



Maestría en

ENERGÍAS RENOVABLES

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

AUTORES:

Barriga Chicaiza, Herminia Natali
Ibarra Rea, Carlos Armando
Madrid Vásquez, Jhonatan Enrique
Morales Arciniega, Luis Eduardo
Santamaría Cardona, Stalin Josué

TUTOR:

Rivadeneira Pérez, Andrea Carolina
Pérez, Puerto

Estudio comparativo solar de una comunidad en Quito. Valoración de la
aportación solar en el mix energético



CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

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

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



.....
Herminia Natali Barriga Chicaiza

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

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

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



Carlos Armando Ibarra Rea

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

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

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

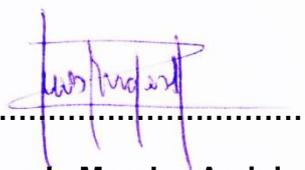


.....
Jhonatan Enrique Madrid Vásquez

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

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

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



.....
Luis Eduardo Morales Arciniega

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

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

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



Stalin Josué Santamaria Cardona

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.

Andrea Carolina Rivadeneira Pérez
COORDINADORA DE POSGRADOS
1710740786

ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD

La Biblioteca de la Universidad Internacional del Ecuador se compromete a:

1. No divulgar, utilizar ni revelar a otros la **información confidencial** obtenida en el presente trabajo, ya sea intencionalmente o por falta de cuidado en su manejo, en forma personal o bien a través de sus empleados.
2. Manejar la **información confidencial** de la misma manera en que se maneja la información propia de carácter confidencial, la cual en ninguna circunstancia podrá estar por debajo de los estándares aceptables de debida diligencia y prudencia.

Andrea Rivadeneira P.
Coordinadora Posgrados



Gabriela Fernández
Gestora Cultural

DEDICATORIA

El logro alcanzado lo dedicamos a nuestras familias por su paciencia y apoyo para poder culminar este reto asumido hace un año.

Natali, Carlos, Luis, Jhonatan, Josué

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, queremos agradecer a nuestros docentes, quienes compartieron sus conocimientos a lo largo de esta Maestría, de manera especial a Paloma y Paco por su valiosa ayuda en la elaboración de este trabajo.

A Andreita Rivadeneira y Yulieth Imbachi por su oportuno y constante acompañamiento durante esta etapa de vida.

Finalmente, un agradecimiento a Natali, Carlos, Luis, Jhonatan y Josué un buen equipo de trabajo y compañerismo que nos permitió culminar con esta meta.

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA.....	3
APROBACIÓN DEL TUTOR	8
ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD.....	9
DEDICATORIA.....	10
AGRADECIMIENTO.....	11
ÍNDICE GENERAL	12
ÍNDICE DE TABLAS	17
ÍNDICE DE FIGURAS	21
ÍNDICE DE APÉNDICES.....	23
RESUMEN	25
PALABRAS CLAVES	25
ABSTRACT.....	26
KEYWORDS	26
1. ANTECEDENTES	27
1.1. Marco Regulatorio.....	27
1.1.1. Constitución de la República del Ecuador	27
1.1.2. Ley Orgánica de Eficiencia Energética	27
1.1.3. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	28
1.1.4. Código Orgánico del Ambiente.....	28
1.1.5. Regulaciones ARCERNNR: 001/2021 y 002/2021.....	28
1.1.6. Norma Técnica Ecuatoriana (NTE– INEN– 2 507: 2009).....	29
1.1.7. Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC – HS – ER).....	29

1.2. Datos generales de la zona donde se ubica el proyecto	29
1.2.1. Título del proyecto.....	29
1.2.2. Ubicación geográfica y área de influencia	29
1.2.3. Descripción del contexto energético general en el que se desarrolla el proyecto	31
1.2.4. Beneficiarios del proyecto.....	33
2. OBJETIVOS DEL PROYECTO	35
2.1. Objetivo General	35
2.2. Objetivos Específicos	35
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	36
3.1. Emplazamiento del proyecto	36
3.2. Elección de los materiales para la instalación de la planta fotovoltaica	39
3.2.1. Módulos fotovoltaicos FV.....	39
3.2.2. Inversor.....	40
3.2.3. Armario general de protección y medida	41
3.2.4. Puesta a tierra.....	41
3.2.5. Soportes de los módulos FV	41
3.2.6. Contador.....	42
3.3. Descripción del sistema	44
3.4. Propuesta de desarrollo energético.....	44
3.4.1. Contexto Teórico de la propuesta	44
3.4.2. Datos de partida, recursos renovables de la zona.....	45
3.4.3. Diseño técnico referencial.....	46
3.4.4. Disposición de la planta fotovoltaica.....	49
3.4.5. Cálculo de producción de la planta fotovoltaica.....	51
3.4.6. Cálculo de reducción de emisiones de CO ₂	51

3.4.7.	<i>Presupuesto referencial para la implementación de la propuesta.....</i>	52
3.4.8.	<i>Plan de contratación en función de las características de la planta.....</i>	53
3.4.9.	<i>Manual y presupuesto de operaciones de mantenimiento.....</i>	54
3.5.	<i>Dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado.....</i>	58
3.5.1.	<i>Diseño de la instalación fotovoltaica aislada</i>	58
3.5.2.	<i>Cálculos de la instalación o elección de materiales.....</i>	58
3.5.3.	<i>Estimación del consumo</i>	58
3.5.4.	<i>Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....</i>	59
3.5.5.	<i>Dimensionamiento del sistema de acumulación.....</i>	60
3.5.6.	<i>Dimensionamiento del regulador.....</i>	61
3.5.7.	<i>Dimensionamiento del inversor.....</i>	62
3.5.8.	<i>Dimensionamiento del conductor.....</i>	62
3.5.9.	<i>Elección de materiales.....</i>	63
3.5.10.	<i>Presupuesto referencial sistema aislado.....</i>	68
3.5.11.	<i>Emplazamiento de la instalación fotovoltaica aislada.....</i>	68
4.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	69
4.1.	Cálculo de la demanda térmica para el escenario de estudio.....	69
4.1.1	<i>Demanda de ACS</i>	69
4.1.2	<i>Demanda de Calefacción.....</i>	70
4.1.3	<i>Perfil mensual de demanda energética.....</i>	70
4.2.	Criterio de cálculo del volumen del acumulador	71
4.3.	Extrapolación al conjunto de 100 viviendas.....	72
4.4.	Elección de emplazamiento.....	72
4.5.	Ubicación de equipos.....	73
4.6.	Esquema de principio de instalación tipo.....	73

4.7.	Dimensionamiento de la instalación	73
4.7.1	<i>Planta solar térmica captadores planos</i>	73
4.7.2	<i>Planta solar térmica captadores tubos de vacío</i>	79
4.8.	Presupuesto de ejecución	82
4.9.	Cálculo del tiempo de retorno simple de la inversión.....	83
4.10.	Extrapolación a 100 viviendas del tiempo de retorno simple de inversión.....	86
4.11.	Central Solar Termoeléctrica	88
4.11.1	<i>Cálculo del campo solar máximo y potencia de la turbina de vapor</i>	88
4.11.2	<i>Cálculos de la producción</i>	89
4.11.3	<i>Esquema de principio de la instalación</i>	90
4.11.4	<i>Precio de venta de la energía</i>	90
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	92
5.1.	Estimación de costos proyecto solar fotovoltaico	92
5.1.1	<i>Capital Expenditure CAPEX solar fotovoltaico</i>	92
5.1.2	<i>Development Expenditures DEVEX solar fotovoltaico</i>	93
5.2.	Estimación de costos proyecto solar térmico	99
5.2.1	<i>Capital Expenditure CAPEX solar térmico</i>	99
5.3.	Coste promedio ponderado de capital WACC.....	100
5.3.1	<i>Cálculo del WACC</i>	100
5.4.	Cuenta de resultados.....	101
5.4.1	<i>Ingresos planta solar fotovoltaica</i>	102
5.4.2	<i>Gastos planta solar fotovoltaica</i>	102
5.4.3	<i>Ingresos sistema solar térmico</i>	104
5.4.4	<i>Gastos sistema solar térmico</i>	104
5.5.	Cálculo Tasa interno de retorno y Valor Actual Neto planta solar fotovoltaica.....	105

5.6. Cálculo LCOE y LROE Planta solar fotovoltaica	106
5.7. Payback Planta solar fotovoltaica	107
5.8. Cálculo Tasa interno de retorno y Valor Actual Neto sistema solar térmico.....	108
5.9. Cálculo LCOE y LROE sistema solar térmico	108
5.10. Payback sistema solar térmico.....	109
5.11. Resumen económico sistema solar fotovoltaico y sistema térmico	110
6. CONCLUSIONES.....	111
7. RECOMENDACIONES	112
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
9. APÉNDICES	115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Número de habitantes por vivienda</i>	31
Tabla 2. <i>Especificaciones técnicas panel fotovoltaico TALLMAX 505W</i>	40
Tabla 3. <i>Especificaciones técnicas Inversor SMA SB 5000TL-21</i>	41
Tabla 4. <i>Especificaciones técnicas Soporte X-5 Idero Solar</i>	42
Tabla 5. <i>Especificaciones técnicas Contador REX2-EA™ EnergyAxis</i>	43
Tabla 6. <i>Dimensionamiento del conductor</i>	48
Tabla 7. <i>Inclinación requerida de los módulos PV en función de la latitud</i>	50
Tabla 8. <i>Presupuesto referencial para la implementación de la planta solar fotovoltaica</i>	52
Tabla 9. <i>Presupuesto referencial de operación de mantenimiento</i>	57
Tabla 10. <i>Consumos estimados cuarto de operador y equipos eléctricos</i>	58
Tabla 11. <i>Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico TSM-100 PC 22</i>	63
Tabla 12. <i>Especificaciones técnicas de la batería modelo UC200-12</i>	64
Tabla 13. <i>Especificaciones técnicas del regulador modelo kEMA MPPT24Z-20</i>	65
Tabla 14. <i>Especificaciones técnicas del inversor KYNB-M200</i>	66
Tabla 15. <i>Especificaciones técnicas cables solares</i>	67
Tabla 16. <i>Presupuesto referencial instalación fotovoltaica aislada</i>	68
Tabla 17. <i>Demanda energética de ACS vivienda 4 personas</i>	70
Tabla 18. <i>Datos meteorológicos ciudad de Quito</i>	70
Tabla 19. <i>Demanda energética mensual para ACS y Calefacción</i>	71
Tabla 20. <i>Demanda energética para ACS y Calefacción urbanización “El Manantial”</i>	72
Tabla 21. <i>Datos Captador Solar Viessman Vitosol S2.5</i>	74
Tabla 22. <i>Radiación solar incidente Urbanización “El Manantial”</i>	75
Tabla 23. <i>Producción anual del sistema solar térmico – Captadores Planos</i>	77

Tabla 24. <i>Producción anual sistema auxiliar – Captadores Planos</i>	77
Tabla 25. <i>Especificaciones Técnicas Calefón ORBIS 315BCO</i>	78
Tabla 26. <i>Cómputo anual Sistema Solar Térmico</i>	79
Tabla 27. <i>Especificaciones Técnicas Captador Solar Viessman Vitosol 200-TM</i>	80
Tabla 28. <i>Producción anual del sistema solar térmico – Captadores Tubos de vacío</i>	80
Tabla 29. <i>Producción anual del sistema auxiliar – Captadores Tubos de vacío</i>	81
Tabla 30. <i>Cómputo anual sistema Captadores Tubos de vacío</i>	82
Tabla 31. <i>Presupuesto Referencial Colectores Planos vivienda 4 habitantes</i>	82
Tabla 32. <i>Presupuesto referencial colectores planos urbanización “El Manantial”</i>	82
Tabla 33. <i>Presupuesto Referencial Colectores Tubos de vacío vivienda 4 habitantes</i>	83
Tabla 34. <i>Presupuesto referencial colectores tubos de vacío urbanización “El Manantial”</i>	83
Tabla 35. <i>Tiempo de retorno simple de la inversión colectores planos y GLP subvencionado</i> ..	84
Tabla 36. <i>Tiempo de retorno simple de la inversión colectores planos y GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado</i>	84
Tabla 37. <i>Tiempo de retorno simple de la inversión colectores planos y GLP sin subvención</i> ..	84
Tabla 38. <i>Tiempo de retorno simple de la inversión colectores tubos de vacío y GLP subvencionado</i>	85
Tabla 39. <i>Tiempo de retorno simple de la inversión colectores tubos de vacío y GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado</i>	85
Tabla 40. <i>Tiempo de retorno simple de la inversión colectores tubos de vacío y GLP sin subvención</i>	86
Tabla 41. <i>Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP subvencionado 100 viviendas</i>	86
Tabla 42. <i>Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado 100 viviendas</i>	86

Tabla 43. <i>Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP sin subvención 100 viviendas.</i>	87
Tabla 44. <i>Tiempo de retorno simple de inversión colectores tubos de vacío GLP subvencionado 100 viviendas.</i>	87
Tabla 45. <i>Tiempo de retorno simple de inversión colectores tubos de vacío GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado 100 viviendas.</i>	87
Tabla 46. <i>Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP sin subvención 100 viviendas.</i>	87
Tabla 47. <i>Especificaciones Técnicas Turbina de vapor TGM modelo MCT</i>	88
Tabla 48. <i>Cálculo de la Producción de energía en un día</i>	89
Tabla 49. <i>Producción anual de la planta</i>	89
Tabla 50. <i>Costos Operación y Mantenimiento</i>	91
Tabla 51. <i>CAPEX Proyecto Solar Fotovoltaico</i>	92
Tabla 52. <i>DEVEX Proyecto Solar Fotovoltaico</i>	95
Tabla 53. <i>Contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción</i>	98
Tabla 54. <i>Inversión Total contrato de desarrollo con fee a éxito</i>	99
Tabla 55. <i>Inversión Total contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción</i>	99
Tabla 56. <i>CAPEX referencial 1 vivienda colector solar plano.</i>	99
Tabla 57. <i>CAPEX sistema colectores solares planos 100 viviendas</i>	100
Tabla 58. <i>WACC Proyecto Solar Fotovoltaico/Térmico</i>	101
Tabla 59. <i>Rubros e hipótesis Ingresos planta solar fotovoltaica</i>	102
Tabla 60. <i>Gastos autoconsumo planta solar fotovoltaica</i>	102
Tabla 61. <i>Gastos operativos planta solar fotovoltaica</i>	103
Tabla 62. <i>Rubros e hipótesis Ingresos sistema solar térmico.</i>	104
Tabla 63. <i>Gastos operativos planta solar fotovoltaica</i>	105
Tabla 64. <i>TIR y VAN planta solar fotovoltaica, 100% fondos propios</i>	106

Tabla 65. <i>TIR y VAN planta solar fotovoltaica, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.</i>	106
Tabla 66. <i>LCOE y LROE planta solar fotovoltaica, 100% fondos propios</i>	107
Tabla 67. <i>LCOE y LROE planta solar fotovoltaica, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.</i>	107
Tabla 68. <i>Payback planta solar fotovoltaica, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.</i>	107
Tabla 69. <i>TIR y VAN sistema solar térmico, 100% fondos propios</i>	108
Tabla 70. <i>TIR y VAN sistema solar térmico, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.</i>	108
Tabla 71. <i>LCOE y LROE sistema solar térmico, 100% fondos propios</i>	109
Tabla 72. <i>LCOE y LROE sistema solar térmico, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.</i>	109
Tabla 73. <i>Payback sistema solar térmico, 30% fondos propios y 70%</i>	109
Tabla 74. <i>Resumen económico sistema solar fotovoltaico</i>	110
Tabla 75. <i>Resumen económico sistema solar térmico</i>	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Ubicación Urbanización “El Manantial”</i>	30
Figura 2. <i>Temperatura media mensual</i>	30
Figura 3. <i>Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.</i>	33
Figura 4. <i>Irradiación solar área de influencia del proyecto</i>	33
Figura 5. <i>Radio de cobertura para selección de emplazamiento del proyecto fotovoltaico</i>	36
Figura 6. <i>Mapa de relieves en la zona del proyecto</i>	37
Figura 7. <i>Predios municipales y particulares en la zona del proyecto</i>	37
Figura 8. <i>Accidentes geográficos cercanos a la zona del proyecto</i>	38
Figura 9. <i>Área seleccionada para el emplazamiento del proyecto</i>	39
Figura 10. <i>Panel fotovoltaico TALLMAX 505W</i>	40
Figura 11: <i>Inversor SMA SB 5000TL-21</i>	41
Figura 12. <i>Soporte X-5 Idero Solar</i>	42
Figura 13. <i>Contador REX2-EA™ EnergyAxis</i>	43
Figura 14. <i>Irradiación promedio mensual en el emplazamiento del proyecto</i>	45
Figura 15. <i>Simulación de rendimiento del inversor seleccionado con 5 módulos fotovoltaicos por string.</i>	49
Figura 16. <i>Simulación de rendimiento del inversor seleccionado con 10 módulos fotovoltaicos, un string.</i>	50
Figura 17. <i>Configuración de String del inversor</i>	50
Figura 18. <i>Panel fotovoltaico sistema aislado</i>	63
Figura 19. <i>Batería modelo UC200-12</i>	64
Figura 20. <i>Regulador modelo kEMA MPPT24Z-20</i>	65
Figura 21. <i>Inversor de 200 W</i>	66

Figura 22. <i>Cables solares</i>	67
Figura 23. <i>Emplazamiento instalación fotovoltaica aislada</i>	68
Figura 24. <i>Perfil de demanda energética mensual de ACS y Calefacción.</i>	71
Figura 25. <i>Imagen satelital urbanización “El Manantial”</i>	72
Figura 26. <i>Captador Viessmann modelo Vitosol 100, tipo s2.5</i>	74
Figura 27. <i>Calefón ORBIS 315BCO</i>	77
Figura 28. <i>Cobertura Demanda Mensual – Captadores Planos + Aporte Auxiliar</i>	78
Figura 29. <i>Interacumulador Viessmann, modelo Vitocell 100-V</i>	79
Figura 30. <i>Captador Viessmann modelo Vitosol 200-TM</i>	80
Figura 31. <i>Cobertura Demanda Mensual – Captadores Tubos de vacío + Aporte Auxiliar</i>	81
Figura 32. <i>Turbina de vapor TGM modelo MCT</i>	88

ÍNDICE DE APÉNDICES

Apéndice 1: Ficha técnica panel fotovoltaico TALLMAX 505W	116
Apéndice 2: Ficha técnica inversor SMA SB 5000TL-21.....	119
Apéndice 3: Ficha técnica soporte X-5 Idero Solar	123
Apéndice 4: Emplazamiento planta fotovoltaica	128
Apéndice 5: Diagrama unifilar planta fotovoltaica	130
Apéndice 6: Cronograma de actividades a realizarse para la implementación de la planta solar fotovoltaica	132
Apéndice 7: Check list para el mantenimiento preventivo de equipos planta fotovoltaica	139
Apéndice 8: Ficha técnica del panel fotovoltaico sistema aislado	141
Apéndice 9: Ficha técnica de la batería del sistema aislado	145
Apéndice 10: Ficha técnica del regulador del sistema aislado	149
Apéndice 11: Ficha técnica del inversor del sistema aislado	151
Apéndice 12: Fichas técnicas cables solares del sistema aislado	153
Apéndice 13: Esquema de principio de instalación tipo.....	155
Apéndice 14: Especificaciones técnicas captador Viessmann modelo Vitosol 100 tipo S2.5 ...	157
Apéndice 15: Especificaciones técnicas calefón ORBIS modelo Vitosol 315BCO.....	164
Apéndice 16: Especificaciones técnicas interacumulador Viessmann modelo Vitosol 100-V...	167
Apéndice 17: Especificaciones técnicas captador Viessmann modelo Vitosol 200-TM tubos de vacío.....	173
Apéndice 18: Cálculo del tiempo simple de inversión colector plano	178
Apéndice 19: Cálculo del tiempo simple de inversión colector de tubos de vacío	180
Apéndice 20: Diagrama unifilar sistema solar térmico para ACS y calefacción y ubicación de equipos en sala de lavanderías	182
Apéndice 21: Especificaciones técnicas turbina de vapor TGM WEG ENERGY modelo	185
Apéndice 22: Diagrama de central termosolar con colectores cilindro parabólicos.....	187

Apéndice 23: Salarios mínimos de las diferentes categorías ocupacionales para la construcción 2022 de la Contraloría General del Estado de Ecuador.....	189
Apéndice 24: Cuenta de resultados solar fotovoltaica autofinanciado.....	192
Apéndice 25: Cuenta de resultados solar fotovoltaica con financiamiento bancario.....	198
Apéndice 26: Cuenta de resultados autofinanciado solar térmica.....	204
Apéndice 27: Cuenta de resultados solar térmica con financiamiento bancario.....	210

RESUMEN

El creciente desarrollo de las energías renovables en el Ecuador, permite plantear nuevos escenarios en los cuales los recursos fósiles disminuyen su incidencia en la matriz energética nacional, los recursos naturales renovables actualmente compiten con recursos primarios convencionales tanto en el aspecto técnico como económico, es así que el Ecuador por su privilegiada ubicación geográfica cuenta con varias fuentes de energía renovables, siendo la energía solar la de mayor prospectiva con la generación de proyectos fotovoltaicos con la inversión tanto de capital público y privado.

Dentro de este contexto, el presente proyecto contempla el análisis técnico-económico de una planta solar fotovoltaica y un sistema solar térmico. En el aspecto técnico, la planta solar fotovoltaica será diseñada para abastecer el 20% del consumo eléctrico de 100 viviendas que están ubicadas en la urbanización "El Manantial" parroquia Conocoto, cantón Quito mientras que el sistema solar térmico dotará de agua caliente sanitaria y calefacción a cada una de las viviendas de esta urbanización.

En el aspecto económico se considerará una subvención de \$50.000 para la planta solar fotovoltaica, un precio de energía eléctrica de 105 \$/MWh, con una inversión total de \$67.460 mientras que para el sistema solar térmico el precio por MWh será de \$103 valor que se obtendrá considerando el precio de GLP sin subvención y una inversión total de \$777.376, con estos datos, el cálculo de los indicadores financieros y la normativa actual que rige en el país, se analizará que tan rentable puede ser este tipo de proyectos en el Ecuador.

PALABRAS CLAVES

“Ecuador”; “energías renovables”; “planta solar”; “proyectos fotovoltaicos”; “sistema solar”

ABSTRACT

The growing development of renewable energies in Ecuador allows the proposal of new scenarios in which fossil resources decrease their incidence in the national energy sources. Renewable natural resources currently compete with conventional primary resources in the technical and economic areas. Ecuador, for its privileged geographical location, has several renewable energy sources. The solar energy is the most prospective with the generation of photovoltaic projects with the investment in both public and private capital.

This project is about the technical-economic analysis of a solar photovoltaic plant and a solar thermal system. On the technical side, the solar photovoltaic plant will be designed to supply 20% of the electricity consumption of 100 houses that are located in the "El Manantial" urbanization, Conocoto parish, Quito canton, while the solar thermal system will provide hot water and heating to each of the houses in this housing complex.

In the economic aspect, a subsidy of \$50,000 will be considered for the solar plant photovoltaic and an electrical energy cost of \$105/MWh, with a total invest of \$67.460, while for the solar system thermal, the cost per MWh will be \$103 this cost will be obtained considering the price of GLP without subsidy and a total invest of \$777.376, with these data, the calculation of the financial indicators and the current regulations that governs the country, we will analyze how profitable this kind of project could be in Ecuador.

KEYWORDS

Ecuador"; "renewable energy"; "solar plant"; "photovoltaic projects"; "Solar system";

1. ANTECEDENTES

Un grupo de 100 viviendas pertenecientes a la urbanización “El Manantial” ubicados en Conocoto parroquia rural del Distrito Metropolitano de Quito quiere convertirse en una comunidad con alto grado de independencia energética y con certificado renovable. Para ello plantea satisfacer su demanda máxima de agua caliente sanitaria posible y servir de apoyo a la calefacción por medio de la energía solar térmica.

A su vez el mismo grupo de 100 viviendas pertenecientes a la urbanización “El Manantial” ha recibido una subvención del gobierno de Ecuador para el desarrollo de un proyecto que repercuta un ahorro energético de un 20% del consumo total de energía de dichas viviendas en la urbanización.

Tras la comunicación de la concesión de la subvención por parte del gobierno de Ecuador, el presidente de esta urbanización ha planteado la opción de la instalación de una planta solar fotovoltaica, que suministre la energía necesaria a la urbanización para poder tener un ahorro del 20%, dicha planta deberá instalarse sobre suelo, no podrá usar construcciones existentes y se deberá utilizar componentes convencionales y estructuras fijas.

Para la elaboración de este proyecto, el presidente de la urbanización ha solicitado los trabajos de elección de emplazamiento, dimensionado de la planta solar, elección de materiales, presupuesto de construcción y estudio de rentabilidad.

1.1. Marco Regulatorio

Para la elaboración del documento se consideró el siguiente marco regulatorio existente en el Ecuador:

1.1.1. *Constitución de la República del Ecuador*

Según el Art. 413 de la Constitución de la República del Ecuador, 2008, el Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de conocimientos y tecnologías ambientalmente limpias, así como de energías consideradas como renovables o limpias, de bajo nivel de impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua (Asamblea Nacional del Ecuador, 2008).

1.1.2. *Ley Orgánica de Eficiencia Energética*

Esta ley tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética - SNEE y promover sistemáticamente el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en sus disímiles formas, a fin de aumentar la seguridad energética del Ecuador; al ser más eficiente, y mejorar los niveles de productividad energética, promover la competitividad de la economía nacional, cimentar una cultura de sustentabilidad ambiental y eficiencia energética, contribuir a la mitigación del cambio climático y atestiguar los derechos de las personas a vivir en un ambiente sano con el fin de tomar decisiones oportunas e informadas [...]”. (Ley Orgánica de Eficiencia Energética, 2019, Art. 1)

1.1.3. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

El objetivo específico de esta ley se enmarca en: “[...] 1. Cumplir la prestación innegable del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final, por medio de las actividades de: generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; [...]” simultáneamente de: “[...] 5. Desarrollar componentes de promoción por parte del Estado que estimulen el aprovechamiento técnico y económico de los recursos energéticos, con orientación en fuentes renovables [...]”. (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2015, Art. 2)

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables instruirá el uso de tecnologías más limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución de la República del Ecuador que plantea desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sostenido en el aprovechamiento energético de los recursos renovables de energía. La electricidad derivada con este tipo de energías referirá con condiciones preferentes determinadas mediante regulación expedida por la mencionada Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2015, Art. 26)

1.1.4. Código Orgánico del Ambiente

Derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado comprende: “[...] 8. El adelanto y uso de prácticas y tecnologías limpias y sanas, así como de energías no contaminantes, alternativas, renovables y de bajo impacto ambiental [...]”. (Código Orgánico del Ambiente, 2017, Art. 5)

Lo que respecta a los principios ambientales, este comprende que: “[...] 2. El Estado promoverá en los sectores públicos y privados, el desarrollo y uso eficiente de tecnologías limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto, que disminuyan todas las fases de un sistema productivo, a más de los riesgos de daños sobre el ambiente [...]”. (Código Orgánico del Ambiente, 2017, Art. 9)

1.1.5. Regulaciones ARCERNNR: 001/2021 y 002/2021

La Regulación No. ARCERNNR 001/2021, correspondiente al: “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores reglamentados de energía eléctrica”, establece que las disposiciones para el proceso de legitimación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida fundadas en fuentes de energía renovable están dispuestas para alcanzar el autoabastecimiento de consumidores regulados. (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2021)

La Regulación No. ARCERNNR 002/2021, referida al: “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para efectuar la actividad de generación” tiene como objeto establecer sistemáticamente las condiciones técnicas y comerciales que debe cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de posesión de empresas que coexistan habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar dicha actividad de generación. (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2021)

1.1.6. Norma Técnica Ecuatoriana (NTE– INEN– 2 507: 2009).

Esta norma instaure todas las especificaciones técnicas mínimas para la fabricación e instalación, así como las guías para el dimensionamiento que deben cumplir los Sistemas Solares Térmicos (SST) para calentamiento de agua en procesos menores a 100 °C, respecto de los aspectos técnicos, clasificación, descripción, dimensionamiento, componentes, ensayos de homologación y etiquetado (Arteaga et al., 2020). Además, establece la información que debe proporcionar el fabricante con sus equipos y las circunspecciones de seguridad para los usuarios de los SST (Pérez, 2015).

1.1.7. Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC – HS – ER).

El objetivo vital de la normativa referente a Energías Renovables, Sistemas Solares Térmicos para Agua Caliente Sanitaria (ACS) – Aplicaciones Menores a 100 °C., radica en conseguir que una gran parte del consumo energético provenga de fuentes de energía renovable como resultado de las características de, construcción, uso y mantenimiento de su proyecto, considerando vitalmente la previsión de demanda de agua caliente sanitaria o de climatización, por medio de la incorporación de mecanismos y sistemas de captación, modos de almacenamiento y utilización de fuentes de energías renovables (Sandoya et al., 2018).

1.2. Datos generales de la zona donde se ubica el proyecto

1.2.1. Título del proyecto

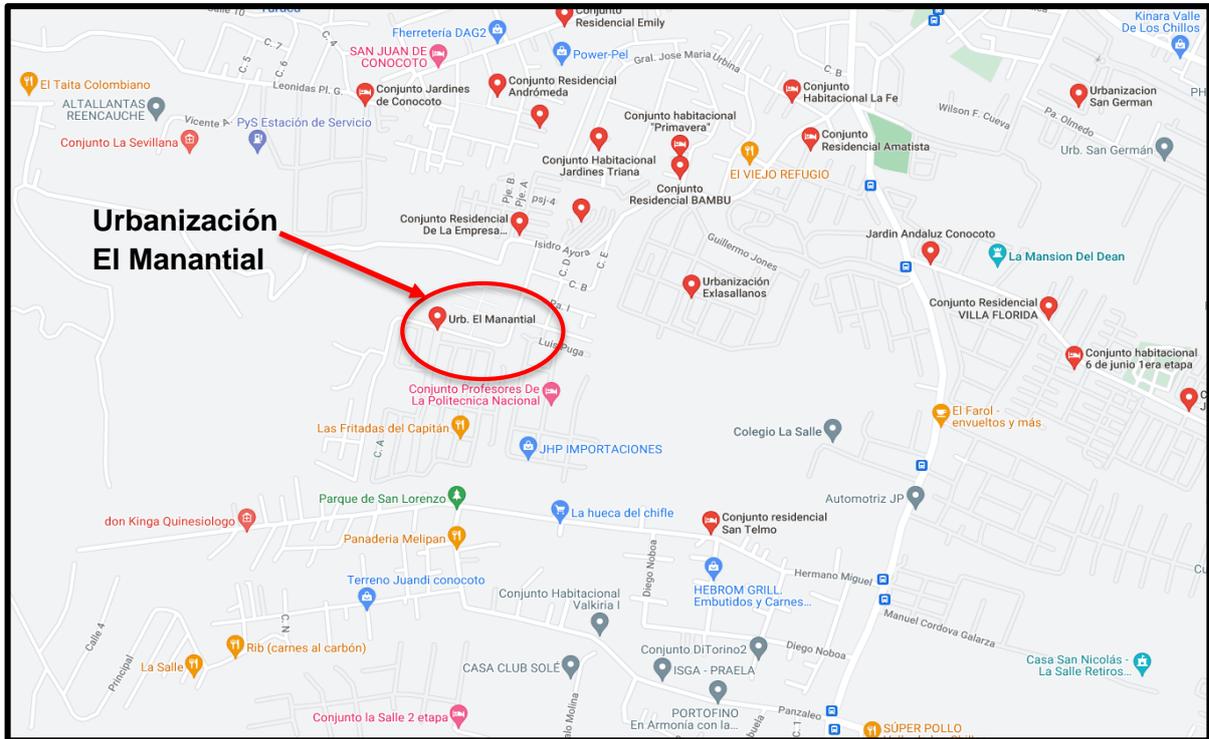
Estudio comparativo solar de una comunidad en Quito. Valoración de la aportación solar en el mix energético.

1.2.2. Ubicación geográfica y área de influencia

Ubicación Geográfica.

Para la elaboración del presente proyecto se ha considerado como área de influencia la Urbanización “EL Manantial”, ubicada en Conocoto parroquia rural del Distrito Metropolitano de Quito, en la provincia de Pichincha. Está aproximadamente a 2615 msnm en las coordenadas 0°18'41”S 78°29'44”W, **Ver Figura 1.**

Figura 1. Ubicación Urbanización “El Manantial”



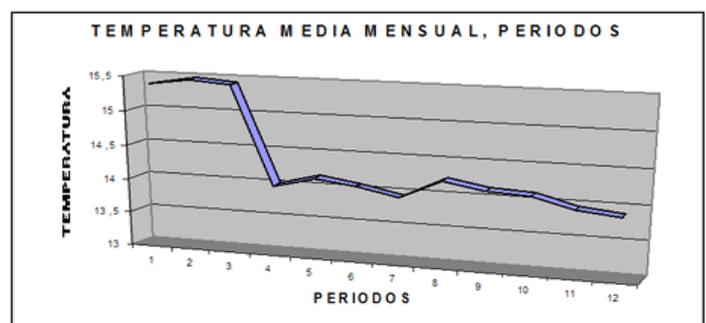
Nota: <https://www.google.com/maps/@41.386063,2.11451,16z?hl=es-ES>

Caracterización biofísica, de uso actual y climática de la zona.

En el área de influencia se encuentra en condiciones climáticas típicas de la zona interandina, bosque tropical montano bajo, con una temperatura que oscila entre 14.61° C a los 16.73° C a 2,480.00 msnm, con un rango mínimo de entre 14.10° y 14.90° C y máximo de 16.10° a 17.30° C. La precipitación fluctúa dentro de los 111 y 128 mm que se racionan en dos periodos lluviosos: el primero, entre los meses de marzo y abril, y el segundo en los meses de octubre y noviembre. Por otro lado, hay que notar que, la primera estación seca se da en los meses de julio y agosto, donde los vientos son moderados con velocidades medias de entre 3 y 4 m/s dirección predominante norte (Carrión, 2019). **Ver Figura 2.**

Figura 2. Temperatura media mensual

Fuente: INAMHI Año 1990 – 2009, 2010
Elaboración: ETP-GADPP
PRECIPITACIÓN ANUAL
Parroquia Conocoto



Nota. El grafico fue tomado de INAMHI (2009)

Área/entorno de influencia directa del Proyecto

La urbanización “El Manantial” es de tipo residencial y cuenta con los servicios básicos como agua, luz, internet, telefonía, está compuesta de 100 viviendas de tipo bloque armado, donde residen 360 personas distribuidos de acuerdo con el detalle en la **Tabla 1**.

Tabla 1. *Número de habitantes por vivienda*

N° de habitantes en la vivienda	N° de viviendas	Consumo medio mensual (kWh)
2	15	3.500
3	30	4.500
4	35	6.000
5	20	8.000

Nota. Elaboración propia a partir de datos de campo

1.2.3. Descripción del contexto energético general en el que se desarrolla el proyecto

La energía eléctrica a través de los años ha promovido el crecimiento de la industria y la sociedad, al mismo tiempo las fuentes de generación eléctrica han contribuido con impactos negativos a la naturaleza o medio ambiente, contaminación de ríos o vertientes de agua, consumo indiscriminado de combustibles fósiles, cambios de paisajes, construcción de represas, por tal razón con la finalidad de mitigar los problemas ambientales muchos países han empezado a plantear el uso de recursos naturales renovables para la generación de energía eléctrica, calentamiento de agua, entre otros (Carvajal et al., 2019).

Ecuador al encontrarse ubicado en la línea equinoccial cuenta con gran variedad en recursos naturales inagotables lo cual lo cataloga con gran potencial energético basado en energías renovables, uno de estos recursos es el sol, debido a la ubicación geográfica en la que se encuentra el país la irradiación promedio anual registrada favorece la explotación de energía solar fotovoltaica (Muyulema-Allaica et al., 2019).

En el Ecuador, la energía solar fotovoltaica inicio en el año 1982 donde se aprobó la Ley de Fomento de Energías No Convencionales y se contrató a científicos del Instituto Nacional de Energía para que realicen investigaciones sobre la energía solar fotovoltaica; en la década de 1990, se creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), siendo un organismo gubernamental encargado de la regulación y control del mercado eléctrico, y este a su vez abrió camino a la implementación de los primeros proyectos de sistemas fotovoltaicos aislados (Hidalgo et al., 2017).

En el año 2003, el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), financió a pequeños empresarios y organizaciones no gubernamentales para que se construya pequeños sistemas fotovoltaicos no conectados a la red de distribución en varias comunidades aisladas (Villacreses et al., 2022).

En el año 2007, con la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), se potencia el Programa de Electrificación Rural mismo que se enfoca en dotar de energía eléctrica a las viviendas de la Amazonía a través de la implementación Sistemas Fotovoltaicos Aislados (Hidalgo et al., 2017).

Actualmente, en el Ecuador la generación de energía eléctrica en su mayoría proviene de la generación hidráulica, pero al tener problemas de representación natural, como la escasez de lluvias y baja de los estándares de caudal en las represas, se ve la necesidad de generar energía con uso de recursos naturales como petróleo, gas, carbón (Villacreses et al., 2022). Por tanto, se genera un costo elevado de la energía e incremento en la contaminación ambiental, a raíz de esto es imprescindible pensar en utilizar otro recurso natural renovable como es el sol con lo cual se podrá generar energía renovable solar fotovoltaica que puede ser usada diferentes hogares y empresas con el objetivo de economizar costos en el consumo eléctrico y a la vez precautelar el medio ambiente (Icaza et al., 2021).

El papel de la energía solar puede pasar de ser un margen pequeño de contribución, como se considera actualmente, a llegar a ser la más importante fuente energética en el 2050. Esta creciente expansión es un componente clave que respalda la transición energética hacia la descarbonización en muchos países del mundo. Sin embargo, debido a la naturaleza variable del recurso solar, la planificación y el despliegue óptimos de las aplicaciones de energía solar requieren un conocimiento detallado de la variabilidad espacial y temporal de la radiación solar (Icaza et al., 2022).

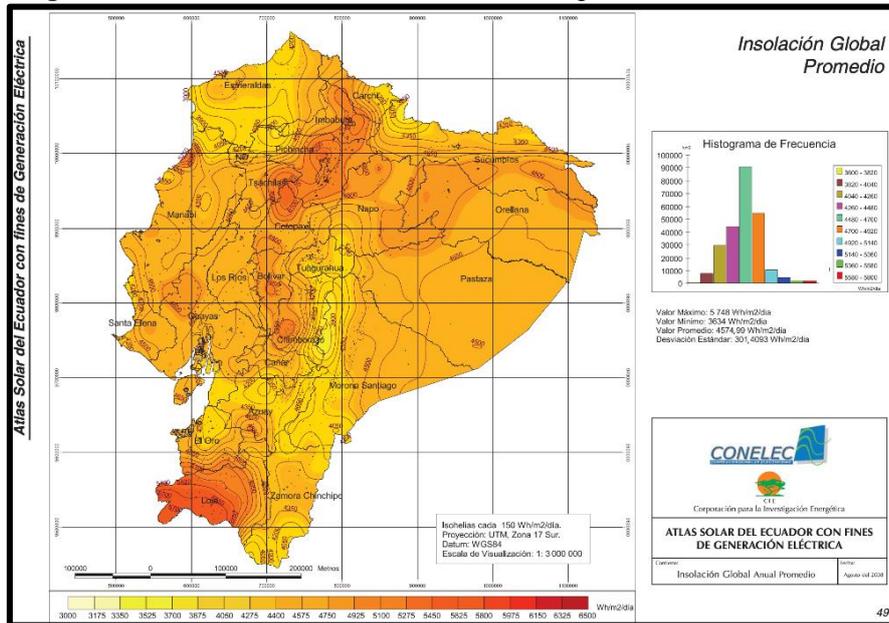
La energía solar fotovoltaica en territorio ecuatoriano se desarrolla de manera particular en ciertas provincias del Oriente, en Manabí, Loja, El Oro, Esmeraldas y más recientemente en la provincia de Galápagos, sus usos son diversos en: aparatos electrónicos, alumbrado, señalización, telecomunicaciones, y en el procesamiento de cultivos; riego y purificación, secado, conservación de alimentos, entre otros (Hidalgo et al., 2017).

De acuerdo con las estadísticas exteriorizadas en el Informe Técnico de CENACE la energía proveniente de fuentes renovables en el país representó el 72,58 %; de los cuales el 97,43 % corresponde a energía hidráulica, 1,8% Biomasa, 0,18% fotovoltaica, 0,38% eólica y 0,21% Biogás (CENACE, 2020). La energía no renovable adquirió una participación importante del 27,42% correspondiente principalmente a la operación de centrales termoeléctricas (Tapia et al., 2022).

La energía eléctrica a nivel mundial es indispensable para el desarrollo de los países, teniendo una estrecha relación con su crecimiento, razón por la que su demanda será cada vez mayor. Si se considera el balance energético del Ecuador durante el 2020, el recurso energético secundario de mayor participación es la electricidad con el 29,6%. Esta participación será mucho mayor si se toma en cuenta el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035, donde se contempla la incorporación de vehículos híbridos y eléctricos, reduciendo de esta manera la utilización de combustibles fósiles para su funcionamiento, siendo el sector transporte el que representa un mayor consumo de energía con el 42%.

La insolación global promedio en el Ecuador de acuerdo a los datos consolidados en el Atlas solar con fines de generación eléctrica elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) es de 4574,99 Wh/m²/día de potencial de producción energética, como se muestra en la **Figura 3**.

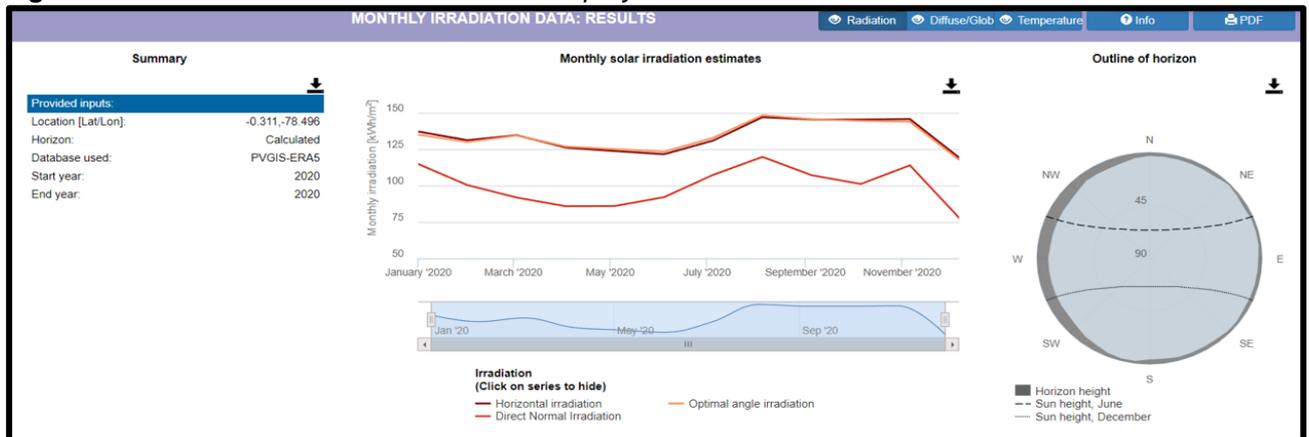
Figura 3. Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.



Nota. Figura tomada de CONELC

La Irradiación solar promedio en el área de influencia del proyecto de acuerdo con el programa Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) presenta a través de un análisis mensual en el intervalo de un año valores cercanos a 5 kWh/m². Ver Figura 4.

Figura 4. Irradiación solar área de influencia del proyecto



Nota. Irradiación solar área de influencia del proyecto tomada con el programa PVGIS (2022)

1.2.4. Beneficiarios del proyecto

Caracterización socio-económica de la Población Objetivo donde se ubica el proyecto

La caracterización socioeconómica del área de influencia resalta que la mayoría de la población de la cabecera parroquial se autoidentifica como mestiza, el nivel de instrucción de la mayoría de los evaluados es superior y gran parte de la PEA indica que trabaja como empleado público municipal del DMQ o Junta parroquial de Conocoto. De las ventajas de pertenecer a la Cabecera parroquial es la alta dotación de servicios básicos y equipamiento, incluso otros sectores de

Conocoto insinúan que toda la atención y mejora con respecto a infraestructura y servicios van consignados hacia la cabecera parroquial (Caria, 2019).

Entorno energético actual en la zona de la Población Objetivo

Actualmente la urbanización “El Manantial” cuenta con el servicio eléctrico que está a cargo de la Empresa Eléctrica Quito, dicha urbanización se alimenta del primario C que viene de la subestación Conocoto, el consumo medio anual de la urbanización es de 557.500 KWh.

2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

2.1. Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad técnica-económica de un Sistema Solar Fotovoltaico y Sistema Solar Térmico para satisfacer las necesidades de demanda de agua caliente sanitaria y calefacción para la urbanización El Manantial en la ciudad de Quito

2.2. Objetivos Específicos

Diseñar una planta fotovoltaica que satisfaga el ahorro del 20% de consumo energético de la urbanización “El Manantial”.

Diseñar un sistema de energía solar térmica que permita el abastecimiento de agua caliente sanitaria y calefacción para 100 viviendas unifamiliares de la Urbanización “El Manantial”

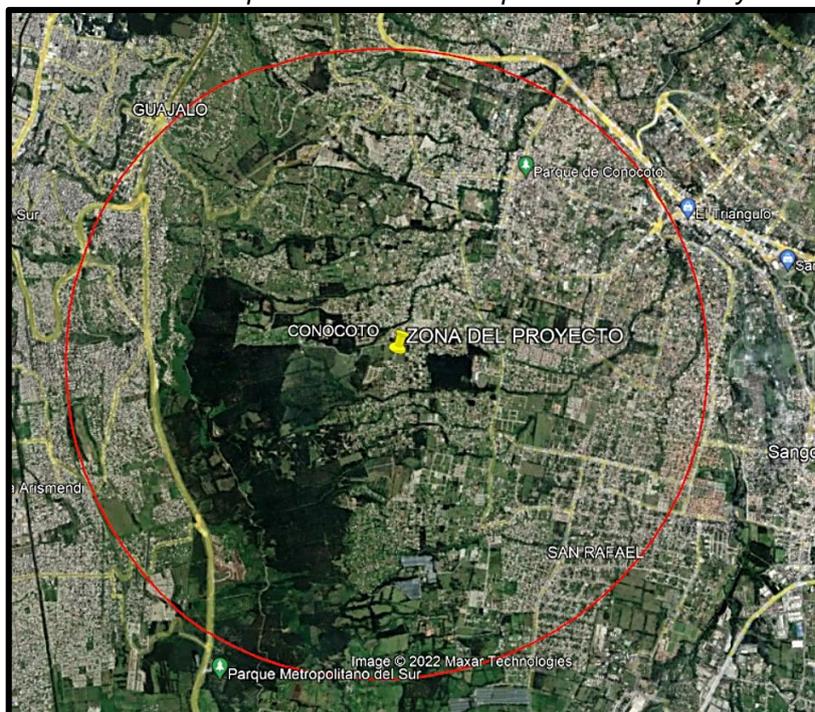
Realizar un análisis económico de los sistemas fotovoltaico y solar térmico para determinar la rentabilidad de la implementación de estas tecnologías en el país.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. Emplazamiento del proyecto

Considerando el grupo de viviendas ubicado en la urbanización “El Manantial” donde se desarrollaría el proyecto fotovoltaico, se toma en cuenta un radio de cuatro kilómetros a la redonda para la selección del mejor emplazamiento. **Ver Figura 5.**

Figura 5. Radio de cobertura para selección de emplazamiento del proyecto fotovoltaico



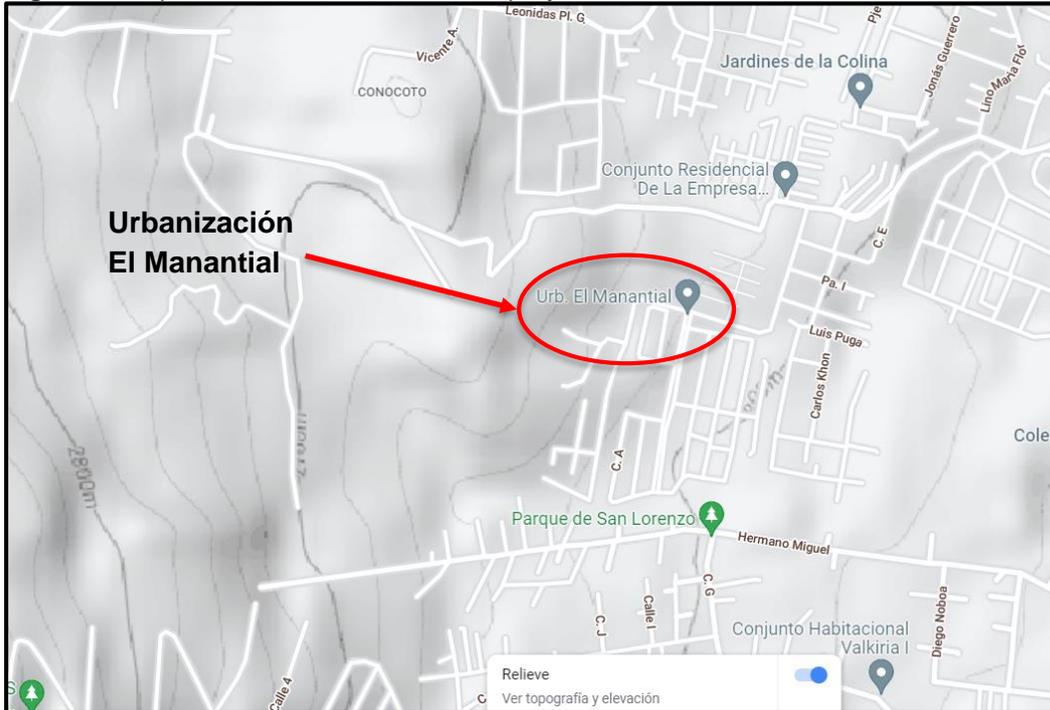
Nota: Captura tomada de <https://www.google.com/maps/place/Conocoto,+Quito/>

Para la elección del emplazamiento se consideró las siguientes condiciones:

- Topografía del terreno,
- Consideración de áreas protegidas.
- Clasificación de suelos de acuerdo con el mapa predial de la ciudad.
- Cercanía a infraestructura residencial o árboles que influyan en pérdidas por sombreado en el proyecto fotovoltaico.
- Cercanía a infraestructura del proveedor eléctrico local (EEQ).

En la **Figura 6** se puede apreciar que alrededor de la urbanización seleccionada para el presente proyecto se tiene terrenos relativamente planos, de los cuales se podría seleccionar uno para el emplazamiento del mismo.

Figura 6. Mapa de relieves en la zona del proyecto



Nota: Captura tomada de <https://www.google.com/maps/place/Conocoto,+Quito/manantial>

En la **Figura 7** se puede observar los diferentes predios existentes tanto particulares como municipales cercanos al área del proyecto, (en color azul predios municipales y en color celeste predios particulares).

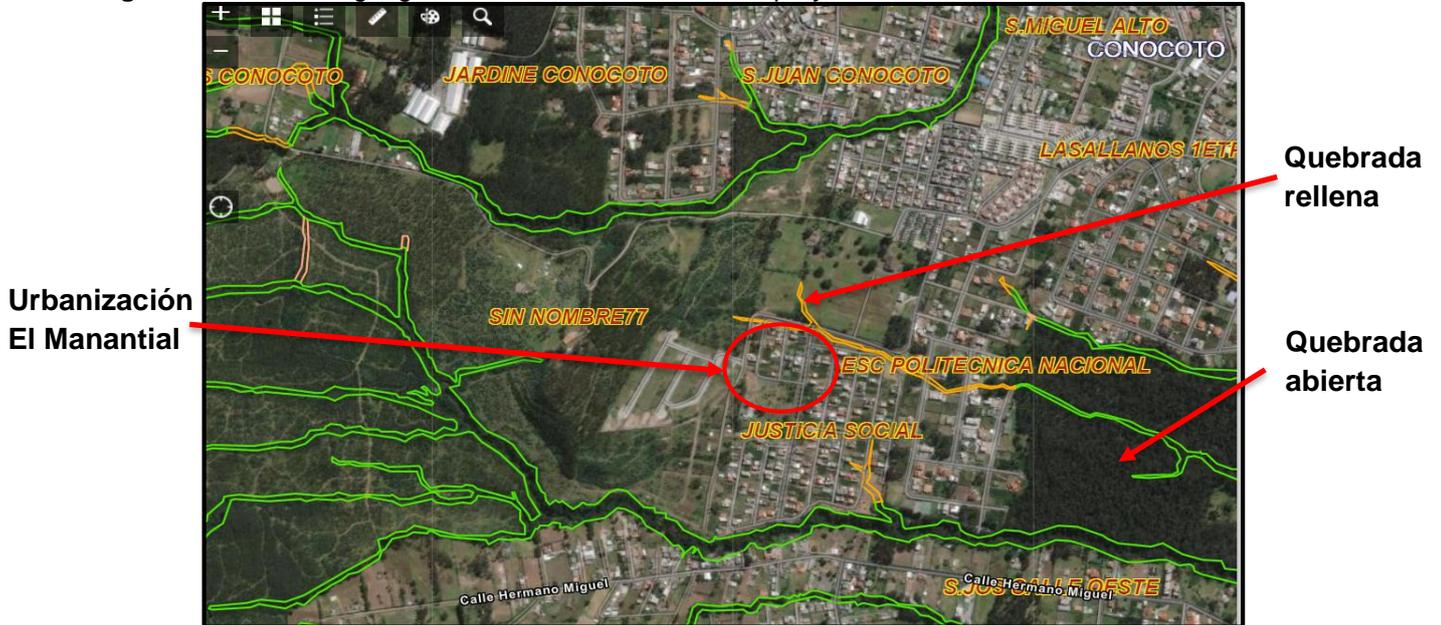
Figura 7. Predios municipales y particulares en la zona del proyecto



Nota. Elaboración propia a partir de las capturas

En la **Figura 8** se puede observar que las áreas disponibles para la selección del emplazamiento cercanas a la urbanización no presentan accidentes geográficos (quebrada abierta).

Figura 8. Accidentes geográficos cercanos a la zona del proyecto



Nota. Elaboración propia a partir de las capturas

De acuerdo con el documento de “Áreas protegidas del Distrito Metropolitano de Quito” perteneciente a la Secretaría de Ambiente, se pudo apreciar que el sector disponible para el emplazamiento de este proyecto no es considerado como área protegida, por tanto, se puede afirmar que en la implementación de la planta solar fotovoltaica no se tendrá afectación de flora y fauna.

De acuerdo con la topología de red de distribución perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito, se tiene que en la urbanización existe la red de medio voltaje a la cual se podría conectar la planta fotovoltaica que se pretende instalar, o su vez a una distancia de 4 Km se cuenta con la subestación de distribución Conocoto N23.

Con los antecedentes mencionados, para el emplazamiento del presente proyecto se selecciona un terreno baldío particular perteneciente al señor Humberto Rodolfo Rosero Durán, el cual se encuentra ubicado al frente de la Urbanización “El Manantial”, con un área de lote de 76.301,17 m² de los cuales 1.000m² se van a utilizar para la implementación de la propuesta, área que fue dimensionada en base al requerimiento de generación de energía eléctrica solicitada.

Ver Figura 9.

Figura 9. Área seleccionada para el emplazamiento del proyecto



Nota. Elaboración propia a partir de las capturas

3.2. Elección de los materiales para la instalación de la planta fotovoltaica

Para la elección de los materiales a utilizarse en la implementación de este proyecto se consideró los siguientes criterios:

- Eficiencia
- Ubicación geográfica del lugar de emplazamiento
- Revisión del espacio disponible existente
- Factor económico.

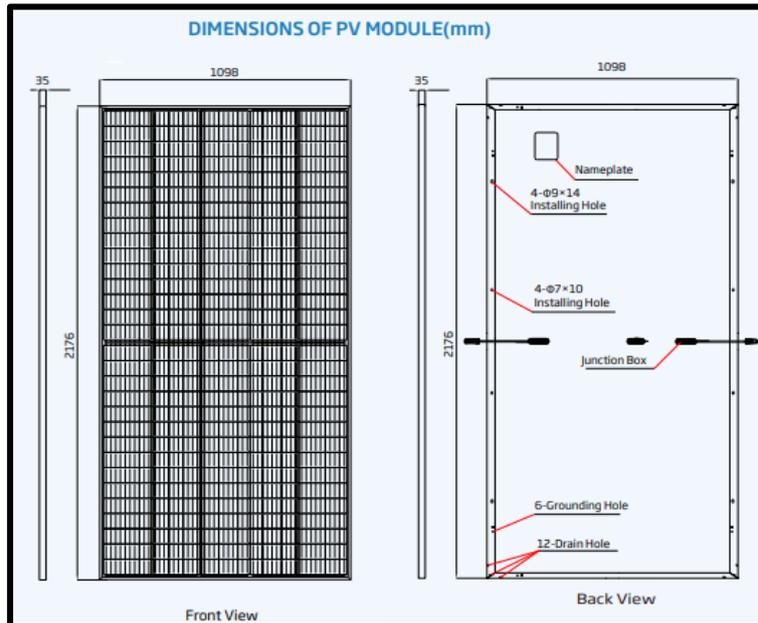
Los principales componentes que conforman una planta de sistema fotovoltaico son:

- Módulos FV.
- Inversor para la conexión a red.
- Armario general de protección y medida.
- Puesta a tierra.
- Soportes de los módulos FV.

3.2.1. Módulos fotovoltaicos FV

Para el presente proyecto se considera utilizar los módulos fotovoltaicos de tipo monocristalinos de la compañía TRINA SOLAR, modelo TALLMAX 505W **Ver Figura 10**, que están compuestos de 150 células monocristalinas que tienen un rango de potencia de 480 - 505 W, una eficiencia de 21.1% y un índice de protección a la interperie IP68. **Ver Tabla 2.**

Figura 10. Panel fotovoltaico TALLMAX 505W



Nota. Elaboración propia

Tabla 2. Especificaciones técnicas panel fotovoltaico TALLMAX 505W

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

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

Nota. Trina Solar, 2022, Data sheet panel fotovoltaico TALLMAX 505W

3.2.2. Inversor

Este dispositivo tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna afinadamente sincronizada con la red existente, sus etapas funcionales son: Control Principal; Etapa de Potencia; Control de Red; Seguidor del punto de máxima potencia.

Por ser un sistema conectado a red, los inversores a utilizar serán monofásicos a un voltaje de salida en el lado de alterna de 240/120V hacia la red monofásica existente de la EEQ.

Con estos antecedentes para el presente proyecto se seleccionó 13 inversores marca SMA modelo SB 5000TL-21. **Ver Figura 11**, que tienen un rango de potencia de 5,25 kW en corriente continua y 5.0 kW en corriente alterna y un ratio de potencia nominal de 104%. **Ver Tabla 3**.

Figura 11: *Inversor SMA SB 5000TL-21*



Nota. Representación de Inversor SMA SB 5000TL-21

Tabla 3. *Especificaciones técnicas Inversor SMA SB 5000TL-21*

Potencia pico:	65,65 kWp
Cantidad total de módulos:	130
Número de inversores fotovoltaicos:	13
Potencia de CC (cos $\varphi = 1$) máx.:	5,25 kW
Potencia activa máx. de CA (cos $\varphi = 1$):	5,00 kW
Tensión de red:	240V (120V / 240V)
Ratio de potencia nominal:	104 %
Factor de dimensionamiento:	101 %
Factor de desfase cos φ :	1
Horas de carga completa:	1880,8 h

Nota. SMA, 2022, Data sheet inversor SB 5000TL-21

3.2.3. **Armario general de protección y medida**

El armario general de protección y medida contendrá en serie y por este orden: i) un interruptor magnetotérmico; ii) un interruptor diferencial; iii) un contador de la energía producida por la instalación solar y otro que en contraposición medirá el consumo del sistema fotovoltaico; y iv) un fusible seccionador de control el cual une el circuito de consumo eléctrico convencional, en paralelo con el circuito de generación, con la red de distribución de la empresa distribuidora.

3.2.4. **Puesta a tierra**

Para la ejecución del proyecto se considera necesaria la instalación de un sistema de puesta a tierra ya que este asegura eficazmente que no se produzca transferencia de falla a la red de distribución.

3.2.5. **Soportes de los módulos FV**

Son los elementos que mantienen en su posición a las células solares y se deben mantener fijos. Para este proyecto se pretende utilizar la estructura de triángulo inclinado 15° que permita el

aprovechamiento de la radiación solar en el sector, el modelo seleccionado es el X-5 de la compañía Idero Solar. **Ver Figura 12**

Figura 12. Soporte X-5 Idero Solar



Nota. Representación básica del Soporte X-5 Idero Solar

En la **Tabla 4**, se especifica los soportes elaborados en acero laminado en caliente resistente a cambios de temperatura, fuertes corrientes de viento, alta resistencia a la corrosión y durabilidad.

Tabla 4. Especificaciones técnicas Soporte X-5 Idero Solar

Características	Magnelis® comparado con galvanizado por inmersión en caliente (Zn)	
Propiedades anticorrosivas	Corrosión en exteriores	+++
	Edificios agrícolas (establos, graneros, invernaderos, silos...)	+++
	Entornos marinos (construcción, piscinas...)	+++
	Entornos industriales (ricos en ácidos o álcalis)	+
	Elevada humedad	+++
	Contacto con hormigón	+++
	Abrasión	+++
	Corrosión en contacto con el suelo	+++
	Protección de bordes gracias al efecto de autorreparación	+++
	Perforaciones o arañazos en aplicaciones expuestas	+++
	Corrosión de piezas conformadas (plegadas o estampadas)	+++
	Protección temporal (transporte, almacenaje)	+++
Propiedades de transformación	Plegado y perfilado	+
	Conformado y moldeado	+
	Soldadura (espesor equivalente de recubrimiento)	=
	Pintado	++

Nota. Idero Solar, 2022, Soporte X-5

3.2.6. Contador

El sistema de medición propuesto para la planta de generación fotovoltaica será capaz de realizar la medición en los dos sentidos del flujo, por consiguiente, se registrarán tanto los consumos de las viviendas como la generación producida por la instalación, para ello se optará por el uso de un medidor con registro de energía bidireccional, cumpliendo con todas las regulaciones respectivas del país, el modelo seleccionado REX2-EA™ de la compañía EnergyAxis. **Ver Figura 13**, tiene las siguientes características técnicas: radio de frecuencia de 900 MHz, soporte de

hasta 4 periodos y 4 estaciones de tarifa horaria para energía y demanda con nivel crítico para fijación de precios, 2 cantidades configurables de medición que soportan medición bidireccional, ideal para el proyecto propuesto. **Ver Tabla 5.**

Figura 13. Contador REX2-EA™ EnergyAxis



Nota. Representación básica del Contador REX2-EA™ EnergyAxis

Tabla 5. Especificaciones técnicas Contador REX2-EA™ EnergyAxis

Rangos de Operación			
Voltaje	Forma 1S y Forma 12S	Rango Nominal dato de Placa	Rango de Operación
	Forma 2S	120 V 1F1E2H y 2F2E3H	96 V a 144 V
	Forma 3S y 4S	240 V 1F1E3H	192 V a 288 V
		120 V	96 V a 144 V
	240 V	192 V a 288 V	
Corriente	15 A. (Clase 100 A.), 30 A. (Clase 200 A.), 50 A. (Clase 320 A.) y 2.5 A. (Clase 20 A.) Rango : 0 a máximo valor de corriente de clase		
Frecuencia	Nominal 60 Hz ±5%		
Rango de Temperatura y Humedad	-40 °C a +85 °C bajo la cubierta	0 % a 100% sin condensación	
Interruptor Interno para corte	Máx. corriente de Interrupción 200 A. Mínimo 15,000 Operaciones		
Características de Operación General			
Corriente de Arranque	Forma 1S, 2S y 12S	100mA para Clase 200	
		160mA para Clase 320	
	Forma 3S y 4S	10mA para Clase 20	
Deslizamiento 0.000A (sin corriente)	No mas de un pulso medido por parámetro conforme a la norma ANSI C12.1		
Burden (Carga)	Menos de 1.5 W		
Base primaria de tiempo	El tiempo relativo es mantenido por un cristal; el tiempo real se provee por la red EnergyAxis		
Frecuencia de comunicación	902 MHz a 928 MHz (No requiere licencia)		
Otros	Cubierta de Policarbonato		
	Puerto Óptico ANSI Tipo 2		

Nota: EnergyAxis, 2022, Contador REX2-EA™

3.3. Descripción del sistema

En el presente proyecto se contempla la instalación de una planta solar fotovoltaica, la producción de energía eléctrica será inyectada en su totalidad a la red de distribución de energía eléctrica en baja tensión de la Empresa Eléctrica Quito.

Se instaló un generador fotovoltaico conformado por el conjunto de módulos posteriormente definidos. Los módulos fotovoltaicos se ubicarán sobre estructuras metálicas mismas que serán emplazadas en el área de terreno seleccionada.

Para este caso particular se seleccionó el módulo fotovoltaico monocristalino debido a sus características, con el fin de obtener una mayor eficiencia de la radiación solar y disminuir el efecto térmico.

Las protecciones de corriente continua y alterna propias del sistema se ubicarán en armarios específicos destinados para este tipo de sistema.

Los inversores se montarán en un cuarto que se denominará cuarto de equipos y control mismo que estará cerca al campo fotovoltaico. Por el lado de continua se realizará un cableado hasta llegar al espacio del edificio donde estarán agrupados los inversores previstos y sus protecciones de corriente. Por el lado de alterna se realizará el cableado desde los inversores hasta el punto de conexión con la red de distribución en bajo voltaje de la Empresa Eléctrica Quito.

El sistema de producción fotovoltaico diseñado consta de 13 inversores, dispositivos electrónicos obligatorios para transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna, y las proporcionadas protecciones y elementos contadores. La potencia nominal del conjunto de dichos inversores es 59,80 kW.

Se contará con un sistema de puesta a tierra, esto debido a que todo equipo eléctrico y electrónico y estructura metálica debe estar conectado a tierra con el fin de salvaguardar la integridad física de las personas que transitarán por la planta fotovoltaica.

3.4. Propuesta de desarrollo energético

3.4.1. Contexto Teórico de la propuesta

La urbanización “El Manantial”, con el objetivo de obtener una subvención por parte del Gobierno del Ecuador debe cumplir con las condiciones detalladas a continuación:

- Porcentaje de ahorro energético medio de la comunidad de viviendas = 20%.
- Terrenos situados en un radio de 4 km de la urbanización El Manantial de Quito.
- La instalación debe de instalarse sobre suelo y no se pueden utilizar construcciones existentes.
- Utilización de componentes convencionales y estructuras fijas.
- En la contratación de los trabajos de ejecución de la instalación fotovoltaica se tiene que contar con la contratación de un 30% de cuota femenina.
- Para poder optar a la subvención es necesario preparar un documento donde se certifique la reducción de emisión de CO2 de la planta fotovoltaica.
- En el estudio de rentabilidad de la planta FV, que ha de realizarse a un periodo de 30 años de vida útil de la instalación y calcular el incremento del precio de la energía

anualmente, así como los ahorros que la planta fotovoltaica tendrá para la comunidad de viviendas.

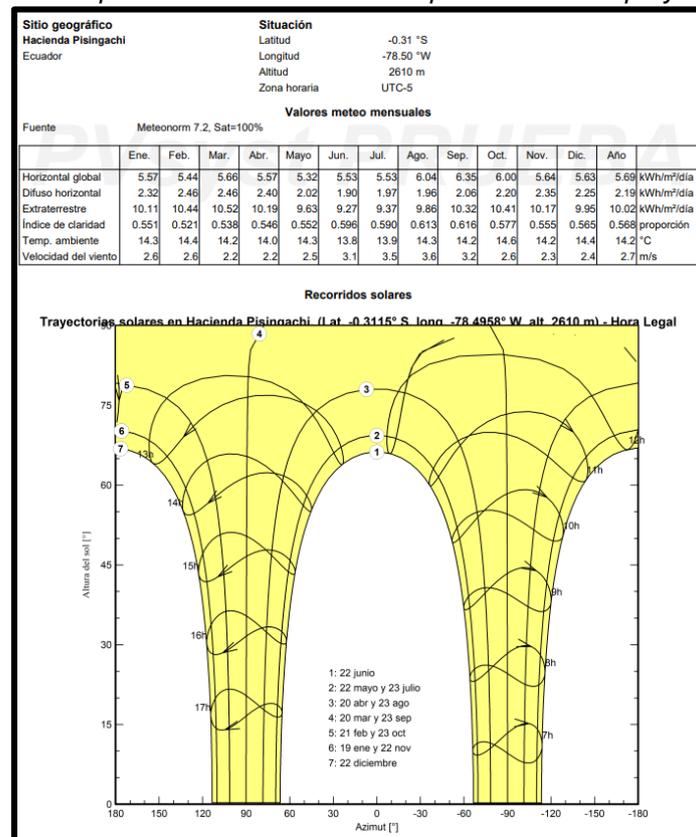
3.4.2. Datos de partida, recursos renovables de la zona

En el año 2019 Vaca-Revelo y Ordoñez efectuaron el mapa solar del Ecuador, en el que manejan bases de datos de las estaciones meteorológicas del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), estableciendo que debido a la ubicación geográfica, el recurso solar es constante a lo largo del año, a pesar de esta ventaja la apariencia del callejón interandino ayuda significativamente a reducir este potencial en ciertas regiones debido a la generación de múltiples microclimas.

La irradiación solar global horizontal (GHI) en el Ecuador perturba desde 2.9 kWh/m² día hasta el 6.3 kWh/m² día. Esto manifiesta que los niveles de radiación en el Ecuador son suficientemente altos para una posible implementación de energías solares, térmicas y fotovoltaicas, por lo general las zonas ubicada a mayor altitud ostentan mayores niveles de radiación, mientras que las regiones de la costa y oriente exhiben los menores niveles (Aguila & Landázuri, 2021).

De acuerdo a la base de datos Meteonorm 7.2 en el software PVsyst 7.2 la irradiación horizontal global promedio anual en el lugar del emplazamiento seleccionado es de 5.69 kWh/m²/día como se puede observar en la **Figura 14**.

Figura 14. Irradiación promedio mensual en el emplazamiento del proyecto



Nota. Representación básica de la irradiación promedio mensual

3.4.3. Diseño técnico referencial

Con las consideraciones antes mencionada se procede a calcular el número de módulos fotovoltaicos que se requiere para generar un ahorro del consumo energético que tiene la urbanización actualmente del 20 %, una vez conocida la cantidad de módulos requeridos se procederá a establecer el área del terreno que se necesitará para el emplazamiento de la planta solar fotovoltaica.

Se toma como referencia el consumo promedio anual detallado en la **Tabla 1**, de la cual se obtiene que el consumo medio anual de la urbanización “El Manantial” es de 557.500 KWh, equivalente a un consumo diario de 1548.61 KWh. Tomando en cuenta que la urbanización dentro de sus requerimientos, solicita generar un ahorro del 20% de su consumo energético, se considera para el cálculo de número de módulos fotovoltaicos el valor de 309,72 KWh/día que debe generar la planta solar fotovoltaica.

Módulos fotovoltaicos

Para el cálculo del número de módulos fotovoltaicos requeridos, se considera las siguientes características:

- Un factor global de pérdidas del 83% ya sea por conexionado, dispersión, temperatura, tomando en cuenta que se utilizará paneles de silicio monocristalino.
- Para la potencia pico del módulo fotovoltaico se toma como referencia, el módulo modelo TSM-505DE18M(II) de la marca Trina Solar Energy. **Apéndice 1**
- La radiación global la zona del proyecto, 5,69KWh/m2 de acuerdo con la información obtenida por el software PVsyst 7.2 con las coordenadas de la urbanización beneficiaria del proyecto.
- Consumo medio diario 309,72 KWh/día correspondiente al 20% del consumo total.

El número total de módulos fotovoltaicos (Nt), se obtiene mediante la siguiente ecuación (1):

$$Nt = \frac{L_{mcd}}{P_{MPP} * G_d * PR} \quad (1)$$

- Lmcd: consumo medio diario (Wh/día).
- Pmpp: potencia pico del módulo en condiciones STC (Wp).
- Gd: radiación global a la inclinación del sistema (kWh/m2).
- PR: rendimiento del generador (0,83).

$$Nt = \frac{309720 \text{ Wh/día}}{505W * 5,69 \text{ KWh/m}^2 * 0,83}$$

$$Nt = 129,86$$

$$Nt = 130 \text{ módulos solares}$$

Se necesita de 130 módulos fotovoltaicos para cumplir con el requerimiento de ahorro del 20% en el consumo energético de la urbanización.

Inversor

Para seleccionar el inversor a implementarse en el sistema, se considera las siguientes características técnicas:

- Voltaje nominal de entrada (V).
- Voltaje nominal de salida (V)
- Potencia nominal (kW).
- Frecuencia de operación (Hz).
- Rendimiento (%).

El voltaje nominal de salida y frecuencia de operación dependerán de las características técnicas de la red de distribución eléctrica existente en el sector, para el presente caso de estudio se consideró voltaje nominal de salida monofásico 240V-120V y frecuencia de operación alcanzara los 60 Hz.

En una planta fotovoltaica, el voltaje nominal de entrada al inversor no será siempre la misma, ya que el voltaje entregado por cada módulo solar dependerá de la irradiación captada por el módulo durante todas las horas del día, así como la temperatura del módulo solar. Dentro de este contexto el inversor deberá tener la capacidad de soportar un rango de voltaje de entrada compatible con el voltaje de salida de los módulos solares.

Con las condiciones antes mencionadas para este proyecto se selecciona el inversor modelo SB 5000TL-21, de la marca SMA. **Apéndice 2**

Estructura soporte

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos según la especificación técnica serán de acero galvanizado en caliente o similar, de modo que tenga una adecuada durabilidad, y resistencia a los agentes ambientales. La estructura certificará un anclaje correcto de los módulos fotovoltaicos. Las fijaciones de los módulos a la estructura soporte según la especificación se realizará con material que no forme par galvánico ni con la estructura ni con el marco de los módulos. A la par, estas fijaciones se harán de tal forma que los módulos no se vean bajo ningún termino afectados por las dilataciones térmicas. Por otro lado, cabe recalcar que la estructura se instalará directamente sobre el piso y se dejará una separación mínima entre módulos y suelo de 0.50m.

La estructura debe estar diseñada para resistir el peso de los módulos fotovoltaicos, el cableado, los elementos auxiliares del sistema, las acciones del viento y sismos. Toda la estructura soporte irá conectada a tierra. **Apéndice 3.**

Dimensionamiento de alimentadores CC y BV

Los conductores usados serán de cobre, y poseerán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.

Para el caso de corriente continua la sección del conductor debe ser la suficiente para evitar que la caída de voltaje sea superior al 1,5% y resista el 1.25% de la intensidad nominal del módulo fotovoltaico.

El tipo de cable empleado en los circuitos de corriente continua serán RZ1-K 0,6/1kV, cuyas peculiaridades técnicas principales son las que se muestran a continuación:

- Preparado para tensiones de 0,6/1 kV en corriente alterna y hasta 1,8 kV en corriente continua.
- No propagador de llama, IEC-332.1.
- Conductor de Cu: clase 5.
- Aislamiento: XLPE.
- Cubierta: Poliolefina termoplástica libre de halógenos
- Temperatura máxima de utilización: 90 °C.

El cableado deberá ser proporcionado para su uso a la intemperie y se conducirá de forma que se tenga el menor impacto visual.

Para el caso de corriente alterna la sección del conductor debe ser la adecuada para que la caída de voltaje sea inferior al 1.5%, y resista el 1.25% de la intensidad nominal del inversor. **Ver Tabla 6.**

Tabla 6. Dimensionamiento del conductor.

Vista general			
<input type="checkbox"/> Distribución secundaria del proyecto existente (LV3)			
Las distribuciones secundarias del subproyecto (LV2) pueden configurarse en la pestaña "Cables LV2".			
	✔ CC	✔ BT	✔ Total
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	244,26 W	298,61 W	542,88 W
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0,39 %	0,50 %	0,89 %
Longitud total del cable	240,00 m	120,00 m	360,00 m
Secciones de cable	2,5 mm ²	6 mm ²	2,5 mm ² 6 mm ²

Nota. SMA, 2022, Dimensionamiento del conductor

Cuarto de control

En el cuarto de control se colocará los inversores, armario de protecciones, equipos de comunicaciones, control y monitoreo necesarios en la explotación de la planta fotovoltaica.

Puesta a tierra

La planta fotovoltaica estará provista de una malla de puesta a tierra principal con cable de cobre desnudo de 2/0 AWG con el objeto de limitar los voltajes de toque y paso a tierra que puedan producirse en la instalación.

Todo equipo, estructura metálica y cerramiento perimetral de la planta deberá estar conectado a tierra.

Para los inversores y equipos de comunicación y control se deberá instalar un triada de puesta a tierra con conductor de cobre desnudo 2/0 AWG.

3.4.4. Disposición de la planta fotovoltaica

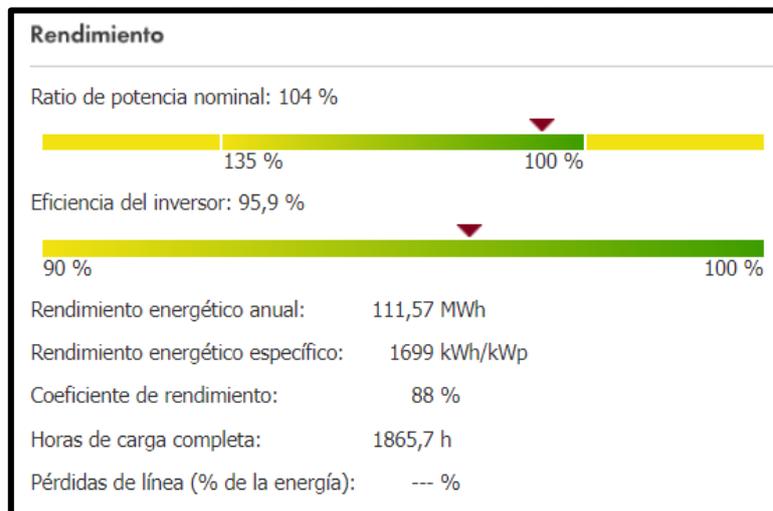
Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico e inversor a ser utilizado se procede a diseñar la disposición de la planta fotovoltaica para lo cual se debe considerar la potencia máxima en corriente continua del inversor ya que depende de esta, el número total de módulos solares que pueden conectarse sistemáticamente por string. De igual manera se debe tomar en cuenta el rango de voltaje de entrada en corriente continua admitido por el inversor en función del número de strings.

Tomando en cuenta la potencia máxima del inversor de 5,25 KW y una potencia pico por módulo solar de 505W, se pueden conectar máximo 10 módulos solares. Considerando el voltaje de entrada máxima del inversor de 750V y un voltaje en vacío del módulo fotovoltaico de 51,90V multiplicado por los 10 módulos que pueden conectarse, obtenemos un voltaje total de 519V, por lo que se encuentra dentro del rango de voltaje admitido por el inversor.

En cuanto a la corriente de entrada máxima de regulación del inversor 20A por cada una de las entradas y si consideramos la corriente MPP de los 10 módulos solares de 11.75A, no se excedería el límite máximo del inversor seleccionado.

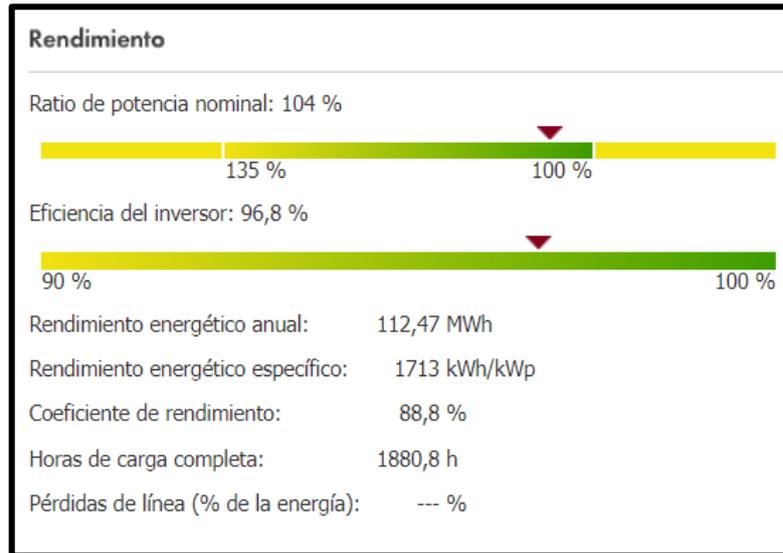
Existe la posibilidad de conectar 5 módulos fotovoltaicos en cada uno de los dos strings que ofrece el inversor, pero al realizar la simulación en el software SUNNY DESIGN perteneciente a la marca SMA, existe un decremento del rendimiento en la eficiencia del inversor del 0,95% debido a características específicas del equipo, tal como se lo demuestra en las **Figuras 15 y 16**.

Figura 15. Simulación de rendimiento del inversor seleccionado con 5 módulos fotovoltaicos por string.



Nota. Representación básica de la simulación de rendimiento del inversor seleccionado con 5 módulos fotovoltaicos por string.

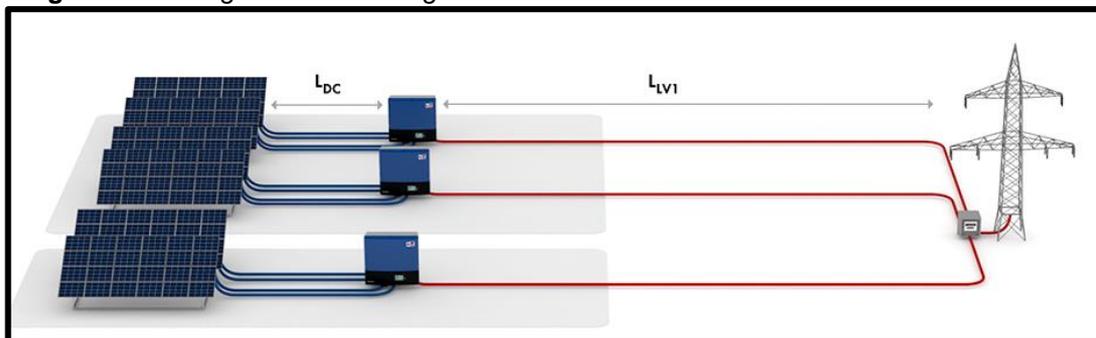
Figura 16. Simulación de rendimiento del inversor seleccionado con 10 módulos fotovoltaicos, un string.



Nota. Representación básica de la simulación de rendimiento del inversor seleccionado con 10 módulos fotovoltaicos, un string.

De la simulación realizada se puede deducir que para el presente proyecto se requiere de 13 inversores de los cuales se tomará un string con 10 módulos cada uno para aprovechar la máxima eficiencia del inversor, como se indica en la **Figura 17**.

Figura 17. Configuración de String del inversor.



Nota. Representación básica de la configuración de String del inversor.

Para seleccionar la mejor ubicación de los módulos fotovoltaicos, se toma en cuenta la recomendación realizada en función de la latitud de la ubicación del proyecto, de acuerdo con la **Tabla 7**:

Tabla 7. Inclinación requerida de los módulos PV en función de la latitud.

Latitud	Ángulo invierno	Ángulo verano
0 al 5 grados	15 grados	15 grados
15 a 25 grados	Latitud	Latitud
20 a 25 grados	Latitud + 5 grados	Latitud - 5 grados
30 a 35 grados	Latitud + 10 grados	Latitud - 10 grados
35 a 40 grados	Latitud + 15 grados	Latitud - 15 grados
más de 40 grados	Latitud + 20 grados	Latitud - 20 grados

Nota. Pareja M. Energía fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada. 2010, pg. 90

Para el sistema propuesto se debe considerar en la instalación de los módulos fotovoltaicos la inclinación de 15° y un ángulo de azimut de 0°.

Superficie del emplazamiento de la Instalación fotovoltaica

Para establecer la superficie de la Instalación fotovoltaica, se consideró los siguientes aspectos en el prediseño de la planta:

- Superficie del campo fotovoltaico: 312 m², correspondiente al valor de superficie del módulo fotovoltaico (2,4 m²) por el número total de módulos 130.
- Separación entre estructuras: 262 m², para la adecuada gestión de operación y mantenimiento de la planta se estable una distancia de 1 metro entre filas.
- Cuarto del operador: 28 m² espacio que considera las dimensiones de inversores, armario de protecciones, equipos de comunicaciones, control y monitoreo más las distancias de seguridad mínima indicadas por el fabricante.

Como resultado se obtiene un valor total de 602 m² de área de generación fotovoltaica más el cuarto del operador, considerando el espacio de la obra civil y el margen de seguridad del cerramiento se proyecta un área total de 1000 m². **Apéndice 4 y 5.**

3.4.5. Cálculo de producción de la planta fotovoltaica.

La producción de la planta fotovoltaica propuesta en el proyecto se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Ep = \frac{G_d * PMP * PR}{G_{cem}} \quad (2)$$

- Gcem: 1 KWh/m².
- PMP: potencia pico del generador.
- Gd: radiación global a la inclinación del sistema (kWh/m²).
- PR: rendimiento del generador (0,83).

Para la potencia pico del generador se toma como referencia los vatios pico del módulo fotovoltaico seleccionado 505W, multiplicado por el número de paneles fotovoltaicos necesarios para el proyecto 130 módulos, dando como resultado 65,65 KWp de potencia pico de la planta fotovoltaica, por consiguiente, la producción diaria de la planta sería la siguiente:

$$Ep = \frac{5,69 \frac{KWh}{m^2} * 65,65 KWp * 0,83}{1 KWh/m^2}$$

$$Ep = 310,05 KWh/día$$

Como se puede apreciar la planta fotovoltaica cumple con el requerimiento solicitado para acceder a la subvención del gobierno ya que está generando 310,05 KWh/día.

3.4.6. Cálculo de reducción de emisiones de CO₂

La creciente preocupación a nivel global por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, y su reflejo sistémico en los compromisos derivados del

protocolo de Kyoto, junto al hecho de que la producción y el consumo de energía son los primordiales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que sin lugar a duda sitúan al sector energético como clave para alcanzar los objetivos de eficiencia energética y el desarrollo de energías renovables como los trascendentales instrumentos para conseguirlos (Zuniga-Teran et al., 2021).

Dentro de los seis principales GEI contemplados en el Protocolo de Kyoto, el CO₂ representa por sí solo las tres cuartas partes del total, y más del 90% de aquél es de origen energético (Halkos & Gkampoura, 2021). De ahí la gran escala de las políticas capaces de limitar las emisiones de CO₂ para cualquier estrategia de limitación de GEI y el destacado papel que juega en ella el desarrollo de las energías renovables, como sucede igualmente en otros importantes compromisos de protección medioambiental (Blackmore et al., 2021).

La energía solar fotovoltaica ayuda enérgicamente a disminuir problemas medioambientales como el efecto Invernadero, inducido por las emisiones de CO₂ (Icaza et al., 2021).

En el caso particular de la planta fotovoltaica proyectada, se estima que se dejan de emitir en 30 años 1234 Ton de CO₂, cada MWh producido, tomando como referencia los valores de 112 MWh de producción de la planta anual y 0.367 Ton CO₂/MWh como valor de factor de emisión de CO₂ para el Ecuador de acuerdo al documento "FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR, 2019", en función de la ecuación 3.

$$RCO_2 = (EF_{grid,CM})(E_a) \quad (3)$$

$$RCO_2 = \left(0,3673 \frac{tCO_2}{MWh}\right) \left(112 \frac{MWh}{año}\right)$$

$$RCO_2 = \left(41,14 \frac{tCO_2}{año}\right)$$

3.4.7. Presupuesto referencial para la implementación de la propuesta

Tabla 8. Presupuesto referencial para la implementación de la planta solar fotovoltaica.

PRESUPUESTO REFERENCIAL				
OBRA CIVIL				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO (\$)
1	Acondicionamiento de terreno	glb	1	3.000
2	Accesos a la instalación	glb	1	1.000
3	Drenajes	glb	1	2.000
4	Hincado de estructuras	glb	1	3.000
5	Zanjas	glb	1	3.500
6	Cuarto de equipos, control y monitoreo	1	1	15.000
7	Cerramiento perimetral	glb	1	12.000
TOTAL OBRA CIVIL				39.500
MONTAJE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA				
1	Módulos fotovoltaicos	c/u	130	10.400
2	Inversores	c/u	13	7.800
3	Instalación de equipos, cableado	glb	1	10.000
4	Cable BV	m	120	200
5	Cable en CC	m	240	300

PRESUPUESTO REFERENCIAL				
MONTAJE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA				
6	Malla de puesta a tierra	glb	1	7.000
7	Sistema de comunicación	glb	1	2.400
8	Sistema de control	glb	1	2.400
9	Instalación mecánica	glb	1	4.000
TOTAL MONTAJE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA				44.500
INGENIERÍA, PERMISOS Y TRAMITACIONES				
1	Ingeniería de proyecto, permisos de medio ambiente, gestión de tramitaciones	glb	1	15.000
TOTAL PRESUPUESTO MATERIAL				99.000
Costos indirectos 10%				11.880
Total Presupuesto referencial				110.880

Nota. Elaboración propia

A partir del presupuesto referencial para la implementación de la planta solar fotovoltaica desglosado en la **Tabla 8**, se estima un costo final del proyecto de \$110.880.

3.4.8. Plan de contratación en función de las características de la planta

Para la etapa de contratación en función a la implementación y ejecución de la puesta en marcha del proyecto se tomarán en cuenta varios factores en las fases de contratación a fin de contar con una nómina fija y no exista una rotación del personal.

Para lo cual las fases serían las siguientes.

Definición de número de personal

Como inicio de la contratación se deberá definir la cantidad de personal los puestos que deberán ser cubiertos, y como se menciona en los requisitos para la subvención de este proyecto se deberá establecer que un 30% de la nómina llegue a ser utilizado por personal femenino.

Adicional se deberá especificar los requerimientos que debe cumplir cada empleado para ocupar el puesto de trabajo, con la finalidad de que el área encargada de la contratación pueda realizar el respectivo anuncio de trabajo.

Anuncio y descripción del puesto

Es necesario detallar a profundidad las características técnicas de la oferta laboral para que el candidato idóneo este apto y presto a las obligaciones que se necesitan en la contratación.

Dentro de la descripción del puesto de trabajo se debe definir el estimo salarial, el resto de condiciones laborales y la oferta a publicar.

Ahora para la fase de publicación se pueden utilizar varios métodos como, prensa, redes sociales, anuncios en periódicos o por el conocido boca a boca en el cual se da a conocer a varios contratistas de la necesidad de dicho personal para cierto proyecto, con el afán de tener candidato idóneo para la contratación.

Preselección

En un proceso de contratación el número de hojas de vida y postulantes puede ser bastante elevado, para lo cual se necesita un proceso de preselección para optar o descartar por los aspirantes más aptos, todo esto basado en un estándar que el cuerpo de reclutamiento deber ir manejando.

Entrevista

En este punto se ha filtrado varios postulantes y se llamará a una entrevista física o a través de los recursos tecnológicos, para conocer la experiencia, desenvolvimiento e impericia para con el proyecto a realizar.

Fase final o de contratación

Una vez topado todos los puntos necesarios se procederá a la selección del candidato o candidatos aptos para el puesto y el proceso del proyecto a implementar.

Pautando tiempos de entrega, eficiencia y eficacia en el trabajo se da por culminado el proceso de contratación.

Adicional se presenta un cronograma estimado de actividades a realizarse para la implementación de la planta solar fotovoltaica. **Apéndice 6.**

3.4.9. Manual y presupuesto de operaciones de mantenimiento

Las instalaciones fotovoltaicas poseen una alta fiabilidad y, en general, requieren poco mantenimiento durante su vida útil. No obstante, por su exposición a la intemperie se aconseja el establecimiento de tareas de seguimiento y control para que su funcionamiento sea el óptimo.

Dada su propia finalidad, las tareas de mantenimiento, básicamente, se articulan mediante trabajos que eviten la disfunción en la producción energética, mecanismos preventivos que aseguren que el sistema de generación funcione correctamente y orientados al seguimiento de los elementos fundamentales de la instalación fotovoltaica.

Realizadas las tareas preventivas, solo cabría la sustitución, la corrección por nuevos, de los elementos en los que se hayan detectado las anomalías correspondientes. Dicho de otra manera, se verifican trabajos de mantenimiento preventivo, fundamentales para el normal funcionamiento de la instalación, y para evitar el mantenimiento correctivo, cuya única finalidad es sustituir los elementos que se han detectado que tienen un mal funcionamiento.

En consecuencia y para que se dimensionen adecuadamente las tareas de mantenimiento que se verificarán en la planta solar, conviene señalar las dos partes fundamentales en las que se separan las instalaciones de las plantas fotovoltaicas:

- **El conjunto de los paneles e inversores**, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.
- **El conjunto de equipos de la interconexión y protección**, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, y procuren la protección de las personas y las instalaciones.

En cualquier caso, las tareas de mantenimiento se realizarán por personal técnico cualificado de la empresa constructora o bien por personal de una empresa especializada a la que se le otorgue el contrato correspondiente de mantenimiento.

Mantenimiento de los Elementos de Generación.

Las condiciones de mantenimiento de los paneles fotovoltaicos y de los inversores, en general, vienen definidos por las condiciones establecidas por el fabricante para su óptimo funcionamiento. No obstante, se han establecido mecanismos de mantenimiento específicos, todos ellos bajo el plan de mantenimiento preventivo de la instalación que se creará en el mismo momento de la puesta en marcha de cada una de ellas.

El plan de mantenimiento operativo contendrá, al menos, los siguientes puntos de control o verificaciones y se deberá realizar una vez cada semana, **Apéndice 7:**

- Identificación de la instalación.
- Fecha de revisión.
- Identificación del inspector.
- Las operaciones necesarias de mantenimiento, en general, establecidas por los fabricantes de los equipos.
- Inspección visual de los módulos, cableado, conexiones, circuitos de protección e inversor.
- Medición y comprobación de las tensiones y corrientes de los módulos.
- Comprobación de las protecciones eléctricas, verificando su comportamiento.
- Comprobación del normal funcionamiento del inversor.
- Comprobación de los cables y terminales, reapriete de bornes.

Para completar el plan de mantenimiento preventivo, se tendrán en cuenta y se destacarán, como mínimo, las siguientes tareas de mantenimiento de los paneles fotovoltaicos:

- Inspección ocular de los paneles, una vez a la semana, en la que se deberá verificar los siguientes puntos:
 - Posible rotura del cristal, normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje.
 - Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas, normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.
 - El adecuado estado de la estructura portante frente a la corrosión.
 - La no existencia de sombras con afección al campo fotovoltaico, producidas por el crecimiento de la vegetación en los alrededores.
- Limpieza periódica de los paneles, como mínimo cada tres meses, este trabajo se lo deberá realizar en frío a primera o última hora del día.

A pesar del bajo mantenimiento que tienen los paneles fotovoltaicos, por su estructura, estanqueidad y protección frente a la intemperie, la suciedad puede acumularse sobre la cubierta transparente del panel, reduciendo el rendimiento de este. La intensidad de este efecto dependerá básicamente de la opacidad del residuo que se deponga sobre los paneles.

Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa, sobre todo en climas en los que la precipitación en forma de agua sea de cierta magnitud.

Mantenimiento de las conexiones eléctricas

Se deberá realizar cada 6 meses para lo cual se seguirá específicamente las siguientes operaciones:

- Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los equipos de la planta fotovoltaica.
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. En el caso de observarse fallos de estanqueidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales.
- Es importante cuidar el sellado de la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.

Mantenimiento de los inversores

El plan de mantenimiento de la instalación recogerá, como mínimo, las siguientes observaciones y se lo deberá realizar una vez al año:

- Observación visual del estado y funcionamiento del equipo, lo cual permitirá detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento anormal; frecuentes actuaciones del equipo, alarmas, luces, etc.
- Comprobación de los parámetros eléctricos del inversor (V_{in} , I_{in} , I_{out} , V_{red} , Rendimiento, Frecuencia, etc.).
- Comprobación de las protecciones de la instalación (fallo de aislamiento), así como de sus períodos de actuación.
- Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo.

Mantenimiento de las baterías

Se deberá realizar una inspección mensual de las baterías, donde se verificará:

- Presencia de corrosión o sulfatación
- Limpieza y niveles de agua (ausencia de fluidos en la parte superior);
- Tensión global y tensión individual de los vasos.
- Nivel de densidad del electrolito

Mantenimiento del regulador de carga

Se deberá realizar el mantenimiento preventivo anual donde se verificará:

- Ausencia de daños en los cables y conectores
- Voltajes y corrientes de llegada desde los paneles y hacia las baterías, dentro de los límites adecuados
- Estado de fusibles, magnetotérmicos y otros elementos de corte y protección.

Adicionalmente con frecuencia semanal se deberá verificar que no exista indicaciones de sobrevoltajes o advertencias.

Mantenimiento de las Protecciones y de la Producción

A pesar de que la generación eléctrica depende de la fiabilidad de los paneles fotovoltaicos y de la conversión de la energía producida por ellos, existen otros elementos de la instalación fotovoltaica que son tan importantes como los anteriores para la entrega de esa energía a la red (Icaza et al., 2022). Igualmente, los elementos de protección de la instalación serán fundamentales para ella y para la protección de las personas y del entorno.

En este sentido, las tareas de mantenimiento de estos elementos tendrán trascendencia también en la generación energética y en su entrega en la forma adecuada a la red para su consumo. Por este motivo, el plan de mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas también contemplará los trabajos que a continuación se establecen.

- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento, para verificar el conjunto de la instalación en determinadas condiciones, éste se realizará al inicio de la puesta en marcha de la planta, y posterior a su arranque una vez al año. En todo caso, deberá quedar siempre registrado.
- Comprobación de la potencia instalada e inyectada a la red, se realizará en la puesta en marcha y podrá comprobarse en el momento que se estime por la responsabilidad de la planta. En todo caso, deberá quedar siempre registrado.
- Comprobación del sistema de monitorización, podrá realizarse en el momento que se estime necesario y deberá quedar registrada.
- Mantenimiento de los equipos de protección, se deberá comprobar todas las protecciones eléctricas, se ha de perpetrarse cuando se proceda a la revisión de la instalación, siguiendo las especificaciones de los fabricantes.
- Verificación de las puestas a tierra y pararrayos de la instalación, se verificará que todo equipo y estructura metálica se encuentre conectada a tierra y se procederá a registrar los valores de resistencia de puesta a tierra, estos valores deberán quedar reflejadas en los registros de mantenimiento de la planta.

Presupuesto de operaciones de mantenimiento.

Para el presupuesto de operaciones de mantenimiento se consideró las siguientes actividades, así como la estimación del presupuesto por cada una de ellas como se puede observar en la **Tabla 9**.

Tabla 9. *Presupuesto referencial de operación de mantenimiento.*

ITEM	PRECIO TOTAL (USD/AÑO)
Repuestos	\$ 167,25
Operación y Mantenimiento	\$ 892,00
Acondicionamiento de la planta	\$ 111,50
Revisiones legales / auditorías	\$ 300,00
Contingencias	\$ 73,54
Total presupuesto	\$ 1544,29

Nota. Elaboración propia

3.5. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado

Dentro de la planta solar fotovoltaica diseñada inicialmente se va a construir un cuarto para el operador y para ubicar los equipos eléctricos tales como inversores, baterías, tablero de protecciones y tablero de distribución, este sitio contará con 3 puntos de iluminación de bajo consumo de 20 W que funcionarán todos los días simultáneamente durante 3 horas aproximadamente y un punto de tomacorriente para alimentar un ordenador de 100 W de potencia que tendrá un uso de 4 horas diarias, para alimentar estas cargas se requiere del dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada la misma que deberá cubrir el consumo diario de las cargas antes mencionadas.

3.5.1. Diseño de la instalación fotovoltaica aislada

El sistema fotovoltaico está compuesto principalmente de: paneles solares, baterías, inversor, protecciones AC/DC, puesta a tierra.

Para el dimensionamiento de estos equipos se requiere conocer y establecer los valores de: consumo de energía diario, radiación, días de autonomía de la batería, profundidad de descarga de la batería.

3.5.2. Cálculos de la instalación o elección de materiales.

Para el cálculo de la instalación fotovoltaica aislada para el suministro eléctrico de las cargas antes mencionadas y posterior gestión de la planta fotovoltaica, es necesario realizar los pasos detallados a continuación:

- Estimación del consumo.
- Dimensionamiento del generador fotovoltaico.
- Dimensionamiento del sistema de acumulación
- Dimensionamiento del regulador.
- Dimensionamiento del inversor.
- Dimensionamiento del cableado.

3.5.3. Estimación del consumo

La instalación fotovoltaica aislada deberá ser capaz de abastecer los consumos de 3 puntos de iluminación de bajo consumo de 20 W que funcionarán todos los días durante aproximadamente 3 horas de forma simultánea y un tomacorriente que alimentará a un ordenador con una potencia de 100 W con un uso de 4 horas al día. Con los datos antes mencionados se procede a calcular el consumo diario de las cargas tal como se lo detalla en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Consumos estimados cuarto de operador y equipos eléctricos.

Cargas AC	Voltaje (V)	Potencia (W)	Cantidad (ud)	Horas uso (h)	Energía (Wh/día)	Energía Total* 20% (Wh/día)
Puntos de iluminación	120	20	3	3	180	216
Tomacorriente	120	100	1	4	400	480
TOTAL ENERGÍA					580	696

Nota. Elaboración propia

La demanda de energía del sistema es de 696 Wh/ día, obtenida mediante la suma de las cargas en corriente alterna. Para efectos de cálculo se considera las pérdidas más comunes existentes en los diferentes elementos del sistema fotovoltaico, tales como:

- Pérdidas por el sistema de acumulación η_B : 100%.
- Pérdidas de rendimiento de los conductores η_C : 100%.
- Rendimiento del inversor η_I : 90%.

Con estos antecedentes se procede a realizar el cálculo de los consumos medios diarios, utilizando la siguiente fórmula:

$$Lmd = \frac{Lmd,DC + (Lmd,AC)/\eta_I}{\eta_B \times \eta_C} \quad (4)$$

- Lmd: Consumo medio de energía diario (Wh/día)
- Lmd, DC: Consumo medio de energía diario de las cargas en continua (Wh/día)
- Lmd, AC: Consumo medio de las cargas en alterna (Wh/día)

Obteniendo el siguiente resultado:

$$Lmd = \frac{(696 \text{ Wh/día})/0,90}{1 \times 1}$$

$$Lmd = 773,33 \text{ Wh/día}$$

Para expresar la energía obtenida en Ah/día, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Qah = \frac{Lmd}{V_{bat}} \quad (5)$$

Donde V_{bat} , es el voltaje de la batería a ser utilizada en la instalación, obteniendo el siguiente resultado

$$Qah = \frac{773,33 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{12\text{V}}$$

$$Qah = 64,44 \text{ Ah/día}$$

3.5.4. Dimensionamiento del generador fotovoltaico.

Los paneles fotovoltaicos tendrán una inclinación de 15° para evitar que retenga impurezas, con el dato del consumo de energía medio diario se procede a calcular el número de paneles fotovoltaicos que se necesitará para abastecer la demanda antes mencionada para lo cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$Nt = \frac{Lmd_{crit}}{P_{mpp} \times HPS_{crit}} \quad (6)$$

- Lmdcrit: Consumo medio mensual en el mes más crítico (Wh/día): 773,33 Wh/día
- Pmpp: Potencia pico del módulo en condiciones estándar STC (W): 100W
- HPScrit: Horas de sol pico de mes crítico (irradiación del mes crítico/ 1000 W/m²): 4,8 W/m².

$$Nt = \frac{773,33 \text{ Wh/dia}}{100 \text{ W} \times 4,8 \text{ W/m}^2}$$

$$Nt = 1,61$$

$$Nt = 2$$

A continuación, se procede a calcular el número de paneles en serie mediante la siguiente fórmula:

$$Nserie = \frac{Vbat}{Vmod,mpp} \quad (7)$$

- Vbat: Voltaje de la batería (V)=12V
- Vmod, mpp: Voltaje módulo en mpp (V)= 18,4V

$$Nserie = \frac{12V}{18,4V}$$

$$Nserie = 0,65$$

$$Nserie = 1$$

A continuación, se calcula el número de paneles en paralelo mediante la siguiente fórmula:

$$Nparalelo = \frac{Nt}{Nserie} \quad (8)$$

$$Nparalelo = \frac{2}{1}$$

$$Nparalelo = 2$$

3.5.5. Dimensionamiento del sistema de acumulación

Para el dimensionamiento del sistema de acumulación a ser utilizado primero se debe calcular la capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria (Cnd), mediante la siguiente fórmula:

$$Cnd(Wh) = \frac{Lmd}{Pdmax,d \times \eta_B} \quad (9)$$

- Lmd: Consumo medio de energía diario (Wh/día)= 773,33 Wh/dia
- Pdmax,d: Profundidad de descarga máxima diaria= 0,15
- η_B : rendimiento de la batería= 1

$$Cnd(Wh) = \frac{773,33 \text{ Wh/dia}}{0,15 \times 1}$$

$$Cnd(Wh) = 5155,53 \text{ Wh}$$

Para expresar la descarga máxima diaria (Cnd) en Ah/día, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Cnd(Ah) = \frac{Cnd(Wh)}{Vbat} \quad (10)$$

$$Cnd(Ah) = \frac{5155,53 \text{ Wh/día}}{12V}$$

$$Cnd(Ah) = 429,63Ah$$

Posteriormente se procede a calcular la capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional (Cne), mediante la siguiente fórmula:

$$Cne(Wh) = \frac{Lmd * N}{Pdmax,e * \eta B} \quad (11)$$

- Lmd: Consumo medio de energía diario (Wh/día)= 773,33 Wh/día
- Pdmax,e: Profundidad de descarga máxima estacional= 0,7
- ηB : rendimiento de la batería= 1
- N: Número máximo de días de autonomía= 2

$$Cne(Wh) = \frac{773,33 \frac{Wh}{día} * 2}{0,7 * 1}$$

$$Cne(Wh) = 2209,51 Wh$$

Para expresar la descarga máxima estacional (Cne) en Ah/día, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Cne(Ah) = \frac{Cne(Wh)}{Vbat} \quad (12)$$

$$Cne(Ah) = \frac{2209,51 \text{ Wh/día}}{12V}$$

$$Cne(Ah) = 184,13 Ah$$

Para la selección del sistema de acumulación se elige el valor superior calculado anteriormente en función de la descarga máxima diaria y descarga máxima estacional, para este caso se tiene que la capacidad del sistema de acumulación es de **452,23 Ah**.

Por tanto, el sistema de acumulación va a estar conformado por dos baterías de 230 Ah que estarán conectadas en paralelo.

3.5.6. Dimensionamiento del regulador.

Para el dimensionamiento del regulador, se obtiene primeramente la corriente máxima que va a soportar el mismo, tanto en la entrada como en la salida. Para calcular la corriente de entrada máxima, se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{entrada} = 1,25 * NP * I_{mod,sc} \quad (13)$$

- I_{mod, sc}: Corriente unitaria del módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito (A) = 5,79 A
- NP: Numero paneles en paralelo

- 1,25 (factor de seguridad para evitar daños en el regulador)

$$I_{entrada} = 1,25 * 2 * 5,59 A$$

$$\mathbf{I_{entrada} = 14,47 A}$$

Para obtener la corriente de salida máxima, se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{salida} = \frac{1,25 * (P_{dc} + \frac{P_{ac}}{\eta I})}{V_{bat}} \quad (14)$$

- P_{dc}: Potencia de las cargas en continua de los equipos existentes (W)= 0W
- P_{ac}: Potencia de las cargas en alterna de los equipos existentes (W)= 160W
- ηI: rendimiento del inversor= 90%
- V_{bat}: Tensión de la batería (V)= 12V

$$I_{salida} = \frac{1,25 * (0 + \frac{160W}{0,9})}{12V}$$

$$\mathbf{I_{salida} = 18,51A}$$

Una vez obtenidos los datos se puede apreciar que el regulador seleccionado deberá soportar como mínimo 14,47A de corriente de entrada y 18,51A como corriente de salida.

3.5.7. Dimensionamiento del inversor.

Para el dimensionamiento del inversor, se aplica la siguiente fórmula:

$$P_{inv} = S_{inv} * P_{ac} \quad (15)$$

- S_{inv}: margen de seguridad del inversor (20%) = 1,20
- P_{ac}: Potencia de las cargas en alterna de los equipos (W)= 160W

$$P_{inv} = 1,20 * 160W$$

$$\mathbf{P_{inv} = 192 W}$$

De los datos derivados se puede apreciar que el inversor a seleccionar debe ser mínimo de 192 W de potencia, por tanto, se elige un inversor de una potencia de 200 W por ser valor comercial.

3.5.8. Dimensionamiento del conductor.

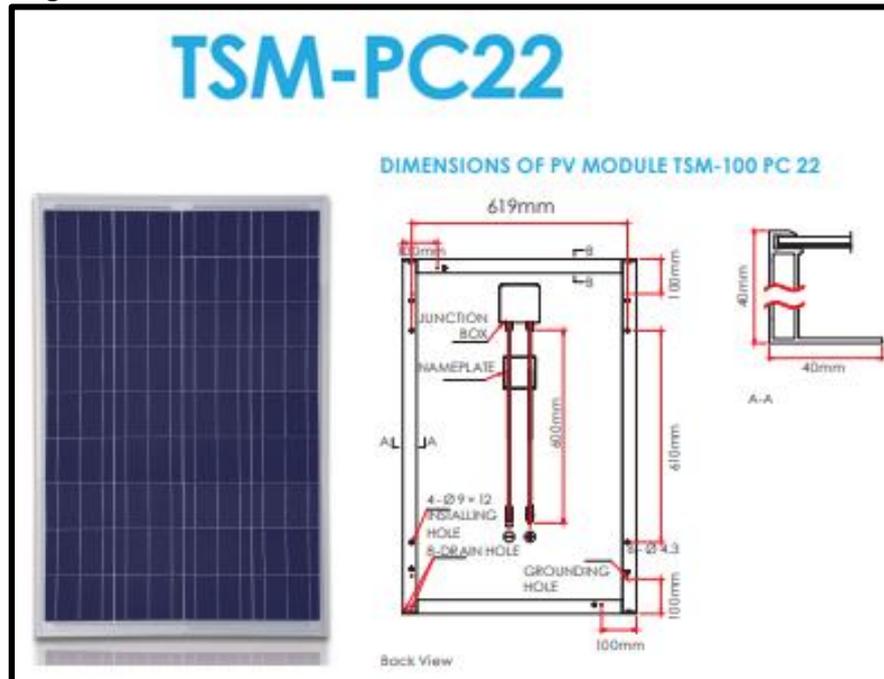
Considerando que los paneles solares del sistema fotovoltaico aislado estarán instalados sobre el techo del cuarto del operador de la planta fotovoltaica donde estarán ubicados, el regulador de carga, inversor y baterías, las distancias de los alimentadores eléctricos conectados entre estos elementos no serán mayor a los 10 metros, por lo que las caídas de voltaje serían despreciables. Sin embargo, deben soportar la corriente máxima calculada para abastecer la demanda energética de esta edificación, por lo tanto, el alimentador seleccionado es de calibre número 12 AWG, el cual soporta corrientes máximas de hasta 30A, tolerando los 18,51A calculados para este sistema.

3.5.9. Elección de materiales.

Paneles Solares

Para este diseño se va a utilizar 2 paneles fotovoltaicos modelo TSM-100 PC 22, 100W, 12V de voltaje nominal **Ver Figura 18**, estos paneles estarán ubicados sobre la cubierta del cuarto del operador, su inclinación será de 15°. **Tabla 11. Apéndice 8**

Figura 18. Panel fotovoltaico sistema aislado.



Nota. Representación básica de panel fotovoltaico.

Tabla 11. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico TSM-100 PC 22

TSM-PC20 / TSM-PC22 / TSM-PC24 / TSM-PC26					
	TSM-PC20		TSM-PC22		
	TSM-135 PC 20	TSM-140 PC 20	TSM-95 PC 22	TSM-100 PC 22	
ELECTRICAL DATA @ STC	Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)	135	140	95	100
	Power Output Tolerance- P_{MAX} (%)	-3/+3	-3/+3	-3/+3	-3/+3
	Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	17.6	17.9	18.0	18.4
	Maximum Power Current- I_{MP} (A)	7.68	7.83	5.29	5.45
	Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	22.0	22.3	22.2	22.4
	Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.15	8.30	5.57	5.79
MECHANICAL DATA	Cells orientation	36 cells (4 × 9)		36 cells (4 × 9)	
	Module dimension	1500 × 670 × 40mm (59.1 × 26.4 × 1.57 inches)		1022 × 670 × 40mm (40.2 × 26.4 × 1.57 inches)	
	Weight	13kg (28.7 lb)		8.5kg (18.7 lb)	
	Glass	High transmission, low iron, tempered glass 3.2mm (0.13 inches)			
	Frame	Anodized aluminium alloy		Anodized aluminium alloy	
	J-Box	IP 65 rated		IP 65 rated	
Cables / Connector	Photovoltaic technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 900mm (35.4 inches), MC4 compatibility		Photovoltaic technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 600mm (23.6 inches), MC4 compatibility		
CERTIFICATION	TUV Rheinland, CEC, CIG, IEC, CE		—		

Nota. Trina Solar, 2022, Data sheet panel fotovoltaico TSM-100 PC 22

Baterías

Son los elementos encargados de almacenar la energía procedente de los paneles fotovoltaicos para cuando estos no estén generando lo suficiente, las cargas eléctricas puedan seguir alimentándose.

Se utilizará 2 baterías de gel de 230 Ah, modelo UC200-12. **Ver Figura 19** para cumplir con la autonomía de la instalación descrita anteriormente. **Tabla 12. Apéndice 9**

Figura 19. Batería modelo UC200-12



Nota. Representación básica de Batería modelo UC200-12

Tabla 12. Especificaciones técnicas de la batería modelo UC200-12.

Technical Specification		
Output	Nominal Voltage	12V
	Nominal Capacity (10HR)	200Ah
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	ABS (UL94:VO)
Rated Capacity	(100HR 1.80V/cell, 25°C)	230 Ah/2.30A
	(20HR 1.80V/cell, 25°C)	214.4 Ah/10.7A
	(10HR 1.80V/cell, 25°C)	200 Ah/20.0A
	(5HR 1.75V/cell, 25°C)	175.4 Ah/35.1A
	(3HR 1.75V/cell, 25°C)	159 Ah/53.0A
	(1HR 1.60V/cell, 25°C)	129.2 Ah/129.2A
Max Discharge Current	2000A (5s)	
Internal Resistance	Approx 2.7mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp Range	Discharge: -15 ~ 50°C
		Charge: 0 ~ 40°C
		Storage: -15 ~ 40°C
	Nominal Operating Temp Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 60A. Voltage 14.4V ~ 15.0V @ 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on initial charging current. Voltage 13.5V ~ 13.8V @ 25°C Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C 103%
		25°C 100%
		0°C 86%
Design Floating Life at 20°C	12 Years	

Nota. Ultracell, 2022, Data sheet batería UC200-12

Regulador

Actúa cortando y regulando el paso de la energía entre los paneles y la batería, en función del estado de carga de la misma. Para este caso se elige el regulador modelo kEMA MPPT24Z-20. Ver Figura 20, para obtener el mejor rendimiento de los paneles fotovoltaicos. **Tabla 13. Apéndice 10.**

Figura 20. Regulador modelo kEMA MPPT24Z-20



Nota. Representación básica de regulador modelo kEMA MPPT24Z-20

Tabla 13. Especificaciones técnicas del regulador modelo kEMA MPPT24Z-20

Technical Specifications						
Item	Model	MPPT24Z-15	MPPT24Z-20	MPPT24Z-30	MPPT24Z-40	MPPT24Z-50
Output	System DC Voltage	DC12V/24V Automatic recognition				
	Output VDC Precision	≤±1.5%				
	Rated Output Current	15A	20A	30A	40A	50A
	Current-limiting Protection	20A	25A	35A	45A	55A
	Over Charge Protection	yes. Difference for battery type difference				
	Selectable battery	Sealed lead acid, vented, Gel, NiCd, or defined by user				
	Temperature Compensation	14.2V-(The highest temperature-25°C)*0.3				
Load output	USBoutput	5V 3AMP				
	Voltage	Follow the battery bank voltage				
	Current	15A	20A	30A	40A	50A
Input	Max PV voltage	100VDC		150VDC		
	12VDC Max PV input (W)	200	260	390	520	650
	24VDC Max PV input (W)	400	520	780	1040	1300
	Low Voltage Input Protection	higher 1 VDC than current bat VDC				
	Overvoltage Protection	100VDC		150VDC		
	Overvoltage Recovery	95VDC		145VDC		
Display	LED light display	select Confirm				
	LCD Display	Charge stage . PV VDC AMP generated energy . Charger VDC AMP W, Bat Temp. Load VDC AMP discharge Energy.				
Communication	RS232 Communication by PC,					
Protection	Yes (PV Reverse connection, Battery Reverse connection, Over voltage, low voltage, over temperature, over load, Short circuit protection etc.)					
IP grade	IP30					
Physical	Product size(D*W*H)	200-110*66		243*155*79		
	Package size (D*W*H)	249*144*105		289*189*113		
	G.N.N.G(kg)	2/0.9KG		2.5/1.8		

Nota. kEMA, 2022, regulador MPPT24Z-20

Inversor

El inversor es el elemento encargado de transformar la corriente continua suministrada por los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna para la alimentación de las cargas eléctricas. **Ver Figura 21**

Para su dimensionamiento se consideró las cargas instaladas seleccionando un inversor de 200 W. **Tabla 14. Apéndice 11.**

Figura 21. Inversor de 200 W



Nota. Representación básica de inversor de 200 W

Tabla 14. Especificaciones técnicas del inversor KYNB-M200

KAYAL Inverter(mini car inverter)				
KAYAL Inverter	KYNB-M100	KYNB-M200	KYNB-M300	KYNB-M500
OUTPUT RATED POWER(W)	100W	200W	300W	500W
OUTPUT SURGE POWER(W)	200W	400W	600W	1000W
WAVE	Modified Sine Wave			
WAVE DISTORTION	3%			
FREQUENCY	50/60HZ			
DC INPUT	12V/24V/48V			
AC OUTPUT	110V/220V			
PROTECTION	LOW VOL.ALARM			
	LOW VOL.SHUT DOWN			
	OVERLOAD PROTECTION			
	OVER VOL.SHUT DOWN			
	OVERHEAT PROTECTION			
STANDARD	Compliance with CE,FCC,CNAS,ROHS			
	GB 4943.1-2011,47 CFR FCC PART 15 SUBPART B,ANSI C63.4:2014,EN60695-1,EN55032,EN61000-3-2			
PRODUCT SIZE(MM)	83*63*37	120*63*37	140*78*47	205*100*60
NET.W(G)	215	258	370	783
GROSS W.(G)	255	298	410	963
ACCESSORIES	FUSE,CABLES WITH CLIPS			

Nota. Kayal, 2022, Inversor KYNB-M200

Alimentadores

Se utilizarán conductores XLPE modelo FREN04-3. **Ver Figura 22** para la instalación entre paneles, conexión entre baterías y llegada hasta el inversor. **Tabla 15. Apéndice 12**

Figura 22. Cables solares



Nota. Representación básica de cables solares.

Tabla 15. Especificaciones técnicas cables solares

产品序号	颜色	截面	结构	绝缘厚度	护套厚度	外径	标准最大电阻	实测最大电阻	理论载流量
Article Number	Color	conductor cross-section(mm ²)	N/mm	Insulation Thickness(mm)	Jacket Thickness(mm)	OD.(mm)	Max.mΩ/m	Ca.mΩ/m	Ampacity(A)
FREN01	B/R	1*1.5	30/0.25	0.9	1.1	5.58	13.7	13.7	30
FREN02-2	B/R	1*2.5	49/0.25	0.85	0.9	5.54	8.21	7.5	41
FREN03-4	B/R	1*4.0	56/0.285	0.95	0.8	5.99	5.09	4.85	55
FREN04-3	B/R	1*6.0	77/0.3	1.02	0.9	6.87	3.39	3.28	70
FREN05-2	B/R	1*10.0	80/0.4	0.7	0.8	7.13	1.95	1.75	98
FREN06	B/R	1*16.0	128/0.4	1.1	1	9.42	1.24	1.15	132
FREN07	B/R	1*25.0	196/0.4	1.1	1	11.40	0.795	0.72	176
FREN08	B/R	1*35.0	276/0.4	1.1	1	12.83	0.57	0.52	218

Nota. BlueSun Solar, 2022, Conductores

Protecciones

La instalación fotovoltaica estará protegida contra contactos directos, de manera que los elementos activos deben ser inaccesibles, para lograr estos aislamientos se utilizarán cajas de conexión debidamente protegidas, además se colocarán fusibles fotovoltaicos a la salida de cada ramal de los paneles fotovoltaicos.

Puesta a tierra

La malla de puesta a tierra deberá estar conectada a la estructura y paneles solares con el fin de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las partes metálicas.

3.5.10. Presupuesto referencial sistema aislado

Una vez realizado el diseño de la instalación fotovoltaica aislada se elabora el presupuesto para la implementación del mismo, en este se contempla los materiales a utilizarse, el costo de mano de obra y costo de ingeniería. **Ver Tabla 16**

Tabla 16. Presupuesto referencial instalación fotovoltaica aislada

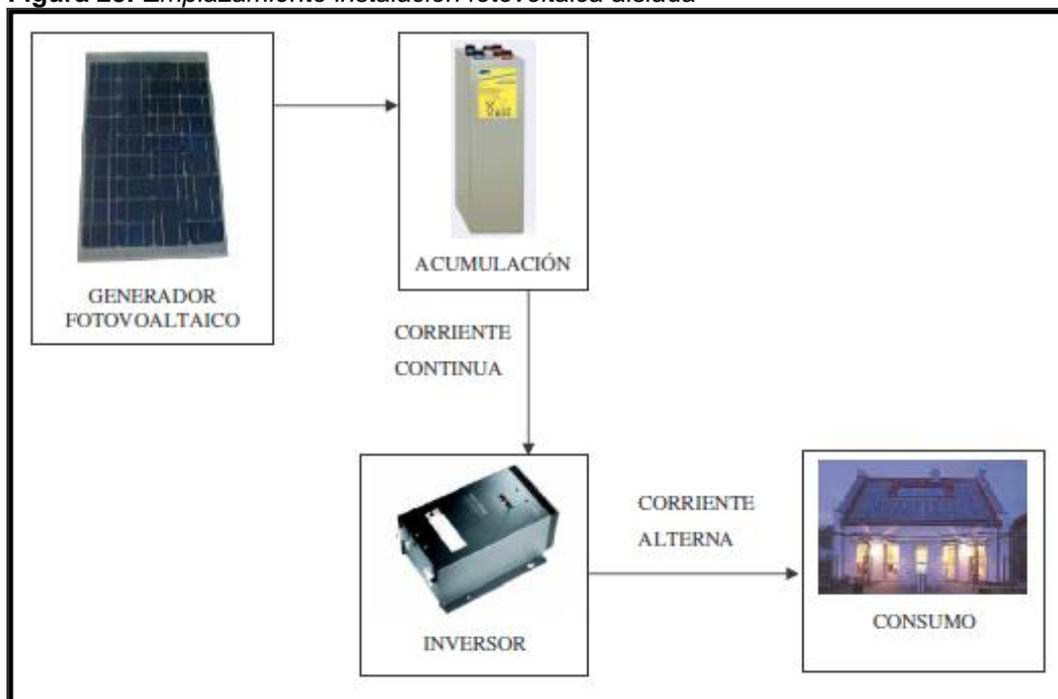
PRESUPUESTO REFERENCIAL SISTEMA AISLADO					
MONTAJE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA					
Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
1	Módulos fotovoltaicos	u	2	70	140
2	Inversor	u	1	80	80
3	Regulador de carga de baterías	u	1	150	150
4	Baterías	u	2	280	560
5	Instalación de equipos	glb	1	300	300
6	Cable BV	m	20	0,5	10
7	Cable en CC	m	20	2	40
SUBTOTAL					1280
Costos indirectos 10%					128
Total Presupuesto referencial					1408

Nota. Elaboración propia

3.5.11. Emplazamiento de la instalación fotovoltaica aislada

El sistema aislado está conformado por 2 paneles fotovoltaicos de 100W, un regulador, un inversor de 200W, y 2 baterías tipo gel de 230Ah. **Ver Figura 23.**

Figura 23. Emplazamiento instalación fotovoltaica aislada



Nota. Representación básica del emplazamiento instalación fotovoltaica aislada

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Un grupo de 100 viviendas pertenecientes a la urbanización “El Manantial” ubicados en Conocoto parroquia rural del Distrito Metropolitano de Quito 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 35 viviendas tipo de 4 ocupantes y 90 m², satisfaciendo la máxima demanda de agua caliente sanitaria posible y sirviendo de apoyo a la calefacción.

4.1. Cálculo de la demanda térmica para el escenario de estudio

4.1.1 Demanda de ACS

El presente proyecto toma como referencia la norma técnica INEN: 2009 “*Sistemas de calentamiento de agua con energía solar para uso sanitario en el Ecuador*” cuyo objeto es establecer las especificaciones técnicas mínimas de fabricación e instalación, y guías para el dimensionamiento que deben cumplir los Sistemas Solares Térmicos (SST) para calentamiento de agua en aplicaciones menores a 100 °C.

Para el cálculo de la demanda energética la norma recomienda determinar mes a mes las necesidades de ACS, de acuerdo con la ecuación:

$$L_{TOT} = C \left(\frac{\text{litros}}{\text{persona y día}} \right) N_H N_M \rho_{H_2O} C_{\rho_{H_2O}} (T_{ACS} - T_{RED}) \quad (16)$$

Donde:

- L_{TOT} : Demanda energética mensual (KWh)
- C : Consumo diario (litros/persona/día)
- N_H : Número de usuarios
- N_M : Días del mes
- ρ_{H_2O} : Densidad del agua (1 kg/m³)
- $C_{\rho_{H_2O}}$: Capacidad calorífica del agua (0,00116 KWh)
- T_{ACS} : Temperatura del agua caliente que deseemos (°C)
- T_{RED} : Temperatura del agua de la red (°C)

Consumo diario

Para determinar el valor del consumo diario del presente estudio se tomó como referencia los datos del Centro de Investigaciones y Desarrollo Tecnológico TIMEESCI, Ecuador 2009, donde se indica que el consumo diario por persona es de 80 litros, por tanto para este proyecto al considerar una vivienda unifamiliar de 4 integrantes se requerirá de 345 litros/día valor que incluye 25 litros/día para consumo extra. **Ver Tabla 17:**

Tabla 17. Demanda energética de ACS vivienda 4 personas

DATOS DEMANDA ACS	
TIPOLOGÍA DE EDIFICIO	Viviendas unifamiliares
DEMANDA DIARIA A 60°C	80 litros/día
Nº Dormitorios	3
Nº personas	4
CONSUMO EXTRA	25 litros/día
DEMANDA TOTAL ACS	345 litros/día

Nota. Elaboración propia

Temperatura de ACS

La Temperatura de ACS deseada se seleccionó considerando las guías de buenas prácticas NTP 538, del Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el trabajo de España, donde se indica las medidas de prevención y control contra la bacteria Legionella en instalaciones de suministro de agua. El documento hace referencia que la Legionella crece a temperaturas comprendidas entre 20 °C y 50 °C, con un desarrollo considerado como óptimo entre 35 °C a 45 °C. Por debajo de los 20 °C subsiste latente, sin multiplicarse, y no perdura por encima de los 60 °C, por lo cual se determinó este último valor como el de la temperatura del ACS para el presente proyecto.

Datos meteorológicos

Para los cálculos del salto térmico de la demanda energética de ACS se considera los datos meteorológicos en la ciudad de Quito correspondientes a la Temperatura del agua sanitaria de la red, presentados en la Norma INEN: 2009, detallados en la **Tabla 18**:

Tabla 18. Datos meteorológicos ciudad de Quito

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Tamb (°C)	13,6	13,9	13,8	13,8	13,9	14,1	13,8	14,2	13,8	13,6	13,5	13,5
Taf (°C)	11,6	11,9	11,8	11,8	11,9	12,1	11,8	12,2	11,8	11,6	11,5	11,5

Nota. Elaboración propia

4.1.2 Demanda de Calefacción

La demanda de calefacción de la vivienda se estima en 30 kWh/m²/año, considerando que la superficie de la vivienda tipo de 4 habitantes tiene un valor de 90 m², se requerirá de 2700 kWh/año.

4.1.3 Perfil mensual de demanda energética.

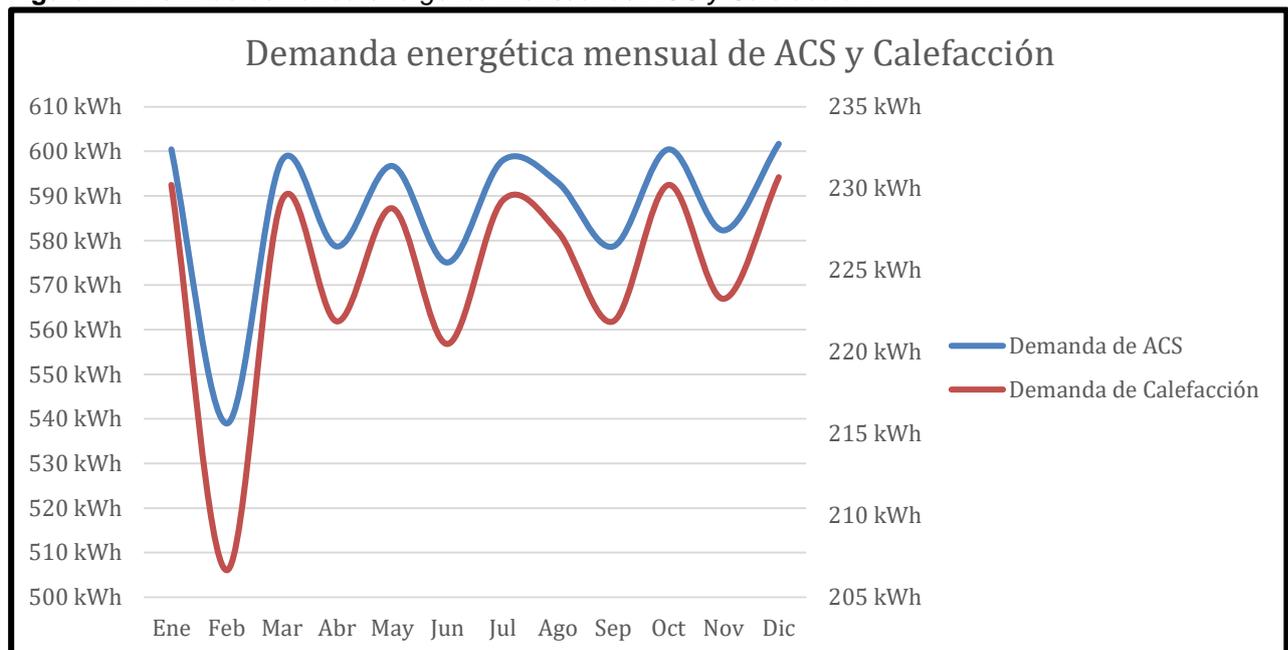
Una vez reemplazados los valores en la ecuación 16 y considerando la demanda de calefacción por mes se obtiene el siguiente perfil de demanda energética mensual, como se indica en la **Tabla 19** y **Figura 24**.

Tabla 19. Demanda energética mensual para ACS y Calefacción

MES	N (días/mes)	Taf (°C)	Demanda mensual ACS (KWh)	Demanda mensual Calefacción (KWh)
Ene	31	11,6	600	230
Feb	28	11,9	539	207
Mar	31	11,8	598	229
Abr	30	11,8	579	222
May	31	11,9	597	229
Jun	30	12,1	575	220
Jul	31	11,8	598	229
Ago	31	12,2	593	227
Sep	30	11,8	579	222
Oct	31	11,6	600	230
Nov	30	11,5	582	223
Dic	31	11,5	602	231
AÑO	365	11,8	7.042	2.700

Nota. Elaboración propia

Figura 24. Perfil de demanda energética mensual de ACS y Calefacción.



Nota. Elaboración propia.

4.2. Criterio de cálculo del volumen del acumulador

Según el documento básico de ahorro de energía CTE DBHE4 del Ministerio de Fomento de España, se ha de cumplir la siguiente relación para el cálculo del volumen del acumulador:

$$50 < V_{\text{acumulación depósito}} / S_{\text{colectores}} < 180 \quad (17)$$

Donde:

- $V_{\text{acumulación depósito}}$: Volumen del acumulador (dm³)
- $S_{\text{colectores}}$: Superficie de los colectores (m²)

Para el desarrollo del proyecto se consideró que no hay ningún tipo de desfase de más de 24 horas entre producción y consumo. A partir de esta información, por cada m² de superficie colectora se recomiendan entre 60 a 75 litros de acumulación, apreciación que no debe ser estricta, sino más bien orientativa y en cuyo entorno próximo sí que deberá estar el valor final.

El acumulador deberá satisfacer la demanda diaria de 345 litros/día, pero para la selección del mismo se deberá considerar la capacidad de los modelos existentes en el mercado.

4.3. Extrapolación al conjunto de 100 viviendas

Tomando como referencia el cálculo de la vivienda tipo de 4 habitantes, se realiza de manera proporcional al número de personas la extrapolación de la demanda energética para el conjunto de 100 viviendas de la urbanización “El Manantial”, como se detalla en la **Tabla 20**:

Tabla 20. Demanda energética para ACS y Calefacción urbanización “El Manantial”

Habitantes por vivienda	Viviendas	Demanda energética ACS (KWh)	Demanda energética Calef. (KWh)	Demanda energética Total (KWh)
2	15	52.816	20.250	73.066
3	30	158.447	60.750	219.197
4	35	246.473	94.500	340.973
5	20	176.052	67.500	243.552
Total	100	633.788	243.000	876.788

Nota. Elaboración propia

4.4. Elección de emplazamiento

En la elección del emplazamiento se analizó la imagen satelital de la urbanización “El Manantial” donde se pueda observar que los techos de las viviendas son apropiados para alojar los captadores solares, con superficies superiores a los 9 m² que se requiere para la instalación de los mismos. Por tanto en este proyecto se considera instalar un sistema de calentamiento solar térmico por vivienda. **Figura 25.**

Figura 25. Imagen satelital urbanización “El Manantial”



Nota. Imagen satelital urbanización “El Manantial”

4.5. Ubicación de equipos

Para seleccionar la mejor ubicación de los captadores solares, se toma en cuenta la latitud de la ubicación del proyecto, de acuerdo con el detalle descrito en la **Tabla 7: Inclinación requerida de los captadores solares en función de la latitud.**

En el sistema propuesto se debe considerar en la instalación de los captadores solares una inclinación de 5° y un ángulo de azimut de 0° , los mismos estarán instalados en el techo de cada vivienda ocupando una superficie máxima de 9 m^2 .

Los equipos que pertenecen a los sistemas de acumulación y auxiliar serán ubicados en el cuarto de máquinas de lavado de cada una de las viviendas.

4.6. Esquema de principio de instalación tipo

La demanda energética para este proyecto se abastecerá a través de un conjunto de colectores solares que estarán conectados con un intercambiador de calor con el propósito de alcanzar la temperatura deseada en el fluido, un sistema de acumulación que servirá para el almacenamiento de agua caliente, un sistema auxiliar que estará compuesto por un calefón alimentado por GLP, el cual entrará en funcionamiento cuando la temperatura de ACS del acumulador sea inferior a la requerida, finalmente un sistema de distribución que se encargará de transportar el agua caliente producida hasta los puntos de consumo dentro de este sistema se considera tuberías, bombas, válvulas, elementos de seguridad, entre otros.

El esquema de energía solar térmica que se plantea por vivienda se muestra en el **Apéndice 13.**

4.7. Dimensionamiento de la instalación

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, propuesta por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2009), para el adecuado dimensionamiento y cálculo de una instalación solar térmica se considerará como punto de partida dos grupos de parámetros:

- Condiciones de uso. **Ver Tabla 19**
- Condiciones climáticas. **Ver Tabla 18**

4.7.1 Planta solar térmica captadores planos

Potencia instalada: Captadores Planos

Una vez determinada la demanda requerida por vivienda, **ítem 4.1**, se procede a calcular el número de captadores necesarios para cubrir dicha demanda, para este proyecto se selecciona los captadores del fabricante Viessmann modelo Vitosol 100, tipo s2.5 **Ver Figura 26**, el cual tiene una superficie de 2.5 m^2 , factor de eficiencia óptica del 84% y un coeficiente de pérdidas de $4,441 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$. **Ver Apéndice 14**, para cumplir con el requerimiento energético por vivienda en este caso se necesita de 3 captadores solares los mismos que estarán conectados en paralelo, para mejorar la eficiencia del sistema. **Ver Tabla 21.**

Figura 26. Captador Viessmann modelo Vitosol 100, tipo s2.5



Nota. Representación básica del captador Viessmann modelo Vitosol 100, tipo s2.5

Tabla 21. Datos Captador Solar Viessman Vitosol S2.5

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	5 °
CAPTADOR	
Marca y Modelo	VISSMANN VITOSOL S 2.5
Su	2,50 m ²
Número de Captadores	3
Sc	7,50 m ²
Factor Ef. Óptica	0,8400
Coef. Perd.	4,4410
Factor Ef. Óptica Corregido	0,76608
Coef. Perd. Corregido	0,0042

Nota. Elaboración propia

Para efectuar el cálculo de la cobertura del sistema solar, es decir, estimar su contribución a la aportación de calor total necesario para cubrir las cargas térmicas, y de su rendimiento medio en un largo período de tiempo, se utilizará el método de cálculo de f (F-Chart), el cual consiste en identificar sistemáticamente las variables adimensionales del sistema de calentamiento solar y además utilizar la simulación de funcionamiento para dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un extendido período de tiempo.

La ecuación utilizada en este método es:

$$f = 1,029D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1 + 0,0018D_2 + 0,0215D_1 \quad (18)$$

La secuencia que suele seguirse en el cálculo es la siguiente:

- Cálculo de Demanda Energética ACS y Calefacción. **Ver Tabla 19**
- Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador o captadores.
- Cálculo del parámetro D_1 .
- Cálculo del parámetro D_2 .
- Determinación de la gráfica f.
- Valoración de la cobertura solar mensual.
- Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

Para la valoración de la radiación solar incidente se toma como referencia los datos de Irradiación solar mensual y promedio para varios sitios del Ecuador y el valor k según latitud y meses del año presentados en la norma técnica INEN: 2009 “Sistemas de calentamiento de agua con energía solar para uso sanitario en el Ecuador”. Ver **Tabla 22**.

Tabla 22. Radiación solar incidente Urbanización “El Manantial”

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Rad. Solar (kWh/m²·día)	4,94	4,64	4,78	4,53	4,83	4,69	5,53	5,47	4,89	5,25	5,14	5,14
Factor Corrección K (kWh/m²·día)	1,02	1,01	1	0,98	0,97	0,96	0,97	0,98	1	1,01	1,02	1,02
Rad. Solar (kWh/m²·día)	5,04	4,69	4,78	4,44	4,69	4,50	5,36	5,36	4,89	5,30	5,24	5,24

Nota. Elaboración propia

El parámetro D_1 expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes:

$$D_1 = \text{Energía absorbida por el captador} / \text{Carga calorífica mensual} \quad (19)$$

La energía absorbida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_a = S_c F_r'(\tau\alpha) R_1 N \quad (20)$$

Donde:

- S_c : Superficie del captador (m^2)
- R_1 : Radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área (kJ/m^2)
- N: Número de días del mes
- $F_r'(\tau\alpha)$: Factor adimensional, que viene dado por la siguiente expresión:

$$F_r'(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_{n_n} [(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n] (F_r'/F_r) \quad (21)$$

Donde:

- $F_r(\tau\alpha)_{n_n}$ = Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador.
- $(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n$ = Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).
- F_r'/F_r = Factor de corrección del conjunto

El parámetro D_2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la carga calorífica de calentamiento durante un mes:

$$D_2 = \text{Energía perdida por el captador} / \text{Carga calorífica mensual} \quad (22)$$

La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_p = S_c F_r' U_L (100 - t_a) \Delta t K_1 K_2 \quad (23)$$

Donde:

- S_c = Superficie del captador (m^2)

$$F_r' U_L = F_r U_L \left(\frac{F_r'}{F_r} \right) \quad (24)$$

Donde:

- $F_r U_L$ = Pendiente de la curva característica del captador (coeficiente global de pérdidas del captador)
- t_a = Temperatura media mensual del ambiente durante las horas diurnas)
- Δt = Período de tiempo considerado, en segundos (s)
- K_1 = Factor de corrección por almacenamiento, que se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$K_1 = \left[\frac{\text{Kg acumulación}}{75 S_c} \right]^{-0,25} \quad (25)$$

$$37,5 < (\text{kg acumulación}) / (m^2 \text{ captación}) < 300 \quad (26)$$

K_2 = Factor de corrección, para A.C.S., que relaciona la temperatura mínima de A.C.S., la del agua de red y la media mensual ambiente, dado por la siguiente expresión:

$$K_2 = (11,6 + 1,18 t_{ac} + 3,86 t_r - 2,32 t_a) / (100 - t_a) \quad (27)$$

Donde:

- t_{ac} = Temperatura mínima requerida del A.C.S.
- t_r = Temperatura del agua de red
- t_a = Temperatura media mensual del ambiente durante
- Una vez obtenido D_1 y D_2 , aplicando la ecuación inicial se calcula la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar.

De esta forma, la energía útil captada cada mes, Q_u , tiene el valor:

$$Q_u = f Q_a \quad (28)$$

Donde:

- Q_a = Carga calorífica mensual de A.C.S. y Calefacción.

Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se operará para todos los meses del año. La relación entre la suma de las coberturas mensuales y la suma de las cargas caloríficas, o necesidades mensuales de calor, determinará la cobertura anual del sistema:

$$\text{Cobertura solar anual} = \frac{\sum_{u=1}^{u=12} Q_u}{\sum_{a=1}^{a=12} Q_a} \quad (29)$$

Con los datos y fórmulas mencionadas anteriormente se procede a calcular la producción mensual y anual del sistema, como se puede observar en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Producción anual del sistema solar térmico – Captadores Planos

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	E _{dia} (kWh/m ²)	E _{mes} (kWh/m ²)	E _{Ames} (kWh)	D1	Δt	K1	K2	EP _{mes} (kWh)	D2	f (real)	E _{Umes}
Ene	600 kWh	230 kWh	5,04	156,2	897,5	1,08	744 h	1,030	0,929	1.947	2,34	71,0%	590 kWh
Feb	539 kWh	207 kWh	4,69	131,2	753,9	1,01	672 h	1,030	0,938	1.768	2,37	66,8%	498 kWh
Mar	598 kWh	229 kWh	4,78	148,2	851,4	1,03	744 h	1,030	0,935	1.954	2,36	67,9%	562 kWh
Abr	579 kWh	222 kWh	4,44	133,2	765,2	0,96	720 h	1,030	0,935	1.891	2,36	63,5%	508 kWh
May	597 kWh	229 kWh	4,69	145,2	834,5	1,01	744 h	1,030	0,938	1.958	2,37	66,8%	551 kWh
Jun	575 kWh	220 kWh	4,50	135,1	776,1	0,98	720 h	1,030	0,944	1.902	2,39	64,5%	514 kWh
Jul	598 kWh	229 kWh	5,36	166,3	955,4	1,15	744 h	1,030	0,935	1.954	2,36	75,1%	621 kWh
Ago	593 kWh	227 kWh	5,36	166,2	954,8	1,16	744 h	1,030	0,946	1.969	2,40	75,4%	619 kWh
Sep	579 kWh	222 kWh	4,89	146,7	842,9	1,05	720 h	1,030	0,935	1.891	2,36	69,3%	555 kWh
Oct	600 kWh	230 kWh	5,30	164,4	944,4	1,14	744 h	1,030	0,929	1.947	2,34	74,2%	617 kWh
Nov	582 kWh	223 kWh	5,24	157,3	903,7	1,12	720 h	1,030	0,926	1.880	2,33	73,4%	592 kWh
Dic	602 kWh	231 kWh	5,24	162,5	933,8	1,12	744 h	1,030	0,926	1.943	2,33	73,4%	611 kWh
AÑO	7.042 kWh	2.700 kWh		1.812,4	10.414	1,48	8.760 h			23.002	2,36		6.839 kWh

Nota. Elaboración propia

Con el sistema propuesto se abastecerá el 70,20% de la demanda energética por tanto, para cubrir el 100% de la demanda se utilizará un sistema auxiliar, **Ver Tabla 24**, en este caso un calefón de GLP marca ORBIS modelo 315BCO **Ver Figura 27**, de las siguientes características detalladas en la **Tabla 25**. **Ver Apéndice 15**.

Tabla 24. Producción anual sistema auxiliar – Captadores Planos

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	E _{Umes}	η mensual instalación	Producción Solar Unitaria (kWh/m ²)	Producción Solar Unitaria por Captador (kWh/m ²)	APORTE AUXILIAR
Ene	600 kWh	230 kWh	590 kWh	50,4%	78,7	26,2	241 kWh
Feb	539 kWh	207 kWh	498 kWh	50,6%	66,4	22,1	247 kWh
Mar	598 kWh	229 kWh	562 kWh	50,6%	74,9	25,0	265 kWh
Abr	579 kWh	222 kWh	508 kWh	50,9%	67,8	22,6	292 kWh
May	597 kWh	229 kWh	551 kWh	50,6%	73,5	24,5	274 kWh
Jun	575 kWh	220 kWh	514 kWh	50,7%	68,5	22,8	282 kWh
Jul	598 kWh	229 kWh	621 kWh	49,8%	82,9	27,6	206 kWh
Ago	593 kWh	227 kWh	619 kWh	49,6%	82,5	27,5	202 kWh
Sep	579 kWh	222 kWh	555 kWh	50,5%	74,0	24,7	245 kWh
Oct	600 kWh	230 kWh	617 kWh	50,0%	82,2	27,4	214 kWh
Nov	582 kWh	223 kWh	592 kWh	50,2%	78,9	26,3	214 kWh
Dic	602 kWh	231 kWh	611 kWh	50,2%	81,5	27,2	221 kWh
AÑO	7.042 kWh	2.700 kWh	6.839 kWh	50,3%	912	303,94	2.903 kWh

Nota. Elaboración propia

Figura 27. Calefón ORBIS 315BCO



Nota. Representación básica del calefón ORBIS 315BCO

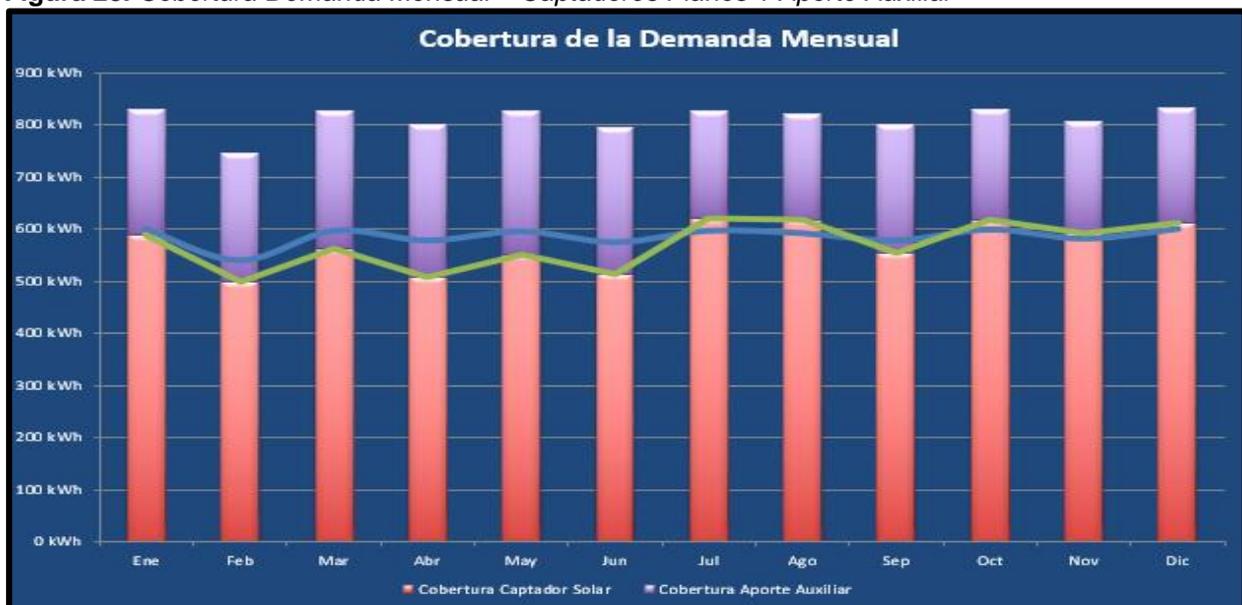
Tabla 25. Especificaciones Técnicas Calefón ORBIS 315BCO

Descripción	Unidad	Modelo	
		315BCO	315BHO
Capacidad (ΔT 20K)	L / min	14	14
Tipo de válvula	-	Corredera	Corredera
Tipo de encendido	-	Manual (electrónico)	Manual (fósforo)
Color	-	Blanco	Blanco
Caudal de agua mínimo (*)	L / min	4,0	4,0
Presión de agua máxima	kPa (bar)	450 (4,5)	450 (4,5)
Consumo mínimo	GN	kW (kcal / h)	8,72 (7.500)
	GLP	kW (kcal / h)	9,07 (7.800)
Consumo máximo	kW (kcal / h)	23,24 (19.990)	23,24 (19.990)
Potencia util	kW (kcal / h)	18,74 (16.120)	18,74 (16.120)
Presión de trabajo	GN	kPa (mm CA)	1,77 (180)
	GLP	kPa (mm CA)	2,74 (280)
Norma	-	NAG 313	NAG 313
Tipo / Categoría	-	B _{11BS} / II _{2H3P}	
Matrícula de aprobación	GN	-	01-0001-04-022
	GLP	-	02-0001-04-025

Nota. ORBIS, 2022, Calefón 315BCO

Para el sistema propuesto Captadores Planos + Aporte Auxiliar de GLP, la cobertura de Demanda mensual se detalla en la **Figura 28**.

Figura 28. Cobertura Demanda Mensual – Captadores Planos + Aporte Auxiliar



Nota. Representación básica de los Captadores Planos + Aporte Auxiliar

Dimensionamiento del sistema de acumulación

En el presente proyecto se selecciona un interacumulador del fabricante Viessmann, modelo Vitocell 100-V, de una capacidad de 500 litros **Ver Figura 29**, considerando el criterio de la ecuación 17, para este caso la relación entre el volumen acumulado y superficie del colector es de 67, valor que cumple con los parámetros óptimos de diseño. **Ver Apéndice 16**.

Figura 29. Interacumulador Viessmann, modelo Vitocell 100-V



Nota. Representación básica del modelo Vitocell 100-V

En la **tabla 26** se presenta el resumen del cómputo anual del sistema solar considerando captadores planos más el sistema auxiliar.

Tabla 26. Cómputo anual Sistema Solar Térmico

COMPUTO ANUAL	
DEMANDA	7.042 kWh
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	6.839 kWh
Producción Solar Unitaria por Captador	303,9 kWh/m ²
η anual instalación	50,3%
Factor solar calculado	70,20%

Nota. Elaboración propia

4.7.2 Planta solar térmica captadores tubos de vacío

Potencia instalada: Captadores Tubos de vacío

Considerando la demanda requerida por vivienda, **ítem 4.1**, se procede a calcular el número de captadores necesarios para cubrir dicha demanda en este caso utilizando captadores de tubos de vacío.

Para este proyecto los captadores de tubos de vacío seleccionados pertenecen al fabricante Viessmann modelo Vitosol 200-TM **Ver Figura 30**, el cual tiene una superficie de 3,26 m², factor de eficiencia óptica del 72,3% y un coeficiente de pérdidas de 1,55 W/m²°C. **Ver Apéndice 17**. para cumplir con el requerimiento energético por vivienda en este caso se necesita de 2 captadores solares los mismos que estarán conectados en paralelo, para mejorar la eficiencia del sistema. **Ver Tabla 27**.

Figura 30. Captador Viessmann modelo Vitosol 200-TM



Nota. Representación básica del modelo Vitosol 200-TM

Tabla 27. Especificaciones Técnicas Captador Solar Viessman Vitosol 200-TM

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	5 °
CAPTADOR	
Marca y Modelo	VISSMANN VITOSOL 200-TM
Su	3,26 m ²
DATOS CAPTADOR SOLAR	
Número de Captadores	2
Sc	6,52 m ²
Factor Ef. Óptica	0,7230
Coef. Perd.	1,5540
Factor Ef. Óptica Corregido	0,659376
Coef. Perd. Corregido	0,0015

Nota. Elaboración propia

Para el cálculo de la producción y la cobertura de la demanda se utilizará el método de f (F-Chart), el cual una vez incorporadas la especificaciones del Captador Solar Viessman Vitosol 200-TM, genera los siguientes resultados: **Tabla 28.**

Tabla 28. Producción anual del sistema solar térmico – Captadores Tubos de vacío

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	Eldía (kWh/m ²)	Elmes (kWh/m ²)	EAmes (kWh)	D1	Δt	K1	K2	EPmes (kWh)	D2	f (real)	EUmes
Ene	600 kWh	230 kWh	5,04	156,2	671,5	0,81	744 h	0,994	0,929	572	0,69	63,9%	531 kWh
Feb	539 kWh	207 kWh	4,69	131,2	564,1	0,76	672 h	0,994	0,938	519	0,70	60,3%	450 kWh
Mar	598 kWh	229 kWh	4,78	148,2	637,0	0,77	744 h	0,994	0,935	574	0,69	61,3%	507 kWh
Abr	579 kWh	222 kWh	4,44	133,2	572,6	0,72	720 h	0,994	0,935	555	0,69	57,4%	460 kWh
May	597 kWh	229 kWh	4,69	145,2	624,4	0,76	744 h	0,994	0,938	575	0,70	60,3%	498 kWh
Jun	575 kWh	220 kWh	4,50	135,1	580,7	0,73	720 h	0,994	0,944	559	0,70	58,4%	465 kWh
Jul	598 kWh	229 kWh	5,36	166,3	714,9	0,86	744 h	0,994	0,935	574	0,69	67,6%	559 kWh
Ago	593 kWh	227 kWh	5,36	166,2	714,4	0,87	744 h	0,994	0,946	578	0,70	68,0%	558 kWh
Sep	579 kWh	222 kWh	4,89	146,7	630,7	0,79	720 h	0,994	0,935	555	0,69	62,5%	500 kWh
Oct	600 kWh	230 kWh	5,30	164,4	706,7	0,85	744 h	0,994	0,929	572	0,69	66,7%	554 kWh
Nov	582 kWh	223 kWh	5,24	157,3	676,2	0,84	720 h	0,994	0,926	552	0,69	66,0%	532 kWh
Dic	602 kWh	231 kWh	5,24	162,5	698,7	0,84	744 h	0,994	0,926	571	0,69	66,0%	549 kWh
AÑO	7.042 kWh	2.700 kWh		1.812,4	7.792	1,11	8.760 h			6.757	0,69		6.162 kWh

Nota. Elaboración propia

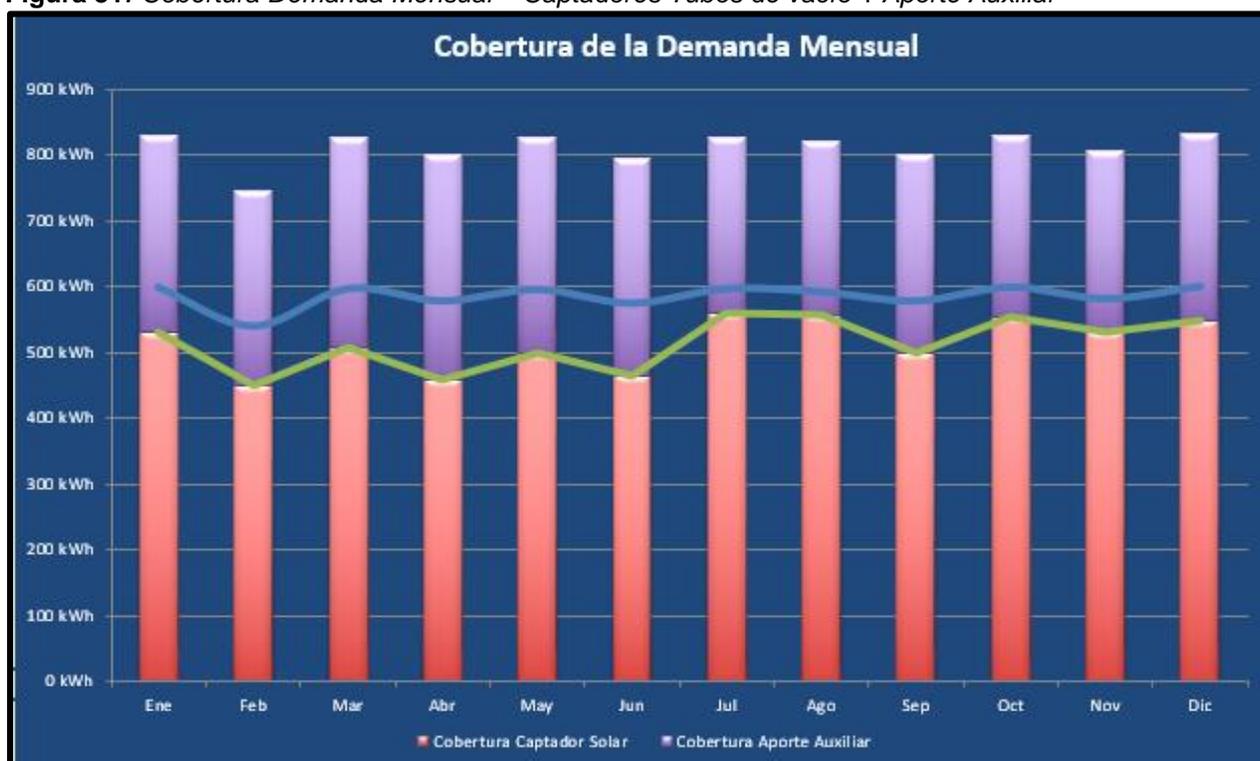
Con el sistema propuesto se abastecerá el 63,26% de la demanda energética por tanto, para cubrir el 100% de la demanda del sistema se requerirá de un sistema auxiliar, en este caso un calefón de GLP. Ver **Tabla 29** y **Figura 31**.

Tabla 29. Producción anual del sistema auxiliar – Captadores Tubos de vacío

MES	Demes ACS	Demes CALEF.	EUMes	η mensual instalación	Producción Solar Unitaria (kWh/m ²)	Producción Solar Unitaria por Captador (kWh/m ²)	APORTE AUXILIAR
Ene	600 kWh	230 kWh	531 kWh	52,1%	81,4	40,7	300 kWh
Feb	539 kWh	207 kWh	450 kWh	52,6%	69,0	34,5	296 kWh
Mar	598 kWh	229 kWh	507 kWh	52,5%	77,7	38,9	320 kWh
Abr	579 kWh	222 kWh	460 kWh	52,9%	70,5	35,3	341 kWh
May	597 kWh	229 kWh	498 kWh	52,6%	76,4	38,2	328 kWh
Jun	575 kWh	220 kWh	465 kWh	52,8%	71,3	35,6	331 kWh
Jul	598 kWh	229 kWh	559 kWh	51,6%	85,8	42,9	268 kWh
Ago	593 kWh	227 kWh	558 kWh	51,5%	85,5	42,8	263 kWh
Sep	579 kWh	222 kWh	500 kWh	52,3%	76,7	38,4	300 kWh
Oct	600 kWh	230 kWh	554 kWh	51,7%	85,0	42,5	276 kWh
Nov	582 kWh	223 kWh	532 kWh	51,9%	81,6	40,8	274 kWh
Dic	602 kWh	231 kWh	549 kWh	51,9%	84,3	42,1	283 kWh
AÑO	7.042 kWh	2.700 kWh	6.162 kWh	52,1%	945	472,58	3.580 kWh

Nota. Elaboración propia

Figura 31. Cobertura Demanda Mensual – Captadores Tubos de vacío + Aporte Auxiliar



Nota. Representación básica del Cobertura Demanda Mensual

Para este caso de estudio se considera el interacumulador Viessmann, modelo Vitocell 100-V, de una capacidad de 500 litros, descrito en el literal anterior

En la **Tabla 30** se presenta la tabla resumen del cómputo anual del sistema solar considerando captadores de tubos de vacío.

Tabla 30. Cómputo anual sistema Captadores Tubos de vacío

COMPUTO ANUAL	
DEMANDA	7.042 kWh
ENERGÍA SOLAR ÚTIL	6.162 kWh
Producción Solar Unitaria por Captador	472,6 kWh/m ²
η anual instalación	52,1%
Factor solar calculado	63.26%

Nota. Elaboración propia

4.8. Presupuesto de ejecución

Considerando el coste de instalación solar térmica en \$/m²:

- Colector de placa plana pequeña escala (sobre tejado de viviendas): 650 \$/m²
- Colector de tubo de vacío pequeña escala (sobre tejado de viviendas): 1000 \$/m²

Se obtiene en la **Tabla 31** el presupuesto referencial de una vivienda unifamiliar de 4 habitantes para un sistema de colector placa plana.

Tabla 31. Presupuesto Referencial Colectores Planos vivienda 4 habitantes

PRESUPUESTO REFERENCIAL						
MONTAJE SISTEMA TÉRMICO COLECTORES PLANOS						
Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total por vivienda	N viviendas
1	Colector de placa plana pequeña escala (sobre tejado de viviendas)	m ²	7,5	\$ 650,00	\$ 4.875,00	35
Total Presupuesto referencial						\$ 170.625,00

Nota. Elaboración propia

Tomando como base el presupuesto referencial de la vivienda tipo de 4 habitantes colectores planos, se realiza la extrapolación del presupuesto para el conjunto de 100 viviendas de la urbanización “El Manantial”, como se detalla en la **Tabla 32**:

Tabla 32. Presupuesto referencial colectores planos urbanización “El Manantial”

Habitantes por vivienda	Viviendas	Precio Unitario (\$)	Total por vivienda (\$)	Total Presupuesto Referencial (\$)
2	15	650	2.438	36.563
3	30	650	3.656	109.688
4	35	650	4.875	170.625
5	20	650	6.094	121.875
Total presupuesto referencial urbanización “El Manantial” 100 viviendas				\$ 438.750

Nota. Elaboración propia

Considerando colectores tubos de vacío se obtiene el presupuesto referencial de una vivienda unifamiliar de 4 habitantes, detallado en la **Tabla 33**:

Tabla 33. Presupuesto Referencial Colectores Tubos de vacío vivienda 4 habitantes

PRESUPUESTO REFERENCIAL						
MONTAJE SISTEMA TÉRMICO COLECTORES TUBOS DE VACÍO						
Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total por vivienda	N viviendas
1	Colector de tubo de vacío pequeña escala (sobre tejado de viviendas)	m2	6,52	\$ 1.000,00	\$ 6.520,00	35
Total Presupuesto referencial						\$ 228.200,00

Nota. Elaboración propia

En este caso se tomó como base el presupuesto referencial de la vivienda tipo de 4 habitantes colectores tubos de vacío para la extrapolación del presupuesto del conjunto de 100 viviendas de la urbanización “El Manantial”, como se detalla en la **Tabla 34:**

Tabla 34. Presupuesto referencial colectores tubos de vacío urbanización “El Manantial”

Habitantes por vivienda	Viviendas	Precio Unitario (\$)	Total por vivienda (\$)	Total Presupuesto Referencial (\$)
2	15	1000	3.260	48.900
3	30	1000	4.890	146.700
4	35	1000	6.520	228.200
5	20	1000	8.150	163.000
Total presupuesto referencial urbanización “El Manantial” 100 viviendas				\$ 586.800

Nota. Elaboración propia

4.9. Cálculo del tiempo de retorno simple de la inversión

Una vez diseñado el sistema y conociendo el presupuesto referencial para la implementación del mismo se procede a realizar el cálculo del tiempo de retorno simple de la inversión, utilizando la ecuación 30. **Ver Apéndice 18 y 19.**

$$P_R = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro}} \quad (30)$$

Para lo cual se considera las siguientes variables:

- Coste referencial de la instalación, de acuerdo con el detalle del ítem **4.8**
- Impuesto al valor agregado: 12%
- Mantenimiento: 1 visita al año con un coste de 500 \$/día, pudiendo revisar en un día un máximo de 10 instalaciones
- Precio del GLP en \$/MWh:
 - Tarifa subvencionada: 8,79 \$/MWh
 - Tarifa sin subvencionar: 103,4 \$/MWh

A continuación se detalle el tiempo de retorno simple para un sistema de colectores planos considerando el uso de GLP subvencionado y sin subvención.

En una vivienda unifamiliar tipo de 4 habitantes con un sistema de colectores planos y GLP subvencionado el tiempo de retorno simple de la inversión se dará en el año 93, debido a que el ahorro en este caso es despreciable respecto a la inversión, por tanto se puede concluir que la implementación de este sistema no sería rentable. **Ver Tabla 35.**

Tabla 35. *Tiempo de retorno simple de la inversión colectores planos y GLP subvencionado*

TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE INVERSIÓN	
INVERSIÓN	
Coste de la instalación \$	4.875,00
IVA 12%	585,00
Mantenimiento \$	50,00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25,52
Total egresos anuales	-5.535,52
AHORRO	
Energía ahorro \$	60,11
RETORNO DE INVERSIÓN	
Retorno simple de inversión	92,08

Nota. Elaboración propia

Si se considera GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado, el retorno de la inversión se dará en el año 8. **Ver Tabla 36.**

Tabla 36. *Tiempo de retorno simple de la inversión colectores planos y GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado*

TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE INVERSIÓN	
INVERSIÓN	
Coste de la instalación \$	4.875,00
IVA 12%	585,00
Mantenimiento \$	50,00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25,52
Total egresos anuales	-5.535,52
AHORRO	
Energía ahorro \$	707,15
RETORNO DE INVERSIÓN	
Retorno simple de inversión	7,83

Nota. Elaboración propia

En el caso de GLP sin subvención tanto para el sistema auxiliar como para el cálculo de ahorro, el retorno de la inversión se dará en el año 9. **Ver Tabla 37.**

Tabla 37. *Tiempo de retorno simple de la inversión colectores planos y GLP sin subvención*

TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE INVERSIÓN	
INVERSIÓN	
Coste de la instalación \$	4.875,00
IVA 12%	585,00
Mantenimiento \$	50,00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	300,17
Total egresos anuales	-5.810,17
AHORRO	
Energía ahorro \$	707,15
RETORNO DE INVERSIÓN	
Retorno simple de inversión	8,22

Nota. Elaboración propia

Para el cálculo del tiempo de retorno simple en un sistema de colectores de tubos de vacío considerando el uso de GLP subvencionado y sin subvención se tiene los siguientes resultados.

En una vivienda unifamiliar tipo de 4 habitantes con un sistema de colectores de tubos de vacío y GLP subvencionado el tiempo de retorno simple de la inversión se dará en el año 137, debido a que el ahorro en este caso es despreciable respecto a la inversión, por tanto se puede concluir que la implementación de este sistema no sería rentable. **Ver tabla 38.**

Tabla 38. *Tiempo de retorno simple de la inversión colectores tubos de vacío y GLP subvencionado*

TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE INVERSIÓN	
INVERSIÓN	
Coste de la instalación \$	6.520,00
IVA 12%	782,40
Mantenimiento \$	50,00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25,52
Total egresos anuales	-7.377,92
AHORRO	
Energía ahorro \$	54,16
RETORNO DE INVERSIÓN	
Retorno simple de inversión	136,21

Nota. Elaboración propia

Si se considera GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado, el retorno simple de la inversión para colectores tubos de vacío se dará en el año 12, **Ver Tabla 39**

Tabla 39. *Tiempo de retorno simple de la inversión colectores tubos de vacío y GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado*

TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE INVERSIÓN	
INVERSIÓN	
Coste de la instalación \$	6.520,00
IVA 12%	782,40
Mantenimiento \$	50,00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25,52
Total egresos anuales	-7.377,92
AHORRO	
Energía ahorro \$	637,15
RETORNO DE INVERSIÓN	
Retorno simple de inversión	11,58

Nota. Elaboración propia

En el caso de GLP sin subvención tanto para el sistema auxiliar como para el cálculo de ahorro, el retorno simple de la inversión se dará en el año 13. **Ver Tabla 40.**

Tabla 40. *Tiempo de retorno simple de la inversión colectores tubos de vacío y GLP sin subvención*

TIEMPO DE RETORNO SIMPLE DE INVERSIÓN	
INVERSIÓN	
Coste de la instalación \$	6.520,00
IVA 12%	782,40
Mantenimiento \$	50,00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	300,17
Total egresos anuales	-7.652,57
AHORRO	
Energía ahorro \$	637,15
RETORNO DE INVERSIÓN	
Retorno simple de inversión	12,01

Nota. Elaboración propia

4.10. Extrapolación a 100 viviendas del tiempo de retorno simple de inversión

Una vez obtenidos los valores para la vivienda unifamiliar tipo de 4 habitantes se procede a extrapolar los resultados para el conjunto de 100 viviendas de la urbanización “El Manantial”, de acuerdo con el siguiente detalle descrito en las tablas **41, 42, 43, 44, 45 y 46**

Tabla 41. *Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP subvencionado 100 viviendas.*

Habitantes por vivienda	Viviendas	Inversión (\$)	Ahorro (\$)	Tiempo de retorno simple
2	15	41.516	451	92,08
3	30	124.549	1.353	92,08
4	35	193.743	2.104	92,08
5	20	138.388	1.503	92,08
Total		498196,56	5410,33	92,08

Nota. Elaboración propia

Tabla 42. *Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado 100 viviendas.*

Habitantes por vivienda	Viviendas	Inversión (\$)	Ahorro (\$)	Tiempo de retorno simple
2	15	41.516	5.304	7,83
3	30	124.549	15.911	7,83
4	35	193.743	24.750	7,83
5	20	138.388	17.679	7,83
Total		498196,56	63643,734	7,83

Nota. Elaboración propia

Tabla 43. *Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP sin subvención 100 viviendas.*

Habitantes por vivienda	Viviendas	Inversión (\$)	Ahorro (\$)	Tiempo de retorno simple
2	15	43.576	5.304	8,22
3	30	130.729	15.911	8,22
4	35	203.356	24.750	8,22
5	20	145.254	17.679	8,22
Total		522915,318	63643,734	8,22

Nota. Elaboración propia

Tabla 44. *Tiempo de retorno simple de inversión colectores tubos de vacío GLP subvencionado 100 viviendas.*

Habitantes por vivienda	Viviendas	Inversión (\$)	Ahorro (\$)	Tiempo de retorno simple
2	15	55.334	406	136,21
3	30	166.003	1.219	136,21
4	35	258.227	1.896	136,21
5	20	184.448	1.354	136,21
Total		664012,56	4874,76	136,21

Nota. Elaboración propia

Tabla 45. *Tiempo de retorno simple de inversión colectores tubos de vacío GLP subvencionado para funcionamiento del sistema auxiliar de energía y sin subvención en el cálculo de ahorro generado 100 viviendas.*

Habitantes por vivienda	Viviendas	Inversión (\$)	Ahorro (\$)	Tiempo de retorno simple
2	15	55.334	4.779	11,58
3	30	166.003	14.336	11,58
4	35	258.227	22.300	11,58
5	20	184.448	15.929	11,58
Total		664012,56	57343,57	11,58

Nota. Elaboración propia

Tabla 46. *Tiempo de retorno simple de inversión colectores planos GLP sin subvención 100 viviendas.*

Habitantes por vivienda	Viviendas	Inversión (\$)	Ahorro (\$)	Tiempo de retorno simple
2	15	57.394	4.779	12,01
3	30	172.183	14.336	12,01
4	35	267.840	22.300	12,01
5	20	191.314	15.929	12,01
Total		688731,32	57343,57	12,01

Nota. Elaboración propia

De la extrapolación realizada para los diferentes tipos de colectores y GLP subvencionado y sin subvención se puede concluir que el proyecto sería rentable siempre y cuando el GLP no tenga subvención, ya que los colectores solares no son económicamente competitivos con el precio del GLP subvencionado.

Finalmente se presenta en el **Apéndice 20**, el diagrama unifilar del sistema solar térmico para ACS y calefacción, y ubicación de equipos en sala de lavandería, como resultado del análisis del capítulo 4.

4.11. Central Solar Termoeléctrica

A modo de estudio comparativo con la energía solar fotovoltaica se realiza un estudio técnico económico de una planta de generación de energía eléctrica con tecnología solar termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento.

4.11.1 Cálculo del campo solar máximo y potencia de la turbina de vapor

Considerando un factor de escala y la zona demográfica del proyecto, se estima que un ratio de 150 hectáreas de terreno se produce 50 MW de energía eléctrica, por tanto para 10 hectáreas de terreno disponibles en este proyecto, se podrá instalar una planta termoeléctrica cilindro-parabólica sin almacenamiento de un campo solar máximo de 3 MW.

De acuerdo con los 3 MW de campo solar máximo establecido, se requerirá de una turbina de vapor de potencia máxima de 3 MW, para este caso se ha seleccionado la turbina marca TGM, modelo MCT, de potencia 3 MW. **Figura 32.** Las Especificaciones Técnicas se detallan en la **Tabla 47** y **Apéndice 21.**

Figura 32. Turbina de vapor TGM modelo MCT



Nota. Representación básica de la turbina de vapor TGM modelo MCT

Tabla 47. Especificaciones Técnicas Turbina de vapor TGM modelo MCT

Potencia de salida nominal	hasta 3 MW
Presión de admisión	hasta 45 bar (a)
Temperatura de admisión	hasta 450 °C
Rotación	hasta 9.000 rpm

Nota. Elaboración propia

4.11.2 Cálculos de la producción

Para conocer la producción anual de la planta solar termoeléctrica se debe considerar la radiación solar directa en el emplazamiento seleccionado, para la instalación el rendimiento eléctrico es del 30%, superficie de emplazamiento 100.000 m², *lauge area* 25%, y potencia eléctrica máxima de 3 MW.

Los datos de radiación solar directa (DNI) se obtienen del Atlas Solar DNSRDB Data Viewer, con estos valores y los factores antes detallados se obtiene la producción final de la planta, como se puede apreciar en la **Tabla 48** (Ejemplo de cálculo para un día), este sistema al no contar con almacenamiento generará energía eléctrica únicamente cuando exista radiación solar variando de 8 a 12 horas diarias.

Tabla 48. Cálculo de la Producción de energía en un día

Mes	Día	Hora	DNI (w/m ²)	DNI - E (w/m ²)	Producción Bruta	Producción Final
1	1	0	0	0	0	0
1	1	1	0	0	0	0
1	1	2	0	0	0	0
1	1	3	0	0	0	0
1	1	4	0	0	0	0
1	1	5	0	0	0	0
1	1	7	0	0	0	0
1	1	8	3	0,9	22,5	22,5
1	1	9	13	3,9	97,5	97,5
1	1	10	106	31,8	795	795
1	1	11	231	69,3	1732,5	1732,5
1	1	12	112	33,6	840	840
1	1	13	141	42,3	1057,5	1057,5
1	1	14	116	34,8	870	870
1	1	15	15	4,5	112,5	112,5
1	1	16	0	0	0	0
1	1	17	0	0	0	0
1	1	18	0	0	0	0
1	1	19	0	0	0	0
1	1	20	0	0	0	0
1	1	21	0	0	0	0
1	1	22	0	0	0	0
1	1	23	0	0	0	0

Nota. Elaboración propia

Consolidando la producción diaria de la planta, se presenta a continuación en la **Tabla 49** la producción anual de energía eléctrica que para este caso de estudio es de 13 MW como producción bruta y de 7.9 MW considerando la capacidad máxima de generación.

Tabla 49. Producción anual de la planta

DNI (w/m ²)	DNI - E (w/m ²)	PRODUCCIÓN BRUTA (kW)	PRODUCCIÓN FINAL (kW)
1.735.266	520.580	13.014.495	7.926.848

Nota. Elaboración propia

4.11.3 Esquema de principio de la instalación

El sistema planteado para este proyecto es de generación eléctrica basado en la tecnología solar térmica de tipo cilindro-parabólica sin almacenamiento, el esquema de instalación se puede apreciar en el **Apéndice 22**

4.11.4 Precio de venta de la energía

Para el cálculo del precio de venta de la energía se requiere conocer:

- Energía eléctrica para comercializar, en este ítem se debe considerar que del 100% de la producción final de la planta, se comercializará el 85%, ya que el 15% sirve para autoconsumo de la misma.
- Inversión de la planta termoeléctrica, considerando un costo por kW de \$ 2.500
- Costos operativos, se considera: operación, mantenimiento y alquiler del terreno.
- Periodo de retorno del sistema solar fotovoltaico.

Una vez detalladas las variables se procede al cálculo del precio de venta de la energía para lo cual se utilizará la ecuación 31.

$$\text{Precio de venta} = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Producción de energía eléctrica para comercializar}} \quad (31)$$

Donde:

- Precio de venta: \$/kWh
- Ingresos: \$
- Producción de energía eléctrica para comercializar: kWh

Ingresos

El valor de los ingresos se obtiene como resultado de la suma del margen bruto más costos, ecuación 32, mientras que para la producción de energía eléctrica se considera el campo solar máximo, horas equivalentes de producción (H_e) y 85% factor de comercialización (F_c), ecuación (33)

$$\text{Ingresos} = \text{margen bruto} + \text{costos} \quad (32)$$

$$\text{Producción de energía eléctrica para comercializar} = \text{campo solar máximo} \times H_e \times F_c \quad (33)$$

$$\text{Producción de energía eléctrica para comercializar} = 3000 \text{ kW} \times 2642 \text{ h} \times 0,85$$

$$\text{Producción de energía eléctrica para comercializar} = \mathbf{6.737,1 \text{ MWh}}$$

Costos

Para los costos operativos **Ver Tabla 50** se considera el siguiente detalle:

- 5 personas a turnos en sala de control con un sueldo básico mensual de \$425.
- 2 turnos de 3 personas en campo con un sueldo básico mensual de \$425.
- Coste anual de alquiler de la hectárea de terreno 1.000 \$
- Un factor de 1.5 por gastos varios.

Tabla 50. Costos Operación y Mantenimiento

Área	Cantidad	Salario mensual (\$)	Salario anual Total (\$)
Sala de Control	5	425	25.500
Campo	6	425	30.600
Total salario anual			56.100
Gasto varios			28.050
Total Costos operación y mantenimiento			84.150

Nota. Elaboración propia

Al valor estimado de costos anuales de operación y mantenimiento se suma **\$10.000** por concepto de alquiler del terreno dando como resultado un valor total anual de costos operativos de **\$94.150**.

Margen Bruto

El margen bruto para estimar los ingresos de la planta solar termoeléctrica toma como referencia la inversión del proyecto \$ 2.500/kW instalado y 8 años correspondiente al periodo de retorno del sistema solar fotovoltaico estimado, ecuación 34.

$$\text{Margen Bruto} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Periodo de retorno del sistema solar fotovoltaico}} \quad (34)$$

$$\text{Margen Bruto} = \frac{2.500 \text{ \$/kW} \times 3.000 \text{ kW}}{8}$$

$$\text{Margen Bruto} = \mathbf{\$937.500}$$

Con los cálculos realizados y utilizando la ecuación 32 se procede a determinar el valor de los ingresos del proyecto, como se muestra a continuación:

$$\text{Ingresos} = \$937.500 + \$94.150$$

$$\text{Ingresos} = \mathbf{\$1.031.650}$$

Finalmente de acuerdo con la ecuación 31 se obtiene el precio de venta de la energía por kWh:

$$\text{Precio de venta} = \frac{\$1.031.650}{6.737.100 \text{ kWh}}$$

$$\text{Precio de venta} = \mathbf{0,15 \text{ \$/kWh}}$$

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1. Estimación de costos proyecto solar fotovoltaico

El beneficiario del proyecto fotovoltaico es la Urbanización “EL Manantial”, ubicada en Conocoto parroquia rural del Distrito Metropolitano de Quito, en la provincia de Pichincha. Actualmente la urbanización “El Manantial” cuenta con el servicio eléctrico que está a cargo de la Empresa Eléctrica Quito. Dicha urbanización se alimenta del primario C que viene de la subestación Conocoto. El consumo medio anual de la urbanización es de 557.500 KWh, equivalente a un consumo diario de 1548.61 KWh. Tomando en cuenta que la urbanización dentro de sus requerimientos, solicita generar un ahorro del 20% de su consumo energético, se propone una planta fotovoltaica de 65,65 KWp de potencia pico para cubrir el ahorro energético solicitado.

A continuación se detalla los principales costos del proyecto:

5.1.1 Capital Expenditure CAPEX solar fotovoltaico

Desglose por partidas

La inversión inicial a ejecutarse está distribuida en 10 hitos, paneles solares e inversores representan el 20% de la inversión sin considerar IVA; el 80% restante se compone de obra civil, instalación mecánica, sistema de comunicación y control, instalación eléctrica, ingeniería y dirección de obra, seguridad y salud, gestión de residuos y puesta en marcha, **Ver Tabla 51.**

Tabla 51. CAPEX Proyecto Solar Fotovoltaico

PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICO		CAPEX
1	Obra Civil	\$ 39.500,00
	Acondicionamiento del terreno, Accesos a la instalación, Drenajes, Zanjias, Cerramiento perimetral, Hincado, Cuarto de equipos de control y monitoreo	
2	Paneles	\$ 10.400,00
	130 módulos fotovoltaicos marca Trina Solar Energy, modelo TSM-505DE18M(II)	
3	Inversores	\$ 7.800,00
	13 inversores marca SMA modelo SB 5000TL-21	
4	Instalación mecánica	\$ 4.000,00
	26 Soportes marca Idero Solar modelo X-5	
5	Sistema de comunicación y control	\$ 4.800,00
	Hardware y Software de sistema de monitoreo y comunicación	
6	Instalación eléctrica	\$ 17.500,00
	Instalación de equipos, cableado y sistema de puesta a tierra	
7	Ingeniería y dirección de obra	\$ 3.000,00
	Dirección técnica y mano de obra para ejecución de la instalación de la planta.	
8	Seguridad y salud	\$ 4.000,00
	Equipos de seguridad personal EPP, extintores, señalética, permisos de trabajo.	
9	Gestión de residuos	\$ 2.000,00
	Clasificación, Disposición de residuos considerando 3R	

PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICO		CAPEX
10	Puesta en marcha	\$ 1.000,00
	Capacitación, pruebas SAT de equipos, protocolos de desempeño de los equipos y puesta en operación de la planta	
Total CAPEX Proyecto Solar Fotovoltaico		\$ 94.000,00

Nota. Elaboración propia

El valor total del CAPEX para el presente proyecto es de \$94.000.

Contrato engineering, procurement and construction (EPC)

Representa la empresa contratada que estará a cargo de la construcción del parque solar fotovoltaico, que incluye principalmente ingeniería, diseño, adquisición, provisión de seguridad, instalación, prueba y puesta en marcha de la planta de energía solar fotovoltaica de acuerdo con el contrato EPC.

Este contratista es el único punto de contacto para cualquier problema relacionado con la construcción. Este contrato incluye los deberes y los cargos contra los servicios de contratista. Asigna también el riesgo de construcción al contratista EPC, que luego interactúa con las partes interesadas del proyecto (prestamistas, contratantes, compañía de seguros, desarrolladores, etc.).

Una vez determinados los KWp requeridos a instalarse los propietarios de la urbanización “El Manantial” pueden licitar el proyecto con varios ofertantes de los cuales podrán seleccionar la mejor oferta en función del precio referencial por KWp instalado, cabe recalcar que dicha oferta debe cumplir con todos los criterio técnicos, económicos y ambientales y las pólizas requeridas al momento de la licitación.

Para este tipo de proyecto se deberá solicitar al menos las siguientes garantías:

- Fiel cumplimiento de trabajos.
- Buen uso de anticipo, en caso de acordar entre las partes un porcentaje como anticipo del valor total del contrato.
- Funcionamiento de equipos dentro de los rangos operativos.
- Responsabilidad civil.

Estas garantías deberán permanecer activas durante la etapa de construcción y operación de la planta solar fotovoltaica.

Para la planta solar fotovoltaica se parte del CAPEX desglosado por partidas **Ver Tabla 51** más un fee del 8% por integración de las mismas y asunción del riesgo ($\$94.000 * 1,08$), como resultado se obtiene un valor consolidado de \$101.520 correspondiente al contrato EPC a una sola empresa.

5.1.2 Development Expenditures DEVEX solar fotovoltaico

Tomando en cuenta el “**Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica**” (ARCERNNR-001/2021), de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador, establece enérgicamente que las disposiciones para el proceso de

habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida asentadas en fuentes de energía consideradas como renovables para el autoabastecimiento de consumidores regulados, se detalla a continuación el desglose de pago por hitos alcanzados, en un contrato de desarrollo éxito así como un contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción de un proyecto fotovoltaico.

Considerando la potencia pico de la planta fotovoltaica propuesta, de acuerdo con la regulación antes mencionada, el procedimiento para obtener la factibilidad de conexión es el siguiente:

- a) La Distribuidora situará de un término de cinco (5) días para aceptar a trámite la solicitud, en caso de que esta solicite información adicional notificará al Proponente por escrito, el cual tendrá un término de cinco (5) días para completar la información, en caso de no hacerlo se dará por terminado el trámite.
- b) Una vez aceptada a trámite la solicitud, la Distribuidora, dentro de un término máximo de cuarenta y cinco (45) días adicionales, ejecutará los análisis respectivos, de tal forma que la conexión y operación del futuro Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento no afecte a la calidad del servicio eléctrico y condescenderá de ser el caso la factibilidad de conexión del proyecto al Proponente.
- c) En la factibilidad de conexión la Distribuidora establecerá, de manera detallada, lo siguiente:
 - Las adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar por parte del Proponente, para poder conectar el Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento en el punto de conexión.
 - El esquema de conexión del Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento.
 - Las condiciones de operación que deberá cumplir el Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución.
 - La vigencia de la factibilidad de conexión será de 3 meses.
- d) Dentro del término de quince (15) días contados a partir de que la Distribuidora informe al Proponente sobre la factibilidad de conexión del Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento, el Proponente notificará a la Distribuidora su aceptación o no a las condiciones establecidas en dicha factibilidad. En caso no aceptar las condiciones establecidas por la Distribuidora, el Proponente del proyecto podrá plantear su objeción a las mismas de acuerdo con el artículo 9.4 de esta Regulación.
- e) La Distribuidora considerará que el Proponente ha desistido de continuar el trámite de solicitud de factibilidad de conexión, y lo dará por concluido, en los siguientes casos:
 - Cuando el Proponente no acepte por escrito las condiciones establecidas en la factibilidad de conexión y no haya planteado una controversia ante la ARCERNR.
 - Cuando el Proponente manifieste su decisión por escrito de no continuar con el trámite.

Tras la obtención de la factibilidad de conexión se deberá tramitar ante la Distribuidora, la obtención del Certificado de Calificación del Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA), para lo cual se establece el siguiente procedimiento:

a) Dentro de un término de sesenta (60) días contados a partir de la notificación de la factibilidad de conexión, el Proponente podrá solicitar a la Distribuidora el inicio del trámite para la emisión del Certificado de Calificación, en caso de que no lo haga la factibilidad de conexión quedara revocada. Para el efecto, el Proponente deberá presentar a la Distribuidora los siguientes requisitos:

- Factibilidad de Conexión.
- Ubicación del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA.
- Documento que acredite, la propiedad, posesión legítima del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA; o, en su defecto el contrato de arrendamiento, comodato o anticresis notariado del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA; o, autorización del propietario del inmueble o predio para la instalación y operación del SGDA.
- Memoria técnica del proyecto que incluya:
 - Dimensionamiento del SGDA.
 - Especificaciones del equipamiento del SGDA.
 - Diagrama unifilar de la instalación.
- Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar el SGDA al sistema de distribución;
- Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones
- Cronograma de ejecución del proyecto del SGDA;
- Autorización del uso del agua emitido por la autoridad competente en los casos que aplique;
- Estar al día en los pagos a la Distribuidora del Servicio Público de Energía Eléctrica y Servicio de Alumbrado Público General, de todos los suministros de energía eléctrica a nombre del consumidor.

Del procedimiento detallado en la regulación antes descrita, para la obtención de la factibilidad de conexión y certificado de calificación como Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA), se plantea los siguientes presupuestos de DEVEX, tanto por contrato de desarrollo con fee a éxito y por contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción de un proyecto fotovoltaico.

Contrato de desarrollo con fee a éxito

Tabla 52. DEVEX Proyecto Solar Fotovoltaico

CONTRATO DE DESARROLLO CON FEE A ÉXITO			
HITO	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES POR CUMPLIRSE QUE COMPRENEN EL HITO	PORCENTAJE DE AVANCE	PRECIO
Estudio de estimación de recurso solar existente en el área del proyecto y prefactibilidad	Estimación de recurso solar existente en el área, así como determinación de producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica con su respectiva prefactibilidad.	50,00%	\$7.500,00
Estudio topográfico y geográfico en el área del proyecto	Estudio topográfico y geográfico para determinar si en el área de influencia del proyecto existen accidentes geográficos, mismos que pueden influir en la construcción de la planta.		

CONTRATO DE DESARROLLO CON FEE A ÉXITO			
HITO	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES POR CUMPLIRSE QUE COMPRENDEN EL HITO	PORCENTAJE DE AVANCE	PRECIO
Estudio de impacto ambiental en el área del proyecto.	Estudio ambiental que determine que no existen condicionantes ambientales para la implementación del proyecto.		
Obtención de certificado de clasificación de suelo a ser utilizado por el área del proyecto de acuerdo con el mapa predial de la ciudad	Obtención de certificado donde se determine que no exista impedimento para implementación del proyecto por clasificación de suelo de acuerdo con el mapa predial de la ciudad.		
Factibilidad de conexión	Empresa distribuidora energía eléctrica del sector informe sobre la factibilidad de conexión del sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento, con la aceptación de las condiciones establecidas en dicha factibilidad	20,00%	\$3.000,00
Obtención de certificado de calificación como Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento	<p>Presentar a la distribuidora los siguientes requisitos para la obtención del certificado de calificación como sistema distribuida para el abastecimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Factibilidad de conexión - Ubicación del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA - Documento que acredite, la propiedad, posesión legítima del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA; o, en su defecto el contrato de arrendamiento, comodato o anticresis notariado del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA; o, autorización del propietario del inmueble o predio para la instalación y operación del SGDA; - Memoria técnica del proyecto que incluya: Dimensionamiento del SGDA Especificaciones del equipamiento del SGDA; Diagrama unifilar de la instalación; Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar el SGDA al sistema de distribución; - Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones - Cronograma de ejecución del proyecto del SGDA; - Autorización del uso del agua emitido por la autoridad competente en los casos que aplique; - Estar al día en los pagos a la distribuidora del servicio público de energía eléctrica y servicio de alumbrado público general, de todos los suministros de energía eléctrica a nombre del consumidor. 	30,00%	\$4.500,00
TOTAL		100%	\$15.000,0

Nota. Elaboración propia

Tomando en cuenta que la planta fotovoltaica propuesta es de 65,65 KWp de potencia pico, con este tipo de contrato, el presupuesto estimado es de \$228,48 USD por kilovatio diseñado, cuyo desembolso se realizaría parcialmente tras el cumplimiento de la totalidad de actividades descritas por cada hito.

Contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción

En este tipo de contrato, se toma en cuenta el personal técnico y tiempo necesario para el cumplimiento de las actividades por partidas propuestas. Para la elaboración del presupuesto se considera la remuneración básica unificada por estructura ocupacional, de acuerdo con la **Tabla 53** de salarios mínimos de las diferentes categorías ocupacionales para la construcción 2022 de la Contraloría General del Estado de Ecuador. **Apéndice 23.**

Como se puede evidenciar en el presupuesto propuesto de contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción, es necesario de meses para la culminación del proyecto, así como un presupuesto estimado de \$12.950,44 USD.

Tabla 53. Contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción

CONTRATO DE DESARROLLO EN BASE A COSTES REALES DE PROMOCIÓN DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO													
PARTIDA	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES POR CUMPLIRSE QUE COMPRENDEN LA PARTIDA	TIEMPO NECESARIO PARA SU DESARROLLO (MESES)								PERSONAL NECESARIO PARA SU DESARROLLO	SUELDO MENSUAL	CANTIDAD DE PERSONAL NECESARIO	PRECIO GLOBAL
		M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8				
ESTUDIO DE ESTIMACIÓN DE RECURSO SOLAR EXISTENTE EN EL ÁREA DEL PROYECTO Y PREFACTIBILIDAD	ESTIMACIÓN DE RECURSO SOLAR EXISTENTE EN EL ÁREA ASÍ COMO DETERMINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CON SU RESPECTIVA PREFACTIBILIDAD									Ingeniero Eléctrico	\$672,55	1	\$2.690,20
										Ingeniero Civil	\$672,55	1	\$2.690,20
ESTUDIO TOPOGRÁFICO Y GEOGRÁFICO EN EL ÁREA DEL PROYECTO	ESTUDIO TOPOGRÁFICO Y GEOGRÁFICO DONDE SE DETERMINE QUE EL ÁREA DONDE SE IMPLEMENTARÁ EL PROYECTO NO EXISTEN ACCIDENTES GEOGRÁFICOS QUE INFLUYAN EN EL FUTURO CON SU CONSTRUCCIÓN Y NORMAL FUNCIONAMIENTO DURANTE SU VIDA ÚTIL									Ingeniero Civil	\$672,55	1	\$1.345,10
										Topógrafo	\$669,82	1	\$1.339,64
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL EN EN EL ÁREA DEL PROYECTO	ESTUDIO AMBIENTAL QUE DETERMINE QUE NO EXISTEN CONDICIONANTES AMBIENTALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO									Ingeniero Ambiental	\$672,55	1	\$1.345,10
OBTENCIÓN DE CERTIFICADO DE CLASIFICACION DE SUELO A SER UTILIZADO POR EL ÁREA DEL PROYECTO DE ACUERDO AL MAPA PREDIAL DE LA CIUDAD	OBTENCIÓN DE CERTIFICADO DONDE SE DETERMINE QUE NO EXISTA IMPEDIMIENTO PARA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO POR CLASIFICACIÓN DE SUELO DE ACUERDO AL MAPA PREDIAL DE LA CIUDAD									Auxiliar Administrativo	\$425,00	1	\$425,00
FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR INFORME SOBRE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA EL AUTOABASTECIMIENTO. CON LA ACEPTACIÓN DE LAS CONDICIONES ESTABLECIDAS EN DICHA FACTIBILIDAD									Ingeniero Eléctrico	\$672,55	1	\$1.345,10
OBTENCIÓN DE CERTIFICADO DE CALIFICACIÓN COMO SISTEMA DISTRIBUIDA PARA EL AUTOABASTECIMIENTO	-FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN; UBICACIÓN DEL INMUEBLE O PREDIO DONDE SE VA A INSTALAR EL SGDA; -MEMORIA TÉCNICA DEL PROYECTO QUE INCLUYA: -DIMENSIONAMIENTO DEL SGDA; -ESPECIFICACIONES DEL EQUIPAMIENTO DEL SGDA; -DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN; -DISEÑO DE LAS OBRAS Y/O ADECUACIONES A LA RED DE DISTRIBUCIÓN QUE SE DEBERÁN IMPLEMENTAR PARA PODER CONECTAR EL SGDA AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN; -ESQUEMA DE CONEXIÓN, SECCIONAMIENTO Y PROTECCIONES -CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO DEL SGDA;									Ingeniero Eléctrico	\$672,55	1	\$1.345,10
	DOCUMENTO QUE ACREDITE, LA PROPIEDAD, POSESIÓN LEGÍTIMA DEL INMUEBLE O PREDIO DONDE SE VA A INSTALAR EL SGDA; O, EN SU DEFECTO EL CONTRATO DE ARRENDAMIENTO, COMODATO O ANTICRESIS NOTARIADO DEL INMUEBLE O PREDIO DONDE SE VA A INSTALAR EL SGDA; O, AUTORIZACIÓN DEL PROPIETARIO DEL INMUEBLE O PREDIO PARA LA INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL SGDA; -ESTAR AL DÍA EN LOS PAGOS A LA DISTRIBUIDORA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL, DE TODOS LOS SUMINISTROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NOMBRE DEL CONSUMIDOR.									Auxiliar Administrativo	\$425,00	1	\$425,00
											SUBTOTAL		\$12.950,44

Nota. Elaboración propia

Una vez determinados los valores correspondientes a CAPEX y DEVEX se estima una inversión total para el proyecto solar fotovoltaico de **\$ 109.000** si se considera un contrato de desarrollo con fee a éxito **Ver Tabla 54** y un valor de **\$ 106.950,44** si se considera un contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción. **Ver Tabla 55.**

Tabla 54. *Inversión Total contrato de desarrollo con fee a éxito*

	VALOR
CAPEX	\$ 94.000
DEVEX	\$ 15.000
Inversión Total	\$ 109.000

Nota. Elaboración propia

Tabla 55. *Inversión Total contrato de desarrollo en base a costes reales de promoción*

	VALOR
CAPEX	\$ 94.000
DEVEX	\$ 12.950,44
Inversión Total	\$ 106.950,44

Nota. Elaboración propia

5.2. Estimación de costos proyecto solar térmico

5.2.1 Capital Expenditure CAPEX solar térmico

Desglose por partidas

La inversión inicial, activo fijo o inmovilizado a ejecutarse está distribuida en 10 hitos, colectores e Interacumulador representan el 66% de la inversión sin considerar IVA; el 34% restante se compone de estructura soporte, bomba de circulación, vaso de expansión, tubería de cobre DN 15, válvula de bola DN 15, válvula antiretorno, caudalímetro, ingeniero de obra y costos indirectos.

Tabla 56. *CAPEX referencial 1 vivienda colector solar plano.*

MODULO SOLAR TERMICO PLANO				
Hito	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio
1	Colectores planos	c/u	3	\$ 2.670,00
2	Estructura soporte	c/u	3	\$ 336,00
3	Bomba de recirculación	c/u	1	\$ 208,00
4	Interacumulador	c/u	1	\$ 2.420,00
5	Vaso de expansión	c/u	1	\$ 26,00
6	Tubería de Cobre DN 15, 3m	c/u	10	\$ 160,00
7	Válvula de Bola DN 15	c/u	10	\$ 40,00
8	Válvula antiretorno	c/u	2	\$ 24,00
9	Caudalímetro	c/u	1	\$ 120,00
10	Ingeniero de obra	glb	1	\$ 1.000,00
Subtotal Módulo Solar Térmico Plano				\$ 7.004,00
Costos indirectos 10%				\$ 700,4
Total Presupuesto referencial 1 vivienda				\$ 7.704,40

Nota. Elaboración propia

Con base en el presupuesto referencial calculado en la **Tabla 56** se obtiene un valor total extrapolado para el conjunto de 100 viviendas de la urbanización “El Manantial” de **\$ 693.396,00** de acuerdo al detalle descrito en la **Tabla 57**

Tabla 57. CAPEX sistema colectores solares planos 100 viviendas

Presupuesto Referencial	Precio
1 vivienda	\$ 7.704,4
35 viviendas – 4 habitantes	\$ 269.654
15 viviendas – 2 habitantes	\$ 57.783
30 viviendas – 3 habitantes	\$ 173.349
20 viviendas – 5 habitantes	\$ 192.610
Total Presupuesto 100 viviendas	\$ 693.396,00

Nota. Elaboración propia

Contrato engineering, procurement and construction (EPC)

Considerando los mismos criterios y garantías detalladas en el capítulo anterior, para la instalación solar térmica se parte del CAPEX desglosado por partidas **Ver Tabla 56 y 57** más un fee del 10% por integración de las mismas y asunción del riesgo ($\$693.396 * 1,1$), como resultado se obtiene un valor consolidado de \$ 762.735,6 correspondiente al contrato EPC a una sola empresa.

Se puede concluir que un contrato EPC garantiza un menor tiempo de construcción, calidad y seguridad del sistema, pero su costo de inversión es mayor.

5.3. Coste promedio ponderado de capital WACC

El WACC o coste medio ponderado de capital, es utilizado como tasa de descuento para valorar proyectos de inversión mediante el método del descuento de flujos de caja esperados.

Por su sencillez de cálculo e interpretación es una forma de valoración que se recomienda para todo tipo de empresas.

5.3.1 Cálculo del WACC

Para calcular el WACC se debe considerar el nivel de fondos propios de la empresa y su coste, como el nivel de endeudamiento y su coste financiero, así como la tasa impositiva que debe afrontar la empresa. Por tanto, tiene en cuenta todas las fuentes de recursos de la empresa, ya sean propias o ajenas.

$$WACC = K_e \times (E/(E+D)) + K_d \times (1-T) \times (D/(E+D))$$

Donde:

- K_e : Coste de los fondos propios.
- E: Fondos propios.
- D: Endeudamiento.
- K_d : Coste financiero.
- T: Tasa impositiva.

Para el cálculo del WACC se estimó el coste de los fondos propios (K_e), para lo cual se maneja el método CAPM (Capital Asset Pricing Model) como norma general. Este método conjetura que existe una relación lineal entre el sector de pertenencia de la empresa y el mercado, siendo ciertos sectores más volátiles que el mercado y otros menos volátiles, y por tanto, con un comportamiento mejor o peor en los distintos ciclos expansivos, y viceversa en ciclos recesivos. Así pues, la fórmula para obtener el coste del capital es la siguiente:

$$K_e = R_f + [E[R_m] - R_f] \times B$$

Donde:

- R_f : Rentabilidad del activo sin riesgo.
- $E[R_m]$: Rentabilidad media del mercado.
- B : Riesgo de mercado de un activo.

Para determinar la R_f se tomó datos activos emitidos por el Banco Central, una subvención financiera de \$ 50.000 para el proyecto fotovoltaico y se asume el 30% como fondos propios de los habitantes de la urbanización “El Manantial” y 70% de apalancamiento bancario para la implementación de los dos sistemas, tasa impositiva del 25%, coste financiero o tasa pasiva referencial del Banco Central 6% planta solar fotovoltaica y 4% sistema solar térmico, con estos datos se calcula el WACC que para el presente proyecto es de 6,2% para el sistema solar fotovoltaico y 5,1% para el sistema solar térmico. **Ver Tabla 58.**

Tabla 58. WACC Proyecto Solar Fotovoltaico/Térmico

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN		
Préstamo:	Fotovoltaica	Térmico
Porcentaje de préstamo (α_d)	70,00%	70,00%
Interés del préstamo (C_d)	6,00%	4,00%
Tipo Impositivo (t)	25,0%	25,0%
ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN		
Préstamo:	Fotovoltaica	Térmico
Plazo del préstamo (años)	17,00	25,00
Fondos Propios		
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30,00%	30,00%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	10,0%	10,0%
WACC	6,2%	5,1%

Nota. Elaboración propia

El WACC será mayor cuanto mayor sea la tasa libre de riesgo, la rentabilidad esperada del mercado. En cambio, se reduce cuanto mayor sea la tasa impositiva y el nivel de fondos propios. La principal ventaja del WACC es que es de cálculo sencillo y fácil interpretación, aunque asume que la estructura de financiación de la empresa se mantiene constante en el tiempo.

5.4. Cuenta de resultados

Para el análisis de la cuenta de resultados se considera los datos obtenidos en los capítulos anteriores tanto para la planta solar fotovoltaica así como para la instalación solar térmica, a continuación se detalla los principales aspectos:

5.4.1 Ingresos planta solar fotovoltaica

Dentro de este ítem se detalla el modo de retribución de energía de la planta solar fotovoltaica, para ello se considera una producción de electricidad de 111.500 kWh/año, un precio de venta del kWh eléctrico comercial de 0,105 \$/kWh, un índice de 1,5%, valor que hace referencia a la inflación anual de venta de la energía eléctrica, una degradación anual de los paneles fotovoltaicos del 0,6% de acuerdo a la hoja técnica del fabricante y una disponibilidad de la planta del 98%. **Ver Tabla 59.**

Tabla 59. Rubros e hipótesis Ingresos planta solar fotovoltaica

INGRESOS					
1.1	Venta de Electricidad a red				
	Rubro	Valor	Unidad	Hipótesis	%
1	Producción Electricidad	111.500	kWh/año	Degradación	0,6
2	Precio de venta del kWh eléctrico	0,105	\$/kWh	Disponibilidad	98,0
				Indexado	1,5

Nota. Elaboración propia

La degradación de la planta y disponibilidad del sistema afectan directamente a la producción de energía eléctrica, mientras que el valor del indexado que corresponde a la inflación anual afecta al precio de venta del kWh eléctrico, con estos antecedentes los ingresos generados por venta de energía eléctrica, a partir del año 2 que es en donde se empieza la operación se puede apreciar en el **Apéndice 24.**

5.4.2 Gastos planta solar fotovoltaica

Dentro de los Gastos para una planta solar fotovoltaica se considera las siguientes partidas, detalladas a continuación:

Autoconsumo

De acuerdo con el dimensionamiento realizado en el capítulo 6 del presente estudio, la energía requerida para el autoconsumo de la instalación fotovoltaica es de 278 kWh/año, el precio de compra del kWh eléctrico comercial se mantendrá en 0,105 \$/kWh, y la potencia instalada en la comunidad un valor de 65,65 kW.

El índice de compra IPC de la energía se estimará en 1,5%, de acuerdo con la inflación anual promedio para el Ecuador. **Ver Tabla 60**

Tabla 60. Gastos autoconsumo planta solar fotovoltaica

GASTOS		
AUTOCONSUMO		
Precio de compra del kWh eléctrico	\$/kWh	0,1050
Consumo energía eléctrica Instalación	kWh/año	278
Potencia instalada de la Instalación	kW	65,65

Nota. Elaboración propia

Gastos Operativos

Considerando la vida útil de los equipos que forman parte de la planta solar fotovoltaica se ha referido los siguientes ítems como gastos operativos. **Ver Tabla 61:**

Tabla 61. Gastos operativos planta solar fotovoltaica

GASTOS		
GASTOS OPERATIVOS		
Repuestos		\$ 167,25
Operación y Mantenimiento		\$ 892,00
Acondicionamiento de la planta		\$ 111,50
Revisiones legales / auditorías		\$ 300,00
Personal O&M		\$ 0,00
Contingencias	5%	\$ 73,54
Gastos generales, asesorías...		\$ 300,00
Alquiler de terrenos		\$ 100,00
Seguro Todo Riesgo Material	1%	\$ 1.024,60
Seguro Responsabilidad Civil		\$ 250,00
Seguro Responsabilidad Ambiental	0,1%	\$ 101,52
Impuesto actividad (IAE)		\$ 100,00
Impuesto por el suelo (IBICE)		\$ 360,00
Impuesto a la generación eléctrica		0,0%
Impuesto a la generación térmica		0,0%

Nota. Elaboración propia

Para establecer los valores que se presentan por partida de gastos operativos se consideró:

- Frecuencia de actividad
- Costo de material
- Costo de mano de obra
- Número de personas a realizar el trabajo
- Proyectos similares realizados en el Ecuador.

Cabe destacar que se establece un valor del 5% del total de gastos operativos mismo que servirá para casos de contingencia.

Durante la fase de explotación de la planta se generarán gastos por contratos de seguros, mismos que garantizarán calidad y continuidad del servicio, para este estudio se consideró como seguros principales los siguientes:

- Seguro Todo Riesgo Material, correspondiente al 1% de la inversión total del proyecto, este seguro ayudará a proteger bienes tangibles e intangibles de la planta.
- Seguro Responsabilidad Civil, \$ 250 valor vigente aseguradoras del país, este seguro garantiza pago de indemnizaciones a terceras personas o sus bienes.
- Seguro Responsabilidad Ambiental, correspondiente al 0,1% de la inversión total del proyecto, este seguro garantiza pagos por daños ambientales generados durante la operación de la planta.

Dentro del análisis de gastos operativos se ha seleccionado como tipo de contrato de O&M contratar a la empresa que ejecutó la instalación de la planta, por tanto no se considera el personal requerido para el trabajo de operación debido a que el sistema es automatizado y la empresa contratista se hará cargo del monitoreo de la misma, cláusula que está establecida en el contrato de construcción, adicional a lo antes descrito, el contratista deberá cumplir las siguientes garantías:

- Garantía de fabricación
- Garantía de operación
- Garantía de rendimiento

5.4.3 Ingresos sistema solar térmico

Las variables para determinar los ingresos del sistema solar térmico por la venta de energía se desglosan en Ver **Tabla 62**:

- Producción de calor: 615.510 kWh/año
- Precio de venta del kWh térmico: 0,103 \$/kWh valor que corresponde al precio del GLP sin subvención.
- Índice de inflación anual de venta de la energía térmica: 1,5%
- Degradación anual del sistema: 0,2% considerando la vida útil de los equipos.
- Disponibilidad de la planta: 98%

Tabla 62. Rubros e hipótesis Ingresos sistema solar térmico.

INGRESOS					
1.1	Venta de Energía Térmica				
	Rubro	Valor	Unidad	Hipótesis	%
1	Producción de calor	615.510	kWh/año	Degradación	0,2
2	Precio de venta del kWh térmico	0,103	\$/kWh	Disponibilidad	98,0
				Indexado	1,5

Nota. Elaboración propia

Como se mencionó en el caso del sistema solar fotovoltaico la producción de calor y el precio de venta del kWh térmico dependerán en gran medida de la degradación, disponibilidad e indexado, con ello los ingresos generados por venta de energía térmica, a partir del año 2 que es en donde se empieza la operación se puede apreciar en el **Apéndice 26**.

5.4.4 Gastos sistema solar térmico

Gastos Operativos

En el sistema solar térmico se considera para el mantenimiento un proveedor externo el cual estará encargado de realizar mantenimiento preventivo un vez al año y en el caso de requerir mantenimiento correctivo de los 100 sistemas que se instalarán en este proyecto. Ver **Tabla 63**.

Tabla 63. *Gastos operativos planta solar fotovoltaica*

GASTOS		
GASTOS OPERATIVOS		
Operación y Mantenimiento		\$ 5000,00
Contingencias	5%	\$ 250,00
Gastos generales, asesorías		\$ 300,00
Seguro Todo Riesgo Material	1%	\$ 7.696,80
Seguro Responsabilidad Civil		\$ 250,00
Seguro Responsabilidad Ambiental	0,1%	\$ 762,74
Impuesto actividad (IAE)		\$ 100,00

Nota. Elaboración propia

Cabe destacar que al igual que en la planta solar fotovoltaica se establecerá un valor del 5% del total de gastos operativos mismo que servirá para casos de contingencia.

Durante la fase de explotación del sistema de ACS y calefacción se generarán gastos por contratos de seguros, mismos que garantizarán calidad y continuidad del servicio a los habitantes de la urbanización “El Manantial”.

Para este estudio se considera los siguientes seguros:

- Seguro Todo Riesgo Material, correspondiente al 1% de la inversión total del proyecto, este seguro ayudará a proteger bienes tangibles e intangibles del sistema.
- Seguro Responsabilidad Civil, \$ 250 valor vigente aseguradoras del país, este seguro garantiza pago de indemnizaciones a terceras personas o sus bienes.
- Seguro Responsabilidad Ambiental, correspondiente al 0,1% de la inversión total del proyecto, este seguro garantiza pagos por daños ambientales generados durante la operación de la planta.

Es importante destacar que los costos de inversión de un proyecto EPC al ser más elevados que un proyecto no EPC afectarán a las primas de los seguros, ya que dichas primas están directamente relacionadas con el costo de inversión.

5.5. Cálculo Tasa interno de retorno y Valor Actual Neto planta solar fotovoltaica

Para el cálculo del TIR se considera dos escenarios, un primer escenario conservador en el cual se incluye el flujo de caja libre y CAPEX de mantenimiento (TIR EQUITY) y un segundo escenario que considera la inversión total sobre el EBITDA menos impuestos del proyecto, sin CAPEX Mantenimiento (TIR PROYECTO), para estos análisis se asume que el 100% de la inversión inicial será financiada con fondos propios, por tanto utilizando los datos obtenidos de CAPEX, DEVEX, y OPEX y considerando como tiempo de retorno de inversión 20 y 30 años, se obtiene los resultados mostrados en la **Tabla 64**.

El Valor Actual Neto que corresponde al valor acumulado del flujo de caja proyectado a lo largo de la vida útil del proyecto menos la inversión total inicial y considerando un WACC del 10% bajo las condiciones de financiamiento antes mencionadas, para el presente escenario se tiene como VAN el valor de \$ 63.347,07 para el escenario 1 y \$ 66.050,13 para el escenario 2 . **Tabla 64**

Tabla 64. TIR y VAN planta solar fotovoltaica, 100% fondos propios

TIR PROYECTO (20) años	7,90%
TIR PROYECTO (30 años)	9,35%
VAN (30 años)	\$ 66.050,13
TIR EQUITY (20) años	7,10%
TIR EQUITY (30 años)	8,94%
VAN (30 años)	\$ 63.347,07

Nota. Elaboración propia

De los datos obtenidos se puede apreciar que el WACC del proyecto es mayor que el TIR en los 2 escenarios tanto para 20 y 30 años, por tanto, la ejecución del proyecto se podría considerar como no rentable.

Si se considera los mismos parámetros de cálculo y se asume como estructura de financiamiento del proyecto 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario con un interés del 6% a 17 años plazo, se obtiene un WACC de 6,2% y un TIR y VAN que se muestran en la **Tabla 65**.

Tabla 65. TIR y VAN planta solar fotovoltaica, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.

TIR PROYECTO (20) años	7,90%
TIR PROYECTO (30 años)	9,35%
VAN (30 años)	\$ 95.671,59
TIR EQUITY (20) años	10,36%
TIR EQUITY (30 años)	12,73%
VAN (30 años)	\$ 50.317,64

Nota. Elaboración propia

De los datos obtenidos se puede apreciar que el WACC del proyecto es menor que el TIR en los 2 escenarios tanto para 20 y 30 años, por tanto, la ejecución del proyecto se podría considerar rentable.

5.6. Cálculo LCOE y LROE Planta solar fotovoltaica

Para el cálculo del LCOE y LROE, se requiere conocer:

- Variable (k) para el coste de operación, mantenimiento, seguros y venta de energía, la cual depende de la tasa de descuento (WACC), y tasa de proyección O&M, seguros y venta de energía respectivamente.
- Factor sumatorio (fsigma) que considera la variable k obtenida por partida y los años de vida útil del proyecto (N)
- Factor de amortización, (fa), corresponde al valor fijo que se ha de pagar al inversor anualmente para que recupere su inversión con la rentabilidad exigida, considera la tasa de descuento (WACC) y los años de vida útil del proyecto (N)

Una vez obtenidos los datos antes detallados, a continuación, se presenta los resultados en la **Tabla 66** para una planta solar fotovoltaica con una inversión del 100% fondos propios y **Tabla 67** para una planta solar fotovoltaica, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.

Tabla 66. LCOE y LROE planta solar fotovoltaica, 100% fondos propios

LCOE Y LROE	
kO&M	0,9227
kseguros	0,9227
fsigma O&M	10,8715
fsigma seguros	10,8715
fa	0,1061
N	30
LCOE (\$/KWh)	0,1198
LROE (\$/KWh)	0,1211
kventa energía	0,9227
fsigma precio energía	10,8715

Nota. Elaboración propia

Tabla 67. LCOE y LROE planta solar fotovoltaica, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.

LCOE Y LROE	
kO&M	0,9562
kseguros	0,9562
fsigma O&M	16,1343
fsigma seguros	16,1343
fa	0,0738
N	30
LCOE (\$/KWh)	0,0988
LROE (\$/KWh)	0,1251
kventa energía	0,9562
fsigma precio energía	16,1343

Nota. Elaboración propia

Del análisis de los resultados generales se puede determinar que el proyecto es rentable siempre y cuando exista financiamiento bancario para la inversión inicial que requiere la instalación.

5.7. Payback Planta solar fotovoltaica

Considerando una estructura de financiamiento de la inversión inicial del 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario el proyecto tendrá su último periodo negativo en el año 7, luego de lo cual el valor del flujo de caja en el siguiente año será positivo. **Ver Tabla 68**

Tabla 68. Payback planta solar fotovoltaica, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.

Último periodo negativo	7
Valor absoluto Ult periodo neg	\$ 711,67
Valor flujo siguiente periodo	\$ 1.574,88
Payback:	7,55 Años

Nota. Elaboración propia

5.8. Cálculo Tasa interno de retorno y Valor Actual Neto sistema solar térmico.

Para el cálculo del TIR y VAN del sistema solar térmico se consideran las mismas condiciones planteadas en el sistema solar fotovoltaico ítem 5.5, a excepción del tiempo de retorno de la inversión y amortización de las instalaciones, que para este sistema se consideró de 25 años con lo cual se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 69**.

Tabla 69. TIR y VAN sistema solar térmico, 100% fondos propios

TIR PROYECTO (25) años	4,43%
TIR PROYECTO (30 años)	5,23%
VAN (30 años)	\$ 475.268,60
TIR EQUITY (25) años	4,17%
TIR EQUITY (30 años)	4,96%
VAN (30 años)	\$ 444.585,82

Nota. Elaboración propia

De los datos obtenidos se puede apreciar que el WACC del proyecto es mayor que el TIR en los 2 escenarios tanto para 25 y 30 años, por tanto la ejecución del proyecto se podría considerar como no rentable.

Si se asume como estructura de financiamiento del proyecto 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario con un interés del 4% a 25 años plazo, se obtiene un WACC de 5,1% y un TIR y VAN que se muestran en la **Tabla 70**.

Tabla 70. TIR y VAN sistema solar térmico, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.

TIR PROYECTO (25) años	4,43%
TIR PROYECTO (30 años)	5,23%
VAN (30 años)	\$ 789.755,25
TIR EQUITY (25) años	5,52%
TIR EQUITY (30 años)	6,84%
VAN (30 años)	\$ 315.397,42

Nota. Elaboración propia

De los datos obtenidos se puede apreciar que el WACC del proyecto es menor que el TIR Equity a los 25 años y menor que el TIR del Proyecto a los 30 años, por tanto la ejecución del proyecto se podría considerar rentable en esta línea de tiempo.

5.9. Cálculo LCOE y LROE sistema solar térmico

El cálculo del LCOE y LROE, en el sistema solar térmico considerará las variables descritas en el ítem 5.6.

Los resultados del cálculo de LCOE y LROE se muestran en la **Tabla 71** para una estructura de financiamiento del 100% fondos propios y **Tabla 72** para una estructura del 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.

Tabla 71. LCOE y LROE sistema solar térmico, 100% fondos propios

LCOE Y LROE	
kO&M	0,9227
kseguros	0,9227
fsigma O&M	10,8715
fsigma seguros	10,8715
fa	0,1061
N	30
LCOE (\$/KWh)	0,1699
LROE (\$/KWh)	0,1192
kventa energía	0,9227
fsigma precio energía	10,8715

Nota. Elaboración propia

Tabla 72. LCOE y LROE sistema solar térmico, 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario.

LCOE Y LROE	
kO&M	0,9657
kseguros	0,9657
fsigma O&M	18,2847
fsigma seguros	18,2847
fa	0,0658
N	30
LCOE (\$/KWh)	0,1177
LROE (\$/KWh)	0,1244
kventa energía	0,9657
fsigma precio energía	18,2847

Nota. Elaboración propia

Del análisis de los resultados generales se puede determinar que bajo las condiciones de financiamiento bancario (interés 4%, 25 años plazo del préstamo) se puede concluir que el proyecto no es atractivo para la inversión.

5.10. Payback sistema solar térmico

Considerando una estructura de financiamiento de la inversión inicial del 30% fondos propios y 70% de apalancamiento bancario el proyecto tendrá su último periodo negativo en el año 15, luego de lo cual el valor del flujo de caja en el siguiente año será positivo. **Ver Tabla 73**

Tabla 73. Payback sistema solar térmico, 30% fondos propios y 70%

Último periodo negativo	15
Valor absoluto Ult periodo neg	\$ 5.825,94
Valor flujo siguiente periodo	\$ 11.588,40
Payback:	15,50 Años

Nota. Elaboración propia

5.11. Resumen económico sistema solar fotovoltaico y sistema térmico

A continuación se presenta una tabla resumen con los datos más relevantes del análisis económico de los proyectos desarrollados. Ver **Tabla 74** y **Tabla 75**.

Tabla 74. *Resumen económico sistema solar fotovoltaico*

DESCRIPCIÓN	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	
Inversión (\$)	68.484,60	68.485,60
Tipo de contrato	EPC	EPC
Años de retorno inversión	20	20
Plazo del préstamo (años)	17	17
Porcentaje de fondos propios (%)	100	30
WACC (%)	10	6,2
TIR proyecto 20 años (%)	7,9	7,9
TIR proyecto 30 años (%)	9,35	9,35
TIR equity 20 años (%)	7,1	10,36
TIR equity 30 años (%)	8,94	12,73
VAN proyecto (\$)	66.050,13	95.671,59
VAN equity (\$)	63.347,07	50.317,64
Payback (años)	8,08	7,55
LCOE (\$/kWh)	0,1198	0,0980
LROE (\$/kWh)	0,1211	0,1251

Nota. Elaboración propia

Tabla 75. *Resumen económico sistema solar térmico*

DESCRIPCIÓN	SISTEMA SOLAR TÉRMICO	
Inversión (\$)	777.376,36	777.376,36
Tipo de contrato	EPC	EPC
Años de retorno inversión	25	25
Plazo del préstamo (años)	25	25
Porcentaje de fondos propios (%)	100	30
WACC (%)	10	5,1
TIR proyecto 25 años (%)	4,43	4,43
TIR proyecto 30 años (%)	5,23	5,23
TIR equity 25 años (%)	4,17	5,52
TIR equity 30 años (%)	4,96	6,84
VAN proyecto (\$)	475.268,60	789.755,25
VAN equity (\$)	444.585,82	315.397,42
Payback (años)	16,06	15,50
LCOE (\$/kWh)	0,1699	0,1177
LROE (\$/kWh)	0,1192	0,1244

Nota. Elaboración propia

6. CONCLUSIONES

- Para suplir el 20% de consumo eléctrico actual mediante el uso de energías renovables en la urbanización “El Manantial”, se diseñó un planta solar fotovoltaica compuesta por 130 paneles solares de 505 Wp, 13 inversores de 5,25 kW, conectados en cada string 10 paneles solares para mayor eficiencia del mismo, generando así 111.500 kWh/año.
- A través del presente estudio se estableció que para el conjunto de 100 viviendas de la Urbanización El Manantial, extrapolando una vivienda tipo de 4 habitantes se requiere de 876.788 kWh térmicos para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria y calefacción, en base a este dato se propone un sistema solar térmico compuesto por colectores planos mismos que cubrirán el 70,20% de la demanda y un sistema auxiliar de GLP que cubrirá el 29,80% restante.
- Mediante el estudio económico de la planta fotovoltaica se determinó que el proyecto es mayoritariamente rentable si se considera aspectos como: subvención del Estado, financiamiento bancario y mayores plazos de amortización, con la aplicación de estas variables el tiempo de recuperación de la inversión de la instalación fotovoltaica se pronostica para el año 7, con un TIR equity del 12,73% a 30 años y un VAN equity del \$ 50.317,64 para el mismo intervalo de tiempo.
- Al analizar los indicadores económicos del sistema solar térmico se puede establecer que la inversión en esta instalación es poco atractiva ya que en el mejor escenario (70% de financiamiento y 25 años de plazo del préstamo) el VAN apenas alcanza un \$789.755,25 y los porcentajes del TIR no superan el 6,84%.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar campañas de difusión que permitan conocer los beneficios que tiene un sistema solar térmico para agua caliente sanitaria (ACS), incentivando así a los usuarios la implementación de este sistema.
- Se recomienda reducir la carga impositiva para la importación de los equipos requeridos en la implantación de sistemas solares y así impulsar el desarrollo de este tipo de energías renovables generando una matriz energética más verde.
- Se recomienda fomentar la cooperación entre la empresa privada, el Estado y la Academia para el desarrollo de proyectos de investigación de energías renovables en el Ecuador.
- Se recomienda promover proyectos de gran potencia a nivel nacional que permitan atraer la inversión privada no solo nacional, sino regional y mundial.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguila, D., & Landázuri, A. (2021). Diseño y construcción de un sistema de rastreo solar biaxial para generación de 600 W-h de energía eléctrica. [Universidad Politécnica Salesiana - Sede Quito]. In *Tesis*. <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5081/1/UPS-CYT00109.pdf>
- Arteaga, O., Chacon, S., Terán, H. C., Li, G. T., Beltrán, C. V, Garrido, J. O., & Valencia, S. S. (2020). Materials Today : Proceedings Design and structural analysis of an interprovincial bus applying the LFRD method. *Materials Today: Proceedings*, 27, 352–358. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.11.114>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2021). 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
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2021). Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-014-2021.pdf
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2008). Constitución de la República del Ecuador. In *Iusrectusecart* (Issue 449). https://www.oas.org/juridico/pdfs/mesicic4_ecu_const.pdf
- Asamblea Nacional de Ecuador. (2015). Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica Artículos 2 y 26. Registro Oficial 418 (Ecuador). <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Ley-Org%C3%A1nica-del-Servicio-P%C3%BAblico-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrica.pdf>
- Asamblea Nacional de Ecuador. (2017). Código Orgánico del Ambiente. Artículos 5 y 9. Registro Oficial 983 (Ecuador). https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/CODIGO_ORGANICO_AMBIENTE.pdf
- Asamblea Nacional de Ecuador. (2019). Ley Orgánica de Eficiencia Energética. Artículo 1. Registro Oficial 449 (Ecuador). <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/Ley-Eficiencia-Energe%CC%81tica.pdf>
- Blackmore, I., Rivera, C., Waters, W. F., Iannotti, L., & Lesorogol, C. (2021). The impact of seasonality and climate variability on livelihood security in the Ecuadorian Andes. *Climate Risk Management*, 32(December 2019), 100279. <https://doi.org/10.1016/j.crm.2021.100279>
- Caria, S. (2019). Caracterización del perfil económico-productivo de Ecuador. Trayectorias históricas , desafíos y oportunidades en formas social y ambientalmente sostenibles. *Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) Ecuador*, 2(2), 1–48. <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/quito/15667.pdf>
- Carrión, C. M. (2019). *Análisis de la dinámica de crecimiento urbano en la cabecera parroquial de Conocoto, en el periodo de estudio 2001 a 2010 y esenario tendencial 2030*. Pontificia Universidad Católica del Ecuador.

- Carvajal, P. E., Li, F. G. N., Soria, R., Cronin, J., Anandarajah, G., & Mulugetta, Y. (2019). Large hydropower, decarbonisation and climate change uncertainty: Modelling power sector pathways for Ecuador. *Energy Strategy Reviews*, 23(January), 86–99. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.12.008>
- Halkos, G., & Gkampoura, E. C. (2021). Where do we stand on the 17 Sustainable Development Goals? An overview on progress. *Economic Analysis and Policy*, 70, 94–122. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2021.02.001>
- Hidalgo, A., Villacrés, L., Hechavarría, R., & Moya, D. (2017). Proposed integration of a photovoltaic solar energy system and energy efficient technologies in the lighting system of the UTA-Ecuador. *Energy Procedia*, 134, 296–305. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.529>
- Icaza, D., Borge-Diez, D., & Galindo, S. P. (2021). Proposal of 100% renewable energy production for the City of Cuenca- Ecuador by 2050. *Renewable Energy*, 170, 1324–1341. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.067>
- Icaza, D., Borge-Diez, D., & Galindo, S. P. (2022). Analysis and proposal of energy planning and renewable energy plans in South America: Case study of Ecuador. *Renewable Energy*, 182, 314–342. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.126>
- Muyulema-Allaica, J. C., Canga-Castillo, S. M., Martina, P.-M. P., & Espinosa-Ruiz, C. G. (2019). Evaluación de la contaminación por metales pesados en suelos de la Reserva Ecológica de Manglares Cayapas Mataje (REMACAM) – Ecuador. *RIIIT. Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica*, 7(41).
- Pérez, M. (2015). Ecoinvolucrate en 5Rs. Una respuesta de la arquitectura y la construcción del Ecuador para la mejora del medio ambiente. *Proceedings of the II International and IV National Congress on Sustainable Construction and Eco-Efficient Solutions*, 2(1), 1042–1049.
- Sandoya, U., Chica, M., Ordóñez, R., & Arias, Z. (2018). *NEC Norma Ecuatoriana de la Construcción*. Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI).
- Tapia, M., Heinemann, D., Ballari, D., & Zondervan, E. (2022). Spatio-temporal characterization of long-term solar resource using spatial functional data analysis: Understanding the variability and complementarity of global horizontal irradiance in Ecuador. *Renewable Energy*, 189, 1176–1193. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.049>
- Villacreses, G., Martínez-Gómez, J., Jijón, D., & Cordovez, M. (2022). Geolocation of photovoltaic farms using Geographic Information Systems (GIS) with Multiple-criteria decision-making (MCDM) methods: Case of the Ecuadorian energy regulation. *Energy Reports*, 8, 3526–3548. <https://doi.org/10.1016/j.egypr.2022.02.152>
- Zuniga-Teran, A. A., Mussetta, P. C., Lutz Ley, A. N., Díaz-Caravantes, R. E., & Gerlak, A. K. (2021). Analyzing water policy impacts on vulnerability: Cases across the rural-urban continuum in the arid Americas. *Environmental Development*, 38(July 2020), 100552. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100552>

9. APÉNDICES

APÉNDICE 1

Ficha técnica panel fotovoltaico TALLMAX 505W

THE TALLMAX

FRAMED 150 LAYOUT MODULE



150 LAYOUT
MONOCRYSTALLINE MODULE

480-505W
POWER OUTPUT RANGE

21.1%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS

TSM-DE18M(II)

POWER RANGE

480-505W

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



High power

- Up to 505W front power and 21.1% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power



High reliability

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

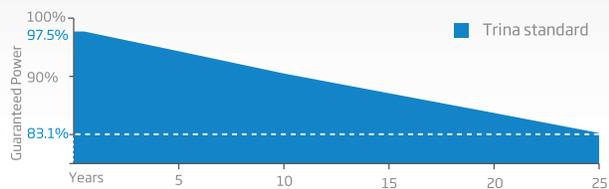


High energy generation

- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower temp coefficient (-0.36%) and NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

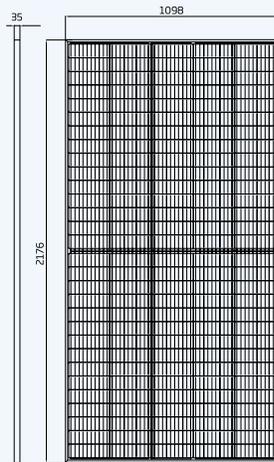
PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Power Warranty

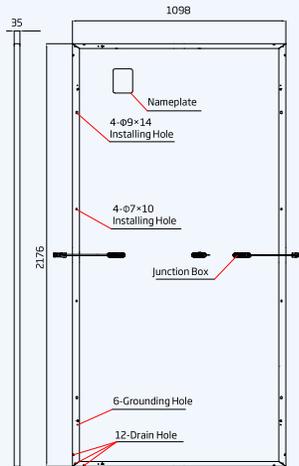


From the 2nd year to the 25th year, the average annual power decline will be no more than 0.6%.

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

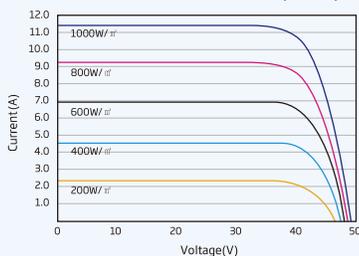


Front View

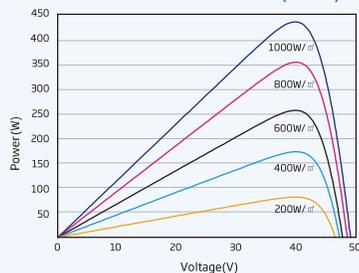


Back View

I-V CURVES OF PV MODULE(440W)



P-V CURVES OF PV MODULE(440W)



ELECTRICAL DATA (STC)

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

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

*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	363	367	371	375	379	382
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells (5 × 30)
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	27.0 kg (59.5 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

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

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

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

APÉNDICE 2

Ficha técnica inversor SMA SB 5000TL-21



SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL



Economical

- Maximum efficiency of 97%
- Multi-string technology in all power classes
- Cost saving due to fewer parallel strings
- Shade management with OptiTrac Global Peak

Flexible

- Maximum DC input voltage of 750 V
- Integrated grid management functions and reactive power provision

Simple

- Without fan
- Easier wall mounting
- SUNCLIX DC plug-in system
- Fast connection, no tools required

Communicative

- Simple country configuration
- Bluetooth® technology as standard
- Multi-function relay as standard

SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL with Reactive Power Control

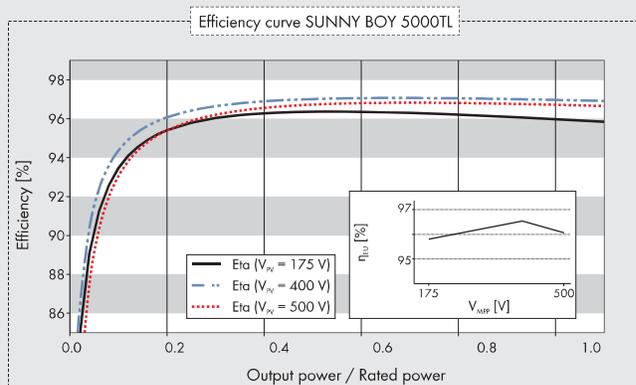
The same. Only better. The universally usable Sunny Boy.

It all remains the best: The new transformerless Sunny Boy is the ideal solution, especially for demanding PV arrays and partly shaded plants. Version 20 of the successful Sunny Boy offers a further array of advantages. It's more flexible in its range of applications, provides even more efficient yields, and it's easier to use. The high DC voltage of 750 V proves to be a cost advantage, since fewer parallel strings are required. In addition, the integrated grid management functions make the devices suitable for universal applications and allow them to actively support the grid.

SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL

with Reactive Power Control

Technical data	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 3600TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	3200 W	3880 W
Max. input voltage	750 V	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	175 V ... 500 V/400 V	175 V ... 500 V/400 V
Min. input voltage / initial input voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Max. input current per string input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W
Max. apparent AC power	3000 VA	3680 VA
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A	16 A
Power factor at rated power	1	1
Displacement power factor, adjustable	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		
Max. efficiency / European weighted efficiency	97 % / 96 %	97 % / 96.3 %
Protective devices		
DC disconnect device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –	● / ● / –
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W/H/D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inches)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inches)
Weight	26 kg / 57.3 lb	26 kg / 57.3 lb
Operating temperature range	-25°C ... +60°C / -13°F ... +140°F	-25°C ... +60°C / -13°F ... +140°F
Noise emission (typical)	25 dB(A)	25 dB(A)
Self-consumption (night)	1 W	1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Convection	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485 / Bluetooth / Webconnect / Speedwire ⁴	○ / ● / ○ / ○	○ / ● / ○ / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (additional on request)	CE, VDE0126-1-1, VDE-AR-N 4105, UTE C15-712, C10/11, RD1699, RD661, PPDS, PPC, G83/1-1, G59/2, EN50438 ¹ , IEC 61727, PEA, AS 4777, CEI 0-21	
Version: July 2012		
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	SB 3000TL-21	SB 3600TL-21



Accessories



RS485 interface
DM-485CB-10



Webconnect interface with
WEBCONDM-10 Speed-
wire function



Interface to Speedwire
fieldbus SPWDM-10⁴



Additional fan kit
FANKIT01-10



Multi-Function relay
MFR01-10



Power Control Module
PWCMOD-10

¹ Does not apply to all national appendices of EN 50438

² 4600 VA with VDE-AR-N-4105 / ³ 4825 W with VDE-AR-N 4105

⁴ In planning

Technical data	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 5000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	4200 W	5250 W ³
Max. input voltage	750 V	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	175 V ... 500 V/400 V	175 V ... 500 V/400 V
Min. input voltage / initial input voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Max. input current per string input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	4000 W	4600 W
Max. apparent AC power	4000 VA	5000 VA ²
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	22 A	22 A
Power factor at rated power	1	1
Displacement power factor, adjustable	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		
Max. efficiency / European weighted efficiency	97 % / 96.4 %	97 % / 96.5 %
Protective devices		
DC disconnect device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –	● / ●
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W/H/D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inches)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inches)
Weight	26 kg / 57.3 lb	26 kg / 57.3 lb
Operating temperature range	-25°C ... +60°C / -13°F ... +140°F	-25°C ... +60°C / -13°F ... +140°F
Noise emission (typical)	25 dB(A)	25 dB(A)
Self-consumption (night)	1 W	1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Convection	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485 / Bluetooth / Webconnect / Speedwire ⁴	○ / ● / ○ / ○	○ / ● / ○ / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (additional on request)	CE, VDE0126-1-1, VDE-AR-N 4105, UTE C15-712, C10/11, RD1699, RD661, PPDS, PPC, G83/1-1, G59/2, EN50438 ¹ , IEC 61727, PEA, AS 4777, CEI 0-21	
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	SB 4000TL-21	SB 5000TL-21

APÉNDICE 3

Ficha técnica soporte X-5 Idero Solar

INNOVACION EN ESTRUCTURAS METALICAS PARA SOPORTES SOLARES
SOPORTES FIJOS DE ACERO MAGNELIS®



Acero Magnelis®
La mejor proteccion para instalaciones solares.

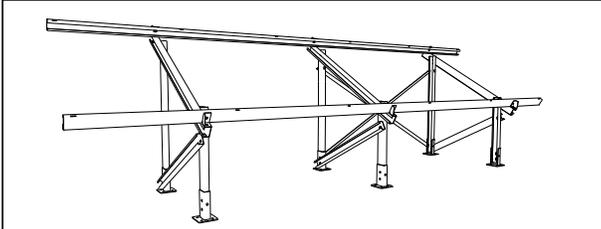
IDERO S.R.L.
Martin Lezica 3036 1A
San Isidro -B1642 -Buenos Aires - Argentina
Tel: (05411) 5263-2344
info@idero.com.ar
www.iderosolar.com.ar

 **IDERO**
SOLAR

SOPORTES FIJOS DE ACERO MAGNELIS®

X-5

Soporte fijo 5 Paneles por módulo



STANDARD

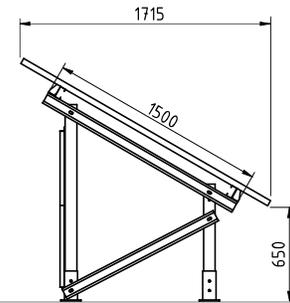
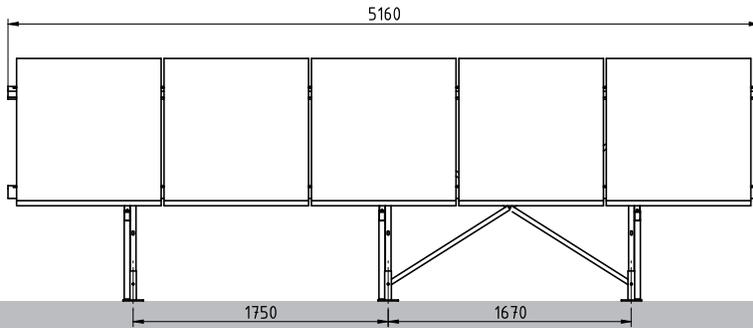
Para vientos de hasta 47 m/s - a 30°.

REFORZADO

Para vientos de hasta 55 m/s - a 35°.

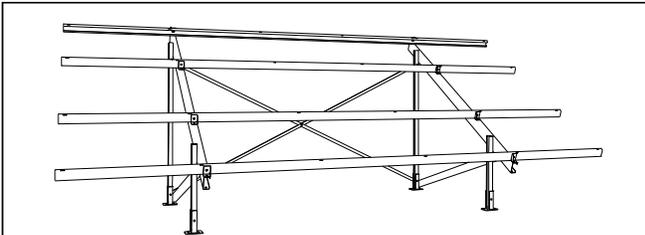


* La imagen corresponde a la version reforzada.



X-10

Soporte fijo 10 Paneles por módulo

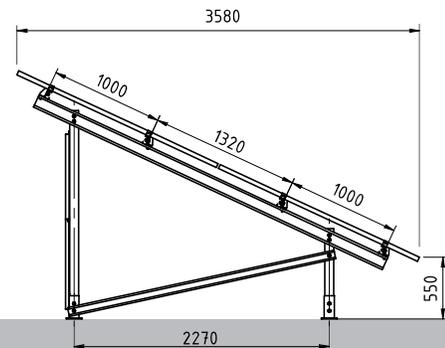
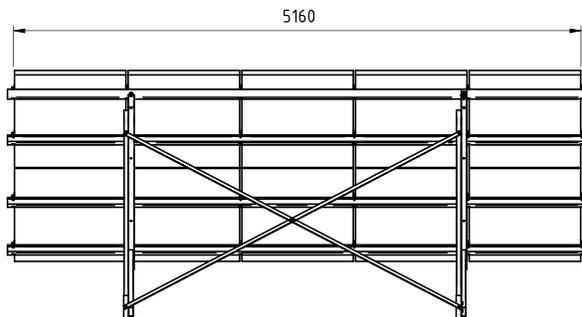


STANDARD

Para vientos de hasta 47 m/s - a 30°.

REFORZADO

Para vientos de hasta 55 m/s - a 35°.



IDERO S.R.L.

Martin Lezica 3036 1A

San Isidro -B1642 -Buenos Aires - Argentina

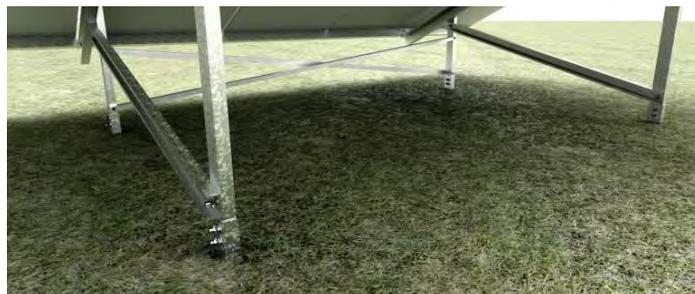
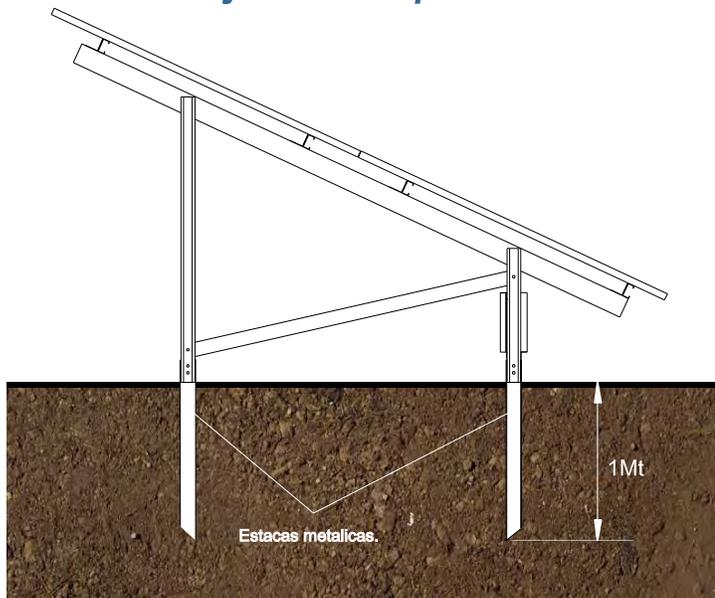
Tel: (05411) 5263-2344

info@idero.com.ar

www.iderosolar.com.ar

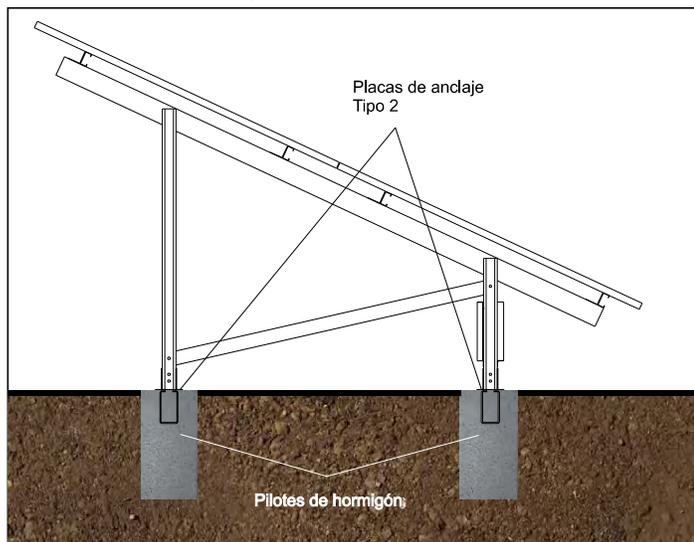


Sistema de fijación con postes hincados.



Sistema de fijación sobre pilotes de hormigón. Tipologías Posibles.

Tipo 0: Placa con agujeros.
(iguales atrás y adelante)



Tipo 3: Armadura de base trasera.



Tipo 1: Perfil con cruces.
(iguales atrás y adelante)



Tipo 2: Con placa y armadura.
(iguales atrás y adelante)



Tipo 3: Armadura de base delantera.





IDERO

SOLAR



Ventajas del Acero Magnelis®

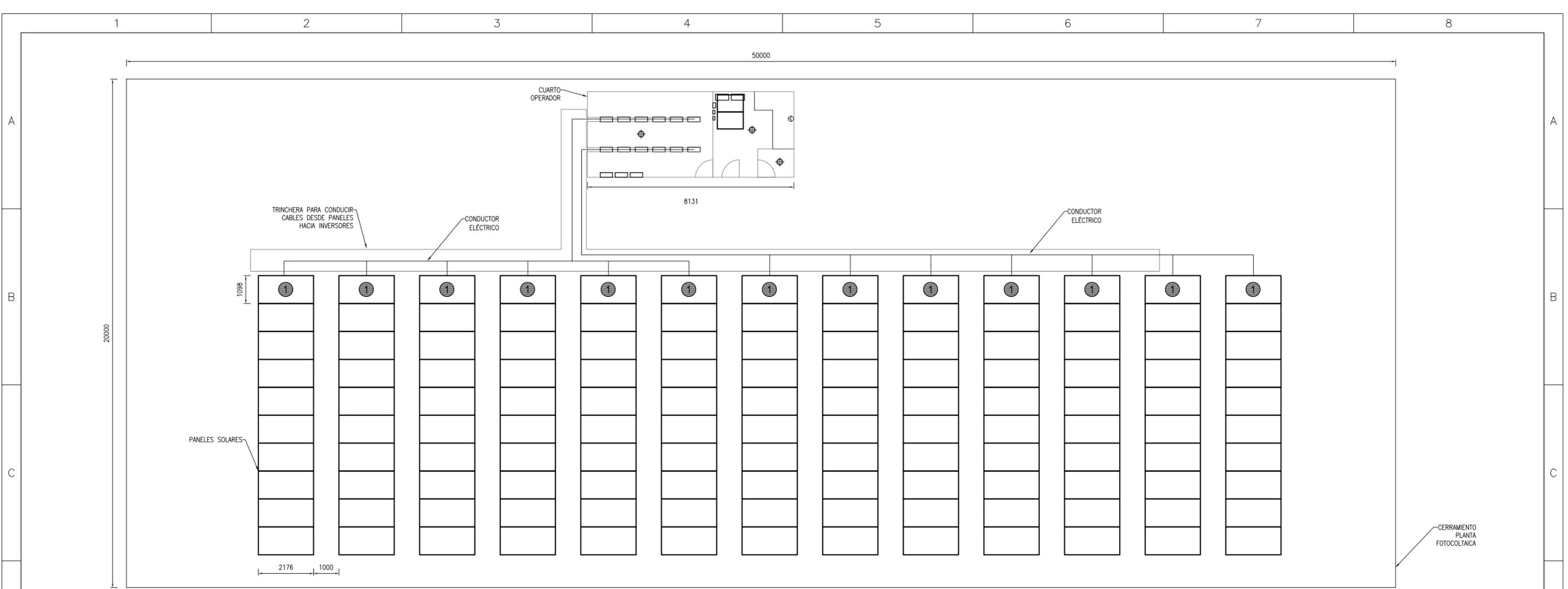
Características	Magnelis® comparado con galvanizado por inmersión en caliente (Zn)	
Propiedades anticorrosivas	Corrosión en exteriores	+++
	Edificios agrícolas (establos, graneros, invernaderos, silos...)	+++
	Entornos marinos (construcción, piscinas...)	+++
	Entornos industriales (ricos en ácidos o álcalis)	+
	Elevada humedad	+++
	Contacto con hormigón	+++
	Abrasión	+++
	Corrosión en contacto con el suelo	+++
	Protección de bordes gracias al efecto de autorreparación	+++
	Perforaciones o arañazos en aplicaciones expuestas	+++
	Corrosión de piezas conformadas (plegadas o estampadas)	+++
	Protección temporal (transporte, almacenaje)	+++
Propiedades de transformación	Plegado y perfilado	+
	Conformado y moldeado	+
	Soldadura (espesor equivalente de recubrimiento)	=
	Pintado	++

LIDER ARGENTINO EN ESTRUCTURAS METALICAS PARA SOPORTES SOLARES

IDERO S.R.L.
Martin Lezica 3036 1A
San Isidro -B1642 -Buenos Aires - Argentina
Tel: (05411) 5263-2344
info@idero.com.ar
www.iderosolar.com.ar

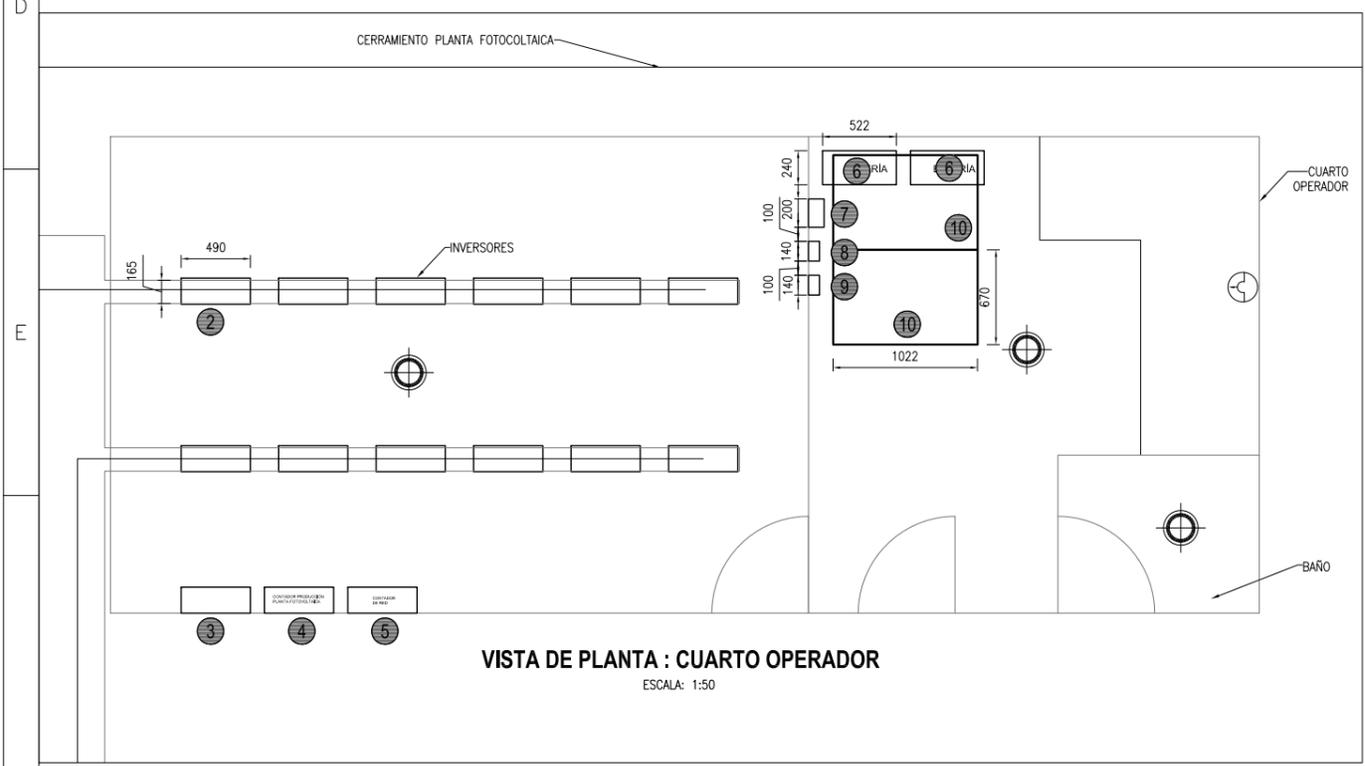
APÉNDICE 4

Emplazamiento planta fotovoltaica



VISTA DE PLANTA: EMPLAZAMIENTO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

ESCALA: 1:150



VISTA DE PLANTA : CUARTO OPERADOR

ESCALA: 1:50

REFERENCIAS DE DIBUJO	
REPRESENTACIÓN	DESCRIPCIÓN
	LUMINARIA 20W
	TOMACORRIENTE MONOFÁSICO

EQUIPOS NUEVOS	
ITEM	DESCRIPCIÓN
1	PANEL FOTOVOLTAICO, 505W, 12V
2	INVERSOR, 5.25 kW, 240/120V
3	TABLERO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS
4	CONTADOR DE ENERGÍA, PRODUCCIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA
5	CONTADOR DE ENERGÍA DE LA RED
6	BATERÍA PARA SISTEMA AISLADO, 230 Ah, 12 V
7	REGULADOR, 200W, 15 - 20A
8	INVERSOR PARA SISTEMA AISLADO, 200W, 24/120V
9	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PARA ALIMENTAR CARGAS DEL SISTEMA AISLADO
10	PANEL FOTOVOLTAICO PARA SISTEMA AISLADO, 100W, 12V

NOTAS GENERALES

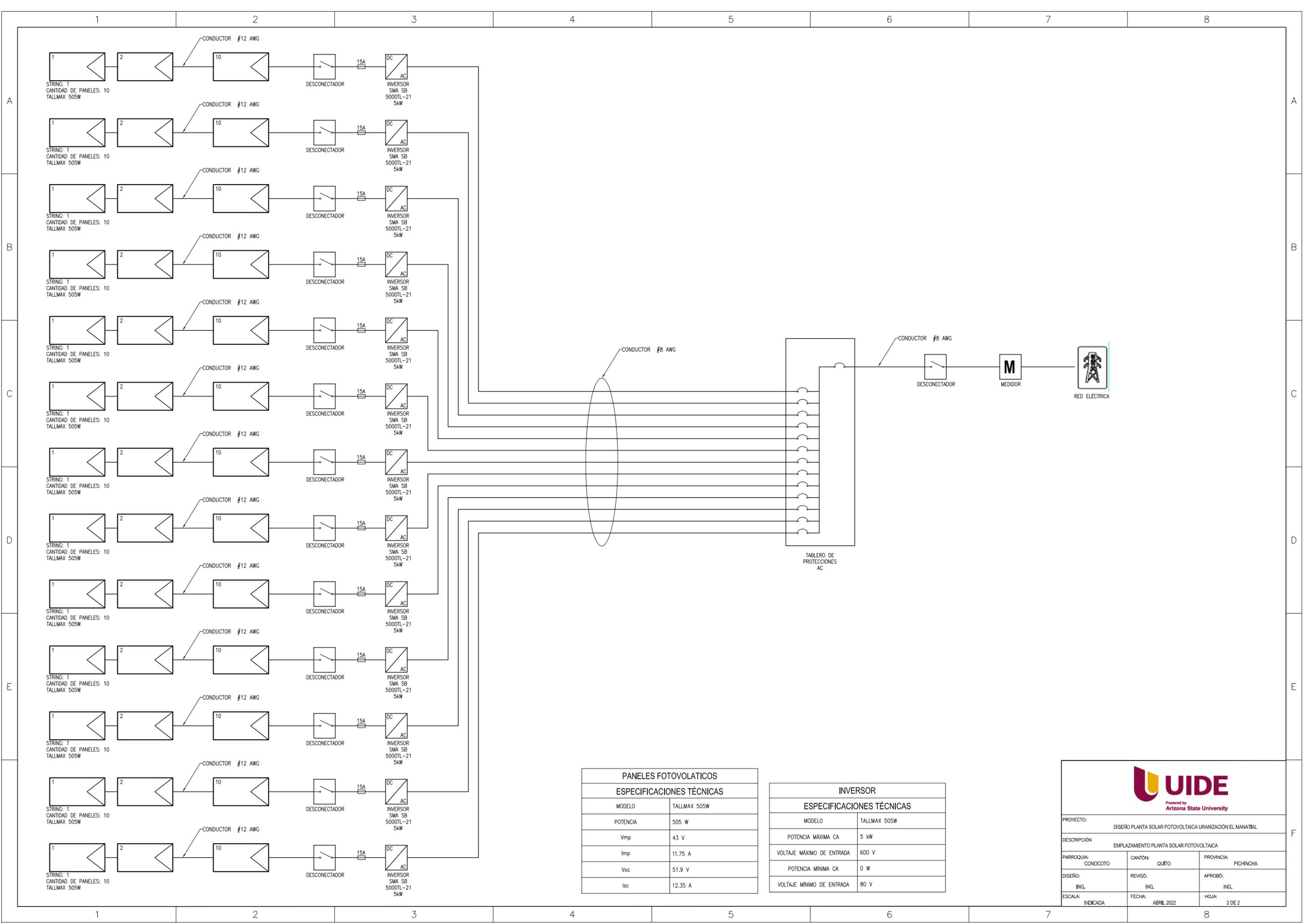
1. LAS DIMENSIONES SE ENCUENTRAN EXPRESADAS EN MILIMETROS A MENOS QUE SE INDIQUE OTRA UNIDAD.



PROYECTO: DISEÑO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA URANIZACIÓN EL MANATIAL		
DESCRIPCIÓN: EMPLAZAMIENTO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA		
PARROQUIA: CONOCOTO	CANTÓN: QUITO	PROVINCIA: PICHINCHA
DISEÑO: ING.	REVISÓ: ING.	APROBÓ: ING.
ESCALA: INDICADA	FECHA: ABRIL 2022	HOJA: 1 DE 2

APÉNDICE 5

Diagrama unifilar planta fotovoltaica



PANELES FOTOVOLTAICOS	
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
MODELO	TALLMAX 505W
POTENCIA	505 W
Vmp	43 V
Imp	11.75 A
Voc	51.9 V
Isc	12.35 A

INVERSOR	
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
MODELO	TALLMAX 505W
POTENCIA MÁXIMA CA	5 kW
VOLTAJE MÁXIMO DE ENTRADA	600 V
POTENCIA MÍNIMA CA	0 W
VOLTAJE MÍNIMO DE ENTRADA	80 V



Powered by
Arizona State University

PROYECTO: DISEÑO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA URANIZACIÓN EL MANANTIAL		
DESCRIPCIÓN: EMPLAZAMIENTO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA		
PARROQUIA: CONOCOTO	CANTÓN: QUITO	PROVINCIA: PICHINCHA
DISEÑO: ING.	REVISÓ: ING.	APROBÓ: ING.
ESCALA: INDICADA	FECHA: ABRIL 2022	HOJA: 2 DE 2

APÉNDICE 6

Cronograma de actividades a realizarse para la implementación de la planta solar fotovoltaica

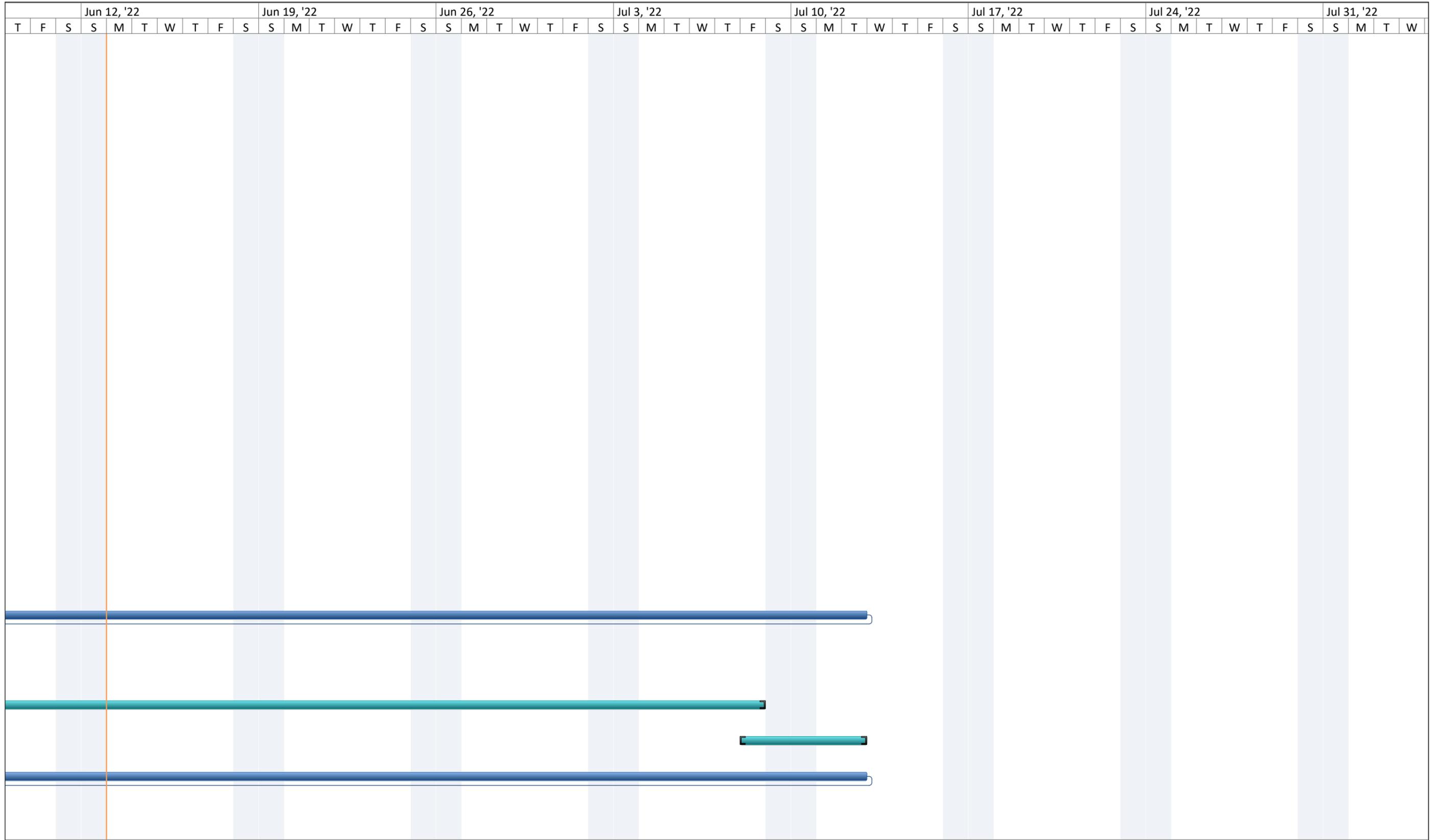
ID	Task Mode	Task Name	Duration	Start	Finish	Mar 13, '22							Mar 20, '22							Mar 27, '22							Apr 3, '22							Apr 10, '22													
						T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S				
1		Ingeniería del Proyecto	27 days	Fri 3/11/22	Sun 4/17/22	[Task bar]																																									
2		Elección del Emplazamiento	5 days	Mon 3/21/22	Fri 3/25/22	[Task bar]																																									
3		Diseño de la Instalación	16 days	Fri 3/25/22	Fri 4/15/22	[Task bar]																																									
4		Dimensionado del sistema aislado	9 days	Sun 3/27/22	Wed 4/6/22	[Task bar]																																									
5		Elección de los materiales	7 days	Mon 3/21/22	Tue 3/29/22	[Task bar]																																									
6		Elaboración de planos	9 days	Sun 3/27/22	Wed 4/6/22	[Task bar]																																									
7		Cálculos de producción de la instalación	2 days	Fri 3/25/22	Mon 3/28/22	[Task bar]																																									
8		Cálculo de reducción de emisiones de CO2	2 days	Fri 3/25/22	Mon 3/28/22	[Task bar]																																									
9		Elaboración del presupuesto de ejecución	6 days	Fri 3/25/22	Fri 4/1/22	[Task bar]																																									
10		Elaboración plan de contratación	6 days	Fri 3/25/22	Fri 4/1/22	[Task bar]																																									
11		Estudio de rentabilidad de la instalación	3 days	Fri 4/1/22	Tue 4/5/22	[Task bar]																																									
12		Elaboración de los manuales de operación y mantenimiento	9 days	Tue 3/29/22	Fri 4/8/22	[Task bar]																																									
13		Aprobación del Proyecto	25 days	Mon 4/18/22	Fri 5/20/22	[Task bar]																																									
14		Aprobación del proyecto al presidente de la comunidad	1 day	Mon 4/18/22	Mon 4/18/22	[Task bar]																																									
15		Presentación y Aprobación del proyecto EQQ	9 days	Tue 4/19/22	Fri 4/29/22	[Task bar]																																									
16		Aprobaciones y permisos municipales	15 days	Mon 5/2/22	Fri 5/20/22	[Task bar]																																									
17		Adquisición de Equipos	37 days	Mon 5/23/22	Tue 7/12/22	[Task bar]																																									
18		Contrato de compra y seguros de los equipos	3 days	Mon 5/23/22	Wed 5/25/22	[Task bar]																																									
19		Aprobación de Importación (Adunas)	4 days	Wed 5/25/22	Mon 5/30/22	[Task bar]																																									
20		Embarque y traslado de Equipos	30 days	Mon 5/30/22	Fri 7/8/22	[Task bar]																																									
21		Desaduanización y transporte de Equipos	3 days	Fri 7/8/22	Tue 7/12/22	[Task bar]																																									
22		Obra Civil	37 days	Mon 5/23/22	Tue 7/12/22	[Task bar]																																									
23		Estudio Topográfico	2 days	Sat 5/21/22	Sun 5/22/22	[Task bar]																																									
24		Acondicionamiento del Terreno	3 days	Mon 5/23/22	Wed 5/25/22	[Task bar]																																									

Project: EL MANANTIAL Date: Mon 6/13/22	Task		Project Summary		Inactive Milestone		Manual Summary Rollup		Deadline	
	Split		External Tasks		Inactive Summary		Manual Summary		Progress	
	Milestone		External Milestone		Manual Task		Start-only			
	Summary		Inactive Task		Duration-only		Finish-only			



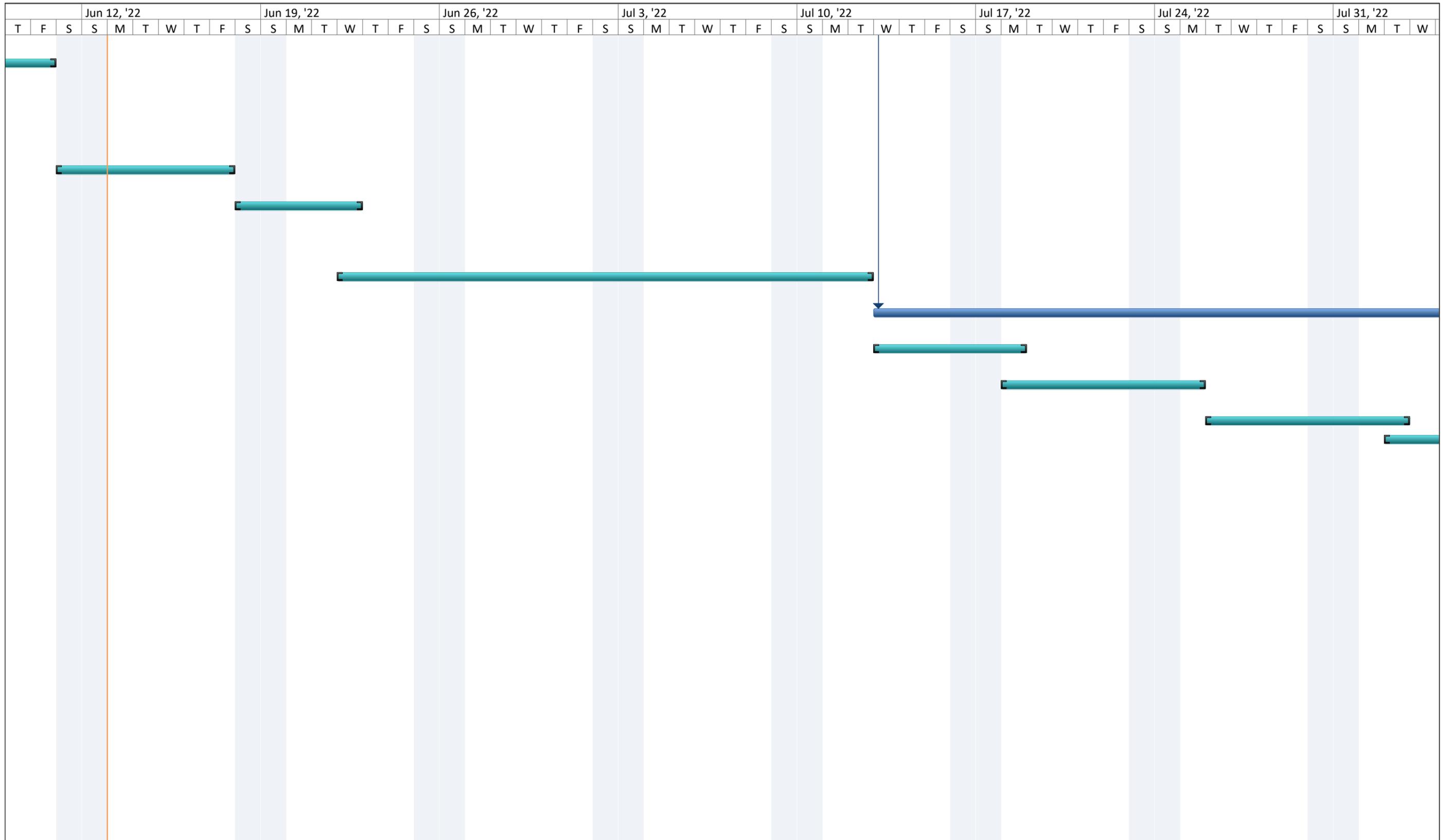
Project: EL MANANTIAL
Date: Mon 6/13/22

Task		Project Summary		Inactive Milestone		Manual Summary Rollup		Deadline	
Split		External Tasks		Inactive Summary		Manual Summary		Progress	
Milestone		External Milestone		Manual Task		Start-only			
Summary		Inactive Task		Duration-only		Finish-only			



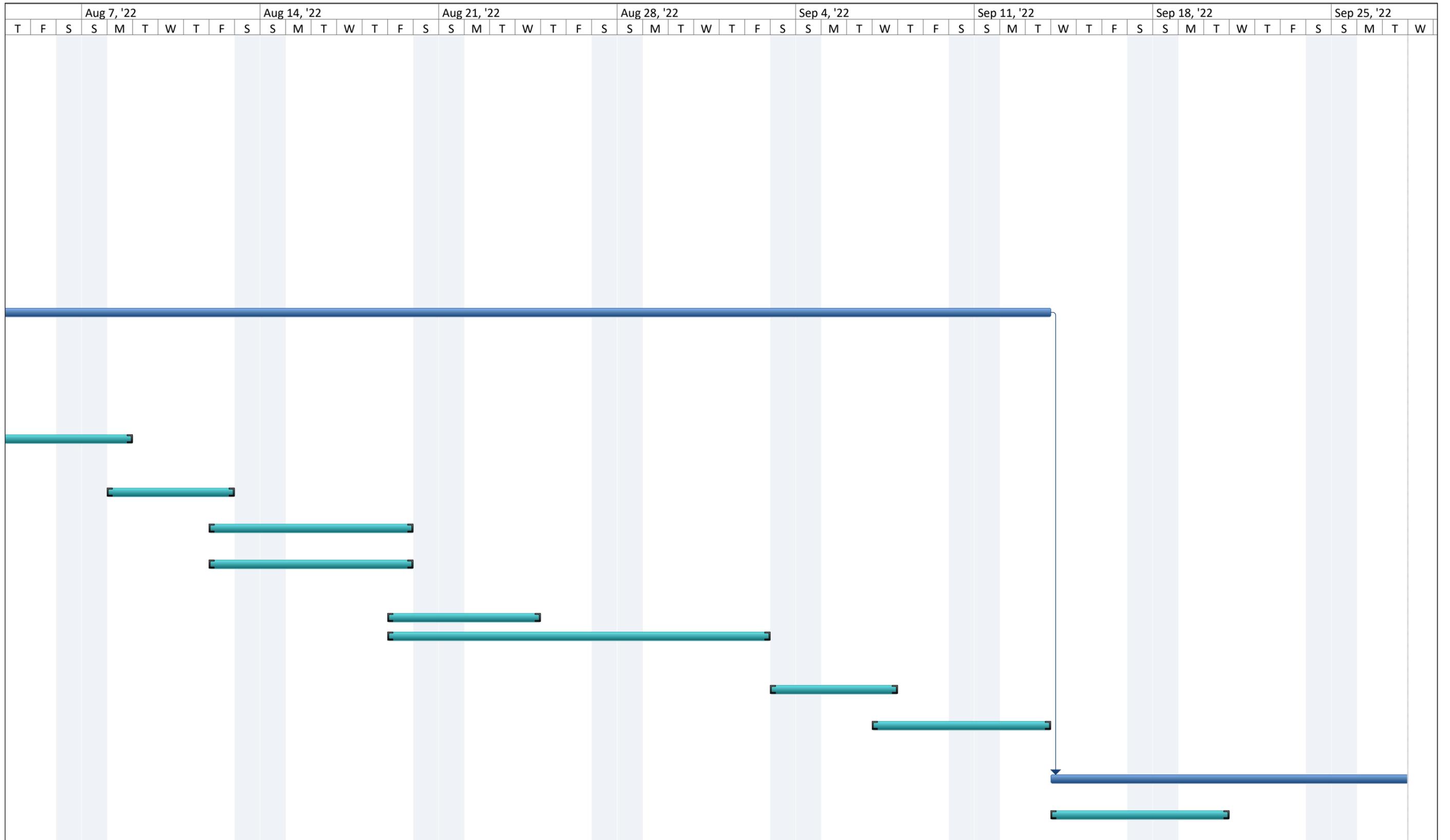
Project: EL MANANTIAL
Date: Mon 6/13/22

Task		Project Summary		Inactive Milestone		Manual Summary Rollup		Deadline	
Split		External Tasks		Inactive Summary		Manual Summary		Progress	
Milestone		External Milestone		Manual Task		Start-only			
Summary		Inactive Task		Duration-only		Finish-only			



Project: EL MANANTIAL
Date: Mon 6/13/22

Task		Project Summary		Inactive Milestone		Manual Summary Rollup		Deadline	
Split		External Tasks		Inactive Summary		Manual Summary		Progress	
Milestone		External Milestone		Manual Task		Start-only			
Summary		Inactive Task		Duration-only		Finish-only			



Project: EL MANANTIAL
Date: Mon 6/13/22

Task		Project Summary		Inactive Milestone		Manual Summary Rollup		Deadline	
Split		External Tasks		Inactive Summary		Manual Summary		Progress	
Milestone		External Milestone		Manual Task		Start-only			
Summary		Inactive Task		Duration-only		Finish-only			

APÉNDICE 7

Check list para el mantenimiento preventivo de equipos planta fotovoltaica

CHECK LIST PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA EL MANANTIAL

Fecha: _____ Hora

Empresa: _____

inicio: _____

Localización: _____

Paneles Fotovoltaicos Marca: _____ Modelo: _____

Potencia: _____

Inversores Marca: _____ Modelo: _____ Potencia: _____

ITEM	DESCRIPCIÓN	SI/NO	OBSERVACIONES
	PANELES SOLARES		
1	¿Los Paneles presentan suciedad?.		
2	¿Cristal del panel presenta fisuras o roturas?.		
3	¿Se evidencia oxidación de los circuitos o soldaduras?.		
4	¿La estructura presenta corrosión?.		
5	Verifique el estado de apriete de los terminales de conexión de los paneles		
6	¿Las cajas de conexión están libres de humedad?.		
7	¿Los sellos de las cajas de conexión están en buen estado?.		
	INVERSORES		
8	¿El inversor presenta alarmas?.		
9	¿Los inversores están libres de polvo?		
10	Verifique el estado de apriete de los terminales de conexión de los paneles		
11	Verifique que no existan terminales o cables recalentados		
	PARAMETROS ELECTRICOS DEL INVERSOR		
12	Voltaje de Entrada:		
13	Voltaje de Salidas:		
14	Corriente de Entrada:		
15	Corriente de Salidas:		
16	Frecuencia:		
17	Rendimiento:		

Pasa

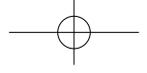
No Pasa

Observaciones:

Supervisor de la Planta: _____ Técnico: _____

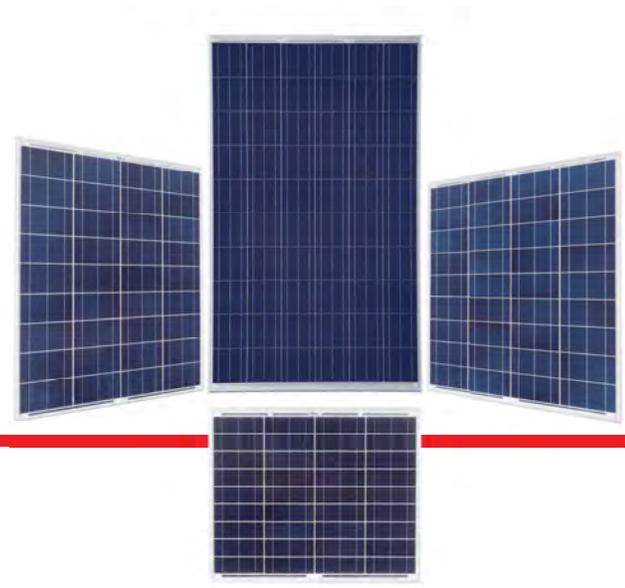
APÉNDICE 8

Ficha técnica del panel fotovoltaico sistema aislado



Mono **Multi** Solutions

TSM-PC20 TSM-PC22 TSM-PC24 TSM-PC26



MODULE OFF GRID

POWER OUTPUT
45W – 140W

PRODUCT WARRANTY
5 YEARS

POWER WARRANTY
25 YEARS

Founded in 1997, Trina Solar is one of the world leading PV companies. Since it's IPO on the NYSE in 2006, Trina Solar has developed a fully integrated business model, with the production of ingots, wafers, cells and solar panel, in both mono and multicrystalline technologies. Its manufacturing capacity for solar panel is of 2.4GW by end of 2012, making it one of the largest solar company in the world. Trina Solar extensive portfolio includes panels for every kind of installation, from small off-grid panel, to BIPV panels, all the way to utility scale panel, as well as innovative solutions.

With 20 branch offices around the world, Trina Solar is servicing leading installers, distributors, utilities and developers in all major PV markets. Trina Solar is committed to drive down the cost of solar and make it more affordable for all.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com



THE OFF GRID MODULE



International certification



Guaranteed power output
-3~+3%



Module can bear snow loads up to **5400Pa** and wind loads up to **2400Pa**



High performance under low light conditions
Cloudy days, mornings and evenings



Manufactured according to International Quality and Environment Management System
ISO9001, ISO14001

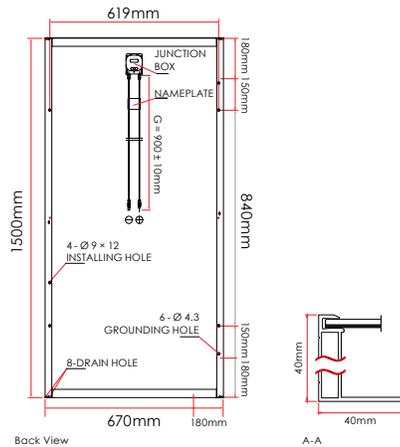
TSM-PC20 / TSM-PC22 / TSM-PC24 / TSM-PC26

		TSM-PC20		TSM-PC22	
		TSM-135 PC 20	TSM-140 PC 20	TSM-95 PC 22	TSM-100 PC 22
ELECTRICAL DATA @ STC	Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)	135	140	95	100
	Power Output Tolerance- P_{MAX} (%)	-3/+3	-3/+3	-3/+3	-3/+3
	Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	17.6	17.9	18.0	18.4
	Maximum Power Current- I_{MP} (A)	7.68	7.83	5.29	5.45
	Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	22.0	22.3	22.2	22.4
	Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.15	8.30	5.57	5.79
MECHANICAL DATA	Cells orientation	36 cells (4 × 9)		36 cells (4 × 9)	
	Module dimension	1500 × 670 × 40mm (59.1 × 26.4 × 1.57 inches)		1022 × 670 × 40mm (40.2 × 26.4 × 1.57 inches)	
	Weight	13kg (28.7 lb)		8.5kg (18.7 lb)	
	Glass	High transmission, low Iron, tempered glass 3.2mm (0.13 inches)			
	Frame	Anodized aluminium alloy		Anodized aluminium alloy	
	J-Box	IP 65 rated		IP 65 rated	
	Cables / Connector	Photovoltaic technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 900mm (35.4 inches), MC4 compatibility		Photovoltaic technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 600mm (23.6 inches), MC4 compatibility	
CERTIFICATION		TUV Rheinland, CEC, CGC, IEC, CE		—	

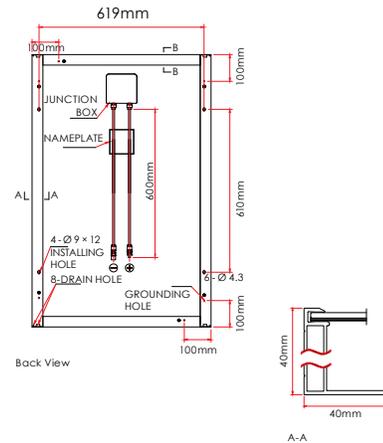
Values of Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000 W/m²)



DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-140 PC 20



DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-100 PC 22



THE OFF GRID MODULE

TSM-PC24		TSM-PC26		
TSM-45 PC 24	TSM-50 PC 24	TSM-80 PC 26	TSM-85 PC 26	TSM-90 PC 26
45	50	80	85	90
-3/+3	-3/+3	-3/+3	-3/+3	-3/+3
17.6	18.8	17.5	17.9	18.4
2.56	2.66	4.57	4.75	4.87
22.1	22.4	22.0	22.2	22.4
2.95	3.09	4.89	4.99	5.08
36 cells (4 × 9)		36 cells (4 × 9)		
554 × 670 × 40mm (21.8 × 26.4 × 1.57 inches)		941 × 670 × 40mm (37.0 × 26.4 × 1.57 inches)		
4.7kg (10.4 lb)		7.8kg (17.2 lb)		
High transmission, low Iron, tempered glass 3.2mm (0.13 inches)				
Anodized aluminium alloy		Anodized aluminium alloy		
IP 65 rated		IP 65 rated		
Photovoltaic technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 400mm (15.7 inches), MC4 compatibility		Photovoltaic technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 600mm (23.6 inches), MC4 compatibility		
—		—		

TEMPERATURE RATINGS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	46°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.43%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.047%/°C

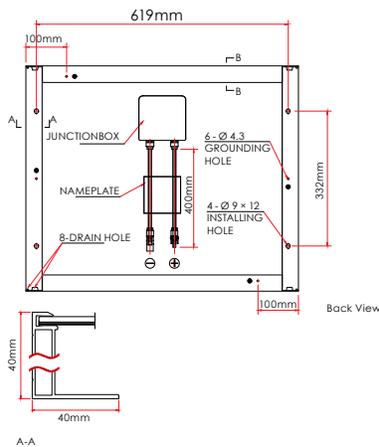
MAXIMUM RATINGS	
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000VDC
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY	
5 years workmanship warranty	
25 years performance warranty	
<small>(Please refer to Trina Solar product warranty for details)</small>	

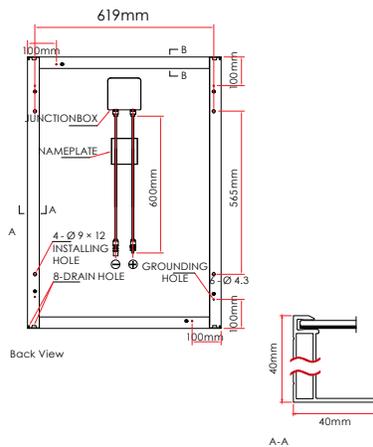
PACKAGING CONFIGURATION	
Modules per box 24 pcs	
Modules per 40' container 1080 pcs (TSM-PC20); 1584 pcs (TSM-PC22); 2736 pcs (TSM-PC24); 1728 pcs (TSM-PC26);	



DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-45 PC 24



DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-85 PC 26



TSM-Ofgrid_June_2012

APÉNDICE 9

Ficha técnica de la batería del sistema aislado

Ultracell®

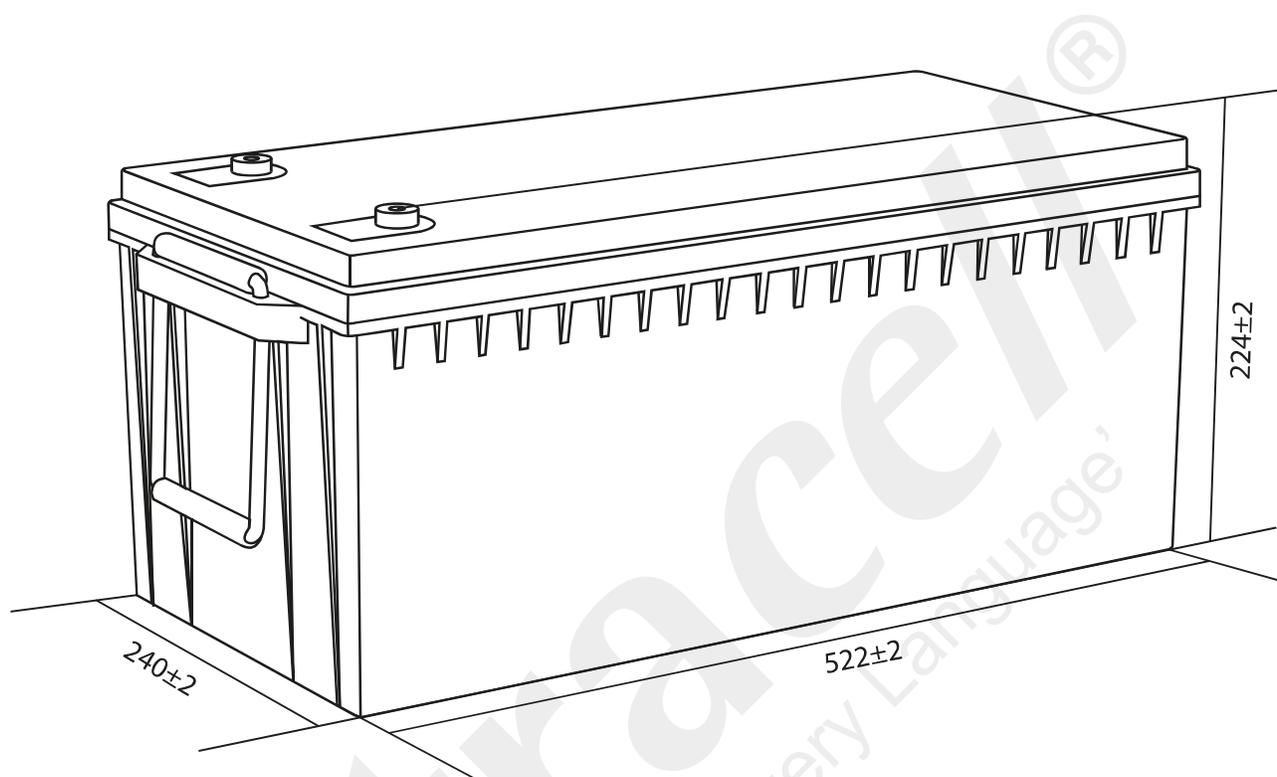
'Quality in Every Language'

UC200-12

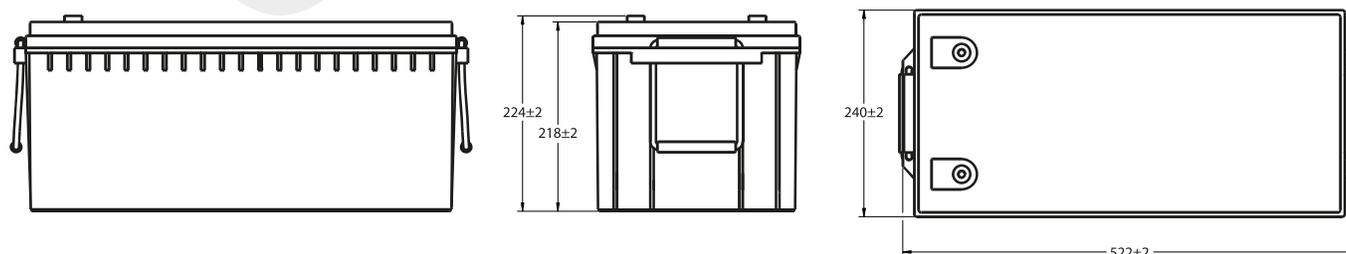
12V 200Ah (C₂₀)

12V 230Ah (C₁₀₀)

Deep Cycle Series



Technical Dimensions (mm)



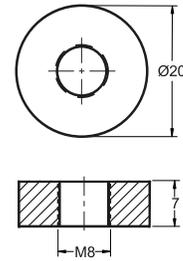


Image



Terminal Dimensions (mm)

Standard Terminal: F11



Technical Specification

Output	Nominal Voltage Nominal Capacity (10HR)	12V 200Ah
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option Flame Retardant Option (FR)	ABS ABS (UL94:VO)
Rated Capacity	(100HR 1.80V/cell, 25°C) (20HR 1.80V/cell, 25°C) (10HR 1.80V/cell, 25°C) (5HR 1.75V/cell, 25°C) (3HR 1.75V/cell, 25°C) (1HR 1.60V/cell, 25°C)	230 Ah/2.30A 214.4 Ah/10.7A 200 Ah/20.0A 175.4 Ah/35.1A 159 Ah/53.0A 129.2 Ah/129.2A
Max Discharge Current	2000A (5s)	
Internal Resistance	Approx 2.7mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp Range	Discharge: -15 ~ 50°C Charge: 0 ~ 40°C Storage: -15 ~ 40°C
	Nominal Operating Temp Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 60A. Voltage 14.4V ~ 15.0V @ 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on initial charging current. Voltage 13.5V ~ 13.8V @ 25°C Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C 103% 25°C 100% 0°C 86%
Design Floating Life at 20°C	12 Years	

Self Discharge

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

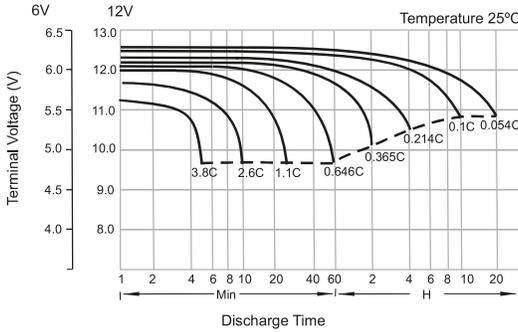
Constant Current Discharge / Constant Power Discharge At 25°C (Amperes & Watts/Cell)

A = Amperes W = Watts

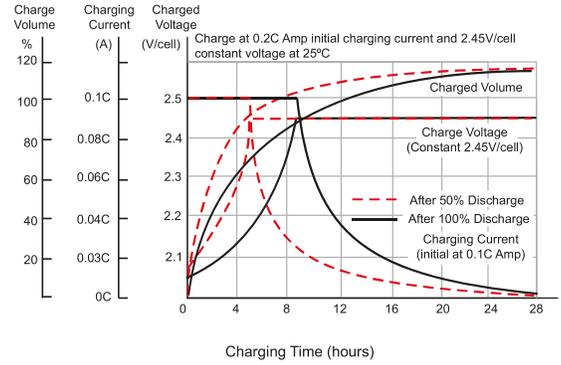
F.V/TIME A W	10 min	15 min	20 min	30 min	45 min	60 min	2 hours	3 hours	4 hours	5 hours	6 hours	8 hours	10 hours	20 hours
1.85V/cell	292.8 546.3	246.4 464.5	215.3 410.3	154.9 297.7	123.0 238.1	99.9 193.8	62.0 120.9	48.4 94.5	39.2 76.7	31.8 62.5	27.8 54.9	22.7 44.8	18.9 37.4	10.62 21.3
1.80V/cell	374.2 688.8	297.7 552.9	254.5 477.6	182.8 347.1	143.1 274.6	111.9 215.8	67.7 131.1	52.0 101.2	41.8 81.5	34.2 66.9	29.8 58.6	24.0 47.5	20.0 39.6	10.72 21.4
1.75V/cell	411.1 747.5	325.2 598.1	273.8 509.6	189.8 358.5	148.5 283.6	117.0 224.9	70.2 135.6	53.0 102.8	42.8 83.2	35.1 68.6	30.6 60.1	24.5 48.3	20.2 40.0	10.82 21.6
1.70V/cell	448.1 803.4	347.2 633.9	287.7 532.5	197.5 371.7	154.4 294.1	120.7 231.5	73.0 140.7	54.5 105.4	43.9 85.2	36.0 70.1	31.2 61.3	24.8 48.9	20.4 40.3	11.02 22.0
1.65V/cell	483.6 860.8	369.2 669.7	305.7 563.0	208.4 390.3	158.3 300.3	124.8 238.5	75.0 144.2	56.8 109.6	45.4 87.9	37.0 72.0	31.9 62.6	25.2 49.6	20.8 41.1	11.16 22.2
1.60V/cell	---	394.8 707.6	325.6 593.6	220.0 408.1	165.0 310.2	129.2 244.9	77.6 148.1	58.5 112.4	46.8 90.3	38.2 74.0	32.6 63.8	25.4 50.0	21.0 41.5	11.22 22.3



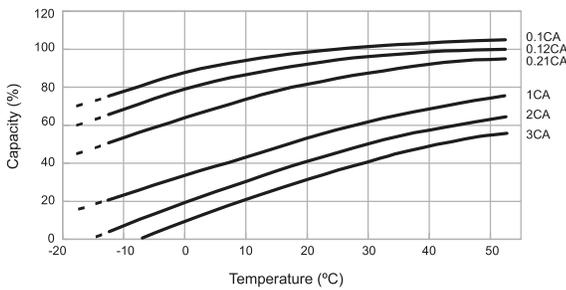
Discharge Characteristics



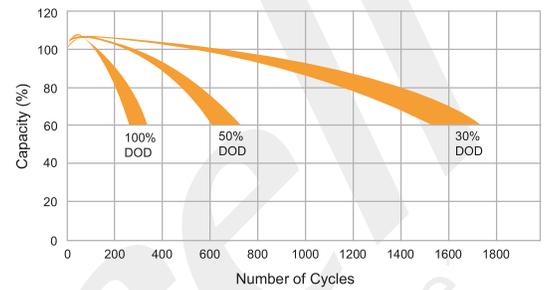
Float Charging Characteristics



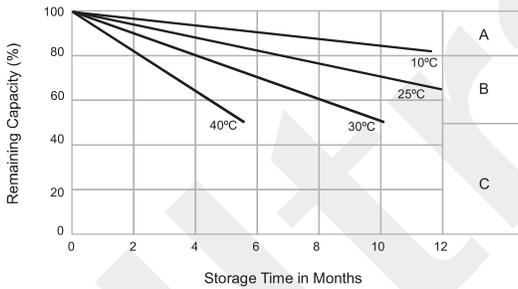
Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



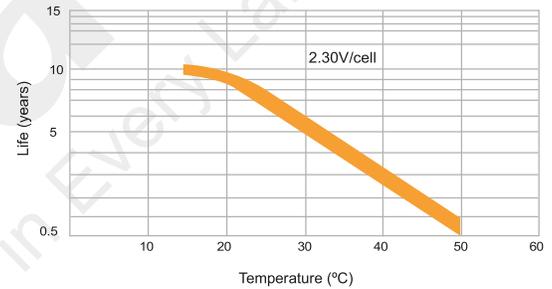
Cycle Life in Relation to Depth of Discharge



General Relation of Capacity vs. Storage Time



Floating Life on Temperature



General Relation of Capacity vs. Storage Time (Notes)

- A) No supplementary charge required.
(Carryout supplementary charge before use if 100% capacity is required.)
- B) Supplementary charge required before use. Optional charging way as below:
 1. Charged for above 3 days at limited current 0.25CA and constant voltage 2.25V/cell.
 2. Charged for above 20 hours at limited current 0.25CA and constant voltage 2.45V/cell.
 3. Charged for 8 ~ 10 hours at limited current 0.05 CA.
- C) Supplementary charge may often fail to recover the capacity.
The battery should never be left standing till this is reached.

APÉNDICE 10

Ficha técnica del regulador de sistema aislado

kEMA MPPT24Z Serious Solar Power Controller 15-50Amp 12V/24VDC For Battery Charger

Over 15 years ago, we are in the Electronic and Electrical field specializing in manufacturing and supplying

Backup power solution: UPS, HOME UPS, Battery, inverter, Inverter with Charger, AVR

Solar Power Solution: Solar Charger Controller, Solar Power Inverter, Solar Battery, Solar Street lamp

Also to sell DC Light, DC Fan, DC TV and so on

we have Factory in Foshan and Ningbo Cty. Foshan to make Electric product and battery. Ningbo to make PV panel .

KEY FEATURES

- * LCD MPPT(Maximum Power Point Tracking) solar charge controller
- * 12V/24V automatic recognition, Max PV input 100VDC or 150VDC
- * LCD+LED Display the input and output parameter of PV and battery
- * RS485 Communication For Operating and testing
- * With DC Load port and also USB charger
- * Three Stages charging, fast charge/Constant charge/Floating charging
- * Vented, Sealed, Gel, NiCd battery or customer other battery selectable
- * User-Defined charge voltage by software
- * With Temperature Compensation

Technical Specifications

Item	Model	MPPT24Z-15	MPPT24Z-20	MPPT24Z-30	MPPT24Z-40	MPPT24Z-50
Output	System DC Voltage	DC12V/24V Automatic recognition				
	Output VDC Precision	≤±1.5%				
	Rated Output Current	15A	20A	30A	40A	50A
	Current-limiting Protection	20A	25A	35A	45A	55A
	Over Charge Protection	yes. Difference for battery type difference				
	Selectable battery	Sealed lead acid, vented, Gel, NiCd, or defined by user				
	Temperature Compensation	14.2V-(The highest temperature-25°C)*0.3				
	USB output	5V 3AMP				
Load output	Voltage	Follow the battery bank voltage				
	Current	15A	20A	30A	40A	50A
Input	Max PV voltage	100VDC		150VDC		
	12VDC Max PV input (W)	200	260	390	520	650
	24VDC Max PV input (W)	400	520	780	1040	1300
	Low Voltage Input Protection	higher 1 VDC than current bat VDC				
	Overvoltage Protection	100VDC		150VDC		
	Overvoltage Recovery	95VDC		145VDC		
Display	LED light display	select Confirm				
	LCD Display	Charge stage ,PV VDC AMP generated energy , Charger VDC AMP W, Bat Temp. Load VDC AMP discharge Energy.				
Communication	RS232 Communication by PC,					
Protection	Yes (PV Reverse connection, Battery Reverse connection, Over voltage, low voltage, over temperature, over load, Short circuit protection etc.)					
IP grade	IP30					
Physical	Product size(D*W*H)	200-110*66		243*155*79		
	Package size (D*W*H)	249*144*105		289*189*113		
	G.N/N.G(kg)	2/0,9KG		2.5/1,8		

APÉNDICE 11

Ficha técnica del inversor del sistema aislado

Basic Info.

KAYAL Inverter(mini car inverter)				
KAYAL Inverter	KYNB-M100	KYNB-M200	KYNB-M300	KYNB-M500
OUTPUT RATED POWER(W)	100W	200W	300W	500W
OUTPUT SURGE POWER(W)	200W	400W	600W	1000W
WAVE	Modified Sine Wave			
WAVE DISTORTION	3%			
FREQUENCY	50/60HZ			
DC INPUT	12V/24V/48V			
AC OUTPUT	110V/220V			
PROTECTION	LOW VOL.ALARM			
	LOW VOL.SHUT DOWN			
	OVERLOAD PROTECTION			
	OVER VOL.SHUT DOWN			
	OVERHEAT PROTECTION			
STANDARD	Compliance with CE,FCC,CNAS,ROHS			
	GB 4943.1-2011,47 CFR FCC PART 15 SUBPART B,ANSI C63.4:2014,EN60695-1,EN55032,EN61000-3-2			
PRODUCT SIZE(MM)	83*63*37	120*63*37	140*78*47	205*100*60
NET.W(G)	215	258	370	783
GROSS W.(G)	255	298	410	963
ACCESSORIES	FUSE,CABLES WITH CLIPS			



APÉNDICE 12

Ficha técnica cables solares del sistema aislado

TÜV EN50618 H1Z2Z2-K DC 1.5KV

光伏电力电缆、无卤、阻燃

TÜV EN50618 H1Z2Z2-K DC 1.5KV 1×*mm www.bluesunpv.com

TÜV EN50618 H1Z2Z2-K DC 1.5KV 1×*mm²

TÜV EN50618 H1Z2Z2-K DC 1.5KV 1×*mm²

Advantages

- ◆ E-beam cross-linked compounds
- ◆ High resistance against UV, ozone and hydrolyzation
- ◆ High temperature resistance, materials will not melt or flow
- ◆ Flexibility under cold conditions
- ◆ Long usable life, expected usable life over 25 years
- ◆ Applicable to all common connectors

Application

In a solar power system of rated voltage $U_0=1.5KV$, PV cables are used to connect between solar panels and inverters.

Construction

- ◆ Conductor : Soft tinned annealed copper according to IEC 60228, class 5
- ◆ Insulation : XLPE, flame retardant, halogen free, E-Beam cross-linked compounds
- ◆ Jacket : XLPE, flame retardant, halogen free, E-Beam cross-linked compounds, UV and ozone resistant, black / white marking
- ◆ Jacket color : All the chromatographic

Electrical performance

- ◆ Rated Voltage : $U_0=1.5kV$ DC
- ◆ Test Voltage : 1.6kV AC 5min

Thermal performance

- ◆ Operation temperature : $-40^{\circ}C \sim +120^{\circ}C$
- ◆ Ambient temperature : $-40^{\circ}C \sim +90^{\circ}C$
- ◆ Maximum short circuit temperature : $250^{\circ}C$

Bending radius

- ◆ Fixed setting : $>4 \times \phi$
- ◆ Moves on occasion : $>5 \times \phi$

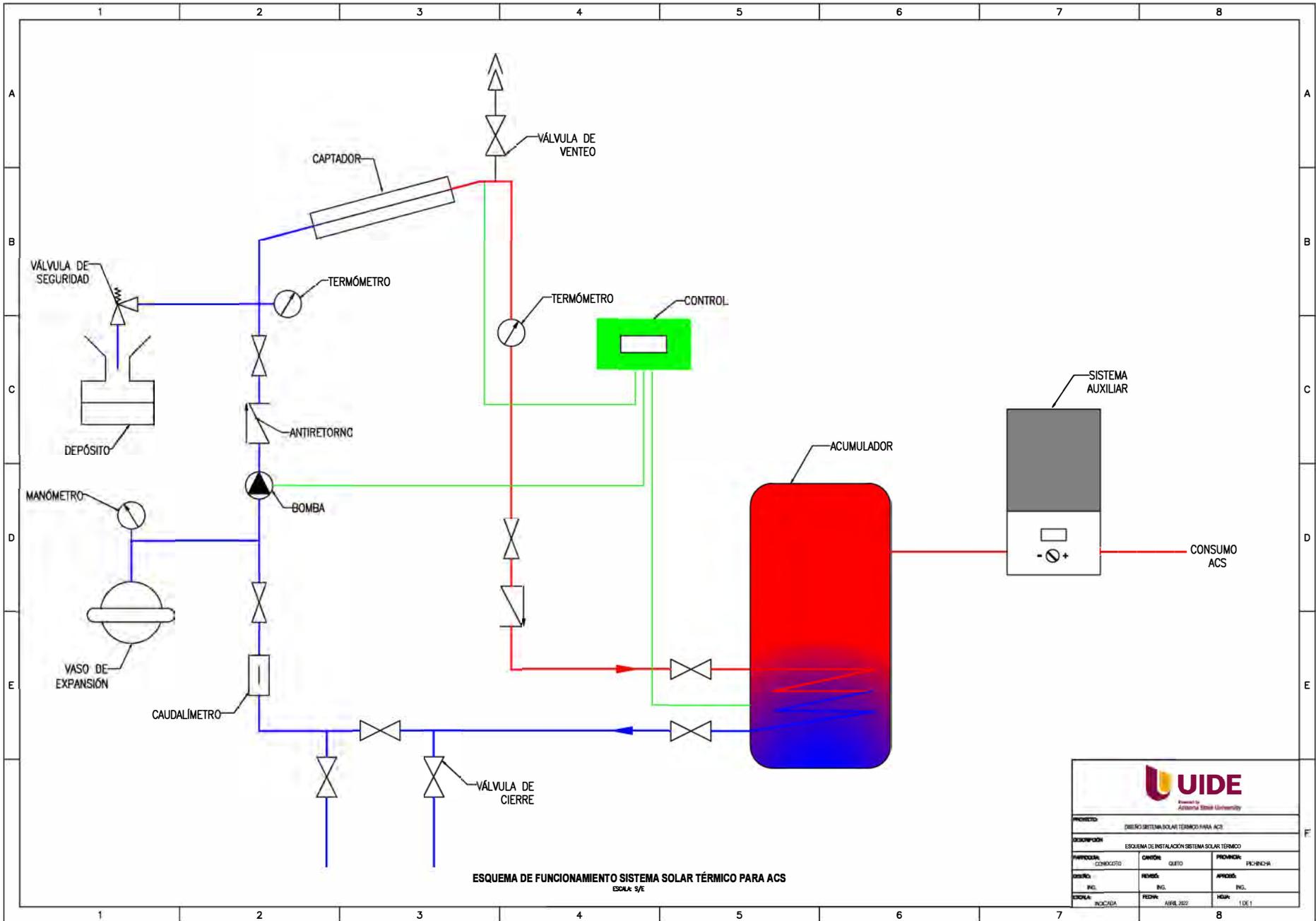
Material characteristics / standard

- ◆ Fireproof performance : EN 60332-1-2
- ◆ Smoke emission : EN 61034-1; EN 61034-2
- ◆ Low fire load : DIN 51900
- ◆ Approval : TÜV EN50618
- ◆ Applied standard: TÜV EN50618

产品序列号	颜色	截面	结构	绝缘厚度	护套厚度	外径	标准最大电阻	实测最大电阻	理论载流量
Article Number	Color	conductor cross-section(mm ²)	N/mm	Insulation Thickness(mm)	Jacket Thickness(mm)	OD.(mm)	Max.mΩ/m	Ca.mΩ/m	Ampacity(A)
FREN01	B/R	1*1.5	30/0.25	0.9	1.1	5.58	13.7	13.7	30
FREN02-2	B/R	1*2.5	49/0.25	0.85	0.9	5.54	8.21	7.5	41
FREN03-4	B/R	1*4.0	56/0.285	0.95	0.8	5.99	5.09	4.85	55
FREN04-3	B/R	1*6.0	77/0.3	1.02	0.9	6.87	3.39	3.28	70
FREN05-2	B/R	1*10.0	80/0.4	0.7	0.8	7.13	1.95	1.75	98
FREN06	B/R	1*16.0	128/0.4	1.1	1	9.42	1.24	1.15	132
FREN07	B/R	1*25.0	196/0.4	1.1	1	11.40	0.795	0.72	176
FREN08	B/R	1*35.0	276/0.4	1.1	1	12.83	0.57	0.52	218

APÉNDICE 13

Esquema de instalación tipo



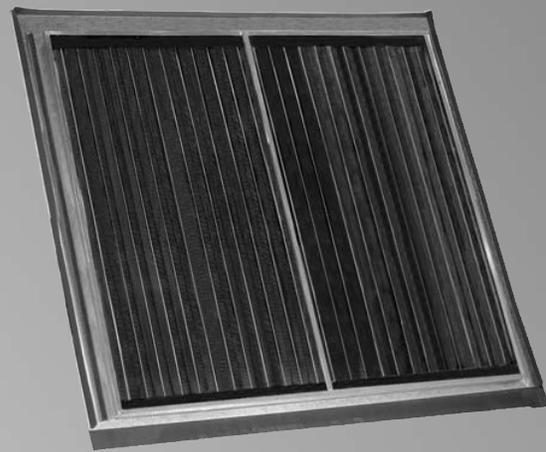
UIDE Escuela de Ingeniería de la Universidad de Iquitos			
PROYECTO: DISEÑO SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS			
DESCRIPCIÓN: ESQUEMA DE INSTALACIÓN SISTEMA SOLAR TÉRMICO			
PROFESOR:	CONDICIÓN:	QUITO:	PROFESOR:
ING. CONDUCITO	ING. QUITO	ING. QUITO	ING. PEREZCHA
ING. PEREZCHA	ING. PEREZCHA	ING. PEREZCHA	ING. PEREZCHA
FECHA:	FECHA:	FECHA:	FECHA:
ING. PEREZCHA	ING. PEREZCHA	ING. PEREZCHA	ING. PEREZCHA
FECHA: ABRIL 2022	FECHA: ABRIL 2022	FECHA: ABRIL 2022	FECHA: ABRIL 2022
HOJA: 1 DE 1	HOJA: 1 DE 1	HOJA: 1 DE 1	HOJA: 1 DE 1

APÉNDICE 14

Especificaciones técnicas captador Viessmann modelo Vitosol 100 tipo S2.5

Datasheet

Part nos. and prices: see price list

File in:
Vitotec folder, register 13Vitosol 100
Type s2.5Vitosol 100
Type 5DI

Vitosol 100

Flat collector
Type s2.5 and w2.5

for vertical or horizontal installation,
for installation on pitched and flat roofs,
for integration into the roof and for freestanding installation

Large area flat collector
type 5DI

for roof integration on pitched roofs with roof tile cover

For heating DHW, for low temperature heating systems and
swimming pool water via a heat exchanger

VITOSOL 100

Type s/w2.5

Benefits at a glance

- Flat solar panel with highly efficient Sol-titanium coating.
- High efficiency through selectively coated absorber, integrated piping and extremely effective insulation.
- Absorber surface area: 2.5 m² for horizontal and vertical installation.
- Short installation times assured by flexible connection pipes. Up to ten collectors can be quickly installed in series using the Viessmann plug-in system.



Vitosol 100 – solar flat collector with sol-titanium coating

VITOSOL 100

Type 5DI

Benefits at a glance

- Large area flat solar collector with highly efficient Sol-titanium coating.
- High efficiency through selectively coated absorber, integrated piping and extremely effective insulation.
- Absorber surface area: 4.76 m²
- Quick installation because of cover frame for roof integration, flexible connecting pipes and lifting eyes fitted to the solar panel.

Tested quality



CE designation in accordance with current EC Directives.



SPF quality seal (quality test by the Solarenergie Prüf- und Forschungsstelle, Rapperswil (Switzerland)).

Meets the requirements of "Blue Angel" certificate of environmental excellence to RAL UZ 73.

Function description

The main component of Vitosol 100 is the Sol-Titanium coated copper absorber. It ensures high absorption of solar radiation and low emission of thermal radiation. A copper pipe through which the heat transfer medium flows is fitted to the absorber.

The heat transfer medium channels the absorber heat via the copper pipe. The absorber is encased in a highly insulated collector housing, which minimises collector heat losses. The high quality thermal insulation provides temperature stability and is free from gas emissions.

The cover comprises a solar glass panel. The glass has a very low iron content, thereby reducing reflection losses.

The collector housing consists of an aluminium frame (recycled aluminium), which is powder-coated on types s/w2.5 (colour: brown RAL 8019) and in a bare metal finish on type 5DI, into which the solar glass is permanently sealed.

Type s/w2.5

Up to ten collectors can be joined to form a single collector array.

For this, the standard delivery includes flexible connection pipes, sealed with O-rings.

A connection kit with clamping ring fittings enables the collector array to be quickly connected to the pipes of the solar circuit.

The collector temperature sensor is installed in the solar circuit flow via a sensor well set.

Type 5DI

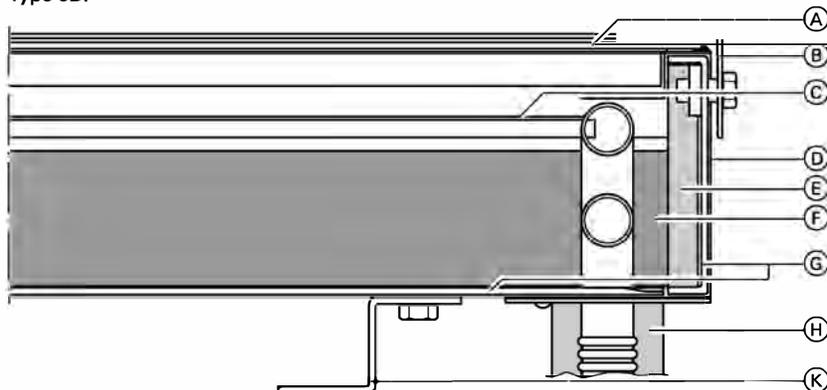
At the back of the collector are flexible, thermally insulated flow and return pipes as well as the sensor well for the collector temperature sensor.

Type s/w2.5



- (A) Continuous profiled seal (vulcanised)
- (B) Solar glass cover, 4 mm thick
- (C) Meander-shaped copper pipe
- (D) Copper absorber
- (E) Melamine resin foam
- (F) Mineral fibre insulating mat
- (G) Aluminium frame sections
- (H) Aluminium-zinc bottom plate

Type 5DI



- (A) Solar glass cover, 4 mm
- (B) Aluminium cover frame
- (C) Copper harp-shaped absorber
- (D) Aluminium housing
- (E) Mineral fibre insulating strip
- (F) Mineral fibre insulating mat
- (G) Reinforcement frame
- (H) Flexible connection pipe with thermal insulation
- (K) Installation hook

Specification

Specification – solar panel Vitosol 100

Type		s2.5	w2.5	5DI
Gross area ^{*1}	m ²	2.71	2.71	5.25
Absorber surface area	m ²	2.50	2.50	4.76
Aperture area ^{*2}	m ²	2.50	2.50	4.92
Dimensions				
Width	mm	1138	2385	2570
Height	mm	2385	1138	2040
Depth	mm	102	102	116
Optical efficiency ^{*3}	%	84	84	84
Heat loss coefficient	k ₁ ^{*3}	W/(m ² · K)	3.36	4.16
	k ₂ ^{*3}	W/(m ² · K ²)	0.013	0.0073
Thermal capacity	kJ/(m ² · K)	6.4	6.4	6.4
Weight	kg	60	60	105
Liquid content (heat transfer medium)	litres	2.2	3.0	4.2
Permissible operating pressure ^{*4}	bar	6	6	6
Max. idle temperature ^{*5}	°C	211	211	185
Connection	∅ mm	22	22	22
Space requirement for flat roof installations	m ²	—	approx. 2.15	—
Requirements of base structure and fixings	Roof design with sufficient ballast to counteract prevailing wind forces			

^{*1}Required when applying for grants.

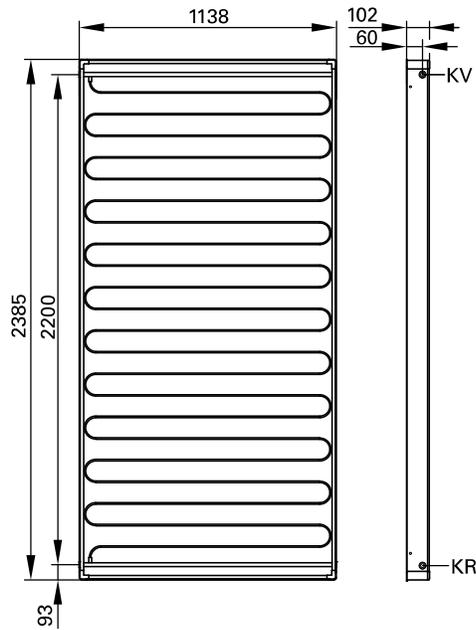
^{*2}Defines the effective collector area, which is decisive when sizing the system.

^{*3}Relative to the absorber surface area.

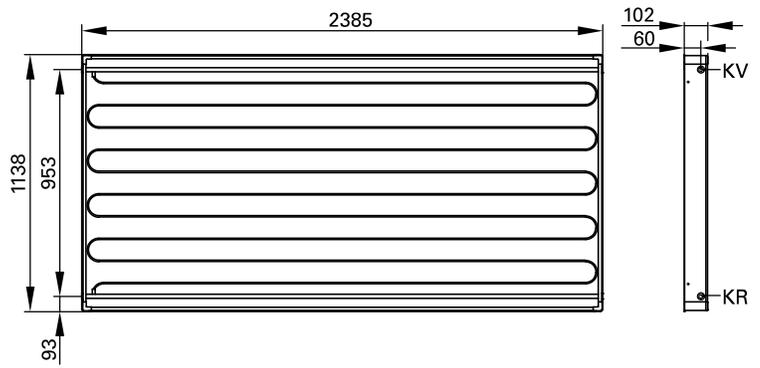
^{*4}The collectors must be pressurised in cold, sealed systems with at least 1.5 bar.

^{*5}The idle temperature is that temperature which occurs at the hottest part of the collector at 1000 W global radiation strength if no heat is drawn off.

Type s2.5

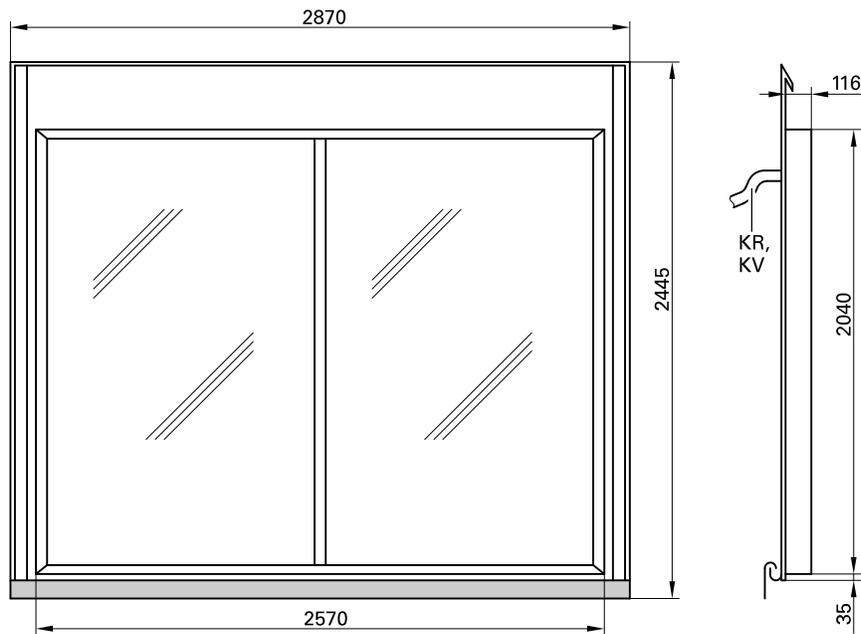


Type w2.5



KR Collector return (inlet)
KV Collector flow (outlet)

Type 5DI



KR Collector return (inlet)
KV Collector flow (outlet)

5822 133 GB

Specification

As delivered condition

Specification – heat transfer medium

Non-toxic liquid for solar heating systems with active anti-corrosion and anti-ageing protection.

Frost protection:	to –28 °C
Specific gravity at +20 °C:	1.032 to 1.035 g/cm ³ to ASTM D 1122
Viscosity at 20 °C:	4.5 to 5.5 mm ² /s to DIN 51562
pH value:	9.0 to 10.5 to ASTM D 1287
Colour:	Transparent, violet fluorescent
Container:	25 or 200 litres in a disposable container

As delivered condition

Vitosol 100, type s/w2.5 is delivered fully assembled and wired.

Vitosol 100, type 5DI is delivered complete with roofing frame, connection pipes and lifting eyes.

Accessories, subject to order, packed separately:

- for type s/w2.5
 - Fixing set with product documentation
 - Connection pipes
 - Connection set
 - Sensor well set
 - Spare part set (assortment of small parts which can get lost during the collector installation)
- For all types
 - Solar-Divicon (pump station for the collector circuit)
 - Solar pump line (for a second pump circuit)
 - Air separator
 - Quick-acting air vent valve with tee and clamping ring fitting
 - Connection pipes
 - Installation kit for connection pipe to the DHW cylinder
 - Solar flow and return pipe
 - Clamping ring fitting (with or without air vent valve)
 - Casing for water connections
 - Cover strip for gaps between collectors
 - Filling valve
 - Solar manual filling pump
 - Solar expansion vessel with shut-off valve
 - Heat transfer medium
 - Frost protection tester

Fixing sets for type s/w2.5

The fixing sets contain components required for the relevant method of installation, such as: Battens, roof hooks, mounting plates, mounting rails, nuts, connecting elements for mounting rails, possibly solar panel supports for higher snow loads or roofing frames and sealing material for roof integration, clamping bolts, screws.

Please note:

Viessmann offers complete solar heating systems with Vitosol 100 (type s2.5) for DHW heating and/or central heating backup (see price list register 13).

Subject to technical modifications.

Viessmann Werke GmbH & Co
D-35107 Allendorf
Tel: +49 6452 70-0
Fax: +49 6452 70-27 80
www.viessmann.de

Viessmann Limited
Hortonwood 30, Telford
Shropshire, TF1 7YP, GB
Tel: +44 1952 675000
Fax: +44 1952 675040
E-mail: info-uk@viessmann.com

Printed on environmentally friendly,
chlorine-free bleached paper

APÉNDICE 15

Especificaciones técnicas calefón ORBIS modelo 315BCO

CARACTERISTICAS TECNICAS

USO CORRECTO

Los calefones ORBIS son artefactos a gas desarrollados para calentar agua. Se instalan en una pared con una chimenea para la evacuación de los gases de combustión, cerca del punto de consumo habitual de agua caliente.

Al utilizar el artefacto, tenga en cuenta las normas de seguridad y medidas de precaución especificadas en el presente manual.

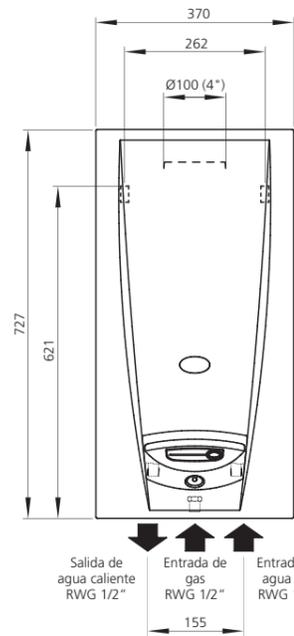
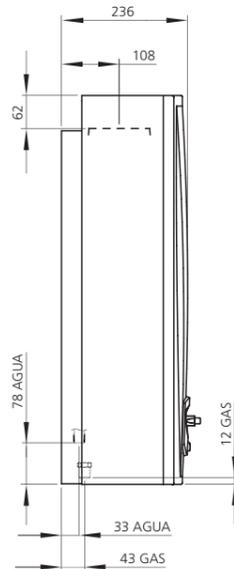


FIG. 1

Medidas en milímetros



Descripción	Unidad	Modelo	
		315BCO	315BHO
Capacidad (T 20K)	L / min	14	14
Tipo de válvula	-	Corredera	Corredera
Tipo de encendido	-	Manual (electrónico)	Manual (fósforo)
Color	-	Blanco	Blanco
Caudal de agua mínimo (*)	L / min	4,0	4,0
Presión de agua máxima	kPa (bar)	450 (4,5)	450 (4,5)
Consumo mínimo	GN	kW (kcal / h)	8,72 (7.500)
	GLP	kW (kcal / h)	9,07 (7.800)
Consumo máximo	GN	kW (kcal / h)	23,24 (19.990)
	GLP	kW (kcal / h)	23,24 (19.990)
Potencia útil	kW (kcal / h)	18,74 (16.120)	18,74 (16.120)
Presión de trabajo	GN	kPa (mm CA)	1,77 (180)
	GLP	kPa (mm CA)	2,74 (280)
Norma	-	NAG 313	NAG 313
Tipo / Categoría	-	B _{11BS} / II _{2H3P}	
Matrícula de aprobación	GN	-	01-0001-04-022
	GLP	-	02-0001-04-025

(*) Medido a la salida del artefacto

INSTALACION

IMPORTANTE:

- Todos los trabajos de instalación deberán efectuarse por un instalador matriculado, y en un todo de acuerdo con lo establecido en las disposiciones y normas mínimas para la ejecución de instalaciones domiciliarias de gas.
- La adaptación para utilizar otro tipo de gas, debe realizarla un instalador o la compañía de suministro de gas.

ATENCION

- Este artefacto debe ser instalado con conductos para la evacuación de gases de la combustión de Ø 100 mm (4").
- Su instalación debe ser realizada por un instalador matriculado.
- Si se destina a **reemplazar** a otro artefacto instalado, verifique previamente su **compatibilidad** con el sistema de **ventilación existente**.
- El cumplimiento de estas indicaciones y un mantenimiento periódico, evitarán **riesgos para la vida** de los ocupantes de la vivienda.

PARA SU SEGURIDAD: No intente localizar pérdidas de gas mediante el uso de llamas de ningún tipo. Sólo hágalo con agua jabonosa: las burbujas indicarán el escape.

MUY IMPORTANTE

- Este artefacto cuenta con un dispositivo de seguridad especial para prevenir accidentes por monóxido de carbono (CO). Dicho dispositivo interrumpirá el funcionamiento del artefacto ante deficiencias en la instalación de los conductos para la extracción de gases de combustión. No obstante, ello no habilita su instalación en baños ni dormitorios, ni evita las exigencias reglamentarias de ventilación del ambiente.
- En ningún caso puede anularse la función del dispositivo de control. Cualquier manipulación de los dispositivos de seguridad, entraña un grave riesgo para la salud, cuyas consecuencias serán responsabilidad de quien la efectuara.

Elección del lugar de montaje

El calefón debe ser montado en un local bien ventilado de al menos 7m³ de volumen usando las medidas según se indican en la figura 2.

Se debe dejar una luz mínima de 20 mm hacia los costados y 400 mm hasta el techo. El calefón debe estar instalado a no menos de 400 mm de otro artefacto que consuma gas.

El compartimento debe contar con una ventilación inferior y superior.

No se podrán instalar calefones en salas de baño.

Forma correcta de instalar un calefón:

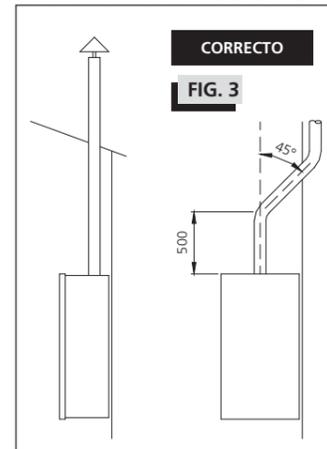


FIG. 3

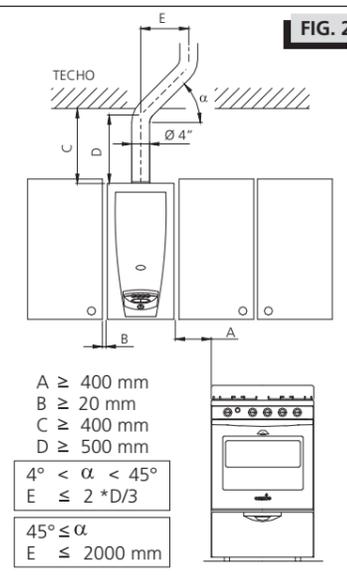
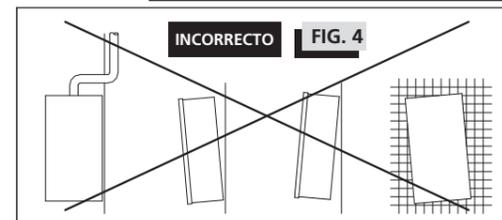


FIG. 2

La instalación se efectúa de la siguiente manera:

1) Retirar el frente del calefón:

Quite primero el tablero de control como indica la figura 5. Para ello tire de él hacia adelante con cierta fuerza. Luego desenrosque los dos tornillos que sujetan el frente a la válvula, y por último quite los dos clips abajo a la derecha e izquierda del artefacto, levántelo y desengánchelo como se indica en la figura 6.

2) Colocar en la pared los ganchos para colgar el artefacto:

Marcar en la pared la posición de los ganchos para colgar el artefacto con las medidas que se indican en la figura 1. Perforar con broca de 8 mm, colocar los tarugos y enroscar los ganchos de pared de manera que la punta en "L" quede mirando hacia arriba.

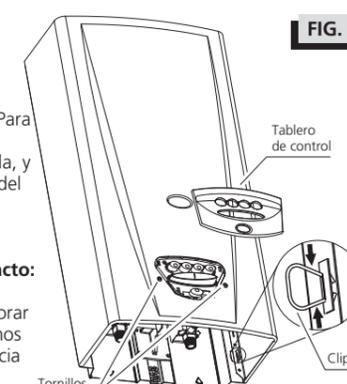


FIG. 5

3) Colgar el artefacto:

Colgar el artefacto de los ganchos colocados en el punto anterior.

4) Conectar la salida de gases a la chimenea:

Conectar la salida de gases del artefacto al conducto de la chimenea. El diámetro del mismo tiene que ser de 100 mm (4").

5) Conectar el agua y el gas:

Conectar el agua y el gas en las conexiones como lo indica la figura 1. La entrada de agua fría está a la derecha y la salida del agua caliente está a la izquierda.

6) Colocar el frente:

Coloque el frente enganchándolo en los ganchos fijación frente, y luego bajándolo hasta enganchar en las aletas donde van los clips. Colocar los clips, atornillar el frente a la válvula con los dos tornillos frontales y colocar el tablero de control clipsándolo a la válvula (figuras 5 y 6)

7) Prueba de funcionamiento:

Ponga en marcha el aparato según las instrucciones de uso.

- Compruebe la estanqueidad en las conexiones de gas y el circuito de agua.
- Compruebe la evacuación correcta de los gases quemados.
- Compruebe el encendido y la forma regular de la llama del quemador principal.
- Compruebe la llama piloto y el buen funcionamiento de los sistemas de seguridad.

Familiarizar a todos los usuarios en el manejo del artefacto.

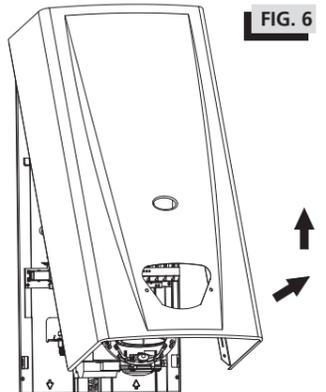


FIG. 6

INSTRUCCIONES DE USO

Antes de la puesta en marcha

Abrir las llaves de paso:

- Abra la llave de paso del gas de la instalación.
- Abra la llave de paso del agua fría.

1) Modelos con encendido electrónico: Desplace el botón/selector **S** hasta la posición piloto **★**, oprímalo hasta hacer tope y simultáneamente pulse el botón de encendido **⏏** hasta que el piloto se encienda.

Suelte el botón de encendido **⏏** y mantenga el botón/selector **S** presionado en posición piloto **★** durante 20/25 segundos.

Si al soltarlo el piloto se apaga, repita la operación.

Modelos con encendido a fósforo: Desplace el botón/selector **S** hasta la posición piloto **★**, oprímalo hasta hacer tope y simultáneamente acerque una llama al piloto a través de la mirilla ubicada en el frente.

Una vez encendido el piloto, mantenga el botón/selector **S** presionado en posición piloto **★** durante 20/25 segundos.

Si al soltarlo el piloto se apaga, repita la operación.

2) Seleccione la temperatura deseada desplazando el botón/selector **S entre las posiciones de mínimo **●** y de máximo **●**.**

Toma de agua caliente:

Abra una canilla de agua caliente y el calefón ORBIS comenzará automáticamente a funcionar. Cuando cierre la canilla se apagará el quemador quedando sólo el piloto encendido.

ATENCIÓN Si el artefacto se apaga transcurrido unos minutos, puede deberse a una falla en los conductos de evacuación. Recuerde que este calefón posee un dispositivo de seguridad que apaga el quemador de gas en caso que los gases de la combustión no sean bien expulsados. En caso de activarse dicho dispositivo cierre la canilla, espere 15 minutos y vuelva a encender el artefacto. Si el problema persiste contacte a un técnico especializado.

Ajustar la temperatura del agua:

Hay varias posibilidades para regular la temperatura del agua caliente. El orden de preferencia es el siguiente:

- Seleccionando la temperatura deseada desplazando el botón/selector **S** entre las posiciones mínimo **●** y máximo **●**. Puede variarse con el calefón en funcionamiento.
- Variando el caudal de agua caliente que pasa por la canilla.
- Variando el paso de agua en la llave a la entrada del calefón.
- Mezclando el agua caliente con la fría (tenga en cuenta que si se excede con la cantidad de agua fría el calefón podría apagarse).

En ningún caso hay peligro de dañar el artefacto.

Apagado total:

Botón/selector en posición **●**.

Apagado con piloto encendido:

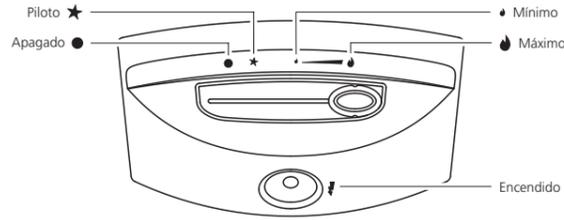
Botón/selector en posición **★**.

Reencendido:

Ante un eventual apagado total del artefacto, espere por lo menos 2 minutos antes de reencenderlo.

FIG. 7

Tablero de control corredera



NOTA: Su Calefón ORBIS está equipado con un dispositivo de seguridad, que corta totalmente el paso de gas, si por cualquier causa se apagara el artefacto

IMPORTANTE: En caso de riesgo de congelamiento vacíe el circuito de agua.

Desconexión del artefacto

Apagar el calefón:

Apague el calefón como se indica en las instrucciones.

Cerrar las llaves de paso:

- Cierre la llave de paso del gas de la instalación.
- Cierre la llave de paso del agua fría.

MANTENIMIENTO

ATENCIÓN:

- Se recomienda efectuar un mantenimiento anual del artefacto.
- Las tareas de mantenimiento deben ser realizadas por un servicio técnico autorizado ORBIS.

Para realizar el mantenimiento según las indicaciones siguientes, es preciso cerrar la llave de paso de agua, vaciar el aparato, cerrar la llave de paso de gas y sacar el frente del artefacto

Limpeza del intercambiador de calor:

Desmontar el intercambiador de calor, asegúrese de no deformar la cámara de combustión.

Si la suciedad es escasa, basta con lavar las lamelas con un chorro fuerte de agua.

Si la suciedad es abundante, se puede emplear también un cepillo suave casero para limpiar las lamelas del intercambiador por arriba y por abajo, sumergiéndolo en un recipiente con agua caliente.

Atención: no aplicar una presión excesiva con el cepillo (hay peligro de deformar las lamelas).

A continuación se realizará un lavado final con chorro de agua.

Si hay suciedad en forma de grasa y aceite, es recomendable emplear agua caliente con un detergente que disuelva las grasas.

Evítese en todo caso el uso de cepillos de alambre u otros cepillos duros de características similares.

Al efectuar la limpieza es posible que se produzca un ligero desgaste de la pintura. Esto no afecta el funcionamiento del intercambiador.

En el montaje y desmontaje del intercambiador, tener cuidado de no deformar la cámara de combustión ni los tubos de conexión. El quemador debe estar en una posición central por debajo de la cámara de combustión.

Descalcificación del intercambiador:

La calidad del agua empleada determina la periodicidad de la descalcificación de las tuberías de agua del aparato. Dicha descalcificación se realiza con la ayuda de un disolvente anticalcáreo comercial. Obsérvese las respectivas instrucciones de uso.

Limpeza del quemador:

Las posibles incrustaciones debidas a la combustión se eliminan con un cepillo de latón. Las tomas de aire, inyectores y la toma de aire del piloto deberán limpiarse con un pincel suave y con aire comprimido.

Si la suciedad es persistente, lavar el quemador con agua jabonosa y enjuagarlo con agua limpia.

Comprobación del funcionamiento de la cámara de agua:

Por lo general, la cámara de agua deberá ser controlada para detectar incrustaciones de sarro en el vástago que abre la válvula de gas. Tiene que moverse libremente sin trabas.

Limpeza del filtro de agua

Si por alguna causa se llega a taponar el filtro de agua en el tubo venturi, desenrosque la sobretuerca a la entrada del calefón como lo indica la figura 8, saque el filtro de agua, límpielo y vuélvalo a colocar. Enrosque nuevamente la sobretuerca cuidando que la junta quede bien posicionada.

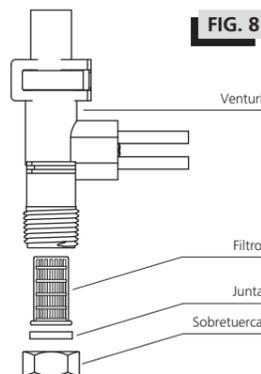


FIG. 8

Repuestos:

Contáctese con los servicios autorizados ORBIS.

Prueba de funcionamiento:

Después de realizar los trabajos de mantenimiento se deberá someter el artefacto a una prueba de funcionamiento:

- Ponga en marcha el aparato según las instrucciones de uso.
 - Compruebe la estanqueidad en las conexiones de gas y el circuito de agua.
 - Compruebe la evacuación correcta de los gases quemados.
 - Compruebe el encendido y la forma regular de la llama del quemador principal.
 - Compruebe la llama piloto y el buen funcionamiento de los sistemas de seguridad.
- Por último coloque el frente como se indica en las figuras 5 y 6.

Averías:

Si se produce una avería en el artefacto, contacte al servicio técnico autorizado de ORBIS.

En ningún caso intervenga o manipule por su cuenta el calefón ORBIS u otras partes de la instalación.

Solución a los problemas más comunes

Antes de llamar al servicio técnico, le aconsejamos verificar las siguientes situaciones. Algunas de ellas pueden ser resueltas por el usuario (ver columna de la derecha de los cuadros: I = Instalador, ST = Servicio Técnico ORBIS Autorizado, U = Usuario).

Problema	Posibles causas	Solución	Realiza
El piloto no permanece prendido o sólo lo hace después de varios intentos. El piloto tiene la llama amarilla.	Piloto sucio	Limpiar con cepillo o soplándolo	
El calefón no enciende	Poca presión de agua	Verificar y corregir	I
	Obstrucción en la cañería de agua	Verificar y limpiar	I
	Filtro tapado	Limpiar	ST
	Intercambiador de calor con sarro	Limpiar y/o descalcificar	ST
Olor a gases quemados	Válvula sólo puesta en piloto	Seleccionar alguna posición entre mínimo y máximo	U
	Mala instalación, tiraje obstruido	Revisar la instalación	I
No calienta bien	Presión de gas insuficiente	Controlar la presión	ST
	Mucha presión de agua	Abrir menos la canilla. Restringir el caudal mediante la llave de paso a la entrada del artefacto	U
El calefón se apaga cuando se abre la canilla	Presión de gas insuficiente	Verificar y corregir	ST
		Verificar cilindro de gas	U
El calefón se apaga luego de unos minutos de uso.	Conducto de salida de gases mal instalado u obstruido.	Corregir instalación. Limpiar.	I



NOTAS:

SERVICIO DE ATENCION AL CLIENTE ORBIS

Estimado cliente: No dude en hacernos llegar sus inquietudes y/o comentarios sobre nuestros productos

A efectos de solicitar información técnica, adquirir repuestos o solicitar Servicio Técnico, puede comunicarse con los siguientes números:

Tel. 4735-5363 / 4735-5375

0800-888-ORBIS (6724)



76H00934C

MANUAL DE INSTALACION, USO Y MANTENIMIENTO.

ORBIS

INDUSTRIA ARGENTINA

CERTIFICADO DE GARANTIA

Calefones de tiraje natural

PARA HACER USO DE ESTA GARANTIA ES IMPRESCINDIBLE LA PRESENTACION DE LA BOLETA DE COMPRA.

CERTIFICAMOS que este artefacto es fabricado por ORBIS MERTIG S.A.I.C.

GARANTIZAMOS su construcción con materiales de primera calidad y sus condiciones de seguridad y funcionamiento, consecuencia de las pruebas a que ha sido sometido en el departamento de Control de Calidad de nuestra planta industrial.

Se fija el término de UN AÑO a contar del día de adquisición del artefacto como tiempo suficiente para que se ponga en evidencia cualquier defecto en la calidad o deficiencia en la fabricación que no se hubiese detectado en las pruebas a que fuera sometido. En este supuesto ORBIS MERTIG S.A.I.C. procederá a reparar sin cargo el artefacto que presente vicios, dentro del plazo establecido, exclusiva y únicamente por intermedio de los Agentes autorizados pertenecientes al Servicio Técnico ORBIS.

VALIDEZ. Esta garantía automáticamente pierde validez si el artefacto fuera intervenido y/o reparado por personas ajenas al Servicio Técnico ORBIS o la falla fuera provocada por el uso indebido, golpes, maltrato, daño intencional o fortuito, o cualquier otra causa no atribuible a la calidad de los materiales utilizados en la fabricación del artefacto, o el desperfecto fuera consecuencia de la incorrecta instalación del mismo; o excesiva presión de gas (Ver Características técnicas).

En el supuesto que el artefacto amparado por esta GARANTIA deba ser reparado, la revisión del artefacto se realizará en el lugar en que se encuentre instalado, dentro de un radio no mayor a 20km. De no ser posible su reparación en el lugar, el mismo deberá ser enviado al Servicio Autorizado más próximo, con fletes y seguro a cargo del fabricante.

La reparación amparada por la presente GARANTIA se realizará dentro de los 30 DIAS contados desde la recepción del pedido de Servicio Técnico.

El fabricante no será responsable de los daños personales y a la propiedad causados por los productos que fabrica, por su uso indebido y/o alteraciones o modificaciones en su función o diseño. Se considera uso indebido, aquel uso que el consumidor efectúe del producto: 1) sin observar las medidas de seguridad indicadas en las especificaciones técnicas, 2) para otra función distinta para la cual fue diseñado, fabricado y adquirido.

Se considerará alteración o modificación del producto cuando alguna persona diferente del fabricante cambia el diseño, construcción, fórmula del producto, o modifica o remueve advertencias o instrucciones que acompañan al producto. Alteración o modificación del producto incluye la falta de cumplimiento del rutinario mantenimiento y cuidado del producto especificado en la garantía.



ORBIS

ORBIS MERTIG S.A.I.C.
Yerbal 1200,
(B1607AHH) Villa Adelina.
Pcia. de Buenos Aires.
Tel.: 54-11 4735-5300

0800-888-ORBIS (6724)

APÉNDICE 16

Especificaciones técnicas interacumulador Viessmann modelo Vitosol 100-V

Datos técnicos

Nº de pedido y precios: Consultar Lista de precios



VITOCCELL 100-V Modelo CVA/CVAA/ CVAA-A

Interacumulador de A.C.S. vertical
de acero con esmaltado de dos capas Ceraprotect

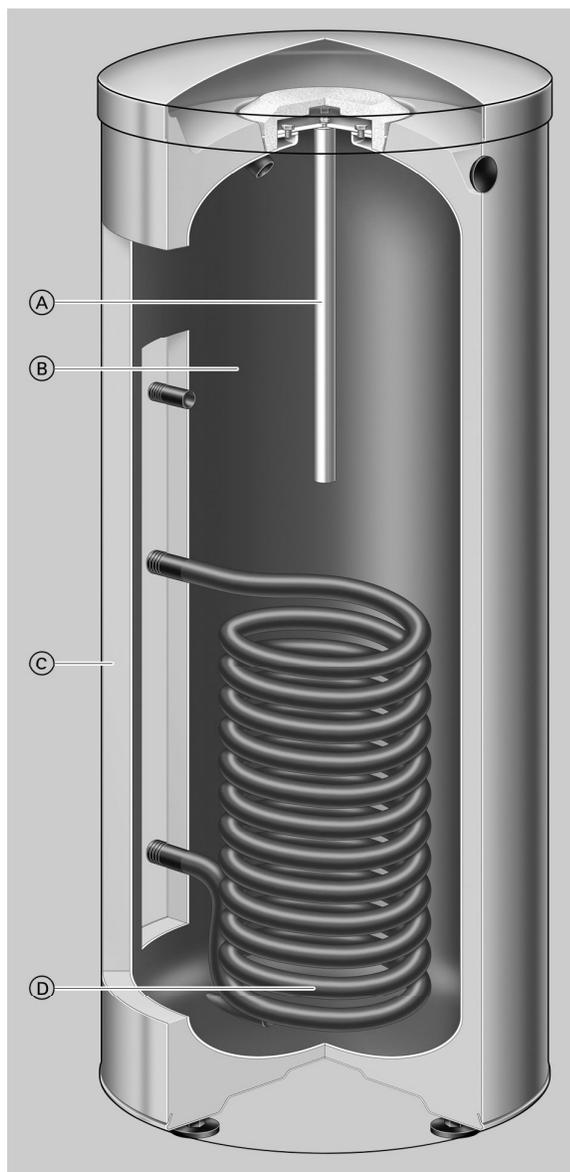
Información sobre el producto

La solución "de suelo" para la producción económica de A.C.S. El Vitocell100-V está disponible en vertical con hasta 950 litros de volumen de agua.

Resumen de las ventajas

- Depósito de acumulación de acero resistente a la corrosión con esmaltado de dos capas Ceraprotect
- Protección catódica adicional mediante ánodo de magnesio; ánodo de corriente inducida suministrable como accesorio
- Calentamiento de todo el volumen de agua a través del serpentín que llega hasta el fondo del interacumulador
- Gran confort de A.C.S. gracias al calentamiento rápido y uniforme mediante un serpentín de grandes dimensiones
- Utilizable universalmente – en caso de un gran consumo de A.C.S., se pueden combinar varios interacumuladores de A.C.S. Vitocell 100-V mediante colectores para formar baterías de interacumuladores.
- A solicitud se puede suministrar o reequipar una resistencia eléctrica de apoyo (a partir de 300 litros de capacidad).
- Para facilitar la introducción, Vitocell 100-V a partir de 500 litros de capacidad dispone de un aislamiento térmico desmontable.
- El interacumulador de A.C.S. Vitocell 100-V, modelo CVAA-A con 160 y 200 l de capacidad está equipado con un aislamiento térmico de vacío para pérdidas de calor reducidas.

Vitocell 100-V, modelo CVA



- Ⓐ Ánodo de magnesio o de corriente inducida
- Ⓑ Depósito de acumulación de acero con esmaltado de dos capas Ceraprotect
- Ⓒ Aislamiento térmico completo de alta eficacia
- Ⓓ Calentamiento de todo el volumen de agua a través del serpentín que llega hasta el fondo del interacumulador

Datos técnicos

Para la producción de A.C.S. en combinación con calderas y sistemas centralizados de calefacción, opcionalmente con resistencia de apoyo como accesorio para el interacumulador de A.C.S. con 300 y 500 l de capacidad.

- Presión de servicio del **circuito primario de caldera hasta 25 bar (2,5 MPa)**
- Presión de servicio del **circuito secundario de A.C.S. hasta 10 bar (1,0 MPa)**

Adecuado para las siguientes instalaciones:

- Temperatura de A.C.S. hasta **95 °C**
- Temperatura de impulsión del agua de calefacción hasta **160 °C**

Datos técnicos

Modelo			CVAA-A/CVA		CVAA	CVA	CVAA	
Capacidad del interacumulador			160	200	300	500	750	950
Número de registro DIN			9W241/11-13 MC/E				solicitado	
Producción continua con una producción de A.C.S. de 10 a 45 °C y una temperatura de impulsión del agua de calefacción de ... para los caudales volumétricos de agua de calefacción que se indican abajo	90 °C	kW	40	40	53	70	109	116
		l/h	982	982	1302	1720	2670	2861
	80 °C	kW	32	32	44	58	91	98
		l/h	786	786	1081	1425	2236	2398
	70 °C	kW	25	25	33	45	73	78
		l/h	614	614	811	1106	1794	1926
Producción continua con una producción de A.C.S. de 10 a 60 °C y una temperatura de impulsión del agua de calefacción de ... para los caudales volumétricos de agua de calefacción que se indican abajo	60 °C	kW	17	17	23	32	54	58
		l/h	417	417	565	786	1332	1433
	50 °C	kW	9	9	18	24	33	35
		l/h	221	221	442	589	805	869
	90 °C	kW	36	36	45	53	94	101
		l/h	619	619	774	911	1613	1732
Caudal volumétrico de agua de calefacción para los valores de producción continua indicados	80 °C	kW	28	28	34	44	75	80
		l/h	482	482	584	756	1284	1381
	70 °C	kW	19	19	23	33	54	58
	l/h	327	327	395	567	923	995	
Caudal volumétrico de agua de calefacción para los valores de producción continua indicados	m ³ /h		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Consumo por disposición	kWh/24 h		0,97/1,35	1,04/1,46	1,65	1,95	2,28	2,48
Dimensiones								
Longitud (∅)								
– con aislamiento térmico	a	mm	581	581	667	859	1062	1062
– sin aislamiento térmico		mm	—	—	—	650	790	790
Anchura								
– con aislamiento térmico	b	mm	605	605	744	923	1110	1110
– sin aislamiento térmico		mm	—	—	—	837	1005	1005
Altura								
– con aislamiento térmico	c	mm	1189	1409	1734	1948	1897	2197
– sin aislamiento térmico		mm	—	—	—	1844	1817	2123
Medida de inclinación								
– con aislamiento térmico		mm	1260	1460	1825	—	—	—
– sin aislamiento térmico		mm	—	—	—	1860	1980	2286
Peso total con aislamiento térmico	kg		86	97	156	181	301	363
Volumen de agua de calefacción	l		5,5	5,5	10,0	12,5	29,7	33,1
Superficie de transmisión	m ²		1,0	1,0	1,5	1,9	3,5	3,9
Conexiones (roscas exteriores)								
Impulsión y retorno del agua de calefacción	R		1	1	1	1	1½	1½
Agua fría, agua caliente	R		¾	¾	1	1¼	1¼	1¼
Recirculación	R		¾	¾	1	1	1¼	1¼
Clase de eficiencia energética			A/B	A/B	B	B	—	—

Indicación sobre la producción continua

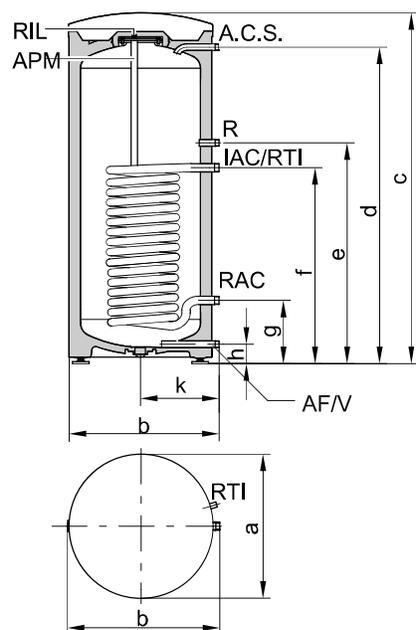
En la planificación con la potencia constante indicada o calculada, incluir la bomba de circulación correspondiente. La producción continua indicada solo se alcanzará si la potencia térmica útil de la caldera es \geq que la de producción continua.

Indicación

Hasta 300 l de capacidad del interacumulador también disponible como VitoCell 100-W en color blanco.

Datos técnicos (continuación)

Vitocell 100-V, modelo CVA/CVAA-A, de 160 a 200 litros de capacidad



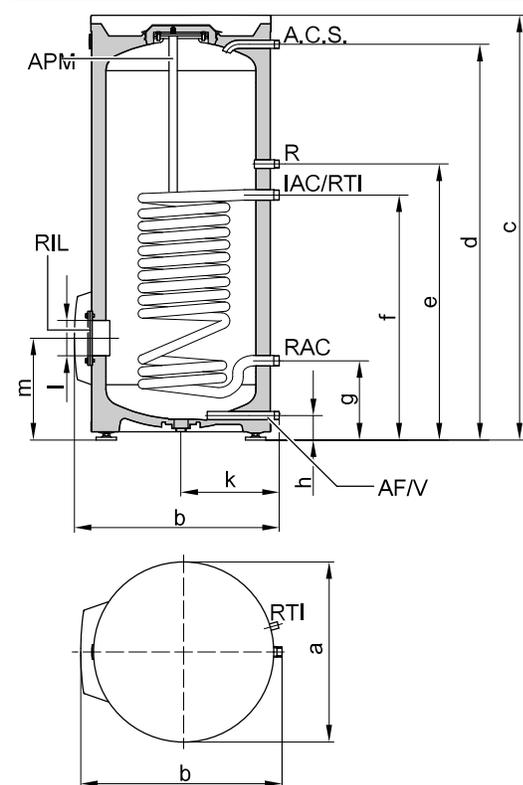
- RAC Retorno del agua de calefacción
- IAC Impulsión del agua de calefacción
- AF Agua fría
- RTI Sonda de temperatura de la regulación de la temperatura del interacumulador o regulador de temperatura (diámetro interior de la vaina de inmersión 16 mm)
- APM Ánodo de magnesio
- A.C.S. Agua caliente sanitaria
- R Recirculación

Tabla de dimensiones

Capacidad del interacumulador	l	160	200	
Longitud (∅)	a	mm	581	581
Anchura	b	mm	605	605
Altura	c	mm	1189	1409
	d	mm	1050	1270
	e	mm	884	884
	f	mm	634	634
	g	mm	249	249
	h	mm	72	72
	k	mm	317	317

- RI Registro de inspección y limpieza
- V Vaciado

Vitocell 100-V, modelo CVAA, 300 l de capacidad



- RAC Retorno del agua de calefacción
- IAC Impulsión del agua de calefacción
- AF Agua fría
- RTI Sonda de temperatura de la regulación de la temperatura del interacumulador o regulador de temperatura (diámetro interior de la vaina de inmersión 16 mm)
- APM Ánodo de magnesio
- A.C.S. Agua caliente sanitaria
- R Recirculación

Tabla de dimensiones

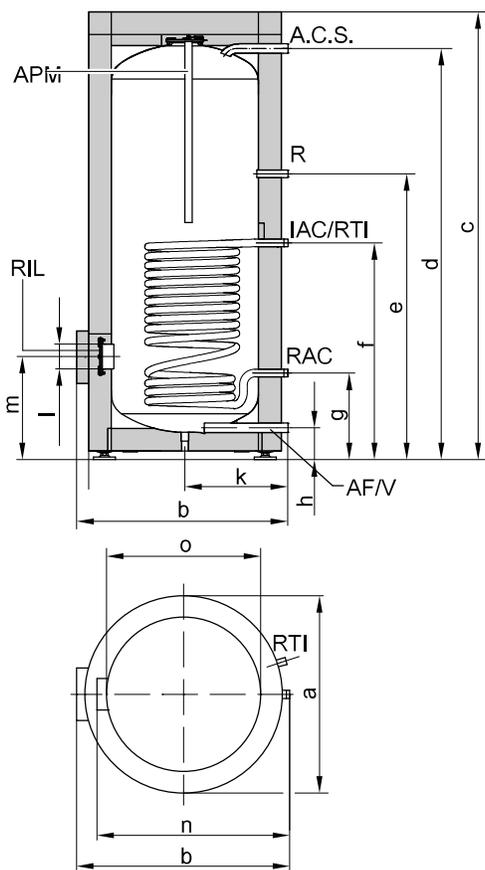
Capacidad del interacumulador	l	300	
Longitud (∅)	a	mm	667
Anchura	b	mm	744
Altura	c	mm	1734
	d	mm	1600
	e	mm	1115
	f	mm	875
	g	mm	260
	h	mm	76
	k	mm	361
	l	mm	∅ 100
	m	mm	333

5728 562 ES

- RI Registro de inspección y limpieza
- V Vaciado

Datos técnicos (continuación)

Vitocell 100-V, modelo CVA, 500 l de capacidad



RAC Retorno del agua de calefacción
 IAC Impulsión del agua de calefacción
 AF Agua fría
 RTI Sonda de temperatura de la regulación de la temperatura del interacumulador o regulador de temperatura (diámetro interior de la vaina de inmersión 16 mm)
 APM Ánodo de magnesio
 A.C.S. Agua caliente sanitaria
 R Recirculación

Tabla de dimensiones

Capacidad del interacumulador	I		500
Longitud (∅)	a	mm	859
Anchura	b	mm	923
Altura	c	mm	1948
	d	mm	1784
	e	mm	1230
	f	mm	924
	g	mm	349
	h	mm	107
	k	mm	455
	l	mm	∅ 100
	m	mm	422
Sin aislamiento térmico	n	mm	837
Sin aislamiento térmico	o	mm	∅ 650

RI Registro de inspección y limpieza
 V Vaciado

APÉNDICE 17

Especificaciones técnicas captador Viessmann modelo Vitosol 200-TM
tubos de vacío

Datos técnicos

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

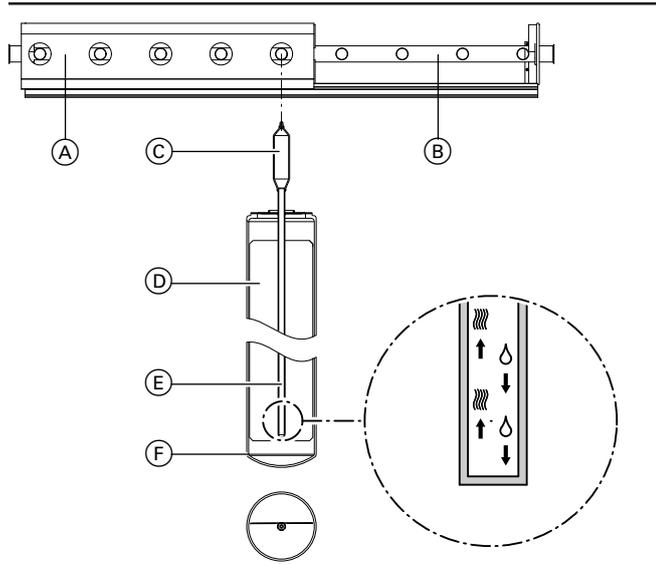


VITOSOL 200-TM Modelo SPEA

Colector de tubos de vacío

Para calentamiento de agua sanitaria, de agua de calefacción y de piscinas mediante un intercambiador de calor y para generación de calor de procesos.
Para el montaje horizontal.

Descripción del producto



- (A) Cuerpo de aluminio
- (B) Intercambiador de calor
- (C) Condensador
- (D) Absorbedor
- (E) Tubo de calor (Heatpipe)
- (F) Tubos de vidrio al vacío

Existen las siguientes versiones de colectores de tubos de vacío Vitosol 200-TM, modelo SPEA:

- 1,63 m² con 9 tubos de vacío
- 3,26 m² con 18 tubos de vacío

El Vitosol 200-TM, modelo SPEA se puede montar en cubiertas planas.

En todos los tubos de vacío se encuentra integrado un absorbedor de metal con recubrimiento altamente selectivo. El absorbedor de metal garantiza una elevada absorción de la radiación solar y una reducida emisión de radiación térmica.

En el absorbedor se ha instalado un tubo de calor lleno de líquido de evaporación. El tubo de calor está conectado al condensador. Este se introduce en un intercambiador de calor de cobre.

Se trata de la denominada "unión seca", que permite sustituir tubos de vacío incluso cuando la instalación esté llena y bajo presión.

El absorbedor transmite el calor al tubo de calor. De este modo, el líquido se evapora. El vapor asciende al condensador. A través del intercambiador de calor con colector de cobre, en el que se encuentra el condensador, el calor se transmite al medio portador de calor. Esto provoca la condensación del vapor. Los condensados vuelven a bajar al tubo de calor y el proceso se repite.

Para garantizar la recirculación del líquido de evaporación en el intercambiador de calor, el ángulo de inclinación debe ser superior a cero. Este ángulo mínimo entre el condensador y el final del tubo de calor, lo proporcionan las piezas de montaje y no es superior a 3°.

Girando axialmente los tubos de vacío, los absorbedores se pueden orientar de forma óptima hacia el sol. Los tubos de vacío se pueden girar 45° para no proyectar sombra sobre las superficies de absorción.

Se pueden ensamblar hasta 20 m² de superficie de absorción en una batería de colectores. Para este fin se suministran tubos de unión flexibles y termoaislantes, hermetizados con juntas tóricas.

Un juego de conexión con uniones por anillos de presión permite conectar de forma sencilla la batería de colectores a las tuberías del circuito de energía solar. El juego de conexión está disponible con o sin vaina de inmersión. La sonda de temperatura del colector se monta en la vaina de inmersión del juego de conexión.

Los colectores también pueden utilizarse en zonas cercanas a la costa.

Ventajas

- Colector de tubos de vacío según el principio Heatpipe altamente eficaz con autolimitación de temperatura ThermProtect para una gran seguridad de funcionamiento
- Superficie de absorción integrada en los tubos de vacío provista de un recubrimiento altamente selectivo y resistente a la suciedad
- Eficaz transmisión de calor gracias a los condensadores completamente rodeados por el intercambiador
- Orientación óptima de los tubos de vacío giratorios hacia el sol para aprovechar al máximo la energía
- Unión seca, que permite montar o sustituir tubos incluso cuando la instalación está llena
- El aislamiento térmico altamente eficaz de la caja de conexiones reduce al mínimo las pérdidas de calor
- Montaje sencillo gracias a los sistemas de montaje y de conexión de Viessmann



Datos técnicos

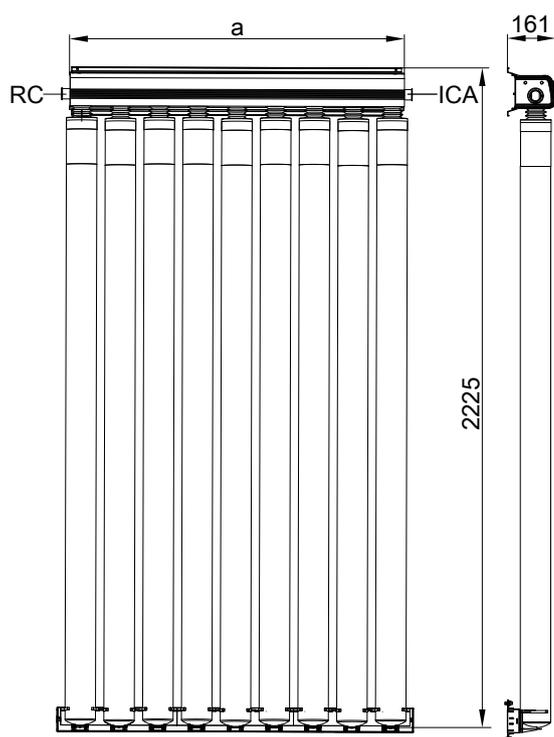
Datos técnicos

Modelo SPEA		1,63 m²	3,26 m²
Número de tubos		9	18
Superficie bruta (dato necesario a la hora de solicitar subvenciones)	m ²	2,69	5,3
Superficie de absorción	m ²	1,63	3,26
Dimensiones			
Anchura a		1173	2343
Anchura	mm	1194	2364
Altura	mm	2244	2244
Profundidad	mm	160	160
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:			
– Rendimiento óptico	%	73,9	72,3
– Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	1,74	1,554
– Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,004	0,006
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie total:			
– Rendimiento óptico	%	48,1	47,2
– Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	1,188	1,014
– Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,003	0,004
Capacidad térmica	kJ/(m ² · K)	3,53	3,58
Peso	kg	64	129
Volumen de líquido (medio portador de calor)	Litros	0,85	1,72
Presión de servicio admisible	bar/MPa	6/0,6	6/0,6
Temperatura máx. de inactividad	°C	190	190
Capacidad de producción de vapor	W/m ²	60	60
Conexión	Ø mm	22	22

Datos técnicos para determinar la clase de eficiencia energética (etiqueta ErP)

Modelo SPEA		1,63 m²	3,26 m²
Superficie total:	m ²	2,67	3,46
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:			
– Rendimiento del colector η_{col} , con una diferencia de temperatura de 40 K	%	42	43
– Rendimiento óptico	%	0,476	0,473
– Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	1,19	1,01
– Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,003	0,004
Factor de corrección de ángulo IAM		1,02	1,03

Datos técnicos (continuación)



Indicación

Utilizar un juego de fijación distinto en función de la carga de nieve.
Consultar la Lista de precios.

RC Retorno del colector (entrada)
ICA Impulsión del colector (salida)

Calidad comprobada

Calidad probada

Los colectores cumplen los requisitos de la insignia de protección del medio ambiente "Ángel Azul" según RAL UZ 73.
Comprobado de acuerdo con Solar-KEYMARK según EN 12975 o ISO 9806.

 Homologación CE conforme a las Directivas de la CE vigentes.

APÉNDICE 18

Cálculo del tiempo simple de inversión colectores planos

RETORNO DE INVERSIÓN CON GLP SUBVENCIONADO																
RUBROS	AÑO															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13	14	15
EGRESOS																
Coste de la instalación \$	4,875.00															
Tax 12%	585.00															
Mantenimiento \$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52
Total egresos anuales	-5,535.52	-75.52														
INGRESOS																
Energía ahorro \$	60.11	60.65	61.19	61.74	62.29	62.84	63.40	63.97	64.54	65.11	65.69	66.28	66.87	67.46	68.06	68.67
RETORNO DE INVERSIÓN																
Ingresos menos egresos	-5,475.40	-5,490.27	-5,504.60	-5,518.38	-5,531.61	-5,544.28	-5,556.40	-5,567.95	-5,578.93	-5,589.34	-5,599.17	-5,608.41	-5,617.06	-5,625.11	-5,632.57	-5,639.41
Retorno simple de inversión	92.08	90.52	89.96	89.39	88.81	88.23	87.64	87.05	86.45	85.84	85.23	84.62	84.00	83.38	82.75	82.12
PRODUCCIÓN Y TARIFA																
Energía kWh	6,839.00	6,797.97	6,757.18	6,716.64	6,676.34	6,636.28	6,596.46	6,556.88	6,517.54	6,478.43	6,439.56	6,400.93	6,362.52	6,324.35	6,286.40	6,248.68
Precio tarifa \$/kWh	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	0.01	0.01
Ahorro en energía	60.11	60.65	61.19	61.74	62.29	62.84	63.40	63.97	64.54	65.11	65.69	66.28	66.87	67.46	68.06	68.67

RETORNO DE INVERSIÓN CON GLP SUBVENCIONADO PARA FUNCIONAMIENTO DE SISTEMA AUXILIAR DE ENERGÍA Y SIN SUBVENCIONAR EN EL CÁLCULO DE AHORRO GENERADO																
RUBROS	AÑO															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13	14	15
EGRESOS																
Coste de la instalación \$	4,875.00															
Tax 12%	585.00															
Mantenimiento \$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52
Total egresos anuales	-5,535.52	-75.52														
INGRESOS																
Energía ahorro \$	707.15	717.76	728.53	739.45	750.55	761.80	773.23	784.83	796.60	808.55	820.68	832.99	845.48	858.17	871.04	884.10
RETORNO DE INVERSIÓN																
Ingresos menos egresos	-4,828.36	-4,186.12	-3,533.11	-2,869.18	-2,194.15	-1,507.86	-810.15	-100.83	620.25	1,353.28	2,098.45	2,855.92	3,625.89	4,408.53	5,204.06	6,012.64
Retorno simple de inversión	7.83	5.83	4.85	3.88	2.92	1.98	1.05	0.13	-0.78	-1.67	-2.56	-3.43	-4.29	-5.14	-5.97	-6.80
PRODUCCIÓN Y TARIFA																
Energía kWh	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00
Precio tarifa \$/kWh	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	0.13	0.13
Ahorro en energía	707.15	717.76	728.53	739.45	750.55	761.80	773.23	784.83	796.60	808.55	820.68	832.99	845.48	858.17	871.04	884.10

RETORNO DE INVERSIÓN CON GLP SIN SUBVENCIONAR																
RUBROS	AÑO															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13	14	15
EGRESOS																
Coste de la instalación \$	4,875.00															
Tax 12%	585.00															
Mantenimiento \$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17
Total egresos anuales	-5,810.17	-350.17														
INGRESOS																
Energía ahorro \$	707.15	717.76	728.53	739.45	750.55	761.80	773.23	784.83	796.60	808.55	820.68	832.99	845.48	858.17	871.04	884.10
RETORNO DE INVERSIÓN																
Ingresos menos egresos	-5,103.02	-4,735.43	-4,357.07	-3,967.79	-3,567.41	-3,155.78	-2,732.72	-2,298.06	-1,851.63	-1,393.24	-922.74	-439.92	55.40	563.40	1,084.26	1,618.20
Retorno simple de inversión	8.22	6.60	5.98	5.37	4.75	4.14	3.53	2.93	2.32	1.72	1.12	0.53	0.07	0.66	1.24	1.83
PRODUCCIÓN Y TARIFA																
Energía kWh	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00	6,839.00
Precio tarifa \$/kWh	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	0.13	0.13
Ahorro en energía	707.15	717.76	728.53	739.45	750.55	761.80	773.23	784.83	796.60	808.55	820.68	832.99	845.48	858.17	871.04	884.10

APÉNDICE 19

Cálculo del tiempo simple de inversión colector de tubos de vacío

RETORNO DE INVERSIÓN CON GLP SUBVENCIONADO																
RUBROS	AÑO															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
EGRESOS																
Coste de la instalación \$	6,520.00															
Tax 12%	782.40															
Mantenimiento \$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52
Total egresos anuales	-7,377.92	-75.52														
INGRESOS																
Energía ahorro \$	54.16	54.98	55.80	56.64	57.49	58.35	59.23	60.11	61.02	61.93	62.86	63.80	64.76	65.73	66.72	67.72
RETORNO DE INVERSIÓN																
Ingresos menos egresos	-7,323.75	-7,344.29	-7,364.01	-7,382.89	-7,400.92	-7,418.09	-7,434.38	-7,449.78	-7,464.28	-7,477.87	-7,490.53	-7,502.24	-7,513.00	-7,522.79	-7,531.59	-7,539.39
Retorno simple de inversión	136.21	133.59	131.97	130.35	128.74	127.13	125.53	123.93	122.33	120.75	119.16	117.59	116.01	114.45	112.89	111.34
PRODUCCIÓN Y TARIFA																
Energía kWh	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00
Precio tarifa \$/kWh	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	0.01	0.01
Ahorro en energía	54.16	54.98	55.80	56.64	57.49	58.35	59.23	60.11	61.02	61.93	62.86	63.80	64.76	65.73	66.72	67.72

RETORNO DE INVERSIÓN CON GLP SUBVENCIONADO PARA FUNCIONAMIENTO DE SISTEMA AUXILIAR DE ENERGÍA Y SIN SUBVENCIONAR EN EL CÁLCULO DE AHORRO GENERADO																
RUBROS	AÑO															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
EGRESOS																
Coste de la instalación \$	6,520.00															
Tax 12%	782.40															
Mantenimiento \$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52	25.52
Total egresos anuales	-7,377.92	-75.52														
INGRESOS																
Energía ahorro \$	637.15	646.71	656.41	666.25	676.25	686.39	696.69	707.14	717.75	728.51	739.44	750.53	761.79	773.22	784.81	796.59
RETORNO DE INVERSIÓN																
Ingresos menos egresos	-6,740.77	-6,169.58	-5,588.68	-4,997.95	-4,397.22	-3,786.34	-3,165.17	-2,533.55	-1,891.32	-1,238.33	-574.40	100.61	786.88	1,484.58	2,193.88	2,914.95
Retorno simple de inversión	11.58	9.54	8.51	7.50	6.50	5.52	4.54	3.58	2.64	1.70	0.78	-0.13	-1.03	-1.92	-2.80	-3.66
PRODUCCIÓN Y TARIFA																
Energía kWh	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00
Precio tarifa \$/kWh	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	0.13	0.13
Ahorro en energía	637.15	646.71	656.41	666.25	676.25	686.39	696.69	707.14	717.75	728.51	739.44	750.53	761.79	773.22	784.81	796.59

RETORNO DE INVERSIÓN CON GLP SIN SUBVENCIONAR																				
RUBROS	AÑO																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
EGRESOS																				
Coste de la instalación \$	6,520.00																			
Tax 12%	782.40																			
Mantenimiento \$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Funcionamiento sistema auxiliar \$	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17	300.17
Total egresos anuales	-7,652.57	-350.17																		
INGRESOS																				
Energía ahorro \$	637.15	646.71	656.41	666.25	676.25	686.39	696.69	707.14	717.75	728.51	739.44	750.53	761.79	773.22	784.81	796.59	808.54	820.66	832.97	845.47
RETORNO DE INVERSIÓN																				
Ingresos menos egresos	-7,015.42	-6,718.88	-6,412.64	-6,096.56	-5,770.48	-5,434.26	-5,087.74	-4,730.77	-4,363.20	-3,984.85	-3,595.59	-3,195.22	-2,783.61	-2,360.56	-1,925.92	-1,479.50	-1,021.13	-550.64	-67.84	427.46
Retorno simple de inversión	12.01	10.39	9.77	9.15	8.53	7.92	7.30	6.69	6.08	5.47	4.86	4.26	-3.65	-3.05	-2.45	-1.86	1.26	0.67	0.08	-0.51
PRODUCCIÓN Y TARIFA																				
Energía kWh	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00	6,162.00
Precio tarifa \$/kWh	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	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14
Ahorro en energía	637.15	646.71	656.41	666.25	676.25	686.39	696.69	707.14	717.75	728.51	739.44	750.53	761.79	773.22	784.81	796.59	808.54	820.66	832.97	845.47

APÉNDICE 20

Diagrama unifilar sistema solar térmico para ACS y calefacción, y
ubicación de equipos en sala de lavandería

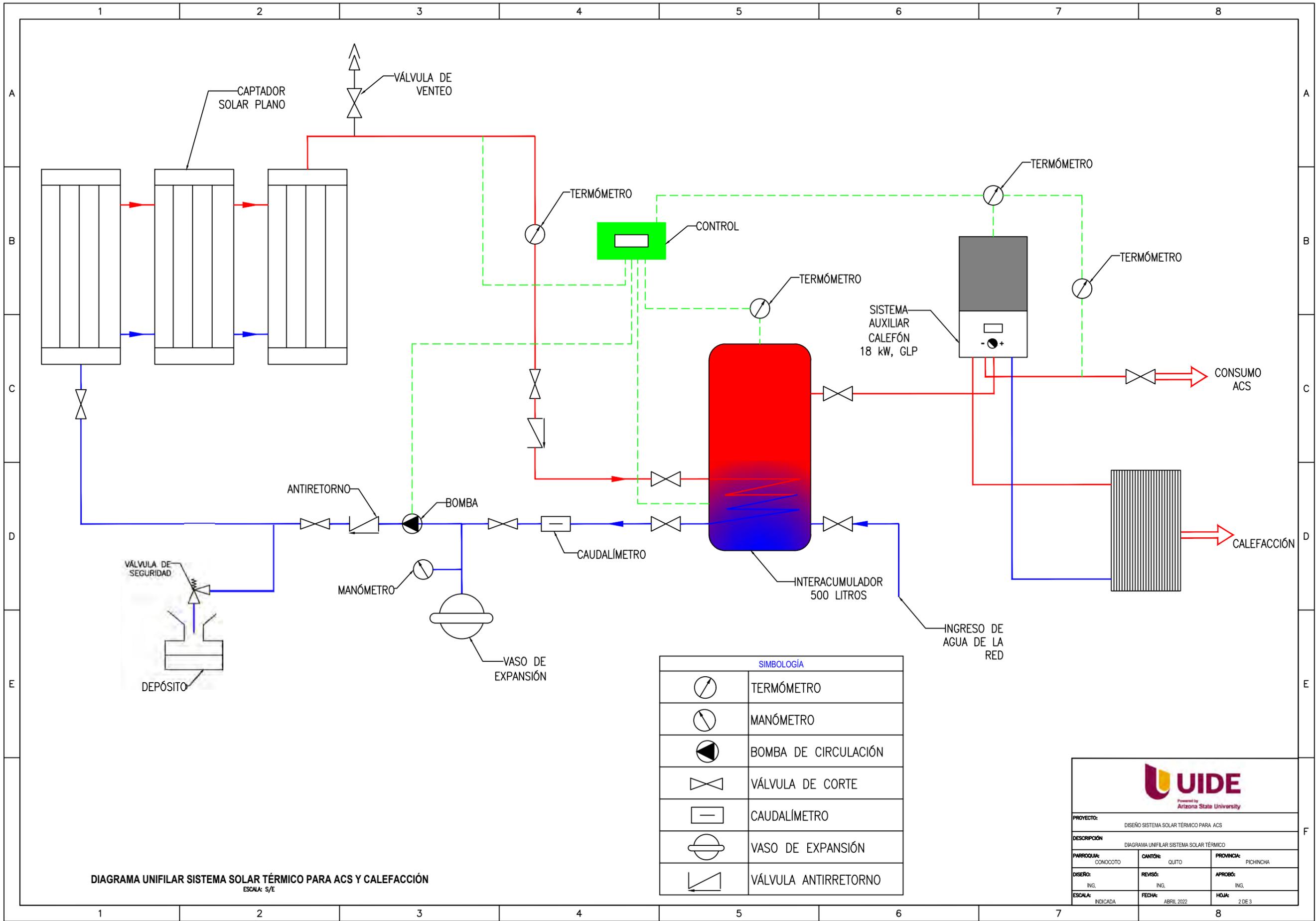


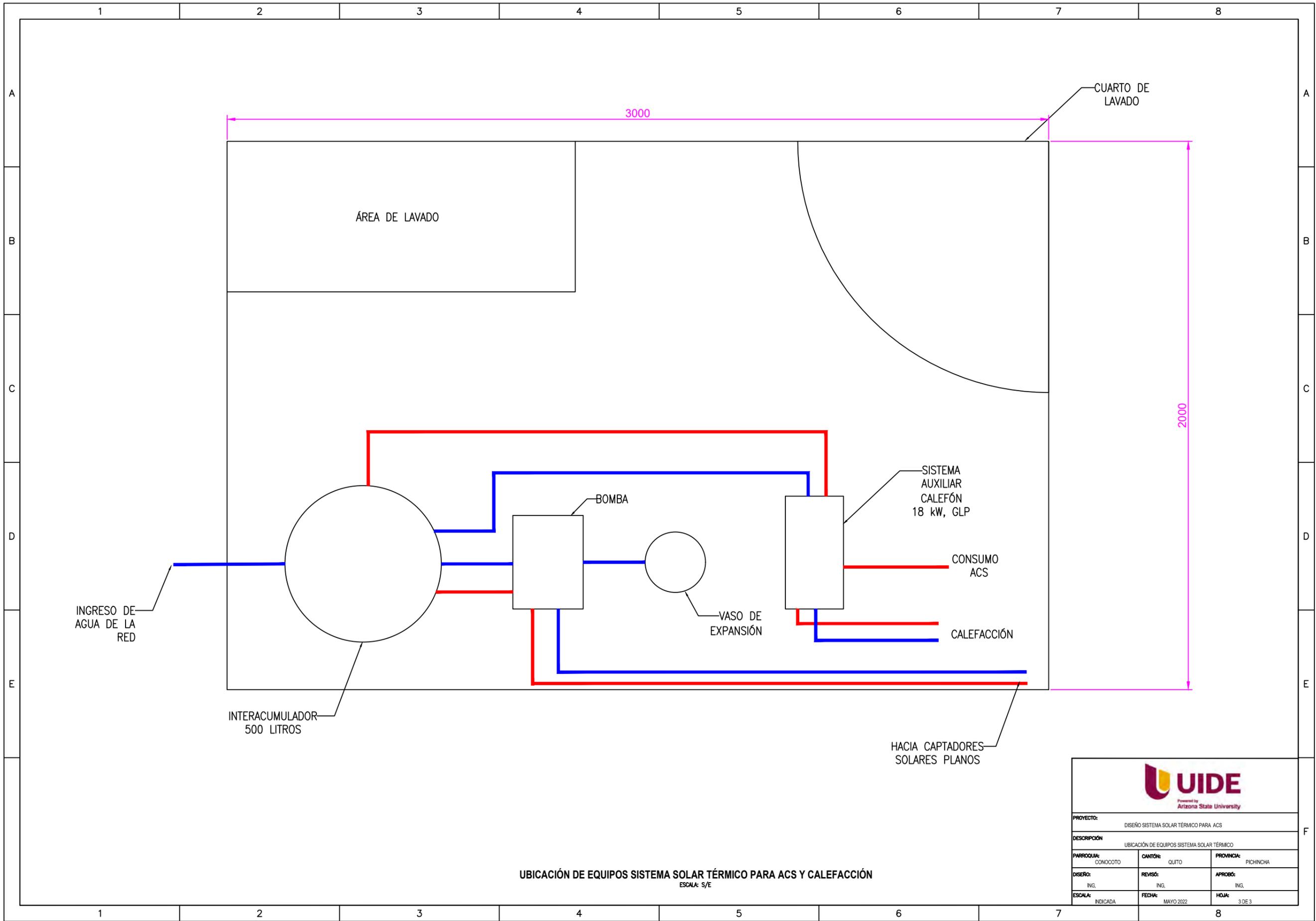
DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS Y CALEFACCIÓN
ESCALA: S/E

SIMBOLOGÍA	
	TERMÓMETRO
	MANÓMETRO
	BOMBA DE CIRCULACIÓN
	VÁLVULA DE CORTE
	CAUDALÍMETRO
	VASO DE EXPANSIÓN
	VÁLVULA ANTIRRETORNO



Presented by
Arizona State University

PROYECTO: DISEÑO SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS		
DESCRIPCIÓN: DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA SOLAR TÉRMICO		
PARRQUIA: CONOCOTO	CANTÓN: QUITO	PROVINCIA: PICHINCHA
DISEÑO: ING.	REVISÓ: ING.	APROBÓ: ING.
ESCALA: INDICADA	FECHA: ABRIL 2022	HUJA: 2 DE 3



UBICACIÓN DE EQUIPOS SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS Y CALEFACCIÓN
ESCALA: S/E

 <small>Powered by Arizona State University</small>		
PROYECTO: DISEÑO SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS		
DESCRIPCIÓN: UBICACIÓN DE EQUIPOS SISTEMA SOLAR TÉRMICO		
PARRQUIA: CONOCOTO	CANTÓN: QUITO	PROVINCIA: PICHINCHA
DISEÑO: ING.	REVISÓ: ING.	APROBÓ: ING.
ESCALA: INDICADA	FECHA: MAYO 2022	HUJA: 3 DE 3

APÉNDICE 21

Especificaciones técnicas turbina de vapor TGM WEG ENERGY modelo MCT

Turbinas de Vapor



Tecnología de Reacción
Línea MCT
Condensación

Características Técnicas

- Potencia de salida nominal hasta 3 MW
- Presión de admisión hasta 45 bar a
- Temperatura de admisión hasta 450 °C
- Rotación hasta 9.000 rpm



TGM - Grupo WEG
Rod. Armando de Salles Oliveira, km 4,8 - Dist. Industrial
14175-300 · Sertãozinho · São Paulo · Brasil
Phone: + 55 (16) 2105 2600
tgm-cliente@weg.net
www.grupotgm.com.br

APÉNDICE 22

Central Termoeléctrica-Esquemático

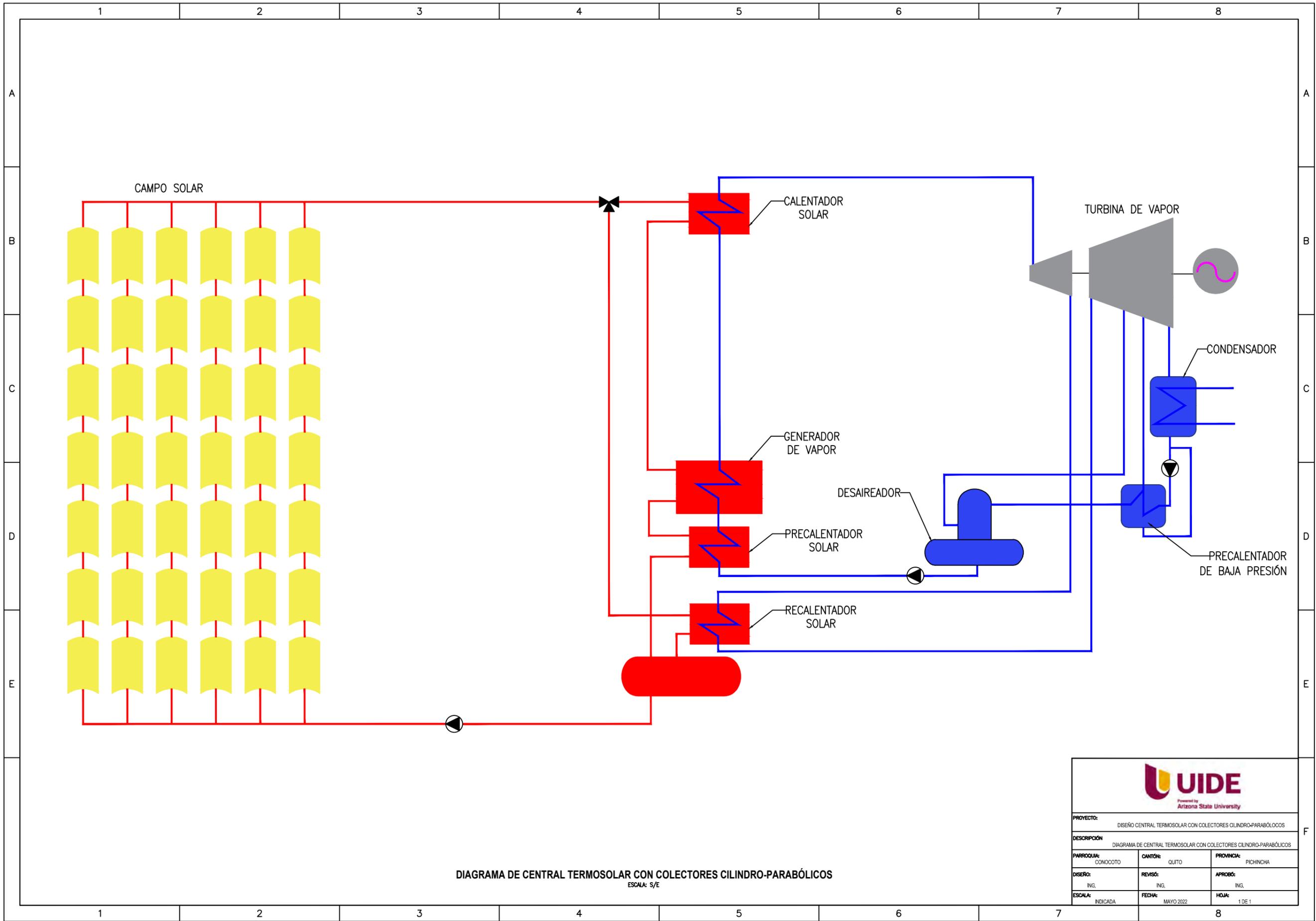


DIAGRAMA DE CENTRAL TERMOSOLAR CON COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS
ESCALA: S/E

 <small>Powered by Arizona State University</small>		
PROYECTO: DISEÑO CENTRAL TERMOSOLAR CON COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS		
DESCRIPCIÓN: DIAGRAMA DE CENTRAL TERMOSOLAR CON COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS		
PARRQUIA: CONOCOTO	CANTÓN: QUITO	PROVINCIA: PICHINCHA
DISEÑO: ING.	REVISÓ: ING.	APROBÓ: ING.
ESCALA: INDICADA	FECHA: MAYO 2022	HOJA: 1 DE 1

APÉNDICE 23

Salarios mínimos de las diferentes categorías ocupacionales para la construcción 2022 de la Contraloría General del Estado de Ecuador

CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO
DIRECCIÓN NACIONAL DE AUDITORÍA DE TRANSPORTE, VIALIDAD, INFRAESTRUCTURA PORTUARIA Y AEROPORTUARIA
ENERO A DE 2022
(SALARIOS EN DÓLARES)

REAJUSTE DE PRECIOS
SALARIOS MÍNIMOS POR LEY

CATEGORÍAS OCUPACIONALES	SUELDO UNIFICADO	DÉCIMO TERCER	DÉCIMO CUARTO	TRANS- PORTE	APORTE PATRONAL	FONDO RESERVA	TOTAL ANUAL	JORNAL REAL	COSTO HORARIO
REMUNERACIÓN BÁSICA UNIFICADA MÍNIMA	425,00								
CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS TÉCNICOS Y ARQUITECTÓNICOS									
ESTRUCTURA OCUPACIONAL E2									
Peón	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
Ayudante de albañil	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
Ayudante de carpintero	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
Ayudante de electricista	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
Ayudante de fierro	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
Ayudante de plomero	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
ESTRUCTURA OCUPACIONAL D2									
Ayudante de maquinaria	448,68	448,68	425,00		654,18	448,68	7.360,70	31,46	3,93
Albañil	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Operador de equipo liviano	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Pinor	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Pinor de exteriores	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Pinor empapelador	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Fierro	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Carpintero	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Encofrador o carpintero de ribera	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Plomero	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Electricista o instalador de revestimiento en general	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Ayudante de perforador	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Cadenero	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Mampostero	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Enlucidor	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Hojalatero	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Técnico liniero eléctrico	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Técnico en montaje de subestaciones	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Técnico electromecánico de construcción	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Obrero especializado en la elaboración de prefabricados de hormigón	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Parqueteros y colocadores de pisos	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
ESTRUCTURA OCUPACIONAL C1									
Maestro eléctrico/liniero/subestaciones	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Maestro mayor en ejecución de obras civiles	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Maestro soldador especializado (En Construcción - Estr.Oc.C1)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
ESTRUCTURA OCUPACIONAL C2									
Operador de perforador (En Construcción)	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Perfilero (En Construcción)	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Técnico en albañilería	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Técnico en obras civiles	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Maestro de obra	467,45	467,45	425,00		681,54	467,45	7.650,84	32,70	4,09
ESTRUCTURA OCUPACIONAL B3									
Inspector de obra	493,34	493,34	425,00		719,29	493,34	8.051,05	34,41	4,30
Supervisor eléctrico general	493,34	493,34	425,00		719,29	493,34	8.051,05	34,41	4,30
Supervisor sanitario general	493,34	493,34	425,00		719,29	493,34	8.051,05	34,41	4,30
ESTRUCTURA OCUPACIONAL B1									
Ingeniero Eléctrico	494,61	494,61	425,00		721,14	494,61	8.070,68	34,49	4,31
Ingeniero Civil (Estructural, Hidráulico y Vial)	494,61	494,61	425,00		721,14	494,61	8.070,68	34,49	4,31
Residente de Obra	494,61	494,61	425,00		721,14	494,61	8.070,68	34,49	4,31
LABORATORIO									
Laboratorista (En Construcción - Estr.Oc.C1)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
TOPOGRAFÍA									
Topógrafo (En Construcción - Estr.Oc.C1)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
DIBUJANTES									
Dibujante (En Construcción - Estr.Oc.C2)	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
OPERADORES Y MECÁNICOS DE EQUIPO PESADO Y CAMINERO DE EXCAVACIÓN, CONSTRUCCIÓN, INDUSTRIA Y OTRAS SIMILARES									
ESTRUCTURA OCUPACIONAL C1									
Motoniveladora	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Excavadora	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Grúa puente de elevación	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Pala de castillo	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Grúa estacionaria	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Draga/Drágrine	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Tractor de carriles o ruedas (bulldozer, topador, roturador, malacate, tralla)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Tractor tiende tubos (side bone)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Mototralla	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Cargadora frontal (Payloader, sobre ruedas u orugas)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Retroexcavadora	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Auto-tren cama baja (trayler)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Fresadora de pavimento asfáltico / Rotomil	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Recicladora de pavimento asfáltico / Rotomil	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Planta de emulsión asfáltica	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Máquina para sellos asfálticos	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Squider	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Camión articulado con volteo (En Construcción)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Camión mezclador para micropavimentos	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Camión cisterna para cemento y asfalto (Adicional al traslado debe conectar los equipos para embarque y desembarque, monitorear equipo de presión)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Perforadora de brazos múltiples (jumbo)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Máquina tuneladora (topo)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Concretera rodante / migser (sic)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Máquina extendedora de adoquín	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Máquina zarrajadora	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Nota: El listado corresponde exclusivamente a las estructuras ocupacionales que constan en la publicación de los salarios de las Comisiones Sectoriales del Ministerio del Trabajo, en los Acuerdos Ministeriales MDT-2021-276 y MDT-2021-277 de 21 y 22 de diciembre de 2021, respectivamente; que están en vigencia a partir del 1 de enero de 2022.									

CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO
DIRECCIÓN NACIONAL DE AUDITORÍA DE TRANSPORTE, VIALIDAD, INFRAESTRUCTURA PORTUARIA Y AEROPORTUARIA
ENERO A DE 2022
(SALARIOS EN DÓLARES)

REAJUSTE DE PRECIOS
SALARIOS MÍNIMOS POR LEY

CATEGORÍAS OCUPACIONALES	SUELDO UNIFICADO	DÉCIMO TERCER	DÉCIMO CUARTO	TRANS- PORTE	APORTE PATRONAL	FONDO RESERVA	TOTAL ANUAL	JORNAL REAL	COSTO HORARIO
ESTRUCTURA OCUPACIONAL C2									
Operador responsable de planta hormigonera	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador responsable de planta trituradora	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador responsable de planta asfáltica	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de track drill	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de rodillo autopropulsado	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de distribuidor de asfalto	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de distribuidor de agregados	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de acabadora de pavimento de hormigón	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de acabadora de pavimento asfáltico	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de grada elevadora / canastilla elevadora	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de bomba impulsadora de hormigón, equipos móviles de planta, molino de amianto, planta dosificadora de hormigón, productos terminados (tanques moldeados, postes de alumbrado eléctrico, acabados de piezas afines)	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de tractor de ruedas (barredora, cegadora, rodillo remolcado, franjeadora)	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de caldero planta asfáltica	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de barredora autopropulsada	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de punzón neumático	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador compresor	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Camión de carga frontal (En Construcción)	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador de camión de volteo con o sin articulación / Dumper (En Construcción)	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador minilexcavadora/minicargadora con sus aditamentos	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Operador termoformado	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Técnico en carpintería	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
Técnico en mantenimiento de viviendas y edificios	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
ESTRUCTURA OCUPACIONAL C3									
Operador máquina estacionaria clasificadora de material	448,68	448,68	425,00		654,18	448,68	7.360,70	31,46	3,93
Soldador en construcción	448,68	448,68	425,00		654,18	448,68	7.360,70	31,46	3,93
MECÁNICOS									
Mecánico de equipo pesado caminero (En Construcción - Estr.Oc.C1)	492,49	492,49	425,00		718,05	492,49	8.037,91	34,35	4,29
Mecánico de equipo liviano (Estr.Oc.C3)	448,68	448,68	425,00		654,18	448,68	7.360,70	31,46	3,93
SIN TÍTULO									
Engrasador o abastecedor responsable en construcción (En Construcción - Estr.Oc.D2)	441,73	441,73	425,00		644,05	441,73	7.253,33	31,00	3,87
CHOFERES PROFESIONALES									
CHOFER: De vehículos de emergencia (Ambulancia, motobomba, carro cisterna, entre otros - Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Para camiones pesados y extra pesados con o sin remolque de más de 3.5 toneladas (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Tráiler (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Volquetas (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Tanqueros (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Plataformas (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Otros camiones (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Para ferrocarriles (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Para auto ferros (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Camiones para transportar mercancías o sustancias peligrosas y otros vehículos especiales (Estr.Oc.C1)	653,27	653,27	425,00		952,47	653,27	10.523,25	44,97	5,62
CHOFER: Para transporte Escolares-Personal y turismo, hasta 45 pasajeros (Estr.Oc.C2)	646,41	646,41	425,00		942,47	646,41	10.417,21	44,52	5,56
CHOFER: Para camiones sin acoplados (Estr.Oc.C3)	631,19	631,19	425,00		920,28	631,19	10.181,94	43,51	5,44
ESTRUCTURA OCUPACIONAL C2									
Operador de bomba lanzadora de concreto	467,44	467,44	425,00		681,53	467,44	7.650,69	32,70	4,09
ESTRUCTURA OCUPACIONAL D2									
Preparador de mezcla de materias primas	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
Tubero (En Construcción)	441,73	441,73	425,00		644,04	441,73	7.253,26	31,00	3,87
ESTRUCTURA OCUPACIONAL E2									
Resanador en general (En Construcción)	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
Tinero de pasta de amianto	436,05	436,05	425,00		635,76	436,05	7.165,46	30,62	3,83
OPERADORES Y MECÁNICOS DE EQUIPO PESADO EN ACTIVIDADES AGRÍCOLAS, AGROPECUARIAS Y AGROINDUSTRIALES									
ESTRUCTURA OCUPACIONAL C2									
Excavadora Grúa (Grupo A: operadores tabla 1)	441,35	441,35	425,00		643,49	441,35	7.247,39	30,97	3,87
Perforadora de pozos profundos o rodantes (Grupo A: operadores tabla 1)	441,35	441,35	425,00		643,49	441,35	7.247,39	30,97	3,87
Nota: El listado corresponde exclusivamente a las estructuras ocupacionales que constan en la publicación de los salarios de las Comisiones Sectoriales del Ministerio del Trabajo, en los Acuerdos Ministeriales MDT-2021-276 y MDT-2021-277 de 21 y 22 de diciembre de 2021, respectivamente; que están en vigencia a partir del 1 de enero de 2022.									

APÉNDICE 24

Cuenta de resultados solar fotovoltaica autofinanciado

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.60%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	96.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	1.50%
Índice Venta energía térmica	0.00%
Índice Compra - IPC energía	1.50%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	1.50%
Tasa proyección seguros	1.50%

Coste EPC \$ 68,484.60

Años retorno inversión	20 años
Amortización de las instalaciones	20 años

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	0.0%
Interés del préstamo (C_d)	6.0%
Tipo Impositivo (t)	25.0%
Plazo del préstamo (años)	17.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	100.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	10.0%
WACC	10.0%

TIR PROYECTO (20 años)	7.90%
TIR PROYECTO (30 años)	9.35%
VAN (30 años)	\$ 66,050.13

TIR EQUITY (20 años)	7.10%
TIR EQUITY (30 años)	8.94%
VAN (30 años)	\$ 63,347.07

Último periodo negativo	8
Valor absoluto Ult periodo neg	\$ 5,240.24
Valor flujo siguiente periodo	\$ 5,703.17
Payback:	8.08 Años

Dispo./años	7.10%	96%	97%	98%	99%	100%
15	5.18%	5.37%	5.56%	5.75%	5.93%	
17	6.12%	6.30%	6.48%	6.66%	6.84%	
20	7.10%	7.28%	7.45%	7.63%	7.80%	
25	8.43%	8.58%	8.74%	8.89%	9.05%	
30	8.94%	9.09%	9.24%	9.39%	9.53%	

EPC/años	7.10%	125000	130000	135000	140000	145000
15	5.18%	5.18%	5.18%	5.18%	5.18%	5.18%
17	6.12%	6.12%	6.12%	6.12%	6.12%	6.12%
20	7.10%	7.10%	7.10%	7.10%	7.10%	7.10%
25	8.43%	8.43%	8.43%	8.43%	8.43%	8.43%
30	8.94%	8.94%	8.94%	8.94%	8.94%	8.94%

%prest/% int	7.10%	0%	25%	50%	60%	70%
1%	7.10%	8.59%	11.15%	12.83%	15.31%	
3%	7.10%	8.25%	10.19%	11.44%	13.24%	
5%	7.10%	7.91%	9.26%	10.10%	11.29%	
6%	7.10%	7.74%	8.80%	9.45%	10.36%	
7%	7.10%	7.57%	8.35%	8.82%	9.47%	

INVERSIÓN TOTAL - EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	15,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos		\$	2,195.10
Fee Colaboradores		\$	2,049.56
Ingeniería básica y tramitación licencias		\$	10,755.34
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%		
Firma de terrenos con propietarios			
...		\$	-
...		\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	102,460.00
EPC			
Coste del contrato EPC		\$	101,520.00
Costes Indirectos			
Dirección facultativa		\$	940.00

SEGUROS		\$	1,024.60
Seguro Todo Riesgo Construcción	1%	\$	1,024.60

DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	118,484.60
--------------------------	--	-----------	-------------------

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$	50,000.00
--	--	----	-----------

Inversión Total - EPC		\$	68,484.60
------------------------------	--	-----------	------------------

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	15,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos		\$	2,195.10
Fee Colaboradores		\$	2,049.56
Ingeniería básica y tramitación licencias		\$	10,755.34
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%		
Firma de terrenos con propietarios			
...		\$	-
...		\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	94,940.00
Costes Directos			
Obra civil, plataformas y soportación		\$	39,500.00
Paneles solares		\$	10,400.00
Instalación eléctrica		\$	17,500.00
Instalación mecánica		\$	4,000.00
Inversor		\$	7,800.00
Sistema de comunicación y control		\$	4,800.00
...			
Costes Indirectos			
Gestión de residuos		\$	2,000.00
Ingeniería y Dir. De obra		\$	3,000.00
Instalaciones auxiliares puesta en marcha		\$	1,000.00
Seguridad y salud, calidad		\$	4,000.00
Contingencia obra	1%	\$	940.00
...			

SEGUROS		\$	949.40
Seguro Todo Riesgo Construcción	1%	\$	949.40

DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	110,889.40
--------------------------	--	-----------	-------------------

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$	50,000.00
--	--	----	-----------

Inversión Total - NO EPC		\$	60,889.40
---------------------------------	--	-----------	------------------

Cuenta de Pérdidas y Ganancias

INGRESOS		Ud.
Producción eléctrica	kWh/año	111,500 kWh/año
Precio de venta del kWh eléctrico	\$/kW	0.105 \$/kWh
Producción térmica	kWh/año	0 kWh/año
Precio de venta del kWh térmico	\$/kW	0.000 \$/kWh
Certificados Origen - Energía eléctrica	kWh/año	0.0000 \$/kWh
Certificados Origen - Energía eléctrica	\$/Tn CO ₂	0.000 \$/Tn CO ₂
	Tn CO ₂ /kWh	367.300 Tn CO ₂ /kWh

GASTOS		Ud.
SUMINISTROS		
Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.1A)	\$/kWh	0.105 \$/kWh
Consumo energía eléctrica Instalación	kWh/año	278 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)	0.368 \$/kWh
Potencia instalada de la Instalación	kW	65.65 kW
Precio de compra del kWh térmico	\$/kWh	0.000 \$/kWh
Consumo energía térmica comunidad	kWh/año	0 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)	0.000 \$/kWh
Potencia térmica instalada de la comunidad	kW	0.00 kW
Otros consumos de reactivos	\$/kWh	0.000 \$/kWh

GASTOS OPERATIVOS		
Repuestos		\$ 167.25
Operación y Mantenimiento		\$ 892.00
Acondicionamiento de la planta		\$ 111.50
Revisiones legales / auditorías		\$ 300.00
Personal O&M		\$ -
Contingencias	5%	\$ 73.54
Avales		\$ -
Gastos generales, asesorías...		\$ 300.00
Alquiler de terrenos		\$ 100.00
Seguro Todo Riesgo Material	1.00%	\$ 1,024.60
Seguro Responsabilidad Civil		\$ 250.00
Seguro Responsabilidad Ambiental	0.1%	\$ 68.48
Impuesto actividad (IAE)		\$ 100.00
Impuesto por el suelo (IBICE)		\$ 360.00
Impuesto a la generación eléctrica		0.0%
Impuesto a la generación térmica		0.0%

APÉNDICE 25

Cuenta de resultados solar fotovoltaica con financiamiento bancario

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.60%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	96.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	1.50%
Índice Venta energía térmica	0.00%
Índice Compra - IPC energía	1.50%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	1.50%
Tasa proyección seguros	1.50%

Coste EPC \$ 68,484.60

Años retorno inversión	20 años
Amortización de las instalaciones	20 años

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.0%
Interés del préstamo (C_d)	6.0%
Tipo Impositivo (t)	25.0%
Plazo del préstamo (años)	17.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	10.0%
WACC	6.2%

TIR PROYECTO (20 años)	7.90%
TIR PROYECTO (30 años)	9.35%
VAN (30 años)	\$ 95,671.59

TIR EQUITY (20 años)	10.36%
TIR EQUITY (30 años)	12.73%
VAN (30 años)	\$ 50,317.64

Último periodo negativo	7
Valor absoluto Ult periodo neg	\$ 711.67
Valor flujo siguiente periodo	\$ 1,574.88
Payback:	7.55 Años

Dispo./años	96%	97%	98%	99%	100%
10.36%					
15	7.76%	8.22%	8.67%	9.12%	9.57%
17	8.68%	9.12%	9.56%	10.00%	10.43%
20	10.36%	10.75%	11.14%	11.52%	11.91%
25	12.17%	12.49%	12.82%	13.14%	13.47%
30	12.73%	13.03%	13.34%	13.65%	13.95%

EPC/años	125000	130000	135000	140000	145000
10.36%					
15	7.76%	7.76%	7.76%	7.76%	7.76%
17	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%
20	10.36%	10.36%	10.36%	10.36%	10.36%
25	12.17%	12.17%	12.17%	12.17%	12.17%
30	12.73%	12.73%	12.73%	12.73%	12.73%

%prest/% int	0%	25%	50%	60%	70%
10.36%					
1%	7.10%	8.59%	11.15%	12.83%	15.31%
3%	7.10%	8.25%	10.19%	11.44%	13.24%
5%	7.10%	7.91%	9.26%	10.10%	11.29%
6%	7.10%	7.74%	8.80%	9.45%	10.36%
7%	7.10%	7.57%	8.35%	8.82%	9.47%

INVERSIÓN TOTAL - EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	15,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos		\$	2,195.10
Fee Colaboradores		\$	2,049.56
Ingeniería básica y tramitación licencias		\$	10,755.34
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%		
Firma de terrenos con propietarios			
...		\$	-
...		\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	102,460.00
EPC			
Coste del contrato EPC		\$	101,520.00
Costes Indirectos			
Dirección facultativa		\$	940.00

SEGUROS		\$	1,024.60
Seguro Todo Riesgo Construcción	1%	\$	1,024.60

DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	118,484.60
--------------------------	--	-----------	-------------------

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		\$	50,000.00
--	--	----	-----------

Inversión Total - EPC		\$	68,484.60
------------------------------	--	-----------	------------------

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO	\$	15,000.00
Costes Comerciales, legales y jurídicos	\$	2,195.10
Fee Colaboradores	\$	2,049.56
Ingeniería básica y tramitación licencias	\$	10,755.34
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%	
Firma de terrenos con propietarios		
...	\$	-
...	\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO	\$	94,940.00
Costes Directos		
Obra civil, plataformas y soportación	\$	39,500.00
Paneles solares	\$	10,400.00
Instalación eléctrica	\$	17,500.00
Instalación mecánica	\$	4,000.00
Inversor	\$	7,800.00
Sistema de comunicación y control	\$	4,800.00
...		
Costes Indirectos		
Gestión de residuos	\$	2,000.00
Ingeniería y Dir. De obra	\$	3,000.00
Instalaciones auxiliares puesta en marcha	\$	1,000.00
Seguridad y salud, calidad	\$	4,000.00
Contingencia obra	1%	940.00
...		

SEGUROS	\$	949.40
Seguro Todo Riesgo Construcción	1%	949.40

DEVEX+CAPEX TOTAL	\$	110,889.40
--------------------------	-----------	-------------------

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales	\$	50,000.00
--	----	-----------

Inversión Total - NO EPC	\$	60,889.40
---------------------------------	-----------	------------------

Cuenta de Pérdidas y Ganancias

INGRESOS		Ud.	
Producción eléctrica	kWh/año		111,500 kWh/año
Precio de venta del kWh eléctrico	\$/kWh		0.105 \$/kWh
<hr/>			
Producción térmica	kWh/año		0 kWh/año
Precio de venta del kWh térmico	\$/kWh		0.000 \$/kWh
<hr/>			
Certificados Origen - Energía eléctrica	kWh/año		0.0000 \$/kWh
<hr/>			
Certificados Origen - Energía eléctrica	\$/Tn CO ₂		0.000 \$/Tn CO ₂
	Tn CO ₂ /kWh		367.300 Tn CO ₂ /kWh

GASTOS		Ud.	
SUMINISTROS			
Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.1A)	\$/kWh		0.1050 \$/kWh
Consumo energía eléctrica Instalación	kWh/año		278 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)		0.368 \$/kWh
Potencia instalada de la Instalación	kW		65.65 kW
<hr/>			
Precio de compra del kWh térmico	\$/kWh		0.0000 €/kWh
Consumo energía térmica comunidad	kWh/año		0 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)		0.000 \$/kWh
Potencia térmica instalada de la comunidad	kW		0.00 kW
<hr/>			
Otros consumos de reactivos	\$/kWh		0.0000 €/kWh
<hr/>			
GASTOS OPERATIVOS			
Repuestos		\$	167.25
Operación y Mantenimiento		\$	892.00
Acondicionamiento de la planta		\$	111.50
Revisiones legales / auditorías		\$	300.00
Personal O&M		\$	-
Contingencias	5%	\$	73.54
<hr/>			
Avales		\$	-
Gastos generales, asesorías...		\$	300.00
Alquiler de terrenos		\$	100.00
<hr/>			
Seguro Todo Riesgo Material	1.00%	\$	1,024.60
Seguro Responsabilidad Civil		\$	250.00
Seguro Responsabilidad Ambiental	0.1%	\$	68.48
<hr/>			
Impuesto actividad (IAE)		\$	100.00
Impuesto por el suelo (IBICE)		\$	360.00
Impuesto a la generación eléctrica			0.0%
Impuesto a la generación térmica			0.0%

APÉNDICE 26

Cuenta de resultados auto financiado solar térmica

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.20%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	
Índice Venta energía térmica	1.50%
Índice Compra - IPC energía	1.50%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	1.50%
Tasa proyección seguros	1.50%

Coste EPC \$ 777,376.36

Años retorno inversión	25 años
Amortización de las instalaciones	25 años

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	0.0%
Interés del préstamo (C_d)	6.0%
Tipo Impositivo (t)	25.0%
Plazo del préstamo (años)	25.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	100.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	10.0%
WACC	10.0%

TIR PROYECTO (25 años)	4.43%
TIR PROYECTO (30 años)	5.23%
VAN (30 años)	\$ 475,268.60

TIR EQUITY (25 años)	4.17%
TIR EQUITY (30 años)	4.96%
VAN (30 años)	\$ 444,585.82

Último periodo negativo	16
Valor absoluto Ult periodo neg	\$ 37,887.89
Valor flujo siguiente periodo	\$ 40,436.40
Payback:	16.06 Años

Dispo./años	96%	97%	98%	99%	100%
4.17%					
15	-0.86%	-0.74%	-0.62%	-0.50%	-0.38%
17	0.25%	0.37%	0.49%	0.61%	0.73%
20	1.56%	1.68%	1.80%	1.91%	2.03%
25	3.98%	4.07%	4.17%	4.26%	4.35%
30	4.79%	4.88%	4.96%	5.05%	5.14%

EPC/años	125000	130000	135000	140000	145000
4.17%					
15	-0.62%	-0.62%	-0.62%	-0.62%	-0.62%
17	0.49%	0.49%	0.49%	0.49%	0.49%
20	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%
25	4.17%	4.17%	4.17%	4.17%	4.17%
30	4.96%	4.96%	4.96%	4.96%	4.96%

%prest/% int	0%	25%	50%	60%	70%
4.17%					
1%	4.17%	5.00%	6.43%	7.35%	8.68%
3%	4.17%	4.63%	5.42%	5.91%	6.59%
5%	4.17%	4.27%	4.41%	4.42%	4.37%
6%	4.17%	4.09%	3.85%	3.60%	3.23%
7%	4.17%	3.90%	3.27%	2.78%	2.14%

INVERSIÓN TOTAL - EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	-
Costes Comerciales, legales y jurídicos			
Fee Colaboradores			
Ingeniería básica y tramitación licencias			
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%		
Firma de terrenos con propietarios			
...		\$	-
...		\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	769,679.56
EPC			
Coste del contrato EPC		\$	762,735.60
Costes Indirectos			
Dirección facultativa		\$	6,943.96

SEGUROS		\$	7,696.80
Seguro Todo Riesgo Construcción	1%	\$	7,696.80

DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	777,376.36
--------------------------	--	----	------------

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales	
--	--

Inversión Total - EPC		\$	777,376.36
------------------------------	--	----	------------

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO	\$	-
Costes Comerciales, legales y jurídicos		
Fee Colaboradores		
Ingeniería básica y tramitación licencias	\$	-
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%	
Firma de terrenos con propietarios		
...	\$	-
...	\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO \$ **701,339.96**

Costes Directos		
Instalación solar térmica (100 viviendas)	\$	693,396.00
...		

Costes Indirectos		
Gestión de residuos		
Ingeniería y Dir. De obra	\$	1,000.00
Instalaciones auxiliares puesta en marcha		
Seguridad y salud, calidad		
Contingencia obra	1%	\$ 6,943.96
...		

SEGUROS \$ **7,013.40**

Seguro Todo Riesgo Construcción	1%	\$ 7,013.40
---------------------------------	----	-------------

DEVEX+CAPEX TOTAL \$ **708,353.36**

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		
--	--	--

Inversión Total - NO EPC \$ **708,353.36**

Cuenta de Pérdidas y Ganancias

INGRESOS		Ud.
Producción eléctrica	kWh/año	0 kWh/año
Precio de venta del kWh eléctrico	\$/kWh	0.000 \$/kWh
Producción térmica	kWh/año	615,510 kWh/año
Precio de venta del kWh térmico	\$/kWh	0.103 \$/kWh
Certificados Origen - Energía eléctrica	kWh/año	0.000 \$/kWh
Certificados Origen - Energía eléctrica	\$/Tn CO ₂	0.000 \$/Tn CO ₂
	Tn CO ₂ /kWh	367.300 Tn CO ₂ /kWh

GASTOS		Ud.
SUMINISTROS		
Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.1A)	\$/kWh	0.000 \$/kWh
Consumo energía eléctrica Instalación	kWh/año	0 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)	0.000 \$/kWh
Potencia instalada de la Instalación	kW	0.00 kW
Precio de compra del kWh térmico	€/kWh	0.000 \$/kWh
Consumo energía térmica comunidad	kWh/año	0 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)	0.000 \$/kWh
Potencia térmica instalada de la comunidad	kW	0.00 kW
Otros consumos de reactivos	\$/kWh	0.000 \$/kWh
GASTOS OPERATIVOS		
Repuestos		\$ -
Operación y Mantenimiento		\$ 5,000.00
Acondicionamiento de la planta		\$ -
Revisiones legales / auditorías		\$ -
Personal O&M		\$ -
Contingencias	5%	\$ 250.00
Avales		\$ -
Gastos generales, asesorías...		\$ 300.00
Alquiler de terrenos		\$ -
Seguro Todo Riesgo Material	1.00%	\$ 7,696.80
Seguro Responsabilidad Civil		\$ 250.00
Seguro Responsabilidad Ambiental	0.1%	\$ 777.38
Impuesto actividad (IAE)		\$ 100.00
Impuesto por el suelo (IBICE)		\$ -
Impuesto a la generación eléctrica		0.0%
Impuesto a la generación térmica		0.0%

APÉNDICE 27

Cuenta de resultados solar térmica con financiamiento bancario

HIPÓTESIS PROYECTO	
Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.20%
Disponibilidad de la planta (aplica sobre generación)	98.00%
Capex Mantenimiento año 7	10.00%
Capex Mantenimiento año 14	15.00%
Capex Mantenimiento año 21	15.00%
Índice Venta energía eléctrica	
Índice Venta energía térmica	1.50%
Índice Compra - IPC energía	1.50%
Índice Compra - IPC materiales y mano obra	1.50%
Tasa proyección seguros	1.50%

Coste EPC \$ 777,376.36

Años retorno inversión	25 años
Amortización de las instalaciones	25 años

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.0%
Interés del préstamo (C_d)	4.0%
Tipo Impositivo (t)	25.0%
Plazo del préstamo (años)	25.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	10.0%
WACC	5.1%

TIR PROYECTO (25 años)	4.43%
TIR PROYECTO (30 años)	5.23%
VAN (30 años)	\$ 789,755.25

TIR EQUITY (25 años)	5.52%
TIR EQUITY (30 años)	6.84%
VAN (30 años)	\$ 315,397.42

Último periodo negativo	15
Valor absoluto Ult periodo neg	\$ 5,825.94
Valor flujo siguiente periodo	\$ 11,588.40
Payback:	15.50 Años

Dispo./años	5.52%	96%	97%	98%	99%	100%
15	-0.92%	-0.56%	-0.21%	0.13%	0.45%	
17	-0.11%	0.27%	0.62%	0.97%	1.30%	
20	1.14%	1.50%	1.85%	2.19%	2.51%	
25	5.04%	5.28%	5.52%	5.75%	5.98%	
30	6.43%	6.63%	6.84%	7.04%	7.23%	

EPC/años	5.52%	125000	130000	135000	140000	145000
15	-0.21%	-0.21%	-0.21%	-0.21%	-0.21%	-0.21%
17	0.62%	0.62%	0.62%	0.62%	0.62%	0.62%
20	1.85%	1.85%	1.85%	1.85%	1.85%	1.85%
25	5.52%	5.52%	5.52%	5.52%	5.52%	5.52%
30	6.84%	6.84%	6.84%	6.84%	6.84%	6.84%

%prest/% int	5.52%	0%	25%	50%	60%	70%
1%	4.17%	5.00%	6.43%	7.35%	8.68%	
3%	4.17%	4.63%	5.42%	5.91%	6.59%	
5%	4.17%	4.27%	4.41%	4.42%	4.37%	
6%	4.17%	4.09%	3.85%	3.60%	3.23%	
7%	4.17%	3.90%	3.27%	2.78%	2.14%	

INVERSIÓN TOTAL - EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO	\$	-
Costes Comerciales, legales y jurídicos		
Fee Colaboradores		
Ingeniería básica y tramitación licencias		
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%	
Firma de terrenos con propietarios		
...	\$	-
...	\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO	\$	769,679.56
EPC		
Coste del contrato EPC	\$	762,735.60
Costes Indirectos		
Dirección facultativa	\$	6,943.96

SEGUROS	\$	7,696.80
Seguro Todo Riesgo Construcción	1% \$	7,696.80

DEVEX+CAPEX TOTAL	\$	777,376.36
--------------------------	-----------	-------------------

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales		
--	--	--

Inversión Total - EPC	\$	777,376.36
------------------------------	-----------	-------------------

INVERSIÓN TOTAL - NO EPC

DEVEX - COSTES DESARROLLO		\$	-
Costes Comerciales, legales y jurídicos			
Fee Colaboradores			
Ingeniería básica y tramitación licencias		\$	-
Licencias (ICIO+Lic. Urban+Tasas)	7%		
Firma de terrenos con propietarios			
...		\$	-
...		\$	-

CAPEX - ACTIVO FIJO / INMOBILIZADO		\$	701,339.96
---	--	-----------	-------------------

Costes Directos			
Instalación solar térmica (100 viviendas)		\$	693,396.00
...			

Costes Indirectos			
Gestión de residuos			
Ingeniería y Dir. De obra		\$	1,000.00
Instalaciones auxiliares puesta en marcha			
Seguridad y salud, calidad			
Contingencia obra	1%	\$	6,943.96
...			

SEGUROS		\$	7,013.40
Seguro Todo Riesgo Construcción	1%	\$	7,013.40

DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	708,353.36
--------------------------	--	-----------	-------------------

Subsidios / Ayudas / Incentivos fiscales			
--	--	--	--

Inversión Total - NO EPC		\$	708,353.36
---------------------------------	--	-----------	-------------------

Cuenta de Pérdidas y Ganancias

INGRESOS		Ud.
Producción eléctrica	kWh/año	0 kWh/año
Precio de venta del kWh eléctrico	\$/kW	0.000 \$/kWh
Producción térmica	kWh/año	615,510 kWh/año
Precio de venta del kWh térmico	\$/kW	0.103 \$/kWh
Certificados Origen - Energía eléctrica	kWh/año	0.000 \$/kWh
Certificados Origen - Energía eléctrica	\$/Tn CO ₂	0.000 \$/Tn CO ₂
	Tn CO ₂ /kWh	367.300 Tn CO ₂ /kWh

GASTOS		Ud.
SUMINISTROS		
Precio de compra del kWh eléctrico (3.1A-6.1A)	\$/kWh	0.0000 €/kWh
Consumo energía eléctrica Instalación	kWh/año	0 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)	0.000 (\$/kW día)
Potencia instalada de la Instalación	kW	0.00 kW
Precio de compra del kWh térmico	\$/kWh	0.0000 €/kWh
Consumo energía térmica comunidad	kWh/año	0 kWh/año
Precio término potencia eléctrico	(\$/kW día)	0.000 (\$/kW día)
Potencia térmica instalada de la comunidad	kW	0.00 kW
Otros consumos de reactivos	\$/kWh	0.000 \$/kWh
GASTOS OPERATIVOS		
Repuestos		\$ -
Operación y Mantenimiento		\$ 5,000.00
Acondicionamiento de la planta		\$ -
Revisiones legales / auditorías		\$ -
Personal O&M		\$ -
Contingencias	5%	\$ 250.00
Avales		\$ -
Gastos generales, asesorías...		\$ 300.00
Alquiler de terrenos		\$ -
Seguro Todo Riesgo Material	1.00%	\$ 7,696.80
Seguro Responsabilidad Civil		\$ 250.00
Seguro Responsabilidad Ambiental	0.1%	\$ 777.38
Impuesto actividad (IAE)		\$ 100.00
Impuesto por el suelo (IBICE)		\$ -
Impuesto a la generación eléctrica		0.0%
Impuesto a la generación térmica		0.0%