACS como calefacción. Los resultados se muestran en la Tabla 44.

Tabla 44: ACS y calefacción por persona

Consumo ACS/persona/año (kWh)	Consumo Calefacción/persona (kWh)
681,05	700,00

Nota. Elaboración Propia

Con esta información de consumos promedios por persona, según la vivienda tipo utilizada para el presente estudio, se realiza la extrapolación, para los otros tipos de vivienda, los datos se pueden apreciar en la Tabla 45.

En la columna cuatro (4) y cinco (5), para cada una de los tipos de vivienda se puede mostrar el consumo de ACS y calefacción; en las columnas (6) y (7), se muestra el consumo total de ese grupo de viviendas tanto para ACS y calefacción.

Finalmente, del total, en las columnas seis (6) y siete (7) se muestra el consumo anual de la Urbanización el Manantial, para un año de ACS de 245.176,51 kWh y calefacción de 252.000,00 kWh.

Tabla 45: Consumo ACS y calefacción viviendas y urbanización global

1	2	3	4	5	6	7
Nº de hab. en la vivienda	Nº de viviendas	Nº de Personas	Consumo ACS/Vivienda Tipo/año (kWh)	Consumo Calefacción/Vivienda/año (kWh)	Consumo ACS Total/año (kWh)	Consumo Calefacción/año (kWh)
2	15	30	1.362,09	1.400,00	20.431,38	21.000,00
3	30	90	2.043,14	2.100,00	61.294,13	63.000,00
4	35	140	2.724,18	2.800,00	95.346,42	98.000,00
5	20	100	3.405,23	3.500,00	68.104,59	70.000,00
TOTAL DE LA URBANIZACIÓN (kWh)/año					245.176,51	252.000,00

Nota. Elaboración Propia

- Extrapolación de la instalación térmica propuesta

Con los resultados de los cálculos realizados para la casa tipo B, se puede extrapolar el diseño propuesto de la instalación solar térmica a toda la urbanización, dando los valores mostrados en las tablas 46 y 47.

Tabla 46: Extrapolación instalación solar térmica de captador de placa plana

Nº de hab. en la vivienda	Nº de viviendas	Total de Personas por tipo de vivienda	Superficie Colectora por tipo de vivienda [m ²]	Energía Producida por tipo de vivienda/año [kWh]	Energía Respaldo por tipo de vivienda/año [kWh]	Superficie Colectora Total [m ²]	Energía Producida /año [kWh]	Energía Respaldo/año [kWh]
2	15	30	3,09	2.101	661	46,4	31.512	9.919
3	30	90	4,64	3.151	992	139,2	94.537	29.757
4	35	140	6,18	4.202	1.323	216,5	147.058	46.288
5	20	100	7,73	5.252	1.653	154,6	105.042	33.063
TOTAL			21,65	14.706	4.629	556,8	378.149	119.027

Nota. Elaboración Propia

Tabla 47: Extrapolación instalación solar térmica de captador de tubos de vacío

Nº de hab. en la vivienda	Nº de viviendas	Total de Personas por tipo de vivienda	Superficie Colectora por tipo de vivienda [m ²]	Energía Producida por tipo de vivienda/año [kWh]	Energía Respaldo por tipo de vivienda/año [kWh]	Superficie Colectora Total [m ²]	Energía Producida /año [kWh]	Energía Respaldo/año [kWh]
2	15	30	3,14	2.102	660	47,2	31.529	9.903
3	30	90	4,72	3.153	990	141,6	94.586	29.708
4	35	140	6,29	4.204	1.320	220,2	147.134	46.213
5	20	100	7,86	5.255	1.650	157,3	105.096	33.009
TOTAL			22,02	14.713	4.621	566,4	378.344	118.833

Nota. Elaboración propia

3.3.7. Caso base de negocio y análisis básico de rentabilidad

Para el cálculo de la rentabilidad del Proyecto El Manantial, para la **casa Tipo B** (3 habitantes por domicilio) se han considerado los parámetros de la Tabla 48 para realizar una simulación de ingresos y egresos durante los 30 años del proyecto, dicha simulación para los proyectos con placa plana y tubos de vacío se presentan en los Apéndices 13 y 14, respectivamente.

Tabla 48: Parámetros para cálculo de rentabilidad casa tipo B

Parámetros de la instalación	Unidad	Valor
Superficie Colectora - Placa Plana	m ²	4,64
Superficie Colectora - Tubos de Vacío	m ²	4,72
Periodo de análisis	Años	30
Energía Térmica Generada/año - Placa Plana/año	kWh	3.151,00
Energía Térmica Generada/año- Tubos de Vacío/año	kWh	3.153,00
Precio de GLP - Con subvención	USD/kWh	0,00879
Precio de GLP - Sin Subvención	USD/kWh	0,10340
Incremento anual de Energía	%	1,5 %
Inversión Inicial por m ² Placa Plana	USD	650
Inversión Inicial por m ² Tubos de Vacío	USD	1.000
Inversión Inicial Placa Plana	USD	3.016
Inversión Inicial Tubos de Vacío	USD	4.720
Gastos de Operación y Mantenimiento/año	USD	50
Impuestos locales	%	12,0 %

Nota. Elaboración Propia

La superficie colectora toma los datos de la Tabla 37 para cada una de las tecnologías. El periodo de análisis que se establece para el proyecto es 30 años, como referencia inicial. La energía térmica total para ACS y calefacción generada corresponde a los datos de la Tabla 41.

En el caso de Ecuador, para el calentamiento de agua se utiliza gas licuado de petróleo (GLP). Actualmente, el cilindro que se comercializa para uso residencial está subvencionado por el Estado, por lo que para el análisis financiero se considera dos escenarios: con y sin subvención, cuyos datos son 8,79 y 103,40 USD/MWh, respectivamente.

Para los costos de inversión se toman la información proporcionada por los docentes de la maestría, con un costo estimado por cada m² de superficie colectora. Para este estudio, dichos valores son de 650 USD/m² para colectores planos y 1.000 USD/m² para colectores de tubos de vacío. Adicionalmente, para los gastos de operación y mantenimiento se ha considerado 500 USD/año para diez viviendas. De ese dato, dado que el mantenimiento se haría a todo el Conjunto el Manantial se escala a una vivienda, esto es: 50 USD/año. Finalmente, los impuestos locales se considera el Impuesto al Valor Agregado (IVA) que es del 12 % en Ecuador para al año 2020, y que se cobra a bienes y servicios que se comercializa.

- Cálculo del retorno de la inversión Paneles de Placa Plana

En la Tabla 49 se extrae los valores de flujo acumulado (sin tasa de descuento) para un periodo de doce (12) años (Apéndice 13), para este caso se consideró el precio del GLP sin subvención. En esta podemos apreciar que hasta el año **doce (12)**, se consigue un valor positivo del flujo, con lo cual se puede colegir que se ha alcanzado el retorno.

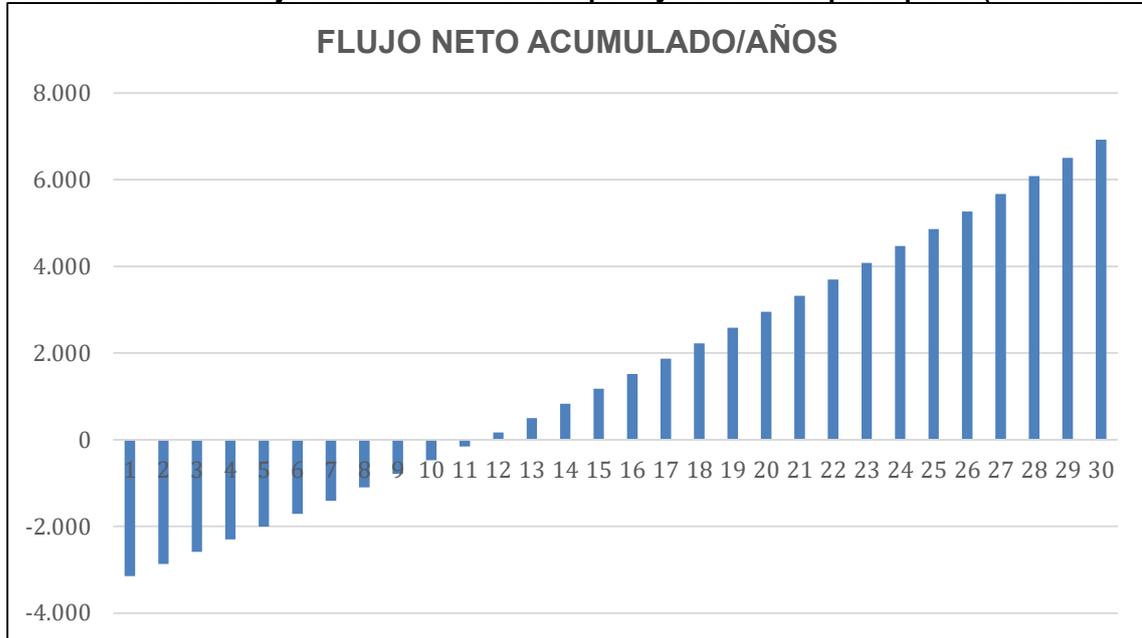
Tabla 49: Valores de flujo acumulado casa tipo B y colector de placa plana

FLUJO ACUMULADO TOTAL POR AÑO											
1	...	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
-3.152	...	-2.300	-2.007	-1.710	-1.408	-1.102	-791	-476	-156	169	

Nota. Elaboración Propia

En la Figura 42 se muestra el flujo acumulado para el periodo de simulación de 30 años, el cual al final del periodo de análisis es de 6.925,75 USD.

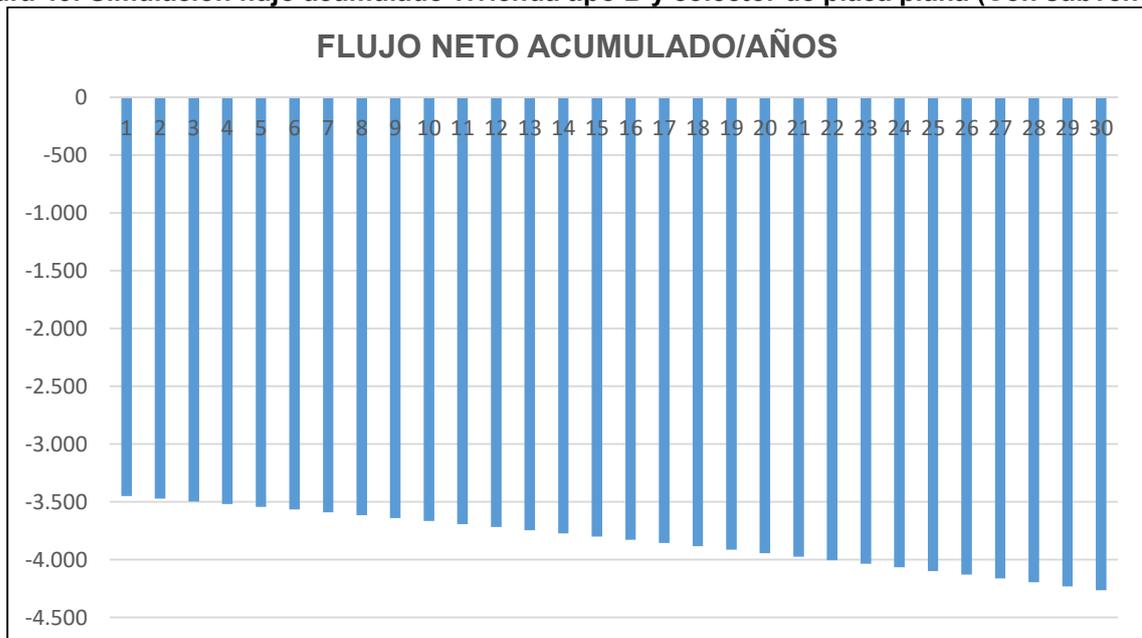
Figura 42: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de placa plana (Sin subvención)



Nota. Elaboración Propia

En caso que se utilice el precio del **GLP con subvención**, el valor al final del periodo de los 30 años es negativo -4.265 USD, con lo cual se puede concluir que con ese precio el proyecto no es rentable su implementación como se observa en la Figura 43.

Figura 43: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de placa plana (Con subvención)



Nota. Elaboración Propia

- **Cálculo del retorno de la inversión Paneles de Tubo de Vacío**

En la Tabla 50 se extrae los valores de flujo acumulado (sin tasa de descuento) para un periodo de dieciocho (18) años (Apéndice 14), para este caso se consideró el precio del GLP sin subvención. En esta podemos apreciar que hasta el año **doce (12)**, se consigue un valor positivo del flujo, con lo cual se puede colegir que se ha alcanzado el retorno.

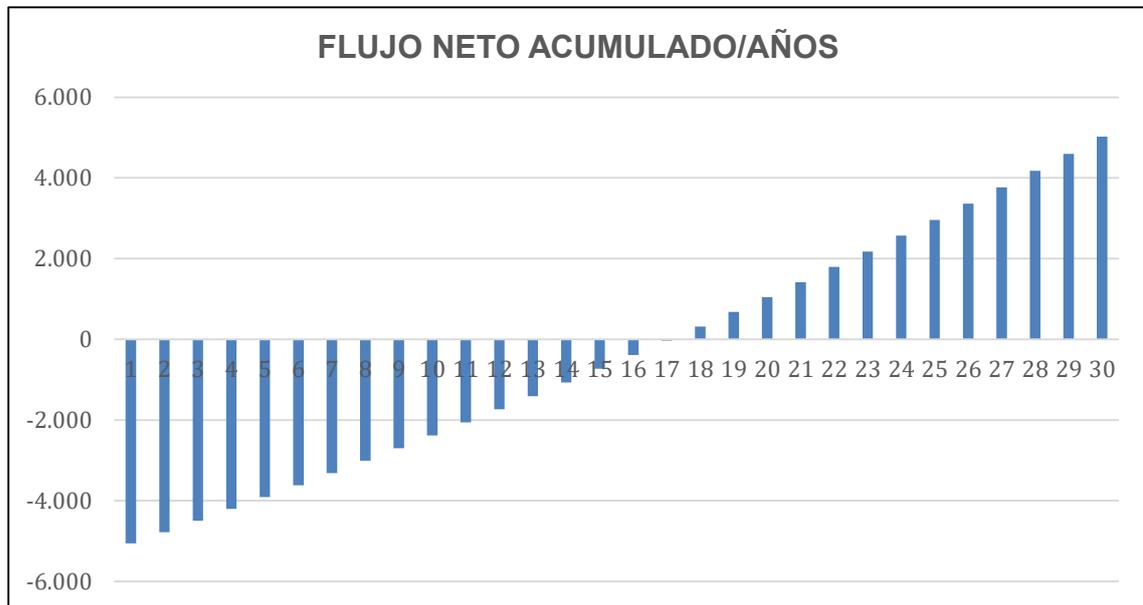
Tabla 50: Valores de flujo acumulado casa tipo B y colector de tubos de vacío

FLUJO ACUMULADO TOTAL										
1	...	10	11	12	13	14	15	16	17	18
-5.060	...	-2.382	-2.062	-1.737	-1.407	-1.072	-732	-387	-36	319

Nota. Elaboración Propia

En la Figura 44 se muestra el flujo acumulado para el periodo de simulación de 30 años, el cual al final del periodo de análisis es de 5025,03 USD.

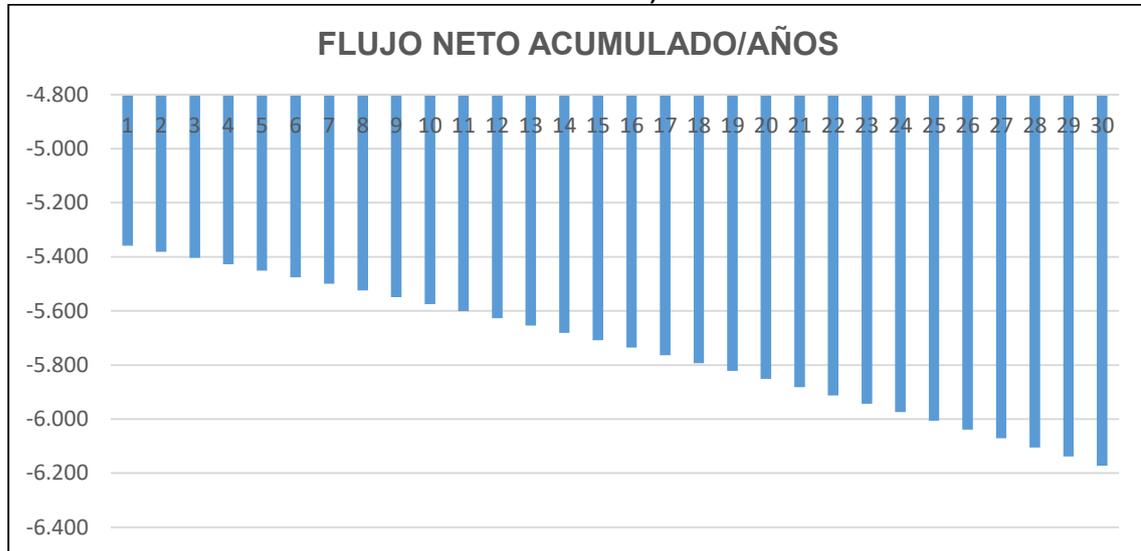
Figura 44: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de tubos de vacío (Sin subvención)



Nota. Elaboración propia

En caso que se utilice el precio del **GLP con subvención**, el valor al final del periodo de los 30 años es negativo -6.173 USD, con lo cual se puede concluir que con ese precio el proyecto no es rentable su implementación como se visualiza en la Figura 45.

Figura 45: Simulación flujo acumulado vivienda tipo B y colector de tubos de vacío (Con subvención)



Nota. Elaboración Propia

3.4. Comparación del costo de la energía entre el sistema solar fotovoltaico y solar termoeléctrico para provisión de la demanda eléctrica en la Urbanización El Manantial

A modo de estudio comparativo con la energía solar fotovoltaica vista en la asignatura anterior, se propone realizar una comparación entre el precio de la energía obtenida por medios fotovoltaicos para la Urbanización El Manantial versus el que se obtendría si se quisiera suministrar la misma cantidad de energía eléctrica con un sistema termoeléctrico.

3.4.1. Datos de partida para el análisis

Para este ejercicio, se han propuesto usar una tecnología solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento considerando que se dispone de un terreno de superficie 10 hectáreas, plano y con disponibilidad de agua para la instalación. Los trabajos que se realizarán en este estudio son:

- a) Cálculo del campo solar máximo que se podría instalar en la superficie disponible, y la potencia eléctrica de la turbina de vapor asociada al mismo.
- b) Cálculos de la producción.
- c) Esquema de principio de la instalación.
- d) Precio de venta de la energía para obtener el mismo período de retorno que para la instalación fotovoltaica.

Para los cálculos correspondientes, se cuenta con una serie de parámetros técnicos y económicos basados en la experiencia, los cuales se resumen a continuación

- Datos técnicos:

- La radiación solar a usarse en el cálculo de la producción será únicamente la directa o DNI (Direct Normal Irradiance) que se tomará de tablas adecuadas.

- El rendimiento solar de la planta (μ_s) se asumirá en alrededor del 30% del DNI existente.
 - La ratio de producción de electricidad en una planta termoeléctrica sin almacenamiento se asumirá en 50 MW por cada 150 hectáreas de campo solar instalado, por lo que la potencia nominal instalada (Pot) en el terreno de 10 hectáreas propuesto será de 3 MW.
 - La superficie colectora total tendrá un factor de corrección por superficie útil (F_{s-u}) del 25% de la superficie total del terreno disponible para el campo solar, debido a las separaciones necesarias entre captadores y la superficie requerida por el ciclo de potencia.
 - La energía bruta producida tendrá un factor de corrección por autoconsumo (F_{a-c}) del 85% para la energía neta producida, ya que el 15% restante se reserva para autoconsumo de la planta termoeléctrica.
- **Datos económicos**
- La inversión específica en USD/kW instalado será de 2.500 USD/kW
 - El coste de alquiler de la hectárea de terreno para la implantación del sistema termoeléctrico en la zona es de 1.000 USD/hectárea.
 - El coste de mantenimiento implicará 5 personas a turnos en sala de control + dos turnos de 3 personas en campo.

3.4.2. Descripción metodológica para la planta termoeléctrica

Para lograr obtener el precio comparativo requerido, se usará la ecuación 34:

$$PR = \frac{\text{Inversión necesaria}}{\text{Margen Bruto existente}} = \frac{\text{Inversión}}{(\text{Ingresos} - \text{Costos})} \quad (34)$$

Donde:

- PR= Periodo de recuperación para obtener el mismo período de retorno que una instalación fotovoltaica; PR= 5,37 con subversión y PR= 9,48 sin subvención estatal
- Inversión = Inversión necesaria por potencia instalada [USD]
- Ingresos = Ingresos obtenidos por venta de la energía producida [USD]
- Costos = Costos requeridos por operación y mantenimiento [USD]

Para obtener cada parámetro de la ecuación 34 se seguirá el siguiente procedimiento:

a) Cálculo de la inversión requerida

La inversión requerida se la calculará con la ecuación 35:

$$\text{Inversión} = I * Pot \quad (35)$$

Donde:

- I = Valor de inversión por potencia instalada $\left[\frac{\text{USD}}{\text{kW instalado}} \right]$; $I = 2.500 \left[\frac{\text{USD}}{\text{kW instalado}} \right]$

- Pot = Potencia nominal instalada para la planta termoeléctrica [KW]; $Pot = 3.000 \text{ KW}$

b) Cálculo de los ingresos obtenidos

Los ingresos obtenidos por la venta de la energía eléctrica producida se la obtendrán con la ecuación 36:

$$\text{Ingresos} = E * Pv \quad (36)$$

Donde:

- E = Energía anual generada en la planta termoeléctrica [kWh]
- Pv = Precio de venta de la energía $\left[\frac{USD}{kW}\right]$

Para obtener E, se requerirá usar los valores DNI de la zona, tomados de alguna base de datos confiables, para poder calcular las horas solares equivalentes (HSE) que permitan usar la ecuación 37:

$$E = Pot * HSE * F_{a-c} \quad (37)$$

Donde:

- E = Energía anual generada en la planta termoeléctrica [kWh]
- HSE = Horas solares equivalentes de la zona [horas]
- F_{a-c} = Factor de corrección de las HSE por efecto de autoconsumo; $F_{a-c} = 85\%$

El valor de HSE se obtendrá con la ecuación 38:

$$HSE = \frac{\sum_{Día=1}^{365} PND}{Pot} \quad (38)$$

Donde:

- PND = Producción neta diaria solar [kWh]

La producción neta diaria se obtiene con la ecuación 39:

$$PND = DNI * \mu_s * Sup * F_{s-u} \quad (39)$$

Donde:

- PND = Producción neta diaria solar [kWh]
- DNI = Irradiación normal directa diaria $\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$
- μ_s = Rendimiento solar de la planta [%]; $\mu_s = 30\%$
- Sup = Superficie del campo solar [m^2]; $Sup = 100.000 \text{ m}^2$
- F_{s-u} = Factor de corrección por superficie útil [%]; $F_{s-u} = 25\%$

c) Cálculo de los costos generados

Los costos generados se calcularán con la ecuación 40:

$$\text{Costos} = O\&M + \text{Alquiler} \quad (40)$$

Donde:

- $O\&M$ = Costo por operación y mantenimiento [USD]
- Alquiler = Costo por alquiler del terreno [USD]

3.4.3. Cálculo referencial de generación de la planta termoeléctrica

a) Cálculo de la inversión requerida

Con la ecuación 35 la inversión requerida para la instalación de la turbina de potencia nominal de 3 MW sería de:

$$\text{Inversión} = 2.500 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} * 3.000 \text{ kW} = 7.500.000 \text{ USD}$$

b) Cálculo de los ingresos obtenidos

Para poder usar las ecuaciones 36 a 39, requerimos obtener datos de DNI de una fuente confiable. Para este estudio se optará por usar la base de datos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) en su apartado National Solar Radiation Database. En dicha base de datos, para la localización de la Urbanización El Manantial, se pueden obtener el DNI para cada hora del día de los 365 días del año 2020, lo que genera 8760 datos tabulados que no son prácticos de colocar en este trabajo. Sin embargo, a modo de visualización de la página, se muestran en las Figuras 46 y 47, la localización de la zona de la Urbanización y la toma de datos de DNI para el año 2020 en dicha data base.



Nota. Imagen tomada de la Data base de la NREL, 2022.

Figura 47: Parámetros para obtención de valores de DNI en Data base del NREL

Data Download Wizard

Asia/Pacific Himawari Solar Data Himawari TMY Himawari 2011-15 PSM v3 MSG IODC: PSM v3

PSM v3 5 Minute Full Disc Puerto Rico SHR Spectral On-demand **PSM v3**

SUNY India TMY SUNY India PSM v3 TMY Spectral TMY India

Physical Solar Model (PSM3)

The National Solar Radiation Database (NSRDB) is a serially complete collection of hourly and half-hourly values of the three most common measurements of solar radiation—global horizontal, direct normal, and diffuse horizontal irradiance—and meteorological data. These data have been collected at a sufficient number of locations and temporal and spatial scales to accurately represent regional solar radiation climates.

Supported by the U.S. Department of Energy's SunShot Initiative, the NSRDB is a widely used and reliable...

[Documentation](#)

Dr. Manojit Sengupta
National Renewable Energy Lab

Select Years Select All Clear All

2004 2005 2006 2007 2008 2009

2010 2011 2012 2013 2014 2015

2016 2017 2018 2019 2020

Select Attributes Select All Clear All

The minimum required attributes for the SAM PV and CSP models have been selected by default.

DHI DNI GHI

Clearsky DHI Clearsky DNI Clearsky GHI

Cloud Type Dew Point Solar Zenith Angle

Fill Flag Surface Albedo Wind Speed

Select Download Options Select All Clear All

Include Leap Day Convert UTC to Local Time Half Hour Intervals

Download Limit Indicator

Nota. Imagen tomada de la Data base de la NREL, 2022.

Con los 8.760 valores de DNI se procedió a usar la ecuación 39 para obtener el valor de Producción neta diaria PND, como se resume a modo de ejemplo para unos pocos valores en la Tabla 51:

Tabla 51: Valores calculados de producción neta diaria de energía

Año	Mes	Día	Hora del día	Hora del año	DNI [Wh/m ²]	PND [kWh]
2020	1	1	0	1	0	0,0
2020	1	1	1	2	0	0,0
2020	1	1	2	3	0	0,0
2020	1	1	3	4	0	0,0
2020	1	1	10	11	28	210,0
2020	1	1	11	12	84	630,0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2020	12	31	16	8753	3	22,5
2020	12	31	17	8754	0	0,0
2020	12	31	22	8759	0	0,0
2020	12	31	23	8760	0	0,0
TOTAL						6.788.550

Nota. Elaboración Propia

Con el valor total de PND y la ecuación 38 se calculó las horas solares equivalentes (HSE):

$$HSE = \frac{\sum_{Día=1}^{365} PND}{Pot} = \frac{6.788.550 kWh}{3000 kW} = 2262,85 horas$$

Reemplazando las HSE en la ecuación 37 se obtendrá la energía neta producida:

$$E = Pot * HSE * F_{a-c} = 3.000kW * 2.252,85 horas * 85\% = 5.744.767,5 kWh$$

Finalmente, reemplazando E en la ecuación 36 obtendremos los ingresos por venta de energía producida:

$$Ingresos = E * Pv = 5.744.767,5 kWh * Pv \quad (41)$$

En esta parte observamos que el valor Pv es el precio que buscamos, por lo que se dejará como incógnita para calcularla cuando se tenga todos los parámetros de la ecuación 34.

c) Cálculo de los costos generados

Los costos generados se calculan con la ecuación 40, que tiene 2 ítems, uno de operación y mantenimiento y otro de alquiler. En las Tablas 52 y 53 se presenta los costos de Operación y Mantenimiento de la central generadora.

Tabla 52: Parámetros de los costos de operación, mantenimiento y alquiler de la planta termoeléctrica

Rubro	Unidades	Valor
Hectáreas Alquiladas	has	10
Alquiler /Hectárea	USD/has	1.000
Personal de Turnos	Personas	5
Persona del Campo	Personas	2
Costo de Personal	USD/mes	800

Nota. Elaboración Propia

Tabla 53: Valores calculados de costos para la planta termoeléctrica

Costos Generados	USD/año
Alquiler del terreno	120.000
Operación y Mantenimiento (Personal)	67.200
Total Costos/año	187.200

Nota. Elaboración Propia

d) Cálculo del precio de venta Pv

Con los parámetros determinados, se usará la ecuación 34 y considerando en la ecuación 41 para hallar el valor de Pv con el que se tendría el mismo periodo de retorno (PR) que en el caso del sistema fotovoltaico propuesto para la Urbanización El Manantial. En este sentido, los datos económicos obtenidos en la planta fotovoltaica diseñada se muestran en la Tabla 54 de forma resumida ya que debe recordarse que, el sistema fotovoltaico podía contar o no con una subvención estatal, lo que hacía variar el PR.

Tabla 54: Resumen de parámetros económicos del proyecto fotovoltaico de la urbanización El Manantial

Parámetro	Con subvención estatal	Sin subvención estatal
Energía producida [MWh/año]	111,5	111,5
Monto de subvención [USD]	50.000	0
Inversión inicial [USD]	102.106	102.106
Precio venta de la energía [USD/MW]	105	105
PR	5,74	9,86

Nota. Elaboración Propia

Usando los valores de PR de la Tabla 54 para ambos casos de subvención en la ecuación para despejar Pv de la ecuación 34 y 41, tendríamos:

- Para un PR=5,37 equivalente al sistema fotovoltaico subvencionado:

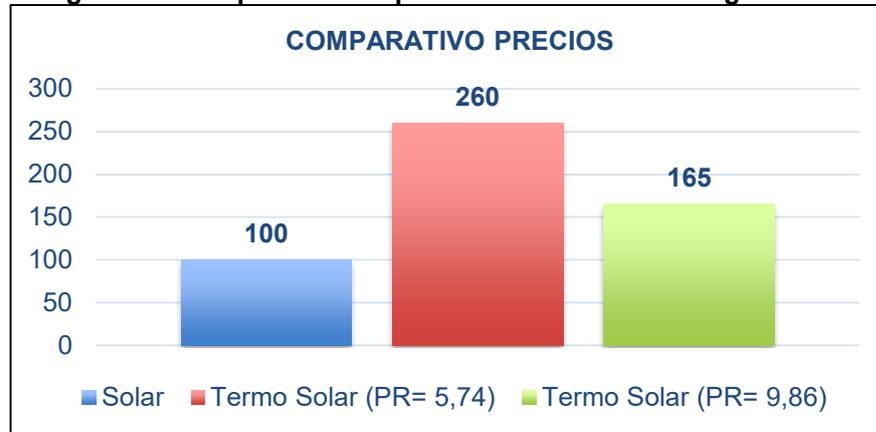
$$Pv = \frac{\frac{7.500.000}{5,74} + 187\ 200}{5.744.767,5\ kWh} \left(\frac{USD}{MW}\right) = 260 \left(\frac{USD}{MW}\right)$$

- Para un PR=9,48 equivalente al sistema fotovoltaico no subvencionado:

$$Pv = \frac{\frac{7.500.000}{9,86} + 187\ 200}{5.744.767,5\ kWh} \left(\frac{USD}{MW}\right) = 165 \left(\frac{USD}{MW}\right)$$

Se concluye que, el sistema solar termoeléctrico, requeriría precios de venta de la energía mucho mayores a los de un sistema fotovoltaico, incluso con ayudas estatales como se visualiza en la Figura 48, en la cual, la ayuda estatal en el sistema fotovoltaico provocaría un precio de venta mayor en el sistema solar de 260 USD/MWh; sin tales subvenciones, el precio en un sistema solar bajaría a 165 USD/MWh, siendo ambos casos valores mucho mayores a los 115 USD/MWh del sistema fotovoltaico. Esto incluso no ha tomado en cuenta los requerimientos técnicos extra que tendría la construcción de la planta de potencia, especialmente el recurso agua necesario para la refrigeración, algo que abarcaría más análisis ambientales, influyendo en la rentabilidad del proyecto.

Figura 48: Comparación de precio de venta de la energía

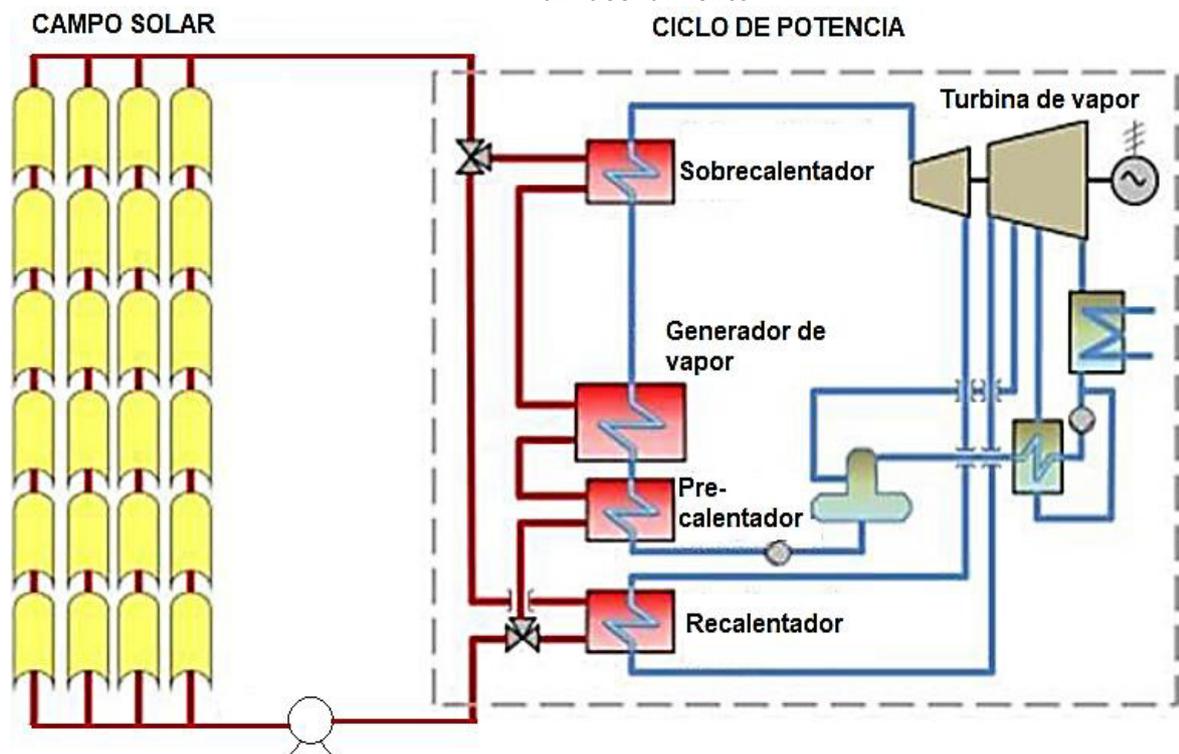


Nota. Elaboración propia

3.4.4. Esquema de la instalación termoeléctrica

La instalación solar termoeléctrica propuesta es del tipo cilindro-parabólica sin almacenamiento, por lo que el diseño general tendrá una aplicación horaria diurna, que es la que puede proveer la radiación para el campo solar. En este sentido, el esquema general de la instalación se muestra en la Figura 49.

Figura 49: Esquema general instalación solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento



Nota. Imagen tomada y modificada de Romera & Santos, 2017

En esta instalación se han eliminado los procesos de almacenamiento de energía por sales fundidas o el sistema de apoyo de energía por calderas que generalmente poseen las plantas termoeléctricas grandes, debido a que la potencia requerida para generar es baja y los requerimientos de diseño pueden ser más discretos.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE CADA TECNOLOGÍA

El análisis económico de los proyectos solar fotovoltaico y solar térmico desarrollados para la Urbanización El Manantial se basan en las características principales obtenidas en el diseño preliminar realizado y que se indican en las Tablas 55, 56 y 57.

Tabla 55: Características principales sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor
Tipo de módulos fotovoltaicos	JinkoSolar JKSM3-CFCA-370 TR monofacial
Número de módulos fotovoltaicos	234
Tipo de inversores (Número de unidades)	STP 20000TL-30 (3), STP 25000TL-30 (1)
Potencia unitaria de módulo (Wp)	370
Potencia pico instalada de los módulos (kWp)	86,58
Producción de energía (MWh/año)	149.896
Ubicación de la instalación	Cubierta coliseo Colegio La Salle de Conocoto
Superficie de instalación (m ²)	250

Nota. Elaboración Propia

Tabla 56: Características principales sistema solar térmico opción colector solar placa plana

Parámetro	Valor
Tipo de colector solar	VISSMAN VITOSOL 100-FM modelo SV1F
Tipo de Interacumulador	ECUNIT F 300 1C
Capacidad nominal interacumulador (litros)	300
Número de sistema colector-interacumulador+control	240
Superficie colectora requerida (m ²)	556,8
Demanda ACS (MWh/año)	245,17
Demanda calefacción (MWh/año)	252,00
Demanda total existente (MWh/año)	497,17
Fracción de la demanda cubierta (%)	76
Energía producida por el sistema térmico	378,15

Nota. Elaboración Propia

Tabla 57: Características principales sistema solar térmico opción colector solar tubos de vacío

Parámetro	Valor
Tipo de colector solar	ECOTUBE 14
Tipo de Interacumulador	ECOUNIT F 300 1C
Capacidad nominal interacumulador (litros)	300
Número de sistema colector-interacumulador+control	240
Superficie colectora requerida (m ²)	566,4
Demanda ACS (MWh/año)	245,17
Demanda calefacción (MWh/año)	252,00
Demanda total existente (MWh/año)	497,17
Fracción de la demanda cubierta (%)	76
Energía producida por el sistema térmico	378.34

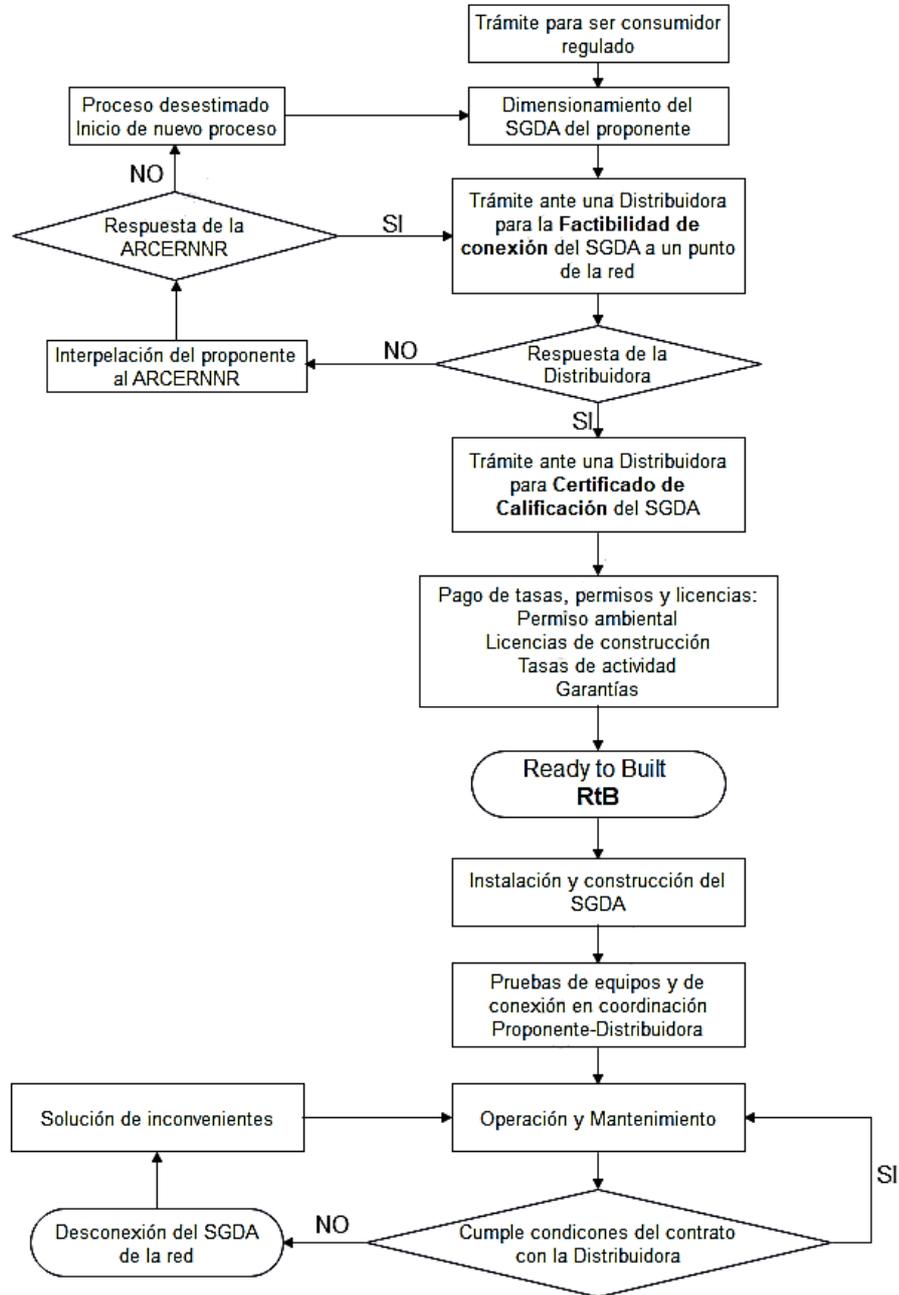
Nota. Elaboración Propia

Con los datos básicos obtenidos en el diseño, se puede realizar el análisis económico respectivo basándose en los requerimientos administrativos existentes en el Ecuador y que, para proyectos de generación distribuida para autoconsumo, se ciñen a lo detallado en la Regulación Nro. ARCERNR-001/2021 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, titulada: *“Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”*.

Dicha normativa 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 y, debe ser aplicada por todos los consumidores regulados que, instalen y operen sistemas de generación distribuida para su autoabastecimiento denominados **SGDA**, sincronizadas a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras. Cualquier promotor que desee instalar un SGDA debe hacerlo según las etapas mostradas en la Figura 50 y bajo las siguientes condiciones:

- Deber tener una potencial nominal menor a 1 MW
- Debe conectarse en sincronía a las redes de distribución o a través de las redes internas del consumidor
- Debe aprovechar recursos energéticos distribuidos existentes en el área de servicios de una Distribuidora
- Debe utilizar cualquier fuente de energía renovable con o sin almacenamiento de energía

Figura 50: Esquema de procedimientos para creación de un SGDA



Nota. Elaboración Propia

Cada uno de los pasos del esquema mostrado en la Figura 1 que permite poner en marcha el SGDA propuesto para la Urbanización El Manantial implicará costos que deben ser desglosados en hitos adecuados según su categoría, para lo cual, se realizará un análisis de DEVEX, CAPEX y OPEX junto con análisis del tipo de financiamiento y las tasas de proyección y descuento respectivas según el mercado ecuatoriano.

4.1. DEVEX, CAPEX Y OPEX del Proyecto Solar Fotovoltaico

4.1.1. DEVEX por contrato de desarrollo a base de costes reales

En la Tabla 58, se indican los costos de desarrollo para el proyecto solar fotovoltaico, en el cual se señala cinco ítems principales, para los cuales se ha incluido un desglose de subactividades.

Tabla 58: DEVEX para el proyecto solar fotovoltaico por contrato de costos reales

Ítem	Rubro y desglose	Valor [USD]
1	Gestión jurídica y trámites de legalización del proyecto	900
	Acuerdo de convenios sobre el proyecto	100
	Trámite legal acorde a la Ley y Reglamento de Propiedad Horizontal	800
2	Gestión para la ubicación del proyecto	500
	Opciones de terrenos para implantación	150
	Acuerdo de arrendamiento	150
	Firma del contrato de arrendamiento (gastos notariales)	200
3	Elaboración del alcance técnico (prefactibilidad)	200
	Análisis técnico de demanda	100
	Potencia y energía a instalarse	100
4	Obtención del Título Habilitante con la empresa distribuidora	400
	Tramitación de la habilitación	300
	Solicitud de factibilidad de punto de conexión	50
	Factibilidad de conexión	0
	Certificado de calificación	50
5	Trámite de permisos y tasas	410
	Obtención de Ficha Ambiental – MAATE	200
	Permisos de funcionamiento – Municipio de Quito	50
	Licencia de construcción – Municipio de Quito	110
	Patente Municipal – Municipio de Quito	50
Total DEVEX		2.410

Nota. Elaboración Propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Corresponde a la gestión jurídica para que los copropietarios de la urbanización lleguen al acuerdo general al proyecto, para obtener los documentos según la Ley y Reglamento de Propiedad Horizontal, para un horizonte de operación de 30 años.

- **Ítem 2.-** Agrupa las acciones conducentes a la búsqueda de un terreno para implantar el proyecto, así como establecer la negociación del alquiler del mismo, y del contrato legalmente inscrito ante un notario para generar el contrato de arrendamiento respectivo.
- **Ítem 3.-** Incluye los análisis técnicos para determinar la demanda energética que permitirá solicitar el punto de conexión con la distribuidora, para el sistema solar.
- **Ítem 4.-** Incluye las actividades para obtener la habilitación ante la empresa distribuidora, según el procedimiento de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021. Si bien los trámites administrativos no tienen costo, es necesario personal que presente la solicitud y haga un seguimiento de la misma hasta obtener el certificado de calificación.
- **Ítem 5.-** Relacionado con el pago de permisos y tasas para obtener el permiso ambiental del Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) y autorización de la obra física y permiso de funcionamiento ante el Municipio de Quito.

Con estos ítems se llega a un DEVEX del proyecto solar fotovoltaico total del **2.410 USD**

4.1.2. DEVEX por contrato de desarrollo a fee de éxito

En la Tabla 59 se muestra los valores que se pagaría para los hitos principales, en caso de que se los ejecutara a través de un tercero. Se han incluido valores de premio (fee) que van desde 1 hasta 3 dependiendo del grado de criticidad y complejidad del mismo. El mayor fee se da ante la gestión en la empresa distribuidora que, por lo general, es el más complejo y de mayor duración del proyecto. El DEVEX del proyecto solar fotovoltaico para este caso suma **4.570 USD**, un 89 % más de costo que si se realiza por partidas.

Tabla 59: DEVEX para el proyecto solar fotovoltaico por contrato de fee

Ítem	Rubro y desglose	Valor [USD]	Fee	Valor*Fee [USD]
1	Gestión jurídica y trámites de legalización	900,0	1,5	1.350,0
2	Gestión para la ubicación del proyecto	500,0	2	1.000,0
3	Elaboración del alcance técnico (prefactibilidad)	200,0	1	200,0
4	Obtención del Título Habilitante con la empresa distribuidora	400,0	3	1.200,0
5	Trámite de permisos y tasas	410,0	2	820,0
Total DEVEX		2.410,0		4.570,0

Nota. Elaboración Propia

4.1.3. CAPEX en contrato por partidas

En la Tabla 60, se indican los costos directos e indirectos para el desarrollo y construcción del proyecto fotovoltaico, en el cual se señalan ocho ítems principales, para los cuales se ha incluido un desglose de subactividades.

Tabla 60: CAPEX del proyecto solar fotovoltaico por contrato en partidas

Ítem	Rubro y desglose	Valor [USD]
1	Obra civil	6.926,4
2	Obra eléctrica	10.389,6
2	Equipos para el sistema con conexión a red	84.848,4
	Paneles	43.290,0
	Inversores y protecciones	17.290,0
	Cableado	4.329,0
	Estructuras e instalación	17.316,0
	Monitorización	2.597,4
4	Equipos para el sistema asilado	1.072,5
	Módulos	236,0
	Batería	600,0
	Regulador	38,5
	Inversor	115,0
	Estructura	83,0
5	Ingeniería de detalle y memoria	2.000,0
6	Seguros de todo riesgo y dotación HSSE	500,0
7	Seguros para garantías de equipos	848,5
8	Dirección de obra	2.000,0
	Total CAPEX	108.585,4

Nota. Elaboración Propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Comprende la ejecución de la obra civil previa necesaria para la instalación de los paneles fotovoltaicos en la urbanización. En esta actividad se contempla la construcción y el reforzamiento del área en la cual se colocarán las respectivas celdas fotovoltaicas con el fin de que estas permanezcan estables.
- **Ítem 2.-** Abarca el desarrollo de la obra eléctrica, el estudio, diseño e implementación del sistema eléctrico de generación a base de energía solar fotovoltaica en la urbanización.
- **Ítem 3.-** Se desglosa los equipos, materiales y demás componentes requeridos para el suministro eléctrico de las viviendas del proyecto. Este apartado consiste en la presentación de los equipos y materiales utilizados para la generación, suministro y evacuación de la energía solar fotovoltaica.
- **Ítem 4.-** Se detallan los equipos que forman parte del denominado sistema aislado. En este apartado del proyecto fotovoltaico se incluye en los costos los equipos que permiten que los usuarios de la urbanización gocen de energía eléctrica en sus viviendas en todo

momento, de tal manera que estos puedan realizar sus actividades diarias sin inconvenientes.

- **Ítem 5.-** Abarca la ingeniería de detalle y memoria del sistema fotovoltaico utilizado. Esta actividad consiste en la recolección de datos estadísticos para el correcto funcionamiento de la generación eléctrica fotovoltaica y el diseño técnico final.
- **Ítem 6.-** Incluye los seguros para el personal y se refiere al costo que significa el otorgar al personal involucrado en el proyecto un seguro que permita salvaguardar su integridad durante la ejecución del mismo, así como la dotación de HSSE (*health, safety, security and environment*). Este apartado surge de la necesidad de minimizar y solventar los riesgos y accidentes que se pueden presentar en la construcción de la obra civil y eléctrica.
- **Ítem 7.-** Se refiere a los seguros y garantía de equipos, consiste en el costo que representa el contar con una póliza que cubra las pérdidas o daños de los equipos e instrumentos que conforman y permiten la construcción del sistema de red fotovoltaica hasta su puesta en marcha.
- **Ítem 8.-** Incluye la dirección facultativa del proyecto durante toda su fase de construcción y puesta en marcha a cargo de un especialista.

Con los ítems evaluados se genera un CAPEX total de **108.585,4 USD**

4.1.4. CAPEX en contrato EPC

En la Tabla 61 se muestran los valores de la modalidad particular de contratación llave en mano (EPC) que permitirá gestionar eficientemente todos los aspectos y etapas del proceso de realización del proyecto fotovoltaico que tiene como potencia estimada a generarse 86,58 kWp. El valor del contrato se ha valorado con un 20 % de aumento por kWp instalado en comparación con el contrato por partidas ya que el valor general de aumento del valor por proyectos terminados en el Ecuador ronda del 15 al 30 %, además se incluyen los seguros de todo riesgo, así como la coordinación facultativa, dando un CAPEX total de **127.582,14 USD**.

Tabla 61: CAPEX proyecto solar fotovoltaico con contrato EPC

Ítem	Rubro y desglose	Valor [USD]
1	EPC	127.582,0
2	Seguros de todo riesgo y dotación HSSE	1.374,0
3	Dirección de obra	2.000,0
Total CAPEX		133.366,0

Nota. Elaboración propia

4.1.5. Cuenta de Resultados

La cuenta de resultados del proyecto evaluará los potenciales ingresos y gastos:

- Ingresos

Los potenciales ingresos se indican en la Tabla 62 y evalúan 3 ítems.

Tabla 62: Ingresos potenciales del proyecto solar fotovoltaico

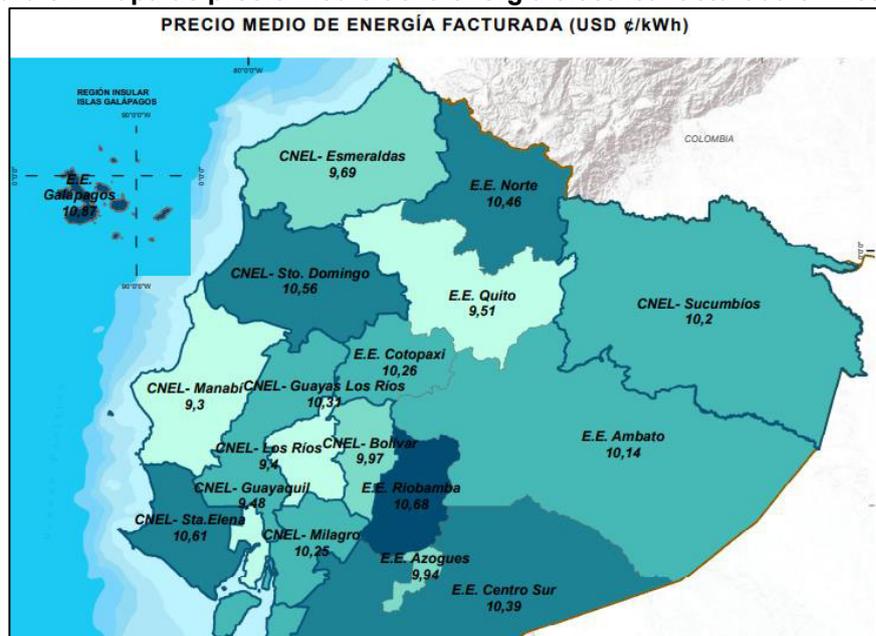
Ítem	Rubro y desglose	Unidad	Valor
1	Venta de electricidad a red		
	Producción eléctrica año 2	kWh/año	121.923,0
	Precio de venta del kWh eléctrico año 0	USD/kWh	0,105
2	Certificados de origen de la energía		0,0
3	Proyecto clima-reducción de emisiones		0,0
	Emisiones de CO ₂ reducidas	Tn CO ₂ /año	55,0
	Valor por CO ₂ reducido	TnCO ₂ /kWh	0,0
4	Otros ingresos		0,0

Nota. Elaboración Propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** La venta de energía a la red considera:
 - **Producción eléctrica:** Toma la producción eléctrica neta sin pérdidas (transporte de la corriente y el autoconsumo de la planta) obtenida en el diseño realizado para el inicio de la operación de la planta.
 - **Precio de venta:** El precio de venta se ha tomado en base al posible contrato PPA con la distribuidora regional en Quito, con la cual debe negociarse el precio que normalmente subsidiado estaría entre 0,109 y 0,093 USD/kWh como se visualiza en la Figura 51, tomándose un valor promedio de 0,105 USD/kWh.

Figura 51: Mapa de precio medio de la energía eléctrica facturada en Ecuador



Nota. Mapa tomado de la página oficial de la ARCERNNR (2022).

- **Ítem 2.-** Debido al tamaño del proyecto se considera no procedente.
- **Ítem 3.** Involucra posibles ingresos por establecer la energía producida en el proyecto como certificación de energía verde o por bonos de carbono por el CO₂ evitado; sin embargo, para este proyecto no se han tomado estos posibles ingresos debido a que solamente se puede vender la energía a la empresa eléctrica Quito que es estatal y actualmente no maneja estos certificados de energía verde. Los bonos de carbono se deberían negociar en entes extranjeros cuyos gastos de gestión son altos.
- **Ítem 4.-** Evalúa otros ingresos potenciales, que para este proyecto son nulos debido al mercado eléctrico ecuatoriano que no cuenta con subsidios o ayudas.

- **Gastos (OPEX)**

Los gastos del proyecto se han resumido en la Tabla 63 y abarcan 6 ítems establecidos en el OPEX del proyecto independientemente si el proyecto se realiza en modalidad de contrato por partidas o por EPC.

Tabla 63: OPEX proyecto solar fotovoltaico

Ítem	Rubro y desglose	Valor [USD]
1	Suministros de energía eléctrica	0,0
2	Suministros de reactivos	0,0
3	Gastos de O&M	1.699,5
	Repuestos	100,0
	O&M	1.450,0
	Acondicionamiento de la planta	50,0
	Personal O&M	50,0
	Contingencias	49,5
4	Gastos de gestión	1.800,0
	Avales	0,0
	Gastos generales de asesorías	0,0
	Alquiler de terreno	1.800,0
5	Gastos en seguros	389,0
	Seguro de todo riesgo material	259,0
	Seguro de responsabilidad civil	130,0
	Seguro de responsabilidad ambiental	0,0
6	Gastos en impuestos	50,0
	Impuesto a la actividad	50,0
	Impuestos al suelo	0,0
	Impuesto a la generación de energía	0,0

Nota. Elaboración propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Abarcaría la energía que se requeriría comprar para en la Urbanización para mantener el sistema, sin embargo, en este caso, no existe tal requerimiento debido a que el proyecto es externo a la urbanización y sólo cubre un 20 % del consumo eléctrico de todas las viviendas.
- **Ítem 2.-** Referido a los insumos reactivos requeridos para el funcionamiento del sistema, que en este caso solar fotovoltaico es cero.
- **Ítem 3.-** Comprende los gastos operativos para mantener la planta en condiciones óptimas de funcionamiento que para este proyecto se lo ejecutará mediante un **Contrato Integral de O&M (full O&M)** con la empresa proveedora del sistema fotovoltaico. Este tipo de contrato sería el adecuado para este proyecto debido a que, en la urbanización no existe personal cualificado o disponible para tales actividades ya que todos son condóminos individuales. Además, la instalación se ubicará en una localización externa de la urbanización, por lo que se requiere personal con una planificación adecuada de horarios y actividades de O&M que solo las puede ofrecer un proveedor de sistemas fotovoltaicos en el Ecuador. Dentro de las subactividades respectivas estarían:
 - **Repuestos.** - Compra de repuestos menores para averías de fácil solución
 - **Operación y Mantenimiento.** – Encargado a dos (2) técnicos en campo y un (1) supervisor para la operación remota del sistema y su análisis y facturación
 - **Acondicionamiento de la planta.** – El mantenimiento de la instalación y su alrededor se lo encargará como una actividad extra a las funciones del personal de mantenimiento de la urbanización
 - **Revisiones legales/auditorías.** – En el Ecuador, para la potencia que se está implementado, el generador privado solamente puede y debe relacionarse legalmente con la distribuidora eléctrica del sector bajo los lineamientos establecidos en el contrato de habilitación, por lo que no existirían más costos legales permitentes.
 - **Personal O&M.-** Como el contrato de O&M será full O&M, el personal respectivo le corresponderá a dicha empresa.
 - **Contingencias.** – Establecidas como un 3 % de la suma de los gastos anteriores y designados a una eventualidad
- **Ítem 4.-** Abarcan los gastos de gestión de la planta con:
 - **Avales.** – No considerado debido a la potencia pequeña del proyecto.
 - **Gastos generales.** - Enfocados a que un encargado del conjunto (designado por el comité) revise periódicamente al mes las instalaciones para visualizar su estado y posibles daños.
 - **Alquiler de terrenos.** – Se estableció en un contrato con el Colegio La Salle para el uso del techo de su coliseo en unos 250 USD/mes.
- **Ítem 5.-** Engloba los seguros que se deberían contratar con aseguradoras nacionales por:
 - **Seguro todo riesgo material.** – Establecido como el 2 por mil del CAPEX del proyecto acorde a las primas del mercado ecuatoriano.

- **Seguro de responsabilidad civil.** – Establecido en el 1 % de los ingresos establecidos por la actividad según los requisitos de las aseguradoras ecuatorianas para empresas y actividades industriales.
 - **Seguros de responsabilidad ambiental.** – No necesario para este proyecto debido a que, para el Ministerio de Ambiente (MAATE), la ficha ambiental no exige tales requisitos.
 - **Ítem 6.-** Abarca los impuestos a nivel local y nacional:
 - **Impuesto a la actividad.** – Equivalente a la patente municipal del Distrito Metropolitano de Quito para actividades industriales.
 - **Otros impuestos.** – inexistentes para un proyecto de baja potencia como este.
- **Tasas de proyección**

Para el posterior análisis de rentabilidad, han de tenerse en cuenta que, tanto los valores de ingresos como los de gastos evolucionarán durante el tiempo de vida del proyecto, para lo cual, se requiere determinar posibles valores de las tasas de proyección, cuyos datos se registran en la Tabla 64 en siete (7) ítems.

Tabla 64: Parámetros de proyección del proyecto solar fotovoltaico

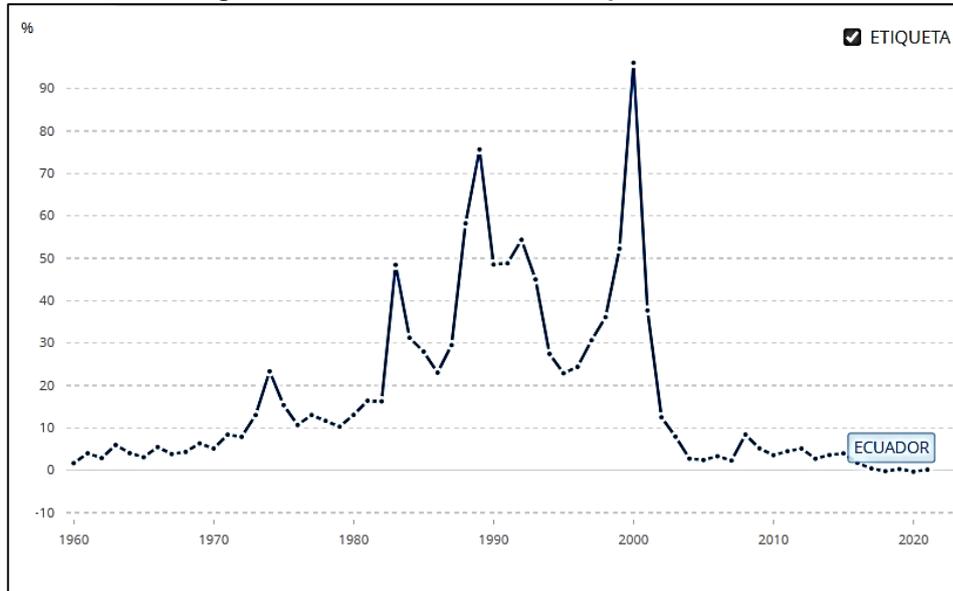
Ítem	Rubro y desglose	Unidad	Valor
1	Degradación de la planta	%	0,6
2	Disponibilidad de la planta	%	98
3	Índice de venta de la energía eléctrica	%	1,7
4	Índice de compra IPC energía	%	1,7
5	Índice de compra- IPC materiales y mano de obra	%	2,40
6	Duración del proyecto	años	30
7	Amortización de las instalaciones	años	30
8	Impuesto a las sociedades	%	0

Nota. Elaboración Propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Toma el valor de degradación del componente más importante del sistema que serían los paneles fotovoltaicos y cuyas hojas técnicas para el modelo JinkoSolar JKSM3-CFCA-370 TR monofacial usado es del 0,6 % anual.
- **Ítem 2.-** Evalúa la disponibilidad de la planta durante su funcionamiento, cuyo valor general para esta tecnología madura ronda el 95 al 98 %, se toma 98%.
- **Ítem 3.-** Toma en cuenta el valor proyectado de la inflación en el Ecuador, cuyos datos históricos generales se muestran en la Figura 52 y vislumbran un valor entre el 1 al 3 % para los últimos 10 años. El promedio del último año 1,70%

Figura 52: Histórico de inflación para Ecuador



Nota. Gráfica tomada del Banco mundial (2022)

- **Ítem 4.-** Relacionado al IPC para venta de energía que en el Ecuador está fijada por el estado y subvencionada.
- **Ítem 5.-** Relacionado al IPC para materiales y mano de obra que en el Ecuador entraría en el sector de bienes y servicios cuyo valor ha variado entre el -1 al 5 % en los últimos 5 años como se observa en la Figura 53. Se utiliza 2,70 % del último año.

Figura 53: Variación del IPC para el sector de bienes y servicios en Ecuador



Nota. Gráfica tomada del INEC (2022)

- **Ítem 6.-** la duración del proyecto se ha establecido en 30 años.
- **Ítem 7.-** la amortización se la ha establecido en el tiempo de vida del proyecto, 30 años.
- **Ítem 8.-** el impuesto a las sociedades para el Ecuador está en 25 %, sin embargo, al ser una urbanización no entra dentro de la categoría de empresa con beneficios por lo que este impuesto no se aplicaría.

4.2. DEVEX, CAPEX Y OPEX del Proyecto Solar Térmico

4.2.1. DEVEX sistema de placas planas y tubos de vacío

Visto que el proyecto de energía solar térmica estará restringido a la instalación y funcionamiento del sistema solar térmico de colector-interacumulador- controles de manera individual para cada vivienda de la Urbanización, no existen costos de desarrollo relevantes que generen un DEVEX particular.

4.2.2. CAPEX por contrato por partidas-sistema de placas planas

En la Tabla 65, se indican los costos directos e indirectos para el desarrollo y construcción del proyecto solar térmico utilizando placas planas, en el cual se señalan siete (7) ítems principales, para los cuales se ha incluido un desglose de subactividades.

Tabla 65: CAPEX con contrato por partidas del proyecto solar térmico de placa plana

ítem	Rubro y desglose	Valor unitario	m ²	Valor total [USD]
1	Ingeniería y memoria	4.000 USD		4.000
2	Equipos			325.728,0
	Colector	234 USD/m ²		130.291,20
	Tanque de Reserva	266,4 USD/m ²	556,8	148.331,52
	Tuberías	12,6 USD/m ²		7.015,68
	Válvulas y Sistemas de Control			40.089,60
		72 USD/m ²		
3	Instalación de equipos		556,8	36.192,00
		65 USD/m ²		
4	Obra civil (infraestructura)			40.000,00
		400 USD/vivienda		
5	Seguros todo riesgo	500,0		500,0
6	Seguros garantía de equipos	848,5		848,5
7	Dirección de obra	2.000,0		2.000,0
		Total CAPEX		409.268,48

Nota. Elaboración Propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Abarca la ingeniería y memoria del proyecto solar térmico por placa plana. Esta actividad consiste en la recolección de datos estadísticos para el correcto funcionamiento del proceso de generación de energía solar térmica.
- **Ítem 2.-** Se desglosa los equipos, materiales y demás componentes requeridos para generar energía solar térmica. Este apartado consiste en la presentación de los equipos y materiales utilizados para la generación, suministro y evacuación del calor en las viviendas a través de placas planas.
- **Ítem 3.-** Incluye la instalación de los equipos. Es decir, la mano de obra utilizada, de preferencia calificada, para la colocación de las placas planas en el sistema de generación de energía térmica a partir del sol.
- **Ítem 4.-** Comprende la ejecución de la obra civil previa necesaria para la instalación de las placas planas. En esta actividad se contempla la utilización de refuerzos y la fundición de un contrapiso en el área en el cual estarán colocadas las placas con el fin de que estas permanezcan estables.
- **Ítem 5.-** Abarca los seguros para el personal y se refiere al costo que significa el otorgar al personal involucrado en el proyecto un seguro que permita salvaguardar su integridad durante la ejecución del mismo, así como la dotación de HSSE (*health, safety, security and environment*).
- **Ítem 6.-** Se refiere a los seguros y garantía de equipos, consiste en el costo que representa el contar con una póliza que cubra las pérdidas o daños de los equipos e instrumentos que conforman y permiten la construcción del sistema de red fotovoltaica hasta su puesta en marcha.
- **Ítem 7.-** Incluye la dirección facultativa del proyecto durante toda su fase de construcción y puesta en marcha a cargo de un especialista.

El CAPEX del proyecto solar térmico por placa plana da un total de **409.268,48 USD**

4.2.3. CAPEX por contrato EPC-sistema de placas planas

En la Tabla 66 se muestran los valores de la modalidad particular de contratación llave en mano (EPC) que permitirá gestionar eficientemente todos los aspectos y etapas del proceso de realización del proyecto solar térmico por placas planas en un área de 556,8 m². Y en la que además se incluyen los seguros para el personal, los seguros para garantía de los equipos y la coordinación de obra, dando como resultado CAPEX de **490.437 USD**, un 20% superior al contrato por partidas.

Tabla 66: CAPEX con contrato EPC del proyecto solar térmico sistema de placa plana

ítem	Rubro y desglose	Valor total [USD]
1	EPC	487.089
2	Seguro todo riesgo	500,0
3	Seguro equipos	848,5
4	Dirección de obra	2.000,0
Total CAPEX		490.437,0

Nota. Elaboración Propia

4.2.4. CAPEX contrato por partidas- sistema tubos de vacío

En la Tabla 67, se indican los costos directos e indirectos para la construcción del proyecto solar térmico utilizando tubos de vacío, en el cual se señalan siete ítems principales, para los cuales se ha incluido un desglose de subactividades similares a las del sistema de placas planas, variando únicamente los costos de los colectores solares y de obra civil por el reforzamiento extra que se requerirá visto el mayor peso de los colectores de tubo de vacío.

Tabla 67: CAPEX con contrato por partidas del proyecto solar térmico sistema de tubos de vacío

ítem	Rubro y desglose	Valor unitario	m ²	Valor total
1	Ingeniería y memoria	4.000 USD		4.000
2	Equipos	1.000 USD/m ²		518.822,40
	Colector	450 USD/m ²		254.880,00
	Tanque de Reserva	296 USD/m ²	566,4	167.654,40
	Tuberías	20 USD/m ²		11.328,00
	Válvulas y Sistemas de Control	150 USD/m ²		84.960,00
3	Instalación de equipos	84	566,4	47.577,60
4	Obra civil (infraestructura)	1		45.000,00
5	Seguros para el personal	1		500,0
6	Seguros garantía de equipos	1		848,5
7	Dirección de obra	1		2.000,0
Total CAPEX				573.748,48

Nota. Elaboración Propia

El CAPEX del proyecto solar térmico por tubos de vacío da un total de **573.748,48 USD**.

4.2.5. CAPEX por contrato EPC- sistema de tubos de vacío

En la Tabla 68 se muestran los valores de la modalidad particular de contratación de llave en mano (EPC) del proyecto solar térmico por tubos de vacío en un área de 566,4 m²; incluyen los

seguros para el personal, los seguros para garantía de equipos y dirección de obra, dando un CAPEX de **687.828 USD**, un 20 % mayor que el de contrato por partidas.

Tabla 68: CAPEX por contrato EPC proyecto solar térmico sistema de tubos de vacío

ítem	Rubro y desglose	Valor total [USD]
1	EPC	684.480
2	Seguros todo riesgo	500,0
3	Seguro equipos	848,5
4	Dirección de obra	2.000,0
Total CAPEX		687.828,0

Nota. Elaboración Propia

4.2.6. Cuenta de Resultados

Para el desarrollo del proyecto solar térmico, visto las dos opciones existentes en el uso de colectores solares (de placa plana o de tubos de vacío), se ha escogido el de placa plana debido a que, en comparación con el tubo de vacío, es más económico dentro del rango de funcionamiento del sistema térmico que se estima para el proyecto. A continuación, se presenta el detalle de ingresos y gastos.

- Ingresos

Los potenciales ingresos se indican en la Tabla 69 y evalúa 2 ítems.

Tabla 69: Ingresos potenciales del proyecto solar térmico

Ítem	Rubro y desglose	Unidad	Valor
1	Ingresos por energía térmica		
	Producción térmica	kWh/año	378.149
	Precio de venta del kWh térmico	USD/kWh	0,103
2	Otros ingresos		0

Nota. Elaboración Propia

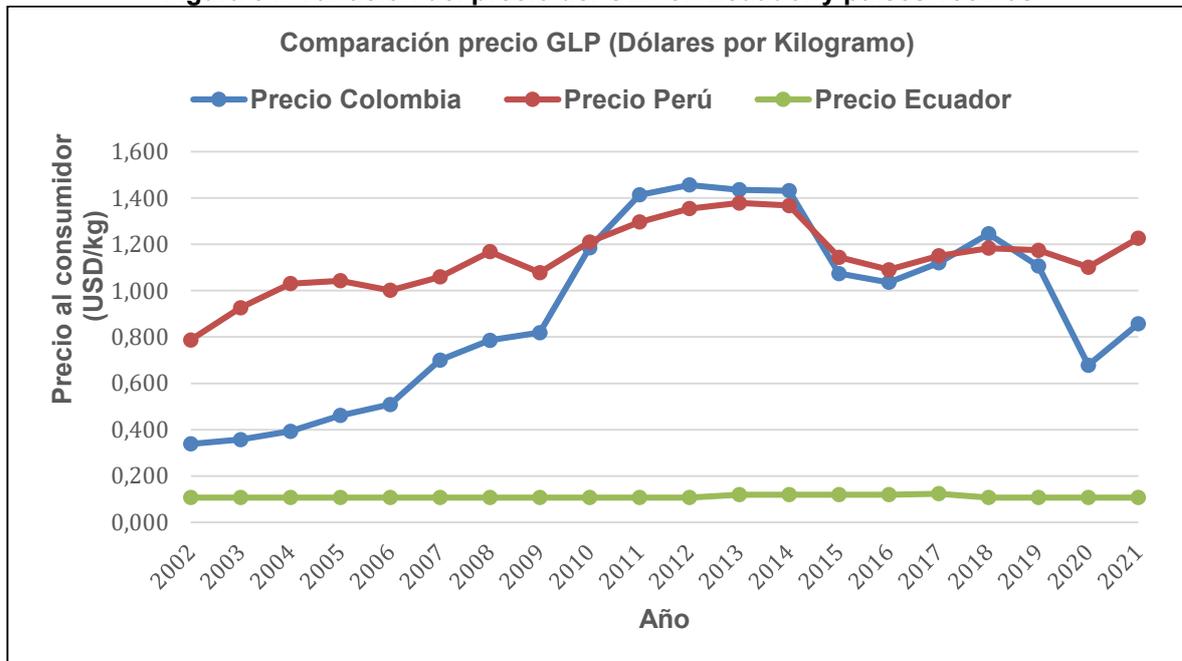
Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Los ingresos de energía se especifican de la siguiente manera:
 - **Producción térmica.** - El ingreso potencial por energía térmica se entiende realmente como el **ahorro** generado para cada habitante de la urbanización por dejar de consumir bombonas de GLP para uso en el sistema de agua sanitaria ACS y/o la calefacción de sus viviendas. El valor de producción térmica tomada, se basa en la extrapolación de producción de energía térmica realizada para las 100 viviendas de la urbanización, y que fue calculada durante la etapa de diseño del

proyecto, tomando en cuenta a los captadores de placa plana, el valor es de 378.149 kWh.

- **Precio de venta.** - Para el precio de venta de energía térmica, que como se indica, representa el ahorro por la no compra de GLP, se ha considerado un precio del GLP sin subsidio estatal, el cual ronda los 15 USD/Bombona de 15 kg, lo que daría un valor de 1 USD/kg y 0,103 USD/kWh. Se toma el valor sin subsidio, debido a que, como se puede visualizar en la Figura 54, el precio del kg de GLP para consumo doméstico en el Ecuador tiene un subsidio extremadamente fuerte que ha mantenido un precio fijo en cerca de 0,107 USD/kg, lo que daría un precio reducido de 0,00879 USD/kWh para la viabilidad del proyecto, siendo un valor subsidiado que en el ámbito político no se espera sea retirado en un futuro cercano, dentro de la vida del proyecto. Los precios del gas domésticos en los países vecinos Figura 54 tiene valores sustancialmente mayores.

Figura 54: Variación del precio del GLP en Ecuador y países vecinos



Nota. Datos tomados de la Base de datos y publicaciones CEPALSTAT de la CEPAL (2022)

- **Ítem 2.-** Evalúa otros ingresos potenciales, los cuales son nulos para este proyecto.
- **Gastos**

Los gastos del proyecto se han resumido en la Tabla 70 y abarcan 6 ítems independientemente si el proyecto se realiza en modalidad de contrato por partidas o por EPC.

Tabla 70: OPEX del proyecto solar térmico

Ítem	Rubro y desglose	Valor [USD]
1	Suministros de energía térmica	0,0
2	Suministros de reactivos	0,0
3	Gastos de O&M	3.519,0
	Repuestos	2.000,0
	O&M	1.450,0
	Contingencias	69,0
4	Gastos de gestión	0,0
5	Gastos en seguros	0,0
6	Gastos en impuestos	0,0

Nota. Elaboración Propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Abarca la energía térmica que requiere comprar la urbanización, en este caso, no existe tal requerimiento.
 - **Ítem 2.-** Insumos reactivos requeridos para el funcionamiento del sistema, al igual que en el sistema fotovoltaico, para el sistema solar térmico se establece en cero.
 - **Ítem 3.-** Gastos operativos para mantener la planta en condiciones óptimas de funcionamiento. Dentro de las subactividades respectivas estarían:
 - **Repuestos.** - Compra de repuestos menores para averías de fácil solución, se estima un valor de 20 USD por cada vivienda.
 - **Operación y Mantenimiento.** – Se toma en cuenta un mantenimiento mensual de 2 días, cuyo personal constará de dos personas y un supervisor.
 - **Contingencias.** – Establecidas como un 2 % de la suma de los gastos anteriores y designados a una eventualidad.
 - **Ítem 4.-** Gastos de gestión de la planta, se estima un valor de 0 USD al ser instalaciones individuales en las viviendas.
 - **Ítem 5.-** Seguros que se deberían contratar, se estima un valor de 0 USD al ser instalaciones individuales en las viviendas.
 - **Ítem 6.-** Impuestos a nivel local y nacional, se estima un valor de 0 USD al ser instalaciones individuales en las viviendas.
- **Tasas de proyección**

Al igual que en caso fotovoltaico, para el posterior análisis de rentabilidad, las tasas de proyección se registran en la Tabla 71 en 7 ítems.

Tabla 71: Parámetros de proyección del proyecto solar térmico

Ítem	Rubro y desglose	Unidad	Valor
1	Degradación de la planta	%	1,0
2	Disponibilidad de la planta	%	98
3	Índice de venta de la energía	%	2,4
4	Índice de compra- IPC venta energía	%	0,0
5	Índice de compra- IPC materiales y mano de obra	%	2,40
6	Duración del proyecto	años	30
7	Amortización de las instalaciones	años	30
8	Impuesto a las sociedades	%	0

Nota. Elaboración Propia

Los ítems evaluados son:

- **Ítem 1.-** Degradación del componente más importante del sistema que serían los captadores térmicos de placa plana VITOSOL 100-FM, en base a la bibliografía, según Carvalho *et.al.* (2017), el valor considerado será del 0,9 al 1,0 % anual debido a los efectos de corrosión e incrustación de los componentes del sistema.
- **Ítem 2.-** Disponibilidad de la planta durante su funcionamiento, cuyo valor general para esta tecnología ronda el 95 al 98 %. Se escoge 98 %.
- **Ítem 3.-** Para este caso, debido a que realmente no existe generación y venta de energía, sino ahorro de GLP, el valor de proyección usado será el mismo del IPC, ya que, en el Ecuador, la variación del precio del GLP impacta directamente al aumento del valor en bienes y servicios.
- **Ítem 4.-** IPC para venta de energía que en el Ecuador está fijada por el estado y subvencionada.
- **Ítem 5.-** IPC para materiales y mano de obra que en el Ecuador entraría en el sector de bienes y servicios cuyos datos se mostraron en la Figura 53.
- **Ítem 6.-** Duración del proyecto se ha establecido en 30 años.
- **Ítem 7.-** Amortización se la ha establecido en el tiempo de vida del proyecto
- **Ítem 8.-** El impuesto a sociedades en este caso sería 0 ya que son viviendas unifamiliares.

4.3. WACC

Debido a que las fases de inversión y operación de los proyectos se dan en tiempos diferentes, es importante hacer evaluaciones económicas y financieras; uno de los parámetros a tener en consideración es el costo promedio ponderado del capital, conocido como WACC, por sus siglas en inglés (*Weighted Average Cost of Capital*).

En el caso del Ecuador debido a las condiciones propias del mercado existen tasas de interés más altas en comparación con otras economías. Según información del Banco Central del Ecuador (BCE, 2022) para el mes de mayo de 2022, 5,54 % es la tasa promedio del depósito a

plazo, que sería la tendría un inversor si deposita su dinero en una institución financiera; en tanto que, la tasa de préstamos para proyectos productivos es de 8,86 %, es decir, la tasa que cobraría un banco por prestar dinero para un proyecto.

De las referencias, antes mencionadas, se tendría que el WACC, para el proyecto, va a ser un promedio de las dos tasas, en razón que para su financiamiento se requerirán tanto de capital propio como de financiamiento (préstamo); por lo que una tasa de WACC que podría esperarse en el mercado ecuatoriano es cercano al **8,5 %**.

Si bien este valor de WACC es un aproximado a la realidad del Ecuador, para el análisis económico de los proyectos, la simulación se realizará mediante la ecuación 42:

$$WACC = C_d * \alpha_d * (1 - t) + C_p (1 + \alpha_d) \quad (42)$$

Donde:

- C_d = Coste de la deuda (interés del préstamo)
- α_d = Porcentaje (en tanto por uno) de la inversión satisfecho con el préstamo
- t = Tipo impositivo aplicable (en tanto por uno)
- C_p = Coste de los fondos propios (rentabilidad exigida por el accionista)
- α_p = Porcentaje (en tanto por uno) de la inversión satisfecho con los fondos propios

En base a esto, se evaluarán dos escenarios de financiación para cada proyecto. El primer escenario es del 100% de financiamiento con fondos propios y un segundo escenario con el 30% de financiamiento por fondos propios y el 70% de deuda.

Los valores de WACC para los escenarios mencionados se muestran en la Tabla 72.

Tabla 72: Parámetros financieros de los dos escenarios de simulación del proyecto fotovoltaico

Escenario	1	2
Préstamo bancario		
Porcentaje de préstamo α_d (%)	0,0	70,0
Interés del préstamo C_d (%)	0,0	8,5
Tipo Impositivo t (%)	0,0	0,0
Plazo del préstamo (años)	0	17,0
Fondos propios		
Porcentaje de Fondos Propios $(1-\alpha_d)$ (%)	100,0	30,0
Coste de los Fondos Propios (C_p) (%)	9,0	9,0
Porcentaje de préstamo (α_d) (%)		
WACC calculada	9,0	8,65

Nota. Elaboración Propia

Para dichos escenarios se observa una variación marcada en el valor del WACC esperado calculado con la ecuación 42, ya que cuando el proyecto se da totalmente con fondos propios, el WACC de 9,0% es igual al coste esperado de dichos fondos, lo que obliga a que el proyecto deba

ser más rentable a fin de que logre superar las expectativas de retorno de los propios habitantes de la urbanización que serían los inversionistas. En el caso de usar una financiación bancaria, el WACC disminuye a 8,65% debido a que el riesgo de la inversión ahora es compartido y la rentabilidad exigida disminuye, lo que puede favorecer la factibilidad económica del proyecto

4.4. Rentabilidad de los Proyectos

Para el análisis de rentabilidad calcularemos los indicadores VAN (Valor actual neto) y TIR (Tasa interna de retorno) en base a los valores obtenidos con anterioridad aplicando las ecuaciones 43, 44 y 45:

$$Inv = CAPEX + DEVEX - Subvención \quad (43)$$

$$VAN = \sum_{n=1}^{t_{Total}} \frac{CF_n}{\left(1 + \frac{WACC}{100\%}\right)^n} + Inv \quad (44)$$

$$\sum_{n=1}^{t_{Total}} \frac{CF_n}{\left(1 + \frac{TIR}{100\%}\right)^n} + Inv = 0 \quad (45)$$

Donde:

- VAN = Valor actual neto [USD].
- WACC = Tasa de descuento anual [%].
- TIR = Tasa interna de retorno [%].
- CF_n = Flujo de caja en el periodo n [USD].
- Inv = Inversión en el periodo cero [USD].

4.4.1. Rentabilidad del proyecto solar fotovoltaico

Del desarrollo hasta ahora realizado se ha obtenido proyectos potenciales de desarrollarse con DEVEX y CAPEX diferentes, cuya inversión general inicial varían según la Tabla 73.

Tabla 73: Tipos de inversiones en DEVEX y CAPEX para el proyecto solar fotovoltaico

Parámetro de Inversión	Valor de la inversión (USD)
DEVEX	
Contrato de desarrollo en base a costos reales	2.410,0
Contrato de desarrollo con fee de éxito	4.570,0
CAPEX	
Contrato EPN	133.366,0
Contrato No EPC o por partidas	108.585,4

Nota. Elaboración Propia

De los datos indicados en la Tabla 73, se podría concluir que el tipo de proyecto más lógico sería uno con DEVEX por costos reales y CAPEX por partidas o, **No EPC**, ya que generan la inversión inicial más baja, lo que ayudaría a la rentabilidad posterior. Sin embargo, en el Ecuador, si bien podría realizarse un desarrollo (DEVEX) del proyecto por parte de los mismos habitantes de la urbanización, el diseño, construcción e instalación (CAPEX) y posterior operación (OPEX) del sistema fotovoltaico resultaría muy difícil de ser asumido de igual forma, debiéndose contratar un proveedor adecuado con conocimientos y experiencia. Ante tal situación, el análisis de rentabilidad se lo realizará para un proyecto solar fotovoltaico con contrato de desarrollo por costos reales y contrato EPC de instalación y operación.

Para el proyecto solar se deben considerar los parámetros de inversión en DEVEX y CAPEX de las Tablas 58 y 61, de ingresos por producción y venta de la energía eléctrica de la Tabla 62, de gastos de la Tabla 63, los parámetros de tasa de proyección de la Tabla 64 y unos parámetros extra de financiación, todos ellos resumidos en la Tabla 74.

Tabla 74: Parámetros del proyecto solar fotovoltaico

No	Ítem	Unidad	Valor
1	Producción Anual del Proyecto	kWh/año	121.923
2	Degradación de la Planta	%	0,6
3	Precios de la Energía	USD/ MWh	105
4	Tasa de Incremento Electricidad	%	1,7
5	Disponibilidad de la Planta	%	98
6	Reposiciones intermediaaria año 7 (5%)	USD	6.668
7	Reposiciones intermediaaria año 14 (10%)	USD	13.337
8	Reposiciones intermediaaria año 21 (10%)	USD	13.337
9	Periodo de análisis Proyecto	años	30
10	Inversión Total EPC - Sin Subvención	USD	133.366
11	Inversión Total EPC - Con Subvención	USD	83.366
12	Subvención del Estado	USD	50.000
13	Impuesto a sociedades	%	-
14	Radio de Cobertura	Adimensional	1,05
15	DEVEX	USD	2410
16	OPEX	USD	4127

Nota. Elaboración Propia

Si bien los ítems del 1 al 5 han sido ya explicados en los apartados anteriores, los ítems restantes merecen una explicación:

- **Ítem 6 al 8.-** Corresponden a las reposiciones intermedias que tendrá el proyecto. Para el caso se dispone de tres en los treinta (30) años. Una al año siete (7) que representa la el 5% de la inversión total del proyecto. Las otras dos a los años 14 y 21 tienen un

porcentaje del 10% de la inversión total. Estas inversiones tendrán como objeto principal del cambio de la electrónica del proyecto concentrada en el inversor. Además, este dinero permitirá el ajuste de otros elementos del sistema fotovoltaico, y reposiciones por algún panel que sufra daños, fuera del periodo de garantía.

- **Ítem 9.-** Responde al periodo de análisis y funcionamiento del proyecto que corresponde a los 30 años.
- **Ítem 10.-** corresponde a la inversión total del proyecto con EPC y está contenido en la Tabla 61 y es de **133.366 USD**.
- **Ítem 11.-** Representa el valor de ítem 10, descontado la subvención de 50 000 USD, lo que representa un valor de **83.366 USD**
- **Ítem 12.-** Es la subvención del proyecto de 50 000 **USD** que entregaría el gobierno de Ecuador.
- **Ítem 13.-** Es el valor de impuesto que pagan las empresas en Ecuador, el valor es del 25%, pero para el caso del proyecto se lo establece en cero ya que la persona jurídica que administra el Conjunto el Manantial, por sus características y legislación ecuatoriana.
- **Ítem 14.-** El radio de cobertura que relacionas el EBIDTA del proyecto y la amortización y pago de intereses, cuya relación debe ser 1,05 y 1,3. Dado que el proyecto tiene un contenido social se prevé tener una buena negociación con el banco y se lo establece en 1,05.
- **Ítem 15.-** El valor DEVEX del proyecto de la Tabla 58
- **Ítem 16.-** El valor OPEX del proyecto de la Tabla 63.

Evaluando los escenarios descritos en el punto 4.3. y los datos indicados en la Tabla 74, se ha calculado el TIR y VAN mostrados en la Tabla 75.

Tabla 75: TIR, VAN y Payback del proyecto solar fotovoltaico

PARÁMETRO	ESCENARIO	
	1	2
TIR proyecto 30 años (%)	10,37	10.37
VAN proyecto 30 años (USD)	13,815	13,815
TIR equity 30 años (%)	9,93	11,06
VAN equity 30 años (USD)	7.670	11.232
Último periodo negativo (año)	9	13
Payback (años)	9,50	13,24

Nota. Elaboración Propia

En los dos escenarios se puede ver que el TIR de proyecto es superior a la WACC. Sin embargo, el escenario de préstamos genera un mejor retorno a los inversionistas ya que su tasa sube de 9,93 a 11,06 %. Se debe aclarar que, estos escenarios están atados a la necesidad de la subvención estatal, sin la cual, habría que analizar el cambio en los valores de rentabilidad. En los dos escenarios se confirma el radio de cobertura de 1,05.

Cabe destacar que, en el primer escenario, sin deuda, el TIR del proyecto y de *equity* son diferentes ya que en el flujo se consideró la inclusión de CAPEX de reposiciones intermediarias los cuales se explican los ítems del 6 al 8 de la Tabla 74. Si no se considera estas reposiciones intermediarias el TIR es igual para los dos casos: 10,37%.

4.4.2. Rentabilidad del proyecto solar térmico

En el proyecto térmico no se considera el DEVEX, la inversión se basa únicamente en el valor del CAPEX para el sistema con captadores de placa plana, tal como se muestra en la Tabla 76.

Tabla 76: Tipos de inversiones en DEVEX y CAPEX para proyecto solar térmico

Parámetro de Inversión	Valor de la inversión (USD)
CAPEX	
Contrato EPN	490.437,0
Contrato No EPC o por partidas	409.268,48

Nota. Elaboración propia

Para este análisis se considerará el valor de CAPEX, con contrato EPC, dado que la instalación resultaría de difícil gestión para los residentes de la urbanización, debiéndose considerar los parámetros resumidos en la Tabla 77.

Tabla 77: Parámetros del proyecto solar térmico

No	Ítem	Unidad	Valor
1	Producción Anual del Proyecto	kWh/año	378.149
2	Degradación de la Planta	%	1,0
3	Precios de la Energía	USD/ kWh	0,103
4	Disponibilidad de la Planta	%	98
5	Tasa de Incremento de la energía	%	2,4
6	Reposiciones intermediaria año 7 (5%)	USD	24.521,85
7	Reposiciones intermediaria año 14 (10%)	USD	49.043,7
8	Reposiciones intermediaria año 21 (10%)	USD	49.043,7
9	Periodo de análisis Proyecto	años	30
10	Inversión Total EPC	USD	490.437,0
11	Impuesto a sociedades	%	0
12	Radio de Cobertura	Adimensional	1,05
13	OPEX	USD	3.519,0

Nota. Elaboración Propia

Los ítems del 1 al 4 han sido ya explicados en los apartados anteriores, los ítems restantes se explican a continuación:

- **Ítem 5.-** La tasa de incremento del valor de la energía en este caso se ha tomado no en función del aumento de energía eléctrica, puesto que como se ha indicado, no se genera electricidad, sino que se deja de consumir GLP; por lo que, se ha tomado el valor del IPC 2,4% ya que el costo del GLP afecta directamente al valor de los bienes y servicios.
- **Ítem 6 al 8.-** Corresponden a las reposiciones intermediarias que tendrá el proyecto. Para el caso se dispone de tres en los treinta (30) años. Una al año siete (7) que representa el 5% de la inversión total del proyecto. Las otras dos a los años 14 y 21 tienen un porcentaje del 10% de la inversión total. Estas inversiones tendrán como objeto principal el cambio del serpentín y tuberías de flujo cuando estas no se encuentren en condiciones óptimas para no perder disponibilidad energética.
- **Ítem 9.-** Periodo de análisis y funcionamiento del proyecto correspondiente a 30 años.
- **Ítem 10.-** Inversión total del proyecto con EPC, es de **490.437 USD**.
- **Ítem 11.-** Es el valor de impuesto que pagan las empresas en Ecuador, el valor es del 25%, pero para el caso del proyecto se lo establece en cero ya que la persona jurídica que administra el Conjunto el Manantial, por sus características y legislación ecuatoriana.
- **Ítem 12.-** El ratio de cobertura que relaciona el EBIDTA, la amortización y pago de intereses, cuya relación debe ser 1,05 y 1,3. Dado que el proyecto tiene un contenido social se prevé tener una buena negociación con el banco y se lo establece en 1,05.
- **Ítem 13.-** El valor OPEX del proyecto de la Tabla 70.

Al igual que en el proyecto fotovoltaico, se evalúan los dos (2) escenarios descritos en el punto 4.3. basándonos en los datos de la Tabla 77 se ha calculado el TIR y VAN de la Tabla 78.

Tabla 78: TIR, VAN y Payback del proyecto solar térmico

PARÁMETRO	ESCENARIO	
	1	2
TIR proyecto 30 años (%)	7,40	7,40
VAN proyecto 30 años (USD)	-72.402,24	-58.072,6
TIR equity 30 años (%)	7,20	6,42
VAN equity 30 años (USD)	-83.756,11	-66.490,11
Último periodo negativo (año)	13	19
Payback (años)	13,26	19,34

Nota. Elaboración Propia

En los dos escenarios se puede ver que la TIR de proyecto es inferior a la WACC y los valores de VAN son negativos, por lo que podemos decir el proyecto en general no es rentable.

Así mismo, como en el caso del solar, cabe destacar que, en el primer escenario, sin deuda, el TIR del proyecto y de *equity* son diferentes ya que en el flujo se consideró la inclusión de CAPEX de reposiciones intermediarias según lo explicado en la Tabla 77.

4.5. Coste normalizado de la energía (LCOE-LROE)

Para calcular el LCOE y LROE se usó la metodología de cálculo de los factores sigma sumatorio de los costos e inversión y el factor de amortización en base a las ecuaciones 46 y 47:

$$LCOE = \sum \frac{\sum (Xi * F_{\sum xi} * fa) + INV * fa}{Producción Promedio} \quad (46)$$

$$LROE = V * F_{\sum xi} * fa \quad (47)$$

Donde:

- Xi = Costo del rubro i
- $F_{\sum xi} = \frac{k*(1+k^N)}{(1+k)}$ = Factor sigma sumatorio
- $k = \frac{(1+r)}{(1+i)}$
- r = tasa de proyección del costo Xi
- i = Tasa de descuento dependiente del WACC
- $fa = \frac{i*(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$ = Factor de amortización
- N = Periodo de análisis del proyecto
- V = Valor de la energía [USD/MWh]

4.5.1. Coste normalizado de la energía proyecto solar fotovoltaico

El análisis del LCOE y LROE aplican únicamente al proyecto fotovoltaico, el cual generará energía eléctrica y la venderá a la red a un precio establecido con la distribuidora local. Sin embargo, para el caso del proyecto térmico, dado que realmente no existe generación y venta de energía sino un ahorro de GLP, no tendría lugar tal análisis puesto que no existen precios de venta ni energía a vender. En la Tabla 79, se muestran los valores para los dos escenarios analizados del proyecto solar fotovoltaico:

Tabla 79: LCOE y LROE del proyecto solar fotovoltaico

Parámetro	Escenario	
	1	2
LCOE (USD/MWh)	118,66	116,52
Valor K costos globales	0,9394	0,9424
Factor sumatorio costos globales	13,1330	13,6137
Factor de amortización	0,09733	0,009432
LROE (USD/MWh)	124,58	124,987
Valor K costos globales	0,933	0,93603
Factor sumatorio costos globales	12,190	12,619
Factor de amortización	0,097	0,09432
LROE-LCOE (USD/MWh)	5.92	8,467

Nota. Elaboración Propia

De los resultados de la Tabla 79 se observa que, en ambos escenarios el costo normalizado es menor que el ingreso normalizado, lo que hace que ambos escenarios tengan una primera aproximación positiva sobre su rentabilidad. Sin embargo, al evaluar los parámetros de TIR y VAN se determina la rentabilidad del proyecto y su viabilidad.

4.6. Análisis de sensibilidad en función de determinados parámetros

4.6.1. Análisis de sensibilidad proyecto solar fotovoltaico

Para el análisis de sensibilidad se volverán a evaluar los dos escenarios descritos, esta vez considerando que **no se tiene subvención estatal**, obteniendo los resultados de la Tabla 80.

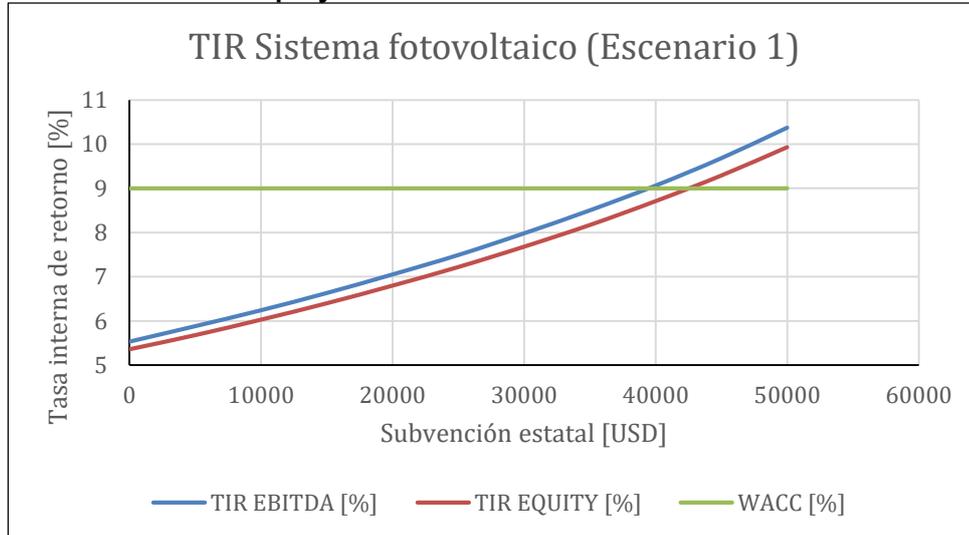
Tabla 80: TIR, VAN y Payback del proyecto solar fotovoltaico sin subvención

PARÁMETRO	ESCENARIO	
	1	2
TIR proyecto 30 años (%)	5,53	5.53
VAN proyecto 30 años (USD)	-39.242,53	-36.184,56
TIR equity 30 años (%)	5,36	3,44
VAN equity 30 años (USD)	-42.330,01	-38.473,55
Último periodo negativo (año)	14	22
Payback (años)	14,46	22,09

Nota. Elaboración Propia

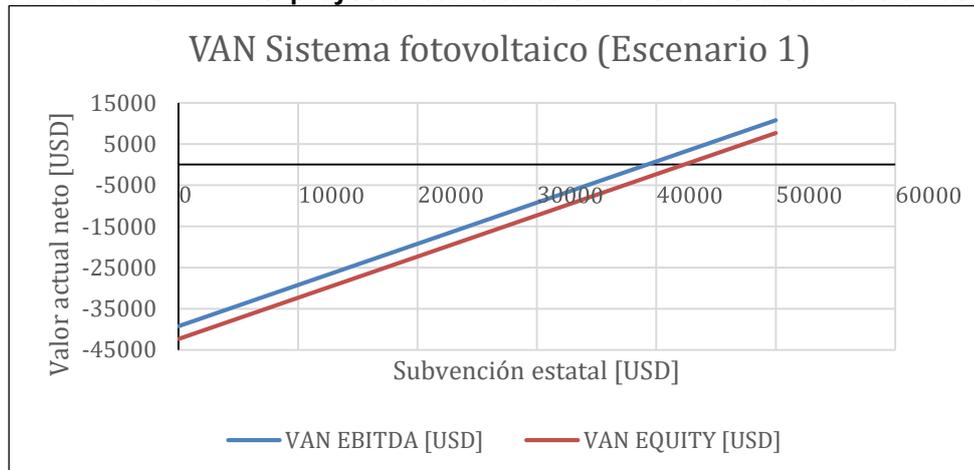
Como se puede observar, en ambos escenarios, la TIR no supera a la WACC, e incluso se observa un VAN negativo, por lo que claramente no hay rentabilidad. Esto nos muestra la importancia de la subvención para este proyecto, resultando en el factor más crítico del mismo. Podemos extender el análisis a distintos valores para determinar la cantidad mínima de subvención estatal para que el proyecto siga siendo rentable. El análisis del escenario 1 se muestra en las Figuras 55 y 56 y el análisis del escenario 2 se muestra en las Figuras 57 y 58.

Figura 55: Variación de TIR del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 1



Nota. Elaboración Propia

Figura 56: Variación del VAN del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 1



Nota. Elaborado por los autores (2022)

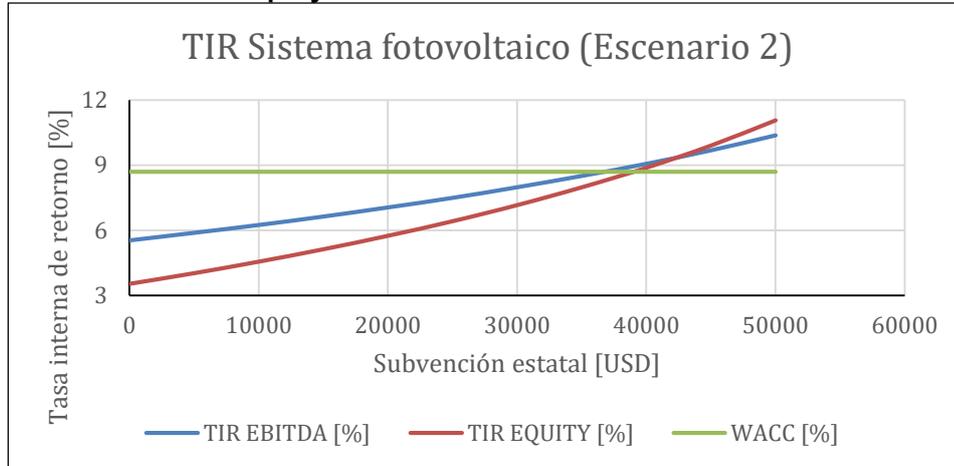
Analizando las Figuras 55 y 56, se determina que el valor mínimo de subvención estatal para tener rentabilidad en el escenario 1 es de **42.600,00 USD**. Los indicadores de rentabilidad con este valor se muestran en la Tabla 81.

Tabla 81: Indicadores del proyecto fotovoltaico con subvención mínima del escenario 1

Indicador	EBITDA	EQUITY
TIR [%]	9,38	9,01
VAN [USD]	3.357,47	269,99
Payback [años]	10,51	

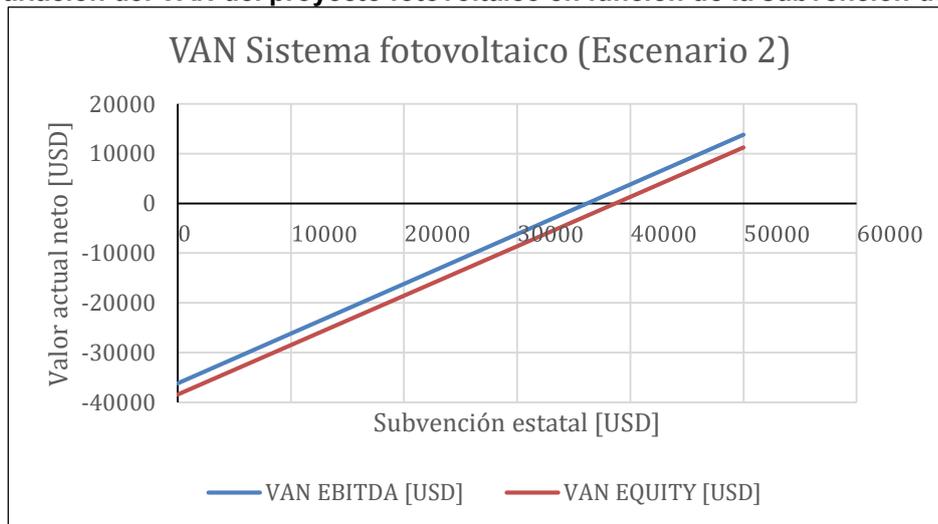
Nota. Elaboración Propia

Figura 57: Variación de TIR del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 2



Nota. Elaboración Propia

Figura 58: Variación del VAN del proyecto fotovoltaico en función de la subvención del escenario 2



Nota. Elaboración Propia

Analizando las Figuras 57 y 58, se determina que el valor mínimo de subvención estatal para tener rentabilidad en el escenario 2 es de **39.059,00 USD**. Los indicadores de rentabilidad con este valor se muestran en la Tabla 82.

Tabla 82: Indicadores del proyecto fotovoltaico con subvención mínima del escenario 2

Indicador	EBITDA	EQUITY
TIR [%]	8,95	8,71
VAN [USD]	2.874,44	355,06
Payback [años]	15,12	

Nota. Elaboración Propia

4.6.2. Análisis de sensibilidad proyecto solar térmico

Para el análisis de sensibilidad se volverán a evaluar los dos escenarios descritos, esta vez considerando que se tiene una subvención estatal de 50.000 USD. Dicha opción también resultaría válida si la urbanización logra conseguir estos fondos de alguna fundación, ONG, o por acción directa de los condóminos mediante autogestión. Sin embargo, todas estas opciones están atadas a la capacidad logística de los individuos y resulta en todo caso compleja.

Sin embargo, considerando que exista la posibilidad de acceder a dichos fondos se obtendrían los resultados de la Tabla 83.

Tabla 83: TIR, VAN y Payback del proyecto solar térmico sin subvención

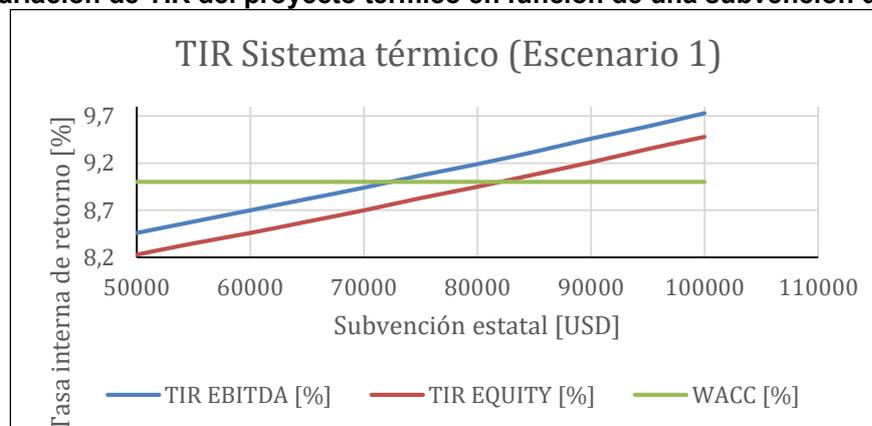
PARÁMETRO	ESCENARIO	
	1	2
TIR proyecto 30 años (%)	8,46	8.46
VAN proyecto 30 años (USD)	-22.402,24	-8.072,6
TIR equity 30 años (%)	8,22	6,57
VAN equity 30 años (USD)	-32.598,58	-15.631,95
Último periodo negativo (año)	12	17
Payback (años)	12,12	17,28

Nota. Elaboración Propia

Como se puede observar, en ambos escenarios la TIR y el VAN nos muestran que aun con subvención de 50.000 USD el proyecto no tiene rentabilidad. Sin embargo, vemos que los valores son mejores que los del proyecto sin subvención.

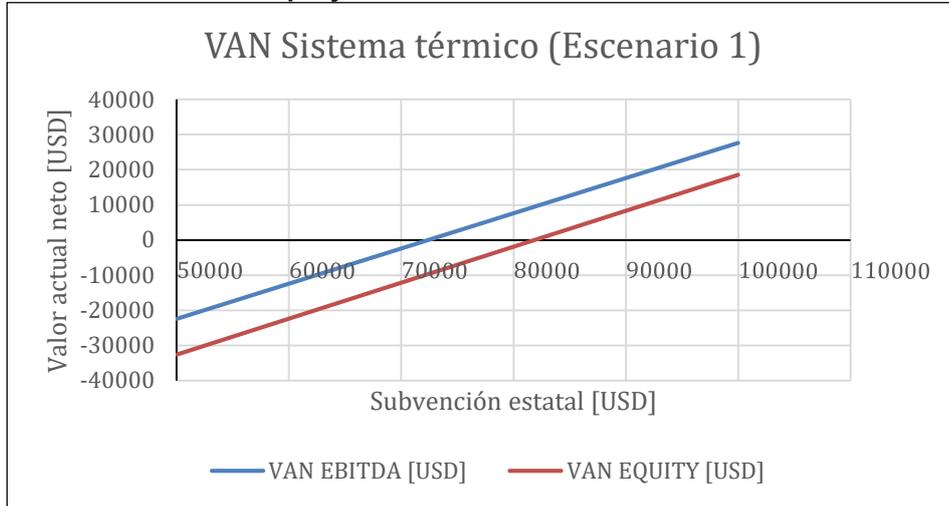
Podemos extender el análisis a distintos valores para determinar la cantidad mínima de subvención estatal para que el proyecto empiece a ser rentable. El análisis del escenario 1 se muestra en las Figuras 59 y 60 y el análisis del escenario 2 se muestra en las Figuras 61 y 62.

Figura 59: Variación de TIR del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 1



Nota. Elaboración Propia

Figura 60: Variación del VAN del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 1



Nota. Elaboración Propia

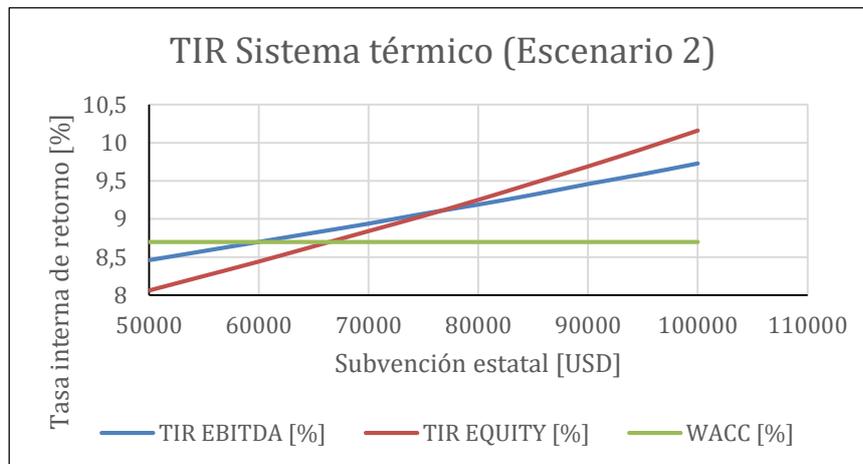
De las Figuras 59 y 60, se determina un mínimo de subvención para rentabilidad en el escenario 1 de **82.056,00 USD**. Los indicadores de con este valor se muestran en la Tabla 30.

Tabla 84: Indicadores del proyecto térmico con subvención mínima del escenario 1

Indicador	EBITDA	EQUITY
TIR [%]	9,25	9,01
VAN [USD]	9.653,76	199,53
Payback [años]	11,16	

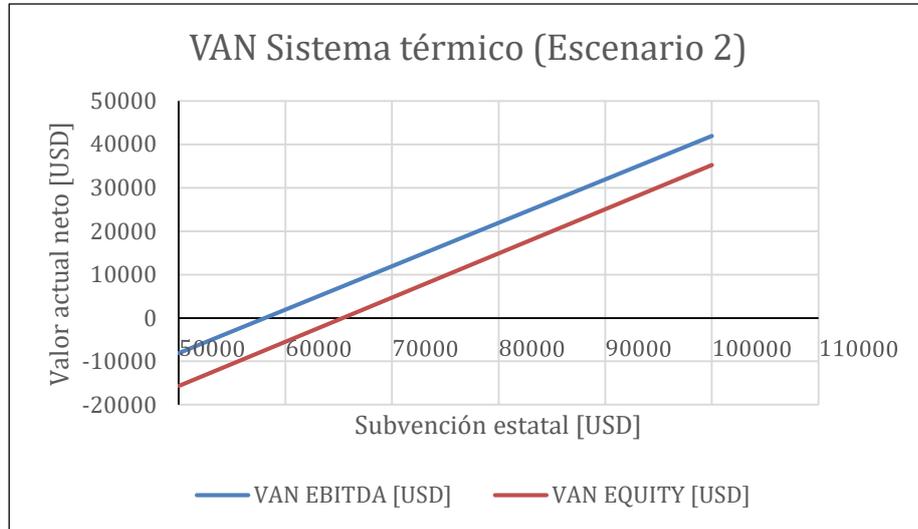
Nota. Elaboración Propia

Figura 61: Variación de TIR del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 2



Nota. Elaboración Propia

Figura 62: Variación del VAN del proyecto térmico en función de una subvención del escenario 2



Nota. Elaboración Propia

Analizando las Figuras 61 y 62, se determina que el valor mínimo de subvención estatal para tener rentabilidad en el escenario 2 es de **66.749,00 USD**. Los indicadores de rentabilidad con este valor se muestran en la Tabla 85.

Tabla 85: Indicadores del proyecto térmico con subvención mínima del escenario 2

Indicador	EBITDA	EQUITY
TIR [%]	8,86	8,71
VAN [USD]	8.676,4	1.404,52
Payback [años]	16,19	

Nota. Elaboración Propia

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES GENERALES

- En el Ecuador, actualmente, existe normativa para la promoción de energías renovables tanto para grandes bloques de energía, así como el establecimiento de proyecto a pequeña escala; estas disposiciones están contenidas desde la constitución, la Ley de Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, su Reglamento General y el Plan Maestro de Electricidad.
- El marco regulatorio emitido por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales ha permitido que desde el año 2000 en el país se implemente proyectos de energía renovables no convencionales; las principales tecnologías que se han desarrollado es la biomasa, la eólica y la fotovoltaica. Los nuevos cambios normativos que se están dando en el país están orientados a contar con una mayor participación de estas energías en la matriz eléctrica y energética del país.
- Se cumplió con el objetivo del proyecto de cubrir el 20% de la demanda de energía eléctrica con la producción de energía fotovoltaica y un mínimo del 60% de consumo de energía térmica de agua caliente sanitaria (ACS) y sistemas de calefacción con energía solar térmica de la urbanización El Manantial.
- Los costos para la implementación de estos sistemas de generación de energía, aún resultan ser elevados, por lo que, para concretarse su puesta en servicio, se necesita una subvención por parte del estado como el de este proyecto. Con el pasar del tiempo los elementos en especial la de los sistemas fotovoltaicos han disminuido su precio, por lo cual los campos de aplicación de este tipo de energía se han ido incrementando.
- El conjunto de 100 viviendas de la urbanización El Manantial tiene una demanda de energía eléctrica de $557.500 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$, en el presente trabajo se plantea que un 20 % $\left(111.500 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right)$ de esta demanda sea cubierta por medios fotovoltaicos. Para esto se ha planteado localizar la planta en la cubierta del coliseo de la Unidad Educativa La Salle Conocoto. Se ha escogido dicha cubierta por su cercanía a la urbanización y por su orientación que convenientemente recibe luz solar la mayor parte del día, a parte que el terreno aledaño no posee arbolado que genere sombra. En caso de implementar este proyecto se estaría avanzando en el cumplimiento de los ODS 7 y 11.
- La Urbanización El Manantial requiere cubrir un 20% de su consumo de energía eléctrica y un mínimo del 60% de consumo de energía térmica de agua caliente sanitaria (ACS) y sistemas de calefacción para las 100 viviendas y 360 habitantes existentes actualmente. Este grupo de viviendas se han clasificado en 4 tipos (A, B, C y D) según (# habitantes, m² superficie total, m² área disponible en cubierta) dando: 15% son tipo A (2 hab., 50m², 5m²); 30 % son tipo B (3 hab., 70m², 7m²); 35% son tipo C (4 hab., 90m², 9m²); 20% son tipo D (5 hab., 110m², 11m²).
- La urbanización El Manantial cuenta con 100 viviendas y 360 habitantes en sus instalaciones, cuentan con una demanda de energía eléctrica de $557.500 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$, se optaría por incluir un sistema solar termoeléctrico cilindro-parabólica sin almacenamiento por lo que el diseño general tendrá una aplicación horaria diurna, podrá proveer la radiación para el campo solar considerando que se dispone de un terreno de superficie 10 hectáreas, plano y con disponibilidad de agua para la instalación en cada una de las viviendas, en

teoría permitiría la producción eléctrica incluso en horas en los que no hay radiación solar. El sistema solar termoeléctrico nos brinda abundancia del recurso y ofrece un funcionamiento ágil por sus características de gestionabilidad, pero se busca optimizar recursos y este sistema en comparativa con los demás resulta ser el del costo más alto.

CONCLUSIONES ESPECIFICAS

SISTEMA FOTOVOLTAICO

- Para el dimensionamiento de la planta se han utilizado herramientas informáticas como el portal Power Larc (NASA), el portal PVGIS (European Commission) y SunnyDesing (SMA). En base a las simulaciones realizadas en las herramientas mencionadas se determina que la planta constará de 234 módulos FV JinkoSolar JKSM3-CFCA-370 TR de 370 W_p en orientación oblonga, 1 inversor SMA STP 25000TL-30 de 25,53 kW_p , 3 inversores SMA 25000TL-30 de 20,5 kW_p , 26 soportes estructurales Sunfer KH915-03V*6 y 26 soportes estructurales Sunfer KH915-03V*3.
- La planta descrita en el presente trabajo produciría 149.896 $\frac{kWh}{año}$, esto representa un sobredimensionamiento del 34,44 % del valor propuesto de 111.500 $\frac{kWh}{año}$, el sobredimensionamiento es conveniente para una planta fotovoltaica, ya que suple la variabilidad anual del recurso solar a causa de la posición del planeta y los microclimas de la zona de implantación.
- Se obtuvo el valor de toneladas de emisiones de CO₂ evitadas gracias a la producción de la planta, basándonos en la metodología establecida por la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero CTFE. El valor obtenido fue de 55 $\frac{Ton CO_2}{año}$ que equivalen al consumo de 116 Barriles de petróleo. La energía producida por la planta podría ser vendida a la Empresa Eléctrica Quito, la cual no paga bonificaciones por origen de energía (como si ocurre en otros países), por lo que la reducción de emisiones de este proyecto sería únicamente un beneficio ambiental.
- Dado el requerimiento de operación, control de variables y mantenimiento de la planta, se ha propuesto la implantación de una caseta de operación que se autoabastecería de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico aislado, el requerimiento energético para la caseta se ha estimado en 696 $\frac{Wh}{día}$. En base a una simulación realizada en la herramienta PVGIS (European Commission) se determina que la planta constará de 2 módulos FV Gi-Power GP-150P-36 Polycrystalline de 150 W_p , 1 batería Rolls 12 CS 11P de 12 V, 1 regulador MUST PC1500B-20 de 20 A, 1 inversor MUST EP20-300 de 300 W y 1 soporte estructural Falcat L-foot Coplanar*2. El sistema descrito produciría 814,04 $\frac{Wh}{día}$.
- Se ha evaluado la rentabilidad de dos escenarios: 30 % financiación propia + 70 % préstamo (1) y 100 % financiación propia (2). Para el análisis de rentabilidad se consideró un DEVEX con costos reales de 2.410 USD, un CAPEX con contrato EPC de 133.366 USD y un OPEX de 3.908,5 $\frac{USD}{año}$. Se observó que para los escenarios 1 y 2 la TIR supero a los valores de WACC respectivos para cada escenario; y que el VAN es positivo, por lo que podemos decir que el proyecto sería rentable bajo las condiciones dadas en un rango de financiación propia entre 30 – 100 %.
- Dado que la energía producida por la planta fotovoltaica podría ser vendida a la Empresa Eléctrica Quito, se han determinado los valores del coste normalizado de la energía para

los dos escenarios propuestos. Para el escenario 1 se determinó un LCOE de $118,66 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$ y un LROE de $124,58 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$. Para el escenario 2 se determinó un LCOE de $116,52 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$ y un LROE de $124,99 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$. Como es evidente, en los dos escenarios el valor de LROE es mayor al valor de LCOE, lo que reafirma la rentabilidad del proyecto bajo las condiciones y rangos de financiamiento dados.

- El valor de subvención estatal es una condición determinante para la rentabilidad del proyecto, dado que se realizó un análisis de sensibilidad eliminando este valor y se evidencio una no rentabilidad del proyecto. Extendiendo el análisis de rentabilidad a distintos valores, se determinó que el valor mínimo de subvención estatal para poder obtener una rentabilidad teórica es de 42.600 USD para el escenario 1 y 39.059 USD para el escenario 2. Sin embargo, al evaluar los valores mencionados se muestran unas TIR muy cercanas a sus respectivas WACC, lo que hace que el proyecto sea rentable pero poco atractivo en una relación costo-beneficio, por lo que se recomienda tener una subvención aún más alta.

SISTEMA TÉRMICO

- El sistema solar térmico escogido es individual para cada vivienda, del tipo indirecto con circulación forzada y acumulación solar centralizada. El sistema consta de un circuito primario de colectores solares ubicados en las cubiertas de las viviendas y un circuito secundario conformado por un interacumulador de almacenamiento y distribución y un calefactor auxiliar a base de GLP ubicados en los cuartos de máquinas de las viviendas. Dicho sistema proveerá agua caliente sanitaria ACS y servirá de apoyo al sistema de calefacción de manera independiente, ayudado de un sistema de bombas y válvulas guiadas por microcontroladores MC y sensores de temperatura TI.
- El diseño solar térmico propuesto en este trabajo toma como base la casa tipo B (3 hab., 70m², 7m²) para los cálculos de demanda total de energía térmica (L_{TOT}), para su posterior extrapolación a la totalidad de las viviendas de la Urbanización El Manantial. El diseño técnico se realizó mediante el método f-chart para determinar el factor de cobertura solar (f), energía solar útil captada (E_{UTIL}), la energía auxiliar (E_{AUX}) requerida mensual y anualmente y el rendimiento de la instalación (μ) para dos tipos de colectores solares distintos: de placa plana marca VIESSMAN VITOSOL 100-FM modelo SV1F y de tubos de vacío marca ECOTUBE-14.
- Los parámetros ambientales de partida del sector de ubicación de la Urbanización El Manantial en el Valle de los Chillos de la ciudad de Quito, indican valores promedio anuales de: temperatura ambiental (T_{amb}) de 15,84 [°C] ($\sigma=0,37$), temperatura del agua de la red pública de 11,79 [°C] ($\sigma=0,22$), temperatura constante del agua caliente sanitaria requerida (T_{ACS}) de 60°C y una radiación solar horizontal (\bar{H}) de $4,99 \left[\frac{kWh}{m^2 * día} \right]$ ($\sigma=0,32$). Estos datos indican valores estables a lo largo de los 12 meses del año, con una dispersión baja respecto a la media, debido a las características térmicas y solares de la zona, lo cual favorece un consumo de energía térmica relativamente constante en todos los meses, sin existencia de variaciones abruptas.

- Las demandas térmicas de la vivienda tipo B (3 hab., 70m², 7m²) se calcularon para agua caliente sanitaria ACS en: 33,3 $\left[\frac{\text{Litros ACS}}{\text{día*persona}}\right]$, 100 $\left[\frac{\text{Litros ACS}}{\text{día*casa tipo B}}\right]$, dando una demanda térmica para ACS $L_{ACS} = 2.043 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año*casa tipo B}}\right]$; en tanto, para la demanda térmica de calefacción con un valor fijo de 30 $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2*\text{año}}\right]$ se genera una demanda $L_{CAL} = 2.100 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año*casa tipo B}}\right]$. Esto da un valor total de demanda térmica $L_{TOT} = 4.143 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año*casa tipo B}}\right]$ que debe satisfacerse mediante el sistema solar térmico en al menos un 60%.
- Los datos calculados mediante el método f-chart para la vivienda tipo B (3 hab., 70m², 7m²) indican que, se requieren 2 colectores solares de placa plana marca VIESSMAN VITOSOL 100-FM y 1 interacumulador marca ECUNIT F300 1C de 300 [Litros] de volumen nominal para generar valores de cobertura de: $f = 75,6[\% \text{ anual}]$, $E_{UTIL} = 3.136 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año*casa tipo B}}\right]$, $E_{AUX} = 1.007 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año*casa tipo B}}\right]$ y $\mu = 39,7 [\% \text{ anual}]$, cumpliendo el requerimiento de cobertura mínima del 60% de demanda térmica. Igualmente se necesitan 2 colectores solares de tubos de vacío marca ECOTUBE-14 y 1 interacumulador marca ECUNIT F300 1C de 300 [Litros] de volumen nominal para generar valores de cobertura de: $f = 76,1[\% \text{ anual}]$, $E_{UTIL} = 3.153 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año*casa tipo B}}\right]$, $E_{AUX} = 990 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año*casa tipo B}}\right]$ y $\mu = 39,0 [\% \text{ anual}]$. En ambos casos, el uso de menos de 2 colectores solares generaría coberturas menores a 60% en varios meses mientras que el uso de más de 2 colectores solares generaría coberturas de más del 100%, provocando pérdidas de energía no usable. Además, el rendimiento anual de ambas instalaciones es equivalente, variando su factibilidad al ámbito del precio del colector que es mayor para el tipo de tubos de vacío.
- Los cálculos de extrapolación al conjunto total de viviendas de la Urbanización El Manantial indican valores de demanda térmica para ACS $L_{ACS} = 245.176 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$, y de demanda térmica $L_{CAL} = 252.000,0 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$. Esto da un valor total de demanda térmica $L_{TOT} = 497.176,51 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$ que debe satisfacerse mediante el sistema solar térmico en al menos un 60%.
- La extrapolación al conjunto total de viviendas de la Urbanización El Manantial de los datos obtenidos del método f-chart indican que: se requieren 240 colectores solares placa plana marca VIESSMAN VITOSOL 100-FM que cubrirían una superficie colectora global de 556,8 [m²], generando energía térmica útil global de $E_{UTIL} = 378.149,0 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$, un 76,06% del L_{TOT} , requiriéndose un sistema auxiliar que produzca $E_{AUX} = 119.027,0 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$; igualmente se requerirán 240 colectores solares de tubo de vacío marca ECOTUBE-14 para cubrir una superficie colectora global de 566,4 [m²], generando energía térmica útil global de $E_{UTIL} = 378.344,0 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$, un 76,09% del L_{TOT} , requiriéndose un sistema auxiliar que produzca $E_{AUX} = 118.833,0 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right]$.
- El uso de sistemas de colectores de placa plana y tubos de vacío poseen características equivalentes, por lo que ambos son técnicamente factibles, sin embargo, el valor económico de cada uno varía fuertemente debido al mayor costo de los colectores del tipo

tubos de vacío, estando la inversión necesaria en promedios iniciales de $650 \left[\frac{USD}{m^2} \right]$ para el sistema de placas planas y de $1000 \left[\frac{USD}{m^2} \right]$ para el sistema de tubos de vacío, por lo que la factibilidad económica y financiera del proyecto se decanta por el uso de un sistema de colectores de placa plana VIESMAN VITOSOL 100-FM. Además, el sistema de contratación para la ejecución del proyecto más idóneo se enmarca dentro de uno tipo llave en mano EPC con O&M full integral, dado que la instalación y posterior operación y mantenimiento resultaría de difícil gestión para los residentes de la urbanización, estando supeditada en el Ecuador al manejo de proveedores adecuados de este tipo de sistemas.

- Los parámetros económicos para el proyecto solar térmico tienen los siguientes valores ajustados al mercado ecuatoriano: degradación anual de la planta del 1%, disponibilidad de la planta del 98%, un precio de energía de $0,103 \left[\frac{USD}{kWh} \right]$ referido al ahorro de GLP y no a la generación de energía que depende del precio del kg de GLP en el Ecuador sin subsidio estatal que ronda $1,0 \left[\frac{USD}{kg GLP} \right]$, una tasa de incremento anual de la energía atada a la variación del IPC del 2,4% por estar afectada por el costo directo del GLP, valores de reposiciones intermedias cada 7 años de 5% (año 7), 10% (año 14) y 10% (año 21), un radio de cobertura del 1,05, un impuesto a sociedades del 0% debido a que son instalaciones individuales domésticas que no tienen personería jurídica.
- Los costos del proyecto solar térmico de placas planas se han calculado en: un DEVEX despreciable ya que los costos de desarrollo son relativamente bajos debido al pequeño tamaño y carácter individual por vivienda del proyecto, evitando los trámites jurídicos de licencias y tasas propios de proyectos de mayor envergadura; un CAPEX por contrato EPC de 490.437,0 [USD], muy inferior a los 687.828,0 [USD] estimados en un EPC con tubos de vacío; y un OPEX de 3.519,0 [USD] para el primer año.
- Del análisis económico realizado para dos escenarios de financiación posibles, se han obtenido los siguientes parámetros de rentabilidad: WACC= 9,0 %, TIR EQUITY= 7,20%, VAN EQUITY=-83.756,11 y Payback= 13,26 años cuando el proyecto se financia 100% con fondos propios; WACC= 8,65 %, TIR EQUITY= 6,42%, VAN EQUITY=-66.490,11 y Payback= 19,34 años cuando el proyecto se financia con un 30% de fondos propios y un 70% de préstamo bancario al 8,5% de interés para banca ecuatoriana, un coste de fondos propios del 9 % y un plazo del préstamo de 17 años. En ambos escenarios, el proyecto posee TIR por debajo de la WACC calculada y arrojan un VAN negativo, lo que concluye la no rentabilidad del proyecto en las condiciones evaluadas.
- En el análisis de sensibilidad para el proyecto solar térmico con placas planas, se ha evaluado la cantidad de dinero necesaria que se debería aportar ya sea como subvención de algún tipo (estatal, de ONG, fundaciones, etc) o como disminución de los valores de CAPEX y OPEX, dando un valor de: subvención mínima= 82.000,0 [USD], WACC= 9,0 %, TIR EQUITY= 9,01%, VAN EQUITY=199,53 y Payback= 11,16 años para el escenario financiado al 100% con fondos propios; y de: subvención mínima= 66.749,0 [USD], WACC= 8,65 %, TIR EQUITY= 8,71%, VAN EQUITY=1.404,52 y Payback= 16,19 años para el escenario financiado con 30% de fondos propios y 70% de préstamo bancario. Otro valor que podría evaluarse es el precio de venta requerido del GLP, dando valores cercanos a $0,122 \left[\frac{USD}{kWh} \right]$ para el primer escenario y de $0,118 \left[\frac{USD}{kWh} \right]$ para el segundo escenario, lo que implicaría en general un aumento del costo del GLP del 18,4% y del 14,5%

respectivamente, algo que actualmente no es factible en el Ecuador debido a los sistemas de subsidios de combustibles, pero que, con el avance del tiempo y la transición a energías renovables con el consecuente aumento del costo del combustible fósil pueda ser posible.

SISTEMA SOLAR TERMOELÉCTRICO

- Para este estudio se optó por usar la base de datos informáticos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) en su apartado National Solar Radiation Database. En dicha base de datos, para la localización de la Urbanización El Manantial, se pueden obtener el DNI para cada hora del día de los 365 días del año 2020, lo que genera 8760 datos tabulados. La radiación solar a usarse en el cálculo de la producción será únicamente la directa o DNI (Direct Normal Irradiance).
- Los procedimientos que se utilizaron para analizar la provisión de este sistema sería un cálculo del campo solar máximo y la potencia eléctrica de la turbina de vapor, cálculos de producción, esquema de principio de instalación y el precio de venta para la comparativa, siguiendo una serie de parámetros técnicos importantes como el rendimiento solar de la planta (μ_s) con un 30% del DNI existente. La ratio de producción de electricidad en una planta termoeléctrica sin almacenamiento con 50 MW por cada 150 hectáreas de campo solar instalado, la potencia nominal instalada (P_{ot}) en el terreno de 10 hectáreas será de 3 MW. La superficie colectora total con un factor de corrección por superficie útil (F_{s-u}) del 25% de la superficie total del terreno disponible para el campo solar, debido a las separaciones necesarias entre captadores y la superficie requerida por el ciclo de potencia. La energía bruta producida tiene un factor de corrección por autoconsumo (F_{a-c}) del 85% para la energía neta producida, ya que el 15% restante se reserva para autoconsumo de la planta termoeléctrica.
- A pesar de las ventajas de esta tecnología energética renovable, que no presenta ningún tipo de emisiones, en ciertos casos la gran extensión ocupada por estas instalaciones se debe tener en cuenta su impacto ambiental, por los cambios en los usos del suelo, y la necesidad de instalar redes para la evacuación de la electricidad, con las consiguientes repercusiones sobre todo para la fauna. También hay que evaluar la disponibilidad de los recursos hídricos necesarios para su funcionamiento, y que no entren en competencia con otros usos.
- La inversión requerida instalada será de 7.500.000 USD lo cual en los valores automatizados de producción neta diaria (PND) de 6.788.550 kWh, este es un costo alto para la infraestructura de la urbanización. El coste de alquiler de la hectárea de terreno para la implantación del sistema termoeléctrico en la zona es de 1.000 USD/hectárea, con los valores ya calculados el alquiler de terreno está en 120.000 USD más la operación y mantenimiento (5 personas a turnos en sala de control + dos turnos de 3 personas en campo) 67.200 USD el costo anual es de 187.200 USD.
- Un PR = 5,37 equivalente al sistema fotovoltaico subvencionado con un valor de 260 (USD/MW) y para un PR=9,48 equivalente al sistema fotovoltaico no subvencionado con un valor de 165 (USD/MW).
- El sistema solar termoeléctrico, demanda precios de venta de la energía mucho mayores a los de un sistema fotovoltaico, incluso con ayudas estatales, en la cual, la ayuda estatal en el sistema fotovoltaico provocaría un precio de venta mayor en el sistema solar de 260 USD/MWh; sin tales subvenciones, el precio en un sistema solar bajaría a 165 USD/MWh, siendo ambos casos valores mucho mayores a los 115 USD/MWh del sistema fotovoltaico.

RECOMENDACIONES

- Al gobierno central y gobiernos autónomos descentralizados implementar subvenciones a proyectos de generación renovables a implementarse en domicilios de consumidores de energía, lo que permitirá hacer más atractivas la implementación de este tipo de proyectos amigables con el ambiente.
- A la Agencia de Regulación y Control y Recursos Energéticos No Renovables – ARCERNNR perfeccionar y desarrollar normativa que permita la participación de más consumidores en el mercado eléctrico, sobre todo de los pro consumidores (consumidores – generadores) y la incorporación de grupo de consumidores que puedan gestionar su proyecto como comunidades energéticas.
- Realizar el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos e instalaciones descritas en este trabajo “Plan de mantenimiento”, a fin de garantizar el adecuado funcionamiento de los sistemas durante su vida útil.
- Para conseguir la máxima la radiación solar, se debe establecer adecuadamente los componentes de la instalación como la orientación, inclinación y que no produzcan sombras en los paneles, es así que en este proyecto se escogió la cubierta del coliseo de la Unidad Educativa La Salle Conocoto por su cercanía a la urbanización y por su orientación a la radiación solar la mayor parte del día, además no existen objetos que genere sombra.
- Las autoridades nacionales deberían gestionar con las entidades financieras públicas y privadas, el establecimiento de líneas de crédito blando para impulsar la implementación de este tipo de energías renovables no convencionales y con eso reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera que se producen por la quema de combustibles fósiles.
- En el país existe subsidio al gas licuado del petróleo (GLP), por lo que implementar sistemas para el agua caliente sanitaria (ACS) y sistemas de calefacción con energía solar térmico no resulta económicamente rentable. El gobierno nacional busca actualmente focalizar los subsidios para ciertos estratos de la población.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abella, M. (2006). *Sistemas fotovoltaicos* [Trabajo final Master en Energías Renovables y Mercado Energético, Escuela de Organización Industrial de Madrid España]. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiFitbf_dn2AhWPSjABHYkSAiMQFnoECAcQAQ&url=https%3A%2F%2Fstatic.eoi.es%2Fsavia%2Fdocuments%2Fcomponente45335.pdf&usg=AOvVaw0G99zFAEOr26t6o_
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables ARCERNNR. (2020). *Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano*. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuatoriano-buscar/>
- ARCERNNR. (s. f.-b). Regulaciones – Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. Recuperado 27 de marzo de 2022, de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/regulaciones/>
- ARCERNNR. (2022). Geopanel. Panel de Infraestructura de Generación. <https://geopanel-arcelectricidad.hub.arcgis.com/>
- ARCERNNR (2021) Regulación Nro. ARCERNNR 001/21. Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/resolucion_nro._arcernnr-013-2021ed.pdf
- ARCERNNR (2022). *Precio medio de energía facturada (USD c/kWh)*. https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/10/15_PRECIO_MEDIO_ENERGIA_FACTURADA.pdf
- AutoSolar (2022). Inversor EP20-300 Ficha Técnica Español. <https://autosolar.es/pdf/FICHA-INVERSOR-MUST-300-600-800W.pdf>
- AutoSolar (2022). Regulador PC1500B-20 Ficha Técnica Español. <https://autosolar.es/pdf/MUST-SOLAR-PC1500B.pdf>
- AutoSolar (2022). Soporte L-foot Coplanar*2 Ficha Técnica Español. <https://autosolar.es/pdf/datasheet-estructura-cubierta-metalica-falcat.pdf>
- BCE. (2022, marzo). Tasa de Interés 2022. Tasas de Interés. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/TasasVigentes032022.htm>
- Banco mundial. (2022, mayo 29). Inflación y precios al consumidor Ecuador. <https://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG?locations=EC>
- Becquel (s.f.). Diferencias entre la energía solar térmica y la fotovoltaica. <https://becquel.com/blog/es/diferencias-entre-la-energia-solar-termica-y-la-fotovoltaica/>
- Cabezas, N., Lincango, M. Pérez, P., Robayo, A. (2015). *Propuesta del plan de ordenamiento territorial urbano de la parroquia de Conocoto*. [Tesis pregrado, Universidad de las Fuerzas Armadas de Ecuador]. Repositorio digital ESPE. <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/9838/2/T-ESPE-048692-R.pdf>
- Carvalho, M. J., Páscoa, S., Mexa, N., Gonçalves, R., Correia, J., Gano, A., & Diamantino, T. C. (2017). Solar thermal collector's degradation–influence of corrosivity inside and outside the collectors. In *ISES Solar World Congress 2017 and IEA SHC International Conference on*

- Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry. Abu Dhabi.*
<http://proceedings.ises.org/paper/swc2017/swc2017-0117-Carvalho.pdf>
- CEPAL (2022). Base de Datos y Publicaciones Estadísticas CEPALSTAT. *Precio de los combustibles (comparación en dólares) (Dólares corrientes por litro (GLP en dólares corrientes por kilogramo)).*
https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=1352&area_id=429&lang=es
- Colegio La Salle. (s.f.). [La Salle Conocoto][Imagen]. <https://es-la.facebook.com/salleconocoto/photos/la-salle-98-a%C3%B1os-brindando-una-educaci%C3%B3n-humana-cristiana-y-acad%C3%A9mica-de-calidad/2381058842135125>
- Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero – CTFE (2020). *Factor de emisión de CO2 del sistema nacional Interconectado de Ecuador informe 2019.* https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emision_de_co2_del_sistema_nacional_in_terconectado_de_ecuador_-_informe_2019.pdf
- CONELEC (2000) Regulación Nro. CONELEC 008/00, “Precios de la Energía Producida con Recursos Renovables No Convencionales. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/CONELEC-008-00-PRECIOS-DE-ENERGIA-PRODUCIDA.pdf>
- CONELEC (2011) Regulación Nro. CONELEC 004/11, “Tratamiento de la Energía Producida con Recursos Renovables No Convencionales. http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC_004_11_ERNC.pdf
- Constitución de la República del Ecuador (2008, 20 de octubre). Tribunal Supremo Electoral. Registro Oficial N° 449. https://corporativo.cnt.gob.ec/wp-content/uploads/2015/05/Constitucion_Republica_del_Ecuador_2008_RO.pdf
- Damia Solar. (2017). Batería Solares - Damia Solar Electrosol Energía S.L. https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/cuales-son-los-anyos-de-vida-de-cada-bateria-solar_1
- Díaz, B. (2013). *La solar gana terreno.* PV Magazine Fotovoltaica Mercados y Tecnología. https://www.pv-magazine-latam.com/wp-content/uploads/sites/3/2016/12/pv-magazine-latinoamerica_sept-2013.pdf
- EPA (2022). *Calculador de equivalencias de gases de efecto invernadero.* <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/calculador-de-equivalencias-de-gases-de-efecto-invernadero#results>
- Fronius. (2022). *Fronius.* <https://www.fronius.com/es-es/spain>
- Fronius PV-System Controller. (s.f.). Recuperado 22 de marzo de 2022, de <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/soluciones/soluciones-para-sistemas/solucion-fronius-pv-genset-easy/fronius-pv-system-controller>
- Fundación ICAI. (s.f.). *Manual de formación para instalación y mantenimiento de pequeñas instalaciones fotovoltaicas.* <https://docplayer.es/18173335-Manual-de-formacion-para-instalacion-y-mantenimiento-de-pequenas-instalaciones-fotovoltaicas.html>

- Galarza, G. (2012). Implementación de energía solar y estudio de la energía eólica en puerto Roma. [Tesis previa a obtención de título de Ingeniero Eléctrico, Universidad Politécnica Salesiana]. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2106/11/UPS-GT000288.pdf>
- Gobierno Autónomo Descentralizado de Conocoto. (2015). *Actualización Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial PMDOT*. http://sitp.pichincha.gob.ec/repositorio/disenio_paginas/archivos/PDOT%20CONOCOTO%202015.pdf
- Hebei Honde Plastic & Metal Co. (2022). *Soporte PFV*. <https://es.foundation-system.com/solar-mounting-brackets-for-pitched-roof/45865883.html>
- IDAE (2009). *Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura* (PET-REV-enero 2009). https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf
- IDAE. (2010). *Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable*. (3ª ed). https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11406_Guia_Practica_Energia_3e_d_A2010_509f8287.pdf
- INAMHI. (2018). Atlas Climático de Pichincha. (1ª ed). http://sitp.pichincha.gob.ec/repositorio/disenio_paginas/archivos/Atlas%20Climatico%20Pichincha.pdf
- INEN (2009). *Sistemas de calentamiento de agua con energía solar para uso sanitario en el Ecuador* (NTE INEN XX:2009). <http://enerpro.com.ec/wp-content/uploads/2019/04/Norma-Solar-Termica-CEC.pdf>
- INEC (2022). IPC Ecuador. <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/indice-de-precios-al-productor-de-disponibilidad-nacional/>
- IRENA. (2014). Transformación Energética Mundial: hoja de ruta hasta 2050. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2018_summary_ES.pdf?la=en&hash=A5492C2AAC7D8E7A7CBF71A460649A8DEDB48A82
- IRENA. (2018). REmap 2030: Hoja de ruta para las energías renovables, Resumen de las conclusiones, junio de 2014. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/IRENA_REmap_2030_summary_2014_ES.PDF?la=en&hash=48A69749036ED8753C92FD5F4951C79C01CD1F1F
- JinkoSolar Holding Co. Ltd. (2022.). Catálogo de productos. <https://www.jinkosolar.com/en/site/dwparametern>
- JinkoSolar Holding Co. Ltd. (2020). TR P-type Mono-facial 66M 350-370 Watt Data Sheet. <https://bluesungroup.com.au/wp-content/themes/BSG/datasheet/panels/Jinko350.pdf>
- Levitin, M. (2011). *Luz en la mitad del mundo*. Photon. http://www.codesolar.com/Energia-Solar/Solar_Noticias_News/2011/PHOTON__2011-01_Ecuador.pdf
- MERNNR. (2020). *Gobierno Nacional adjudicará proyectos de generación eólico Villonaco II y III y fotovoltaico el Aromo*. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/gobierno-nacional-adjudicara-proyectos-de-generacion-eolico-villonaco-ii-y-iii-y-fotovoltaico-el-aromo>

- MERNNR. (2018). Plan Maestro de Electricidad. https://drive.google.com/drive/folders/1LEtMkMPdKv9iyqCp4g_kM8YAmGGDXQ64
- MERNNR. (2021, agosto 17). Ecuador actualiza su Plan Maestro de Electricidad para impulsar inversiones en Energías Renovables No Convencionales por cerca de USD 2.200 Millones – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables. <https://www.recursoyenergia.gob.ec/ecuador-actualiza-su-plan-maestro-de-electricidad-para-impulsar-inversiones-en-energias-renovables-no-convencionales-por-cerca-de-usd-2-200-millones/>
- Ministerio de Energía de Chile (2016). *Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_operacionmantenimiento_final.pdf
- Ministerio de Desarrollo Humano y Vivienda (2020). *Sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria (ACS)-Aplicaciones menores a 100°C (NEC-HS-ER)*. <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/2020/07/NEC-HS-ER-Energ%C3%ADas-Renovables.pdf>
- NASA (2022). [Data Access Viewer]. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- National Renewable Energy Laboratory, NREL (2022). [National Solar Radiation Database]. <https://nsrdb.nrel.gov/>
- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica LOSPEE. (2015, 6 de enero). Asamblea Nacional del Ecuador. Registro Oficial N° 418. https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/mar/Ley%20Org%C3%A1nica%20del%20Servicio%20P%C3%BAblico%20de%20Energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20-%20RO418%202015_ene_16.pdf
- Obaco, F. & Jaramillo, J. (2010). *Sistemas solar-térmicos: algoritmo operativo para aplicar el método F- Chart en la evaluación de colectores solares*. Repositorio Institucional Universidad Técnica Particular de Loja, Ecuador. <https://www.utpl.edu.ec/jorgeluisjaramillo/wp-content/uploads/2010/06/solartermicos-algoritmo-metodo-f-chart.pdf>
- OLADE (2010). *Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica* <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.p>
- ONU (2016). *Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015*. <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/10.pdf>
- ONU. (s.f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Plan de Uso de Suelo y Ocupación del Suelo PUOS. (2022). Esri [app]. <https://www.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=47ccc16154584d458d7e657db a576855>
- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente PNUMA. (2013). *Report of the Twenty-seventh sesión of the Governing Council/Global Ministerial Environment Forum: Proposed medium-term strategy for the period 2014–2017*.

ONU. <http://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/10609/K1350046.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Romera, J., Santos, M. (2017). ParaTrough v1.0: Librería en Modelica para Simulación de Plantas Termosolares. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*. 14, 412-423. https://www.researchgate.net/profile/Juan-Romera-Cabrerizo-2/publication/320404669_ParaTrough_v10_Libreria_en_Modelica_para_Simulacion_de_Plantas_Termosolares/links/5a12b921458515cc5aa9ee61/ParaTrough-v10-Libreria-en-Modelica-para-Simulacion-de-Plantas-Termosolares.pdf?origin=publication_detail

Renova Energía (2022). Gi-Power Modelo GP-150P-36, 12V nominal 150W Ficha técnica. <https://www.renova-energia.com/wp-content/uploads/2019/07/MD079.pdf>

Rolls Canada (2022). 12 CS 11P Data Sheet. <https://docs.google.com/file/d/12rOEJ5dAYh0F7Ab7kzPhYdyNnqFsJtOE/view>

Secretaría del Ambiente de Quito (2022). Datos históricos REMMAQ descarga 2004-2021. Red de monitoreo atmosférico. <http://datos.quitoambiente.gob.ec/datos/TMP.rar>

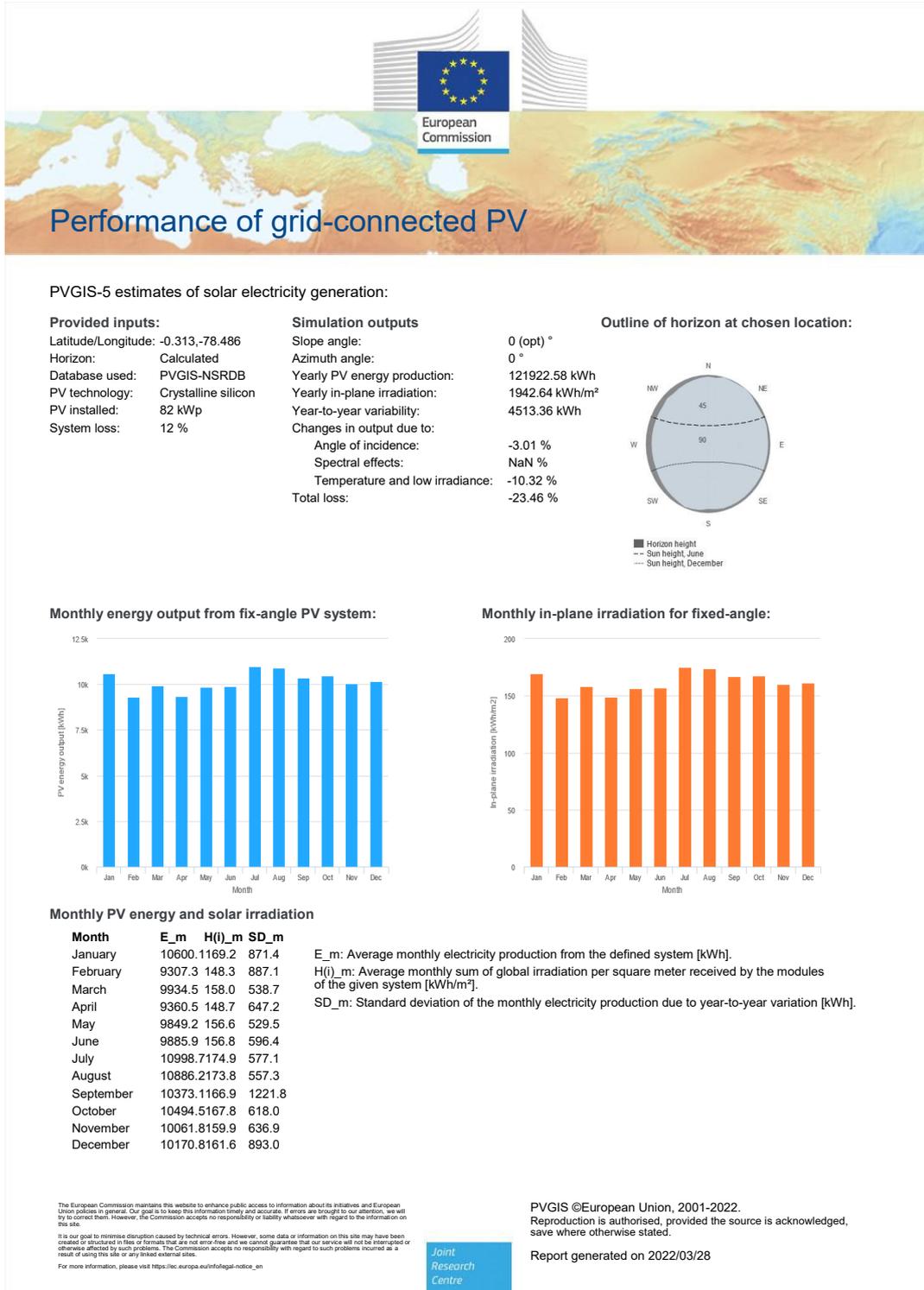
SMA-Solar (2022). Productos, Inversor Fotovoltaico. <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico.html>

SMA-Solar (2020). SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL Data Sheet. <https://files.sma.de/downloads/STP15-25TL-30-DS-en-41.pdf>

El Telégrafo (2014, 12 de febrero). Ecuador ahorró \$ 200 millones por eficiencia eléctrica. El Telégrafo. <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/1/ecuador-ahorro-200-millones-por-eficiencia-electrica>

7. APÉNDICES

Apéndice 1: Simulación de Producción de Electricidad PV GIS – El Manantial



Apéndice 2: Ficha técnica de módulo fotovoltaico JinkoSolar JKSM3-CFCA-370 TR P-type Mono-facial 66M

www.jinkosolar.com



**TR P-type Mono-facial
66M 350-370 Watt**

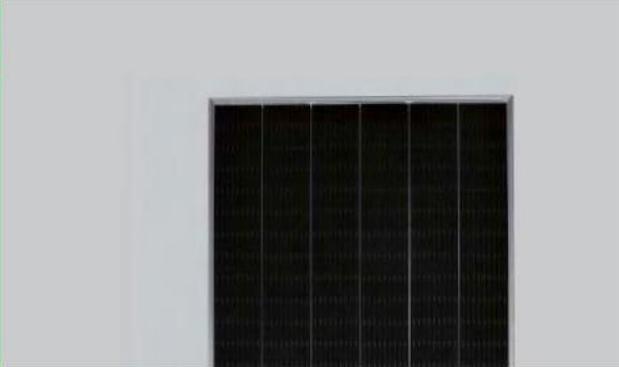
MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015 .ISO14001:2015 .OHSAS18001
certified factory.

IEC61215 .IEC61730 .UL1703 certified products.

(Made in China)



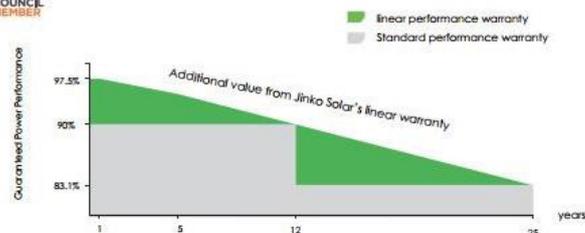


KEY FEATURES

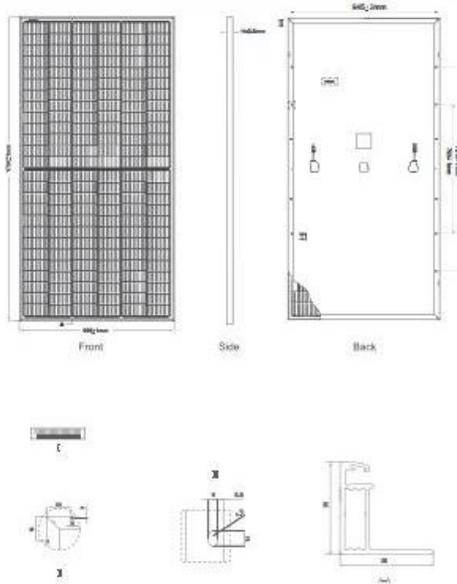
- 
9 Busbar Solar Cell
 Excellent ability to collect current, reduce the current loss of the cell
- 
High Power Output
 Module power increases to 370w, lower LCOE and higher IRR
- 
Higher module Efficiency
 Decreasing useless area effectively, module efficiency reaches to 20.70%
- 
Higher Lifetime Power Yield
 2.5% first year power degradation, 0.6% annual power degradation;
 25 year linear power warranty

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

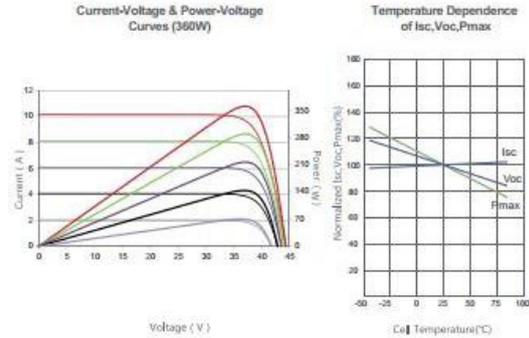
12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty
 0.6% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline 158.75×158.75mm
No. of cells	132 (6×22)
Dimensions	1796×995×35mm (70.71×39.17×1.37 inch)
Weight	20.2kg (44.53 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 250mm, (-): 150mm or custom length
Connector	JK03M; Jinko PV Material

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 744pcs/ 40'HQ Container.

SPECIFICATIONS

Module Type	JKSM3-CFCA-350		JKSM3-CFCA-355		JKSM3-CFCA-360		JKSM3-CFCA-365		JKSM3-CFCA-370	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	350Wp	260Wp	355Wp	264Wp	360Wp	267Wp	365Wp	271Wp	370Wp	275Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.85V	34.37V	38.95V	34.54V	37.04V	34.66V	37.14V	34.83V	37.23V	34.99V
Maximum Power Current (Imp)	9.50A	7.56A	9.61A	7.63A	9.72A	7.71A	9.83A	7.78A	9.94A	7.85A
Open-circuit Voltage (Voc)	44.20V	41.63V	44.30V	41.72V	44.40V	41.82V	44.50V	41.91V	44.60V	42.01V
Short-circuit Current (Isc)	9.95A	8.04A	10.03A	8.10A	10.11A	8.17A	10.19A	8.23A	10.27A	8.29A
Module Efficiency STC (%)	19.59%		19.87%		20.15%		20.43%		20.70%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

* STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKSM3-CFCA-350-370-D2-EN For CEC listing

Apéndice 3: Ficha técnica de inversores SMA STP 20000TL-30 y STP 25000TL-30

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL




STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30

Intelligent service with
SMA Smart Connected

SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Efficient	Safe	Flexible	Innovative
<ul style="list-style-type: none"> • Maximum efficiency of 98.4% • Yield increase without installation effort due to integrated shade management SMA ShadeFix 	<ul style="list-style-type: none"> • DC surge arrester (SPD type II) can be integrated 	<ul style="list-style-type: none"> • DC input voltage of up to 1000 V • Multistring capability for optimum system design • Optional display 	<ul style="list-style-type: none"> • Cutting-edge grid management functions with Integrated Plant Control • Reactive power available 24/7 (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

The versatile specialist for large-scale commercial plants and solar power plants

The Sunny Tripower is the ideal inverter for large-scale commercial and industrial plants. Not only does it deliver extraordinary high yields with an efficiency of 98.4%, but it also offers enormous design flexibility and compatibility with many PV modules thanks to its multistring capabilities and wide input voltage range.

The future is now: the Sunny Tripower comes with cutting-edge grid management functions such as Integrated Plant Control, which allows the inverter to regulate reactive power at the point of common coupling. Separate controllers are no longer needed, lowering system costs. Another new feature—reactive power provision on demand (Q on Demand 24/7).

SMA SMART CONNECTED

The integrated service for ease and comfort

SMA Smart Connected* is the free monitoring of the inverter via the SMA Sunny Portal. If there is an inverter fault, SMA proactively informs the PV system operator and the installer. This saves valuable working time and costs.

With SMA Smart Connected, the installer benefits from rapid diagnoses by SMA. They can thus quickly rectify the fault and score points with the customer thanks to the attraction of additional services.



ACTIVATION OF SMA SMART CONNECTED

During registration of the system in the Sunny Portal, the installer activates SMA Smart Connected and benefits from the automatic inverter monitoring by SMA.



AUTOMATIC INVERTER MONITORING

SMA takes on the job of inverter monitoring with SMA Smart Connected. SMA automatically checks the individual inverters for anomalies around the clock during operation. Every customer thus benefits from SMA's long years of experience.



PROACTIVE COMMUNICATION IN THE EVENT OF FAULTS

After a fault has been diagnosed and analyzed, SMA informs the installer and end customer immediately by e-mail. Everyone is thus optimally prepared for the troubleshooting. This minimizes the downtime and saves time and money. The regular power reports also provide valuable information about the overall system.



REPLACEMENT SERVICE

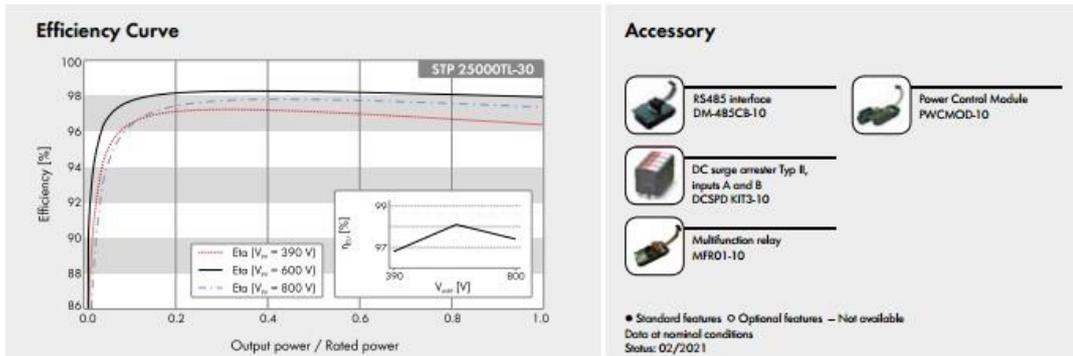
If a replacement device is necessary, SMA automatically supplies a new inverter within one to three days of the fault diagnosis. The installer can contact the PV system operator of their own accord and replace the inverter.



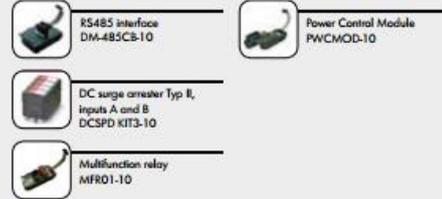
PERFORMANCE SERVICE

The PV system operator can claim compensation from SMA if the replacement inverter cannot be delivered within three days.

* Details: see document "Description of Services - SMA SMART CONNECTED"



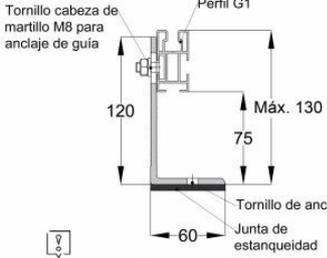
Accessory



● Standard features ○ Optional features – Not available
 Data at nominal conditions
 Status: 02/2021

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)			
Max. generator power	27000 W _p	36000 W _p	45000 W _p
DC rated power	15330 W	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Max. DC short-circuit current input A/input B	43 A / 43 A	43 A / 43 A	43 A / 43 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	15000 VA	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range		180 V to 280 V	
AC grid frequency / range		50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage		50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 21.7 A	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor		1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD		≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices			
DC-side disconnection device		●	
Ground fault monitoring / grid monitoring		● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated		○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated		● / ● / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit		●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)		I / AC; III; DC; II	
General data			
Dimensions (W / H / D)		661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	
Weight		61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range		-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)		51 dB(A)	
Self-consumption (at night)		1 W	
Topology / cooling concept		Transformerless / Opticool	
Degree of protection (as per IEC 60529)		IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)		4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)		100%	
Features / function / Accessories			
DC connection / AC connection		SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display		○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect		○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus		● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module		○ / ○	
Shade management SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7		● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible		● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years		● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)		AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEB G-16, CEB Q21, CNS 15382, CNS 15426, DEWA 2.0, DK1, DK2, EN 50549-1, EN 50549-2, G99/1, EN 50438:2013*, IEC 40068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IS 16221-1/2, IS 16169, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, NTS, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, RIG compliant, SI4777, TOR generator, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110, VFR 2014	
* Does not apply to all national appendices of EN 50438			
Type designation	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Apéndice 4: Ficha técnica de estructura Sunfer KH915-03V



Se recomienda usar un tornillo autotaladrante punta broca máx. M8 y arandela de sellado



Perfil compatible: G1

EPDM

1650/2000x1000

Soporte coplanar continuo fijación a correas para cubierta metálica

03V-03H




Válido para:

- Todo tipo de cubiertas metálicas.
- Anclaje a correas.
- En disposición horizontal válido para módulos de ancho especial.

Disponibilidad de tuercas antirobo.
Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.

El kit incluye:

- Fijaciones S03
- Perfiles G1
- Uniones LUG1
- Presores laterales
- Presores centrales

Número de paneles

- Vertical: de 1 a 6 módulos
- Horizontal: de 1 a 3 módulos

Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.

Viento	150 km/h
MATERIALES	Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
TORNILLERÍA	Tornillería acero inoxidable A2-70

-Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
-Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Para más información consultar

PRESEOR CENTRAL

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada
- Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Par de apriete:

- Tornillo Presor: 7 Nm
- Tornillo M8 Hexagonal: 20 Nm
- Tornillo M10 Hexagonal: 40 Nm
- Tornillo M6.3 Hexagonal: 10 Nm



03V
Disposición de los módulos en vertical



03H
Disposición de los módulos en horizontal

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original

Apéndice 5: Ficha técnica de módulo fotovoltaico Gi-Power GP-150P-36 Polycrystalline



Polycrystalline Module Models

GP-160P-36 GP-150P-36

Electrical Specifications

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25 °C

Model type	GP-160P-36	GP-150P-36
Peak power (Pmax)	160W	150W
Cell Efficiency	18.81%	17.64%
Maximum power voltage (Vmp)	19.2V	18.7V
Maximum power current (Imp)	8.33A	8.02A
Open circuit voltage (Voc)	22.8V	22.3V
Short circuit current (Isc)	8.81A	8.51A
Power Tolerance		±3%
Maximum system voltage		1000V
Series fuse rating (A)		12
Number of bypass diode		2



Temperature Coefficients

Current Temperature Coefficient $\alpha(I_{sc})$	0.08%/°C
Voltage Temperature Coefficient $\beta(V_{oc})$	- 0.32%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.38%/°C
Nominal Temperature Of Cells(NOTC)	46±2°C
Application Temperature Range	-40→+85°C

Mechanical Characteristics

Dimensions:	1480 x 670 x 35mm (58.3x26.38x1.38 inch)
Weight:	10.7 kg (23.75 lbs)
Solar Cells:	36 cells in series(4 x 9)
Construction:	High-transmission low-iron tempered glass , EVA, TPT/TPE
Frame:	Anodized aluminum is mainly for improving corrosion resistance. Color: silver

Output

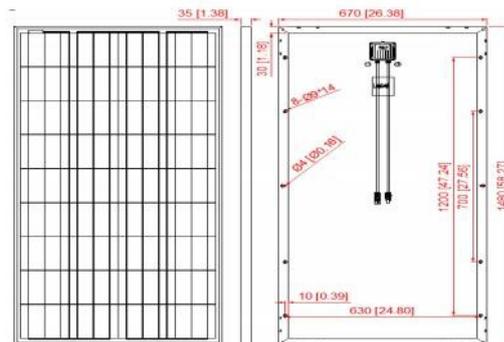
Cable	LAPP(4 mm ²)
Lengths	900mm(-) and 900mm(+)
Connector	MC Plug Type IV

Module Warranty:

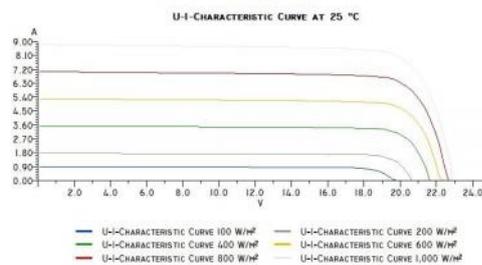
- 25-year limited warranty of 80% power output;
- 10-year limited warranty of 90% power output;
- 5-year limited warranty of materials and workmanship.

Note: This publication summarizes product warranty and Specifications which are subject to change without notice

Product photos are for reference only, on behalf of actual product.



Module Diagram



Electrical Performance

Apéndice 6: Ficha técnica de batería Rolls 12 CS 11P



Series	5000	Warranty	5 Years
Volts	12	BCI	SPEC
Cells	6	Plates/Cell	11
Terminal Type	Flag L		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18		
Cables	19" 4/0 interconnect cables *RE incl.		

Charge

Charge Voltage Range	14.7-15 V/cell @ 25°C (77°F)
Recommended Charge Current	45 A
Maximum Charge Current	70 A
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)

Capacity

Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -18°C	871
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	1088
Reserve Capacity (RC @ 25A)	891 Minutes
Reserve Capacity (RC @ 75A)	297 Minutes

Capacity Affect by Temperature	40°C (104°F)	25°C (77°F)	0°C (32°F)	-15°C (5°F)
	105%	100%	75%	50%

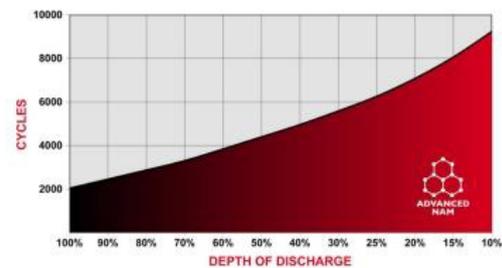
Hour Rate	Capacity / AMP Hour	Current / AMPS
@ 100 Hour Rate	479 AH	4.79 A
@ 72 Hour Rate	453 AH	6.29 A
@ 50 Hour Rate	429 AH	8.58 A
@ 20 Hour Rate	371 AH	18.56 A
@ 15 Hour Rate	345 AH	23.02 A
@ 10 Hour Rate	330 AH	33.04 A
@ 8 Hour Rate	319 AH	39.91 A
@ 5 Hour Rate	297 AH	59.40 A
@ 1 Hour Rate	167 AH	167.08 A

Amphère hour capacity ratings based on specific gravity of 1.280 at 25°C (77°F). Reduce capacities 5% for specific gravity of 1.265 and 10% for 1.250.

Specifications

	Weight	123 kg	271 lbs
	Length	55.9 cm	22"
	Width	28.6 cm	11.25"
	Height Inc. Term.	46.4 cm	18.25"
Product measurements & weights are calculated based on sample data. Individual specifications are subject to vary due to the manufacturing process, battery components & electrolyte levels.			
Electrolyte Reserve	95 mm	3.75"	
Container (Inner)	Polypropylene		
Cover (Inner)	Polypropylene - heat sealed to inner container		
Container (Outer)	High Density Polypropylene		
Cover (Outer)	High Density Polypropylene snap fit to outer container		
Handles	Molded		
Notes	IEC 61427-1:2013		

Cycle Life vs. Depth of Discharge



Voltage vs. Depth of Discharge

DISCHARGE	0%	25%	50%	75%	100%
20 HR AH RATE	2.10 V	2.05 V	2.02 V	1.96 V	1.75 V
6 HR AH RATE	2.10 V	2.04 V	2.00 V	1.95 V	1.75 V
1 HR AH RATE	2.10 V	2.03 V	1.99 V	1.94 V	1.75 V

Rev.#3 | May 2019

Apéndice 7: Ficha técnica del regulador Must PC1500B-20

Solar System

PWM Solar Charge Controller



Modelo: PC1500B-60DU

PC1500B Series PWM - Regulador carga solar

Características:

- En intensidades 10A 20A 30A 40A 50A 60A.
- Pantalla LCD de fácil lectura.
- Operación sencilla por botones.
- Detección automática de voltaje del sistema.
- Algoritmo carga inteligente PWM.
- Protección ajustable carga-descarga.
- Compensación automática por temperatura.
- Selección de tecnología de batería.
- Protección de corriente inversa de batería.
- Desconexión de batería por bajo voltaje (LVD).
- Protección polaridad invertida en batería.
- Protección por sobre-voltaje.
- Puertos para carga USB en modelos hasta 40A.

Introducción:

Este regulador solar de carga y descarga inteligente tiene una interfaz sencilla y visual gracias a su pantalla LCD de grandes dimensiones. Muchos parámetros de control se pueden ajustar con gran flexibilidad en función de nuestros requisitos.

LCD Información Display



1. Terminal positivo fotovoltaico
2. Terminal negativo fotovoltaico
3. Terminal carga CC positivo
4. Terminal carga CC negativo
5. Pantalla LCD

Nº	Platación	Función
1.	Corre	Siguiente visualización; incremento mientras está en ajustes
2.	Larga (13 s)	Incremento continuo mientras está en ajustes
3.	Corre	Visualización previa; decremento mientras está en ajustes
4.	Larga (13 s)	Decremento continuo mientras está en ajustes
5.	Corre	Interrumpir consumo CC; Enter configuración / guardar
6.	Larga (13 s)	Entrar menú secundario

Detalles internos



Estabilidad, gran eficiencia, integración



Diseño de circuitería optimizado

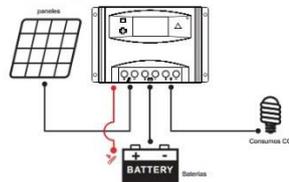


SCH Diseño robusto y fiable



Materiales de gran calidad

Conexión al sistema solar:



Funciones:



PC1500B SERIES Controladores



Modelos: PC1500B-10 y 20A



Voltaje trabajo: 12-24V Auto-detección
Corriente carga: 10A y 20A
Puertos USB: 5V, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.2"



Modelos: PC1500B-30 y 40A



Voltaje trabajo: 12-24V Auto-detección
Corriente carga: 30A y 40A
Puertos USB: 5V, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.2"



Modelos: PC1500B-50D / 5048D

Voltaje: 12-24V Auto-detección y modelo 48V
Corriente carga: 50A
Tamaño LCD: 2.6"



Modelos: PC1500B-60D / 6048D

Voltaje: 12-24V Auto-detección y modelo 48V
Corriente carga: 60A
Tamaño LCD: 2.6"

Aplicación



Sistemas portátiles, embarcaciones & recreo



Alfanzal sistema solar casero



Granja solar de generación

	Modelos		PC1500B-30-40		PC1500B-50-60		PC1500B-60-60D	
	10A	20A	30A	40A	50A	60A	50A	60A
Entrada	Voltaje FV							
	Intensidad nominal							
	Voltaje sistema							
	Desconexión por alto voltaje							
	Intensidad descarga nominal							
	Autocarga							
	Caída de tensión circuito carga							
	Caída de tensión circuito descarga							
	Modo de carga							
	Voltaje Carga Fijación							
Salida	Voltaje Carga Absorción							
	Voltaje Carga Equalización							
	Protección Bajo Voltaje							
	Recorrido Bajo Voltaje							
	Salida USB							
	Sección cableado							
	Temperatura trabajo							
	Tamaño (L x W x H)							
	Peso neto							
	Características físicas	188 x 95 x 48.5mm		188 x 95 x 48.5mm		188 x 111 x 54mm		
305g		305g		407g				

Apéndice 8: Ficha técnica del inversor Must EP20-300

— Inversor Cargador 300W / 600W / 800W 12V Must Solar

Inversor de Onda Senoidal Pura



Inversor EP2000 Onda Senoidal Pura de Baja Frecuencia

Características:

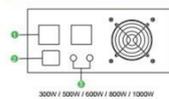
- Protección contra cortocircuito y sobrecarga
- Función de arranque en frío
- Gran amplitud de rango de voltaje (145-280VAC)
- Cargador del Inversor de 300W: 10A
- Cargador del Inversor de 600W: 20A
- Cargador del Inversor de 800W: 25A
- Display LCD con la información del sistema
- Cable de baterías incluido
- Cable de entrada AC incluido

Introducción:

Este manual contiene información acerca de la instalación y uso de los equipos.

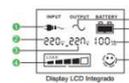
Debe consultar cualquier duda en el manual del usuario del inversor, cualquier consulta técnica en España deberá de ser atendida por Autosolar, distribuidor oficial de la marca.

Información del Display LCD



1. Salida Schuko
2. Entrada AC
3. Entrada de Batería

Conexión del Inversor



1. Indicador de Entrada de Red
2. Voltaje de entrada
3. Voltaje de salida
4. Indicador de cargas de consumo

5. Indicador de salida
 6. Indicador de Batería
 7. Estado de carga de la batería
 8. Estado del Sistema
- Estado Normal
- Estado de Alarma

Parte Trasera



Especificaciones

MODELO	EP20-300	EP20-600	EP20-800	EP20-800	EP20-1000
Voltaje del Inversor	12VDC	12VDC	12VDC	12VDC	12VDC/24VDC
Potencia Nominal	300W	600W	600W	800W	1000W
Tipo de Onda	Onda Senoidal Pura				
Voltaje de salida	220V(230V/240VAC)±10% RMS				
Frecuencia de Salida	50/60Hz±10.0 Hz				
Eficiencia del Inversor	>90%				
Eficiencia desde la Red eléctrica	>95%				
Factor de Potencia	1.0				
Tiempo de Transferencia	Típico 2-3ms, 10ms max				
Voltaje Nominal	100V/110V/120VAC 220V/230V/240VAC				
Rango de Voltaje Admitido	86-132VAC/145-275VAC				
Rango de Frecuencia	50/60Hz (Max Operable 44-68Hz)				
Voltaje de Entrada Nominal	12VDC	12VDC	12VDC	12VDC	12VDC/24VDC
Voltaje Mínimo de Funcionamiento	16.5VDC (21.0VDC)				
Alarma por Batería Baja	10.5±0.3V (21.0VDC±0.6V)				
Apagado del Inversor por Batería Baja	10.0VDC±0.3V (20.0V DC±0.6V)				
Apagado por Alto Voltaje	15.5VDC±0.3V (31.0VDC±0.6V)				
Reinicio por Alto Voltaje	15.0VDC 10.3V (30.0VDC±0.6V)				
Voltaje del Cargador desde AC	14.0V ±0.20V (28.0V ±0.4)				
Protección por Sobrecarga	15.5VDC(31.0VDC)				
Corriente Máxima de Carga	15A-25A				
Frecuencia de Trabajo Nominal	50Hz or 60Hz				
BYPASS & PROTECCIONES	Protección por Sobrecarga desde Red Apagado del Inversor si el inversor trabaja a un 120% durante más de 30 segundos Rearme del inversor cuando la potencia de trabajo se reduce al 100%				
Protección por cortocircuito	FUSIBLE				
Amperaje del Fusible de Protección	50A				
Actuación máxima en Batería	10Amp				
Dimensiones (Ancho*Alto*Largo)	265*120*95mm				
Peso neto (kg)	7.0kg	9.5kg	10.5kg	12kg	12.5kg
Dimensiones Embalaje (Ancho*Alto*Largo)	318*185*137mm				
Peso Embalado (kg)	7.5kg	10kg	11kg	12.5kg	13kg
OTROS	Rango de temperatura de trabajo 6°C to 40°C				
Ruido	60dB MAX				
Display	Incluido				
Garantía	2 años				
Capacidad en cm (200PH00P/40HC)	1200pcs / 2400pcs / 2800pcs				

Apéndice 9: Ficha técnica del soporte Falcat L-feet Coplanar



Ficha técnica:
L feet

FALCAT
STRUCTURES

Especificaciones

Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

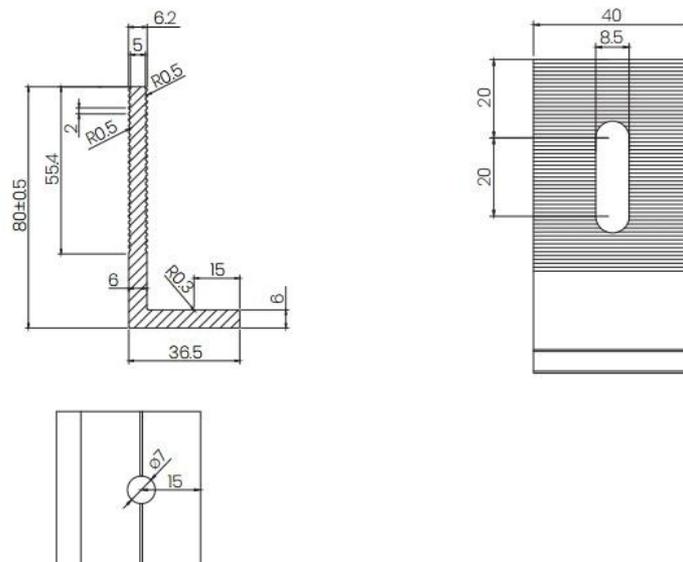
Velocidad del viento: hasta 45 m/s

Carga de nieve: hasta 50 cm

Accesorios

Cantidad/ paneles	L feet	Rail	Empalme de rail	Abrazadera intermedia	Abrazadera final
1 panel	4	2	-	-	4
2 paneles	6	4	2	2	4
3 paneles	8	6	4	4	4
4 paneles	8	8	6	6	4
5 paneles	10	10	8	8	4
6 paneles	12	12	10	10	4

Medidas



Apéndice 10: Flujo financiero Proyecto El Manantial – 25 años

Concepto/año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
INGRESOS																
Subvención	USD 50,000	50,000	15,739	15,847	16,066	16,177	16,288	16,400	16,513	16,627	16,741	16,856	16,972	17,088	17,206	17,325
Pemuneración unitaria	USD 0.00	105,000	106,500	108,000	109,500	111,000	112,500	114,000	115,500	117,000	118,500	120,000	121,500	123,000	124,500	126,000
Pemuneración Fotovoltaica	USD 0	16,739	16,847	16,956	17,066	17,177	17,288	17,400	17,513	17,627	17,741	17,856	17,972	18,088	18,206	18,325
Energía vendida a la red	MWh 0	180	187	194	201	208	215	222	229	236	243	250	257	264	271	278
INVERSIONES/GASTOS																
Inversión	\$ 114,389	701	703	705	707	709	711	713	715	717	719	721	723	725	727	729
Gastos de operación	\$ 400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415
Tarimas e impuestos	\$ 400	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314
FLUJO NETO/AÑO	USD -64,389	16,038	16,144	16,251	16,358	16,465	16,572	16,679	16,786	16,893	17,000	17,107	17,214	17,321	17,428	17,535
FLUJO NETO ACUMULADO																
YANI																
TIR																

	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
5	17,325	17,444	17,564	17,685	17,806	17,929	18,052	18,177	18,302	18,428	18,554	18,682	18,810	18,940	19,070	19,201
2	129,33	131,27	133,24	135,24	137,27	139,33	141,42	143,54	145,69	147,88	150,10	152,35	154,63	156,95	159,31	161,70
6	17,325	17,444	17,564	17,685	17,806	17,929	18,052	18,177	18,302	18,428	18,554	18,682	18,810	18,940	19,070	19,201
5	134	133	132	131	130	129	128	127	126	125	124	123	122	121	120	119
7	729	731	733	736	738	740	742	744	746	748	750	752	754	756	758	760
7	729	731	733	736	738	740	742	744	746	748	750	752	754	756	758	760
4	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430
3	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329
9	16,695	16,712	16,830	16,949	17,069	17,189	17,311	17,433	17,556	17,680	17,805	17,930	18,057	18,184	18,312	18,442
7	97,843	33,308	50,138	67,068	84,157	101,346	118,685	136,184	153,843	171,663	189,644	207,786	226,099	244,583	263,237	282,061

Apéndice 11.- Hoja de especificaciones técnicas captador solar VISSMAN VITOSOL 100-FM modelo SV1F y Tubos de vacío ECOTUBE-14

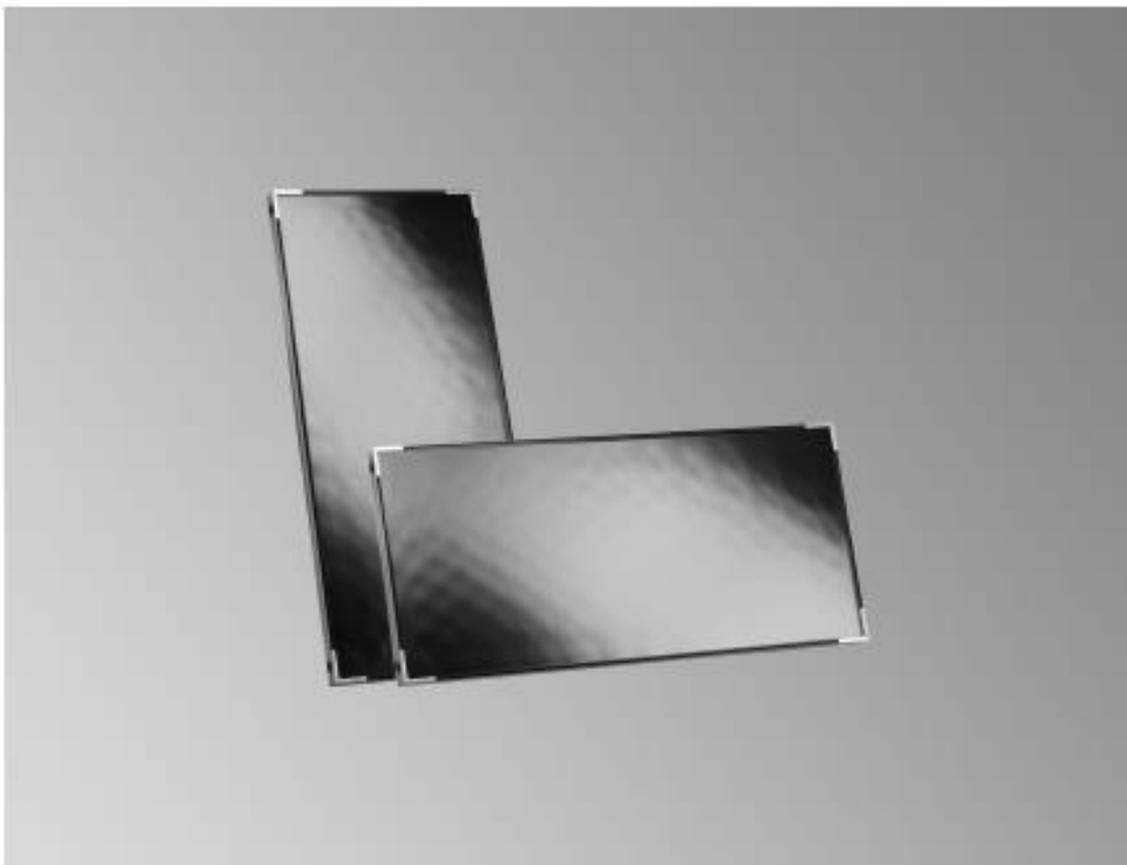
VISSMAN

VITOSOL 100-FM

Colectores planos para el aprovechamiento de la energía solar

Datos técnicos

N.º de pedido y precios: consultar la Lista de precios



VITOSOL 100-FM/-F Modelo SV1F/SH1F
y SV1B/SH1B

Colector plano para montaje vertical u horizontal,
para montaje sobre cubiertas planas e inclinadas, así como
para montaje sobre estructura de apoyo.
Modelo SH también en fachadas

Datos técnicos

Los colectores se pueden adquirir con 2 recubrimientos distintos del absorbedor. El modelo SV1B/SH1B tiene un recubrimiento especial del absorbedor que permite el uso de los colectores en zonas costeras.

Indicación

Viessmann no asumirá ninguna responsabilidad si se utiliza el modelo Vitosol 100-FM, modelo SV1F/SH1F en estas zonas.

Distancia con respecto a la costa:

- Hasta 100 m:
Utilizar solamente el modelo SV1B/SH1B.
- De 100 a 1000 m:
recomendamos utilizar el modelo SV1B/SH1B

Datos técnicos

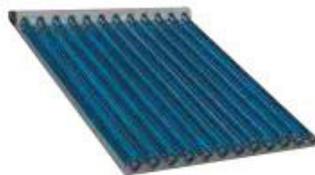
Modelo		SV1F	SH1F	SV1B	SH1B
Superficie total	m ²	2,51	2,51	2,51	2,51
Superficie de absorción	m ²	2,31	2,31	2,32	2,32
Superficie de apertura	m ²	2,33	2,33	2,33	2,33
Distancia entre colectores	mm	21	21	21	21
Dimensiones					
Anchura	mm	1056	2380	1056	2380
Altura	mm	2380	1056	2380	1056
Profundidad	mm	73	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 [†]	0 [†]	60	60
- Posición de montaje desfavorable	W/m ²	0 [†]	0 [†]	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_{25} , 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

ECOTUBE-14

CAPTADOR SOLAR DE TUBO DE VACÍO DE ALTA EFICIENCIA



Especialmente indicados para producción de alta temperatura y para zonas de baja insolación

Captadores solares de tubo de vacío fabricados bajo las siguientes normas:

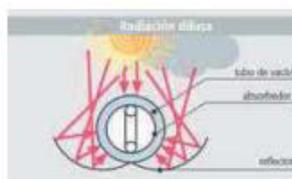
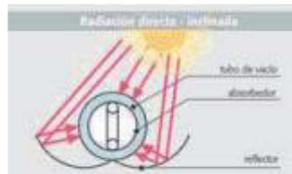
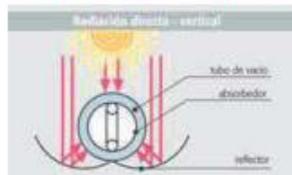
- Prueba de Certificación por ITW (cumple EN-12975-2).
- Con contraseña de Certificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

VENTAJAS del captador de tubo de vacío ECOTUBE-14:

- Para aplicaciones de producción de A.C.S., calentamiento de piscinas y calefacción por suelo radiante ó fan-coil, y refrigeración por absorción.
- Es un captador de elevado rendimiento incluso en condiciones de baja insolación y pequeños ángulos de incidencia solar.
- No se producen pérdidas de vacío por su sistema de sellado, modelo Sydney.
- Este captador se puede instalar en cubiertas planas o inclinadas.
- El captador es de vidrio de borosilicato de 1,5 mm de espesor.
- El aislamiento es por vacío en el absorbedor.
- El captador tiene garantía contra defectos de fabricación de 5 años.

- Es un captador con muy bajo coeficiente global de pérdidas.
- La carcasa exterior es de aluminio resistente a ambientes marinos.
- Los tubos del colector son de cobre con un diámetro exterior de 8 mm.
- El tubo colector tiene un diámetro de exterior de 18 mm
- Las soldaduras del absorbedor están realizadas por ultrasonidos.
- Los tubos de vidrio tienen unas dimensiones de diámetro exterior de 47 mm y de diámetro interior de 37 mm (7 mm de vacío).
- El absorbedor está aislado por medio de vacío.
- Las conexiones de entrada y salida son de 3/4"

Principio de funcionamiento



El rendimiento de un captador se define como el cociente entre la energía obtenida del captador y la energía máxima posible generada:

$$\eta = \frac{Q_u}{A \times I}$$

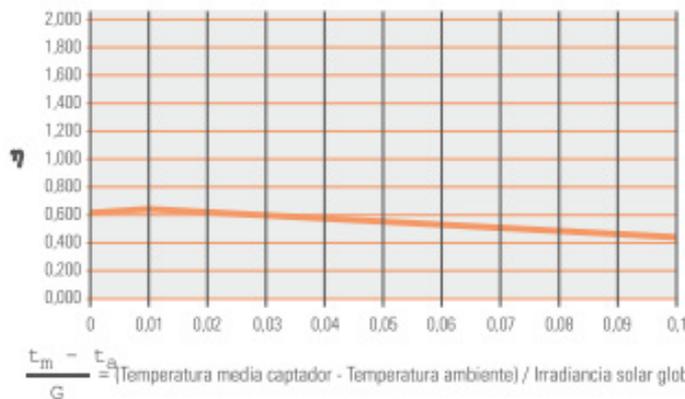
Q_u = Energía útil en el captador (W)

A = Área de referencia (m^2)

I = Irradiación solar (W/m^2)

La curva de rendimiento homologada del captador ECOSELECT se define por tres coeficientes, y está referida normalmente al área de apertura:

- El factor de ganancia (o factor de eficiencia): $\eta_0 = 0,605$.
- Coeficiente global de pérdidas de primer grado $a_1 = 0,850 W/(m^2 \cdot K)$.
- Coeficiente global de pérdidas de segundo grado $a_2 = 0,010 W/(m^2 \cdot K)$.



Curva de eficiencia instantánea

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{(t_m - t_a)}{G}$$

Como se ve en su curva de rendimiento, el captador solar ECOTUBE-14 está indicado para una óptima utilización en el caso de que trabajemos temperaturas altas (por ejemplo instalaciones para producción de agua a altas temperaturas) y condiciones de temperaturas ambientes bajas (zonas con baja insolación).

El captador ECOTUBE-14 está equipado con un reflector que optimiza la eficiencia en condiciones de pequeños ángulos de incidencia solar:

Los captadores solares térmicos han de trabajar bajo un rango de caudales determinado para obtener el máximo rendimiento posible. A título orientativo, se ofrece la siguiente tabla para la producción de agua caliente sanitaria. Para otro uso, consultar al departamento técnico de FERROLI ESPAÑA, S.L.U.

Para el cálculo de la pérdida de carga por captador de tubo de vacío, sabiendo que el caudal máximo de trabajo recomendado suele ser inferior a 5 litros/minuto, se proporciona la caída de presión para cada captador.

Nº Colectores	Caudal habitual trabajo	Caudal máximo trabajo
	litros/min-colector	
1	3,27	5
2	6,54	10
3	9,81	15
4	13,08	20
N	3,27·N	5·N

Caudal (litros/min captador)	5	4	3	2	1	0
Caída de presión (mbar)	14	10	6	4	2	0

ECOTUBE-14	
Dimensiones de la caja (LxAxE)	1.560 x 1.647 x 107 mm
Nº de tubos	14
Área total	2,57 m ²
Área de apertura (área útil)	2,24 m²
Área de absorbedor	2,36 m ²
Presión máxima de trabajo	10 bar
Peso total	42 kg
Peso por tubo	1,2 kg
Contenido de fluido	2,27 litros
Máximo y mínimo ángulo de inclinación	75° - 15° (*)
Capacidad térmica efectiva	45.940 J/K
Ke (modificador del ángulo de incidencia)	0,921 (para 50°)
Temperatura de estancamiento	286°C
Caudal recomendado	De 30 a 180 litros por hora y metro cuadrado (s/aplicación)
CÓDIGO	020185156

(*) Para ángulos de trabajos distintos no se aseguran condiciones de funcionamiento

Apéndice 12.- Hoja de especificaciones técnicas ECOUNT F 300 1C y otro para tubos de vacío

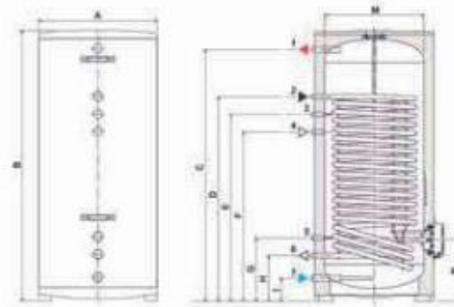
ECOUNT F 1C

**INTERACUMULADORES PARA PRODUCCIÓN A.C.S.
EN ACERO VITRIFICADO S/ DIN 4753**



Modelos para instalación en interior

- Interacumuladores verticales para almacenamiento y producción de A.C.S. con gran superficie de intercambio.
- Tratamiento vitrificado en altísima calidad, a 860 °C.
- Ánodo de magnesio incluido.
- Con serpentín de alto rendimiento.
- Termómetro incluido, excepto en los modelos de 400 y 500 litros.
- Con resistencia eléctrica incluida (1.500 W).
- Con toma de recirculación para A.C.S.
 - Presión máxima 8 kg/cm²



DIMENSIONES DE LOS INTERACUMULADORES ECOUNT F 1C

DESCRIPCIÓN

- 1 Salida de agua caliente
- 2 Entrada desde caldera
- 3 Sonda
- 4 Recirculación
- 5 Sonda
- 6 Salida a caldera
- 7 Entrada de agua fría

Gama ECOUNT F 1C: Interacumuladores con un serpentín de alto rendimiento															
MODELO	CAPACIDAD (L)	DIMENSIONES											Conexiones A.C.S.	Conexiones serpentín	Conexión recirculación
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	M	N			
ECOUNT F 100-1C	100	500	978	870	736	636	536	336	236	126	400	326	3/4	3/4	3/4
ECOUNT F 150-1C	150	500	1325	1216	1088	988	888	336	236	126	400	326	3/4	3/4	3/4
ECOUNT F 200-1C	200	540	1453	1344	1084	984	884	334	234	124	440	324	3/4	3/4	3/4
ECOUNT F 300-1C	300	620	1535	1431	1161	1061	961	361	261	131	520	351	1	1	1
ECOUNT F 400-1C	400	750	1469	1326	985	885	785	441	341	155	650	418	1	1	1
ECOUNT F 500-1C	500	750	1479	1626	1261	1161	1061	441	341	155	650	418	1	1	1

TABLA DE DATOS TÉCNICOS ECOUNT F 1C							
ECOUNT F 1C		ECOUNT F 100-1C	ECOUNT F 150-1C	ECOUNT F 200-1C	ECOUNT F 300-1C	ECOUNT F 400-1C	ECOUNT F 500-1C
Capacidad nominal	litros	90	130	180	277	367	480
Potencia intercambiada Δ 35 K	kW	18,5	31,25	35,00	45,75	59,25	84,75
Calificación energética		C	C	D	D	D	D
Caudal ACS Δ 35 K	l/h	450	790	860	1.120	1.440	2.060
Caudal ACS Δ 50 K	l/h	318	537	606	774	1.020	1.458
Tiempo preparación Δ 35 K	min	13	11,5	14	15	17	14,5
Tiempo preparación Δ 50 K	min	19	17	20	23	24	21
Presión máxima en ACS	bar	8	8	8	8	8	8
Temperatura máxima en ACS	°C	95	95	95	95	95	95
Pérdida por mantenimiento	kW/h x 24 h	1,6	1,8	2,2	2,7	2,9	3,5
Superficie de intercambio serpentín	m ²	0,74	1,25	1,4	1,83	2,37	3,39
Longitud serpentín	m	9,3	15,8	17,7	23,3	22,8	32,6
Pérdida de carga serpentín	mbar	228	386	432	565	118	167
Caudal nominal serpentín	m ³ /h	2	2	2	2	2	2
Grado de protección	IP	XoD	XoD	XoD	XoD	XoD	XoD
Tensión de alimentación	V/Hz	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50
Potencia eléctrica absorbida	W	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Peso sin carga	kg	45	64	73	102	126	155

Apéndice 13.-Flujo financiero Proyecto con Paneles Placa Plana

Concepto/año	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
INGRESOS	USD	0	326	331	336	341	346	351	356	362	367	373	378	384	390	395
Subvención	USD	0														
Remuneración Fotovoltaica	USD	0	326	331	336	341	346	351	356	362	367	373	378	384	390	395
Remuneración unitaria	USD/KWh	0,00	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13
Energía Producida	KWh	0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0
INVERSION/GASTOS	\$	3.428	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	61
Inversión	\$	3.378														
Gastos de operación	\$	50	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	61
Alquiler del terreno	\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trámites / Operación&Mantenimiento	\$	50	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	61
FLUJO NETO/AÑO	USD	-3.428	276	280	284	288	293	297	302	306	311	315	320	325	330	335
FLUJO NETO ACUMULADO/AÑOS			-3.152	-2.872	-2.588	-2.300	-2.007	-1.710	-1.408	-1.102	-791	-476	-156	169	499	834

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
401	407	413	420	426	432	439	445	452	459	466	473	480	487	494	502	
401	407	413	420	426	432	439	445	452	459	466	473	480	487	494	502	
0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	
3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	3.151,0	
62	63	63	64	65	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76	77	
62	63	63	64	65	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76	77	
340	345	350	355	361	366	371	377	383	388	394	400	406	412	418	425	
1.173	1.518	1.868	2.223	2.584	2.950	3.321	3.698	4.081	4.470	4.864	5.264	5.670	6.083	6.501	6.926	

Apéndice 14.-Flujo financiero Proyecto con Paneles Tubos de Vacío

Concepto/año	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
INGRESOS	USD	0	28	28	29	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34
Subvención	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remuneración Fotovoltaica	USD	0	28	28	29	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34
Remuneración unitaria	USD/kWh	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Energía Producida	kWh	0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0
INVERSION/GASTOS	\$	5,336	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	61
Inversión	\$	5,286														
Gastos de operación	\$	50	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	61
Alquiler del terreno	\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarimas / Operación y Mantenimiento	\$	50	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	61
FLUJO NETO/AÑO	USD	-5,336	-22	-23	-23	-23	-24	-24	-24	-25	-25	-25	-26	-26	-27	-27
FLUJO NETO ACUMULADO/AÑOS			-5,358	-5,381	-5,404	-5,428	-5,451	-5,475	-5,500	-5,524	-5,549	-5,575	-5,601	-5,627	-5,654	-5,681

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
402	408	414	420	426	433	439	446	452	459	466	473	480	487	495	502	502
402	408	414	420	426	433	439	446	452	459	466	473	480	487	495	502	502
0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.16	0.16
3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0	3,153.0
62	63	63	64	65	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76	77	77
62	63	63	64	65	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76	77	77
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	63	63	64	65	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76	77	77
340	345	350	356	361	366	372	377	383	388	395	400	406	413	419	425	425
-732	-387	-36	319	680	1,046	1,418	1,795	2,178	2,567	2,962	3,362	3,769	4,181	4,600	5,025	5,025