



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Mejoramiento de la eficiencia
energética en una planta de
tratamiento de agua residual:
Caso de estudio PTAR El Rayo,
Temixco, Morelos**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Mecánico

P R E S E N T A

Samir Alejandro Sánchez Flores

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Antonio Barrios Pérez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL: CASO DE ESTUDIO PTAR EL RAYO, TEMIXCO, MORELOS que presenté para obtener el título de INGENIERO MECÁNICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

SAMIR ALEJANDRO SANCHEZ FLORES
Número de cuenta: 316315010

Dedicatorias

A mis padres.

A mi padre Alejandro Gabriel Sánchez Escamilla y a mi madre Elizabeth Flores Flores.

Por ser mi brújula y mi refugio. Gracias por su amor incondicional, su paciencia infinita y por enseñarme con su ejemplo el valor del esfuerzo y la perseverancia.

Este logro es tan suyo como mío.

A mi hermana.

A Melisa Ivanova Sánchez Flores.

Por ser mi cómplice, mi apoyo y mi inspiración constante. Gracias por tu alegría contagiosa y por recordarme siempre que la vida, como los sueños, se construyen día a día.

A mi asesor de tesis.

Al Dr. José Antonio Barrios Pérez.

Por su guía invaluable, su paciencia y su dedicación para orientarme en este camino académico. Su experiencia y compromiso no solo enriquecieron mi trabajo, sino que también dejaron en mí una profunda huella profesional.

Al personal de la PTAR “El Rayo”

A la Ing. Beatriz Yazmin Quintana Mendoza.

Por abrirme las puertas de la PTAR “El Rayo” y brindarme su tiempo, conocimientos y apoyo. Su contribución fue de suma importancia para la realización de este proyecto.

A mis amigos cercanos

A Federico Romero, Luis Flores, Víctor Urieta, Mauricio Pichardo, Aramis Pulido y Alexis Tolentino.

Por las risas, consejos y la compañía en los momentos difíciles. Ustedes me recordaron que las metas se alcanzan con trabajo duro, pero también con amistad verdadera.

A mis amigos del Instituto de Ingeniería

A Solen Romero Beltrán y Gerardo Sámano Romero.

Por los aprendizajes compartidos, las ideas debatidas y la camaradería que nos unió. Haber recorrido este camino a su lado lo hizo más significativo y especial.

A los genios de Liverpool

Por enseñarme que los sueños no tienen límites y que la creatividad, la pasión y el amor por lo que hacemos puede transformar el mundo. Sus canciones acompañaron mis días y me inspiraron a seguir adelante.

Resumen

El documento presenta un estudio integral para optimizar el consumo energético y reducir el impacto ambiental de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) “El Rayo” en Temixco, Morelos, mediante la implementación de energía solar fotovoltaica. La investigación aborda la problemática del alto consumo energético en PTAR, destacando que procesos como la aireación representan hasta el 50% del gasto eléctrico.

Se propone integrar paneles solares para alimentar equipos críticos, como los sopladores del tratamiento secundario, aprovechando la alta irradiación solar de la región. El diagnóstico técnico de la PTAR identificó deficiencias operativas, como equipos obsoletos y falta de mantenimiento, que afectan su eficiencia. La metodología incluyó consultorías energéticas, análisis de viabilidad técnica-económica y diseño de un sistema fotovoltaico. El estudio calculó un ahorro energético significativo y evaluó indicadores económicos como el Valor Presente Neto (VPN) y Valor Anual Equivalente (VAE) para justificar la inversión. Las conclusiones enfatizan la sostenibilidad financiera y ambiental del proyecto, con potencial replicabilidad en otras PTAR de México. El trabajo integra normativas nacionales (NOM) y datos climáticos locales para garantizar un enfoque robusto y aplicable.

Nomenclatura

- **AE:** Auditoría Energética.
- **AM:** Masa de Aire (Air Mass).
- **BTU:** Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit).
- **CA:** Corriente Alterna.
- **CC:** Corriente Continua.
- **CCM:** Centro de Control de Motores.
- **CONAGUA:** Comisión Nacional del Agua.
- **DAF:** Flotación por Aire Disuelto (Dissolved Air Flotation).
- **DBO:** Demanda Bioquímica de Oxígeno.
- **DE:** Densidad Energética.
- **DQO:** Demanda Química de Oxígeno.
- **EE:** Eficiencia Energética.
- **GEI:** Gases de Efecto Invernadero.
- **HSP:** Hora Solar Pico.
- **IDEn:** Indicadores de Desempeño Energético.
- **IR:** Infrarrojo.
- **ISO:** Organización Internacional de Normalización.
- **LCOE:** Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy).
- **MPP:** Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point).
- **MPPT:** Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracking).
- **MXN:** Peso Mexicano.

- **NH:** Nitrógeno.
- **NOM:** Norma Oficial Mexicana.
- **OD:** Oxígeno Disuelto.
- **PFC:** Factor de Potencia (Power Factor Correction).
- **PR:** Período de Recuperación.
- **PTAR:** Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.
- **RBC:** Relación Beneficio-Costo.
- **RMS:** Valor Eficaz (Root Mean Square).
- **SCAPSATM:** Sistema de Conservación de Agua Potable y Saneamiento de Temixco, Morelos.
- **SEMARNAT:** Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- **SST:** Sólidos Suspendidos Totales.
- **TDDHI:** Distorsión de Demanda Total de Corriente Armónica.
- **TDHV:** Distorsión Armónica Total de Voltaje.
- **UV:** Ultravioleta.
- **VAE:** Valor Anual Equivalente.
- **VP:** Valor Presente.
- **VPN:** Valor Presente Neto.

Índice

1	Capítulo 1. Introducción	18
1.1	Planteamiento de la problemática	20
1.2	Objetivos de la investigación.....	21
1.2.1	Hipótesis	21
1.2.2	Objetivo general.....	21
1.2.3	Objetivos específicos.....	21
1.3	Justificación	22
1.4	Metodología.....	23
2	Capítulo 2. Antecedentes.....	25
2.1	Aguas residuales	25
2.2	Plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR).....	26
2.2.1	Pretratamiento	27
2.2.2	Tratamiento primario.....	31
2.2.3	Tratamiento secundario	34
2.2.4	Tratamiento terciario o avanzado de aguas residuales	37
2.3	Tratamiento de aguas residuales en México.....	40
2.3.1	Plantas de tratamiento de aguas residuales municipales	40
2.3.2	Plantas de tratamiento de aguas residuales industriales	41
2.4	Indicadores de consumo energético de una PTAR.....	42

2.4.1	Evaluación del uso energético en las PTAR.....	43
2.4.2	Análisis del consumo energético en una PTAR.....	43
2.4.3	Consumo eléctrico en PTAR mexicanas que utilizan procesos de estabilización de lodos residuales.	44
2.4.4	Impacto ambiental por consumo eléctrico en PTAR.....	46
2.4.5	Alternativas sustentables	47
2.5	Cálculo de la eficiencia energética.....	47
2.5.1	Guía práctica para la implementación de auditorías energéticas: Enfoque normativo y aplicado	48
2.5.2	Demanda energética eléctrica en las PTAR.....	49
3	Capítulo 3. Diagnóstico de la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) “El Rayo”, Temixco, Morelos	53
3.1	Nombre del inmueble.....	53
3.1.1	Descripción del inmueble	53
3.1.2	Ubicación de la PTAR.....	54
3.2	Estructura organizacional	56
3.2.1	Organigrama del organismo operador.....	56
3.2.2	Fundamento legal y atribuciones del organismo operador.....	57
3.2.3	Fuentes de ingreso y presupuestos	58
3.3	Planta de tratamiento de aguas residuales “El Rayo”.	58

3.3.1	Resumen del proceso de tratamiento.....	58
3.3.2	Medidas evaluadas	60
3.3.3	Hallazgos no asociados a la eficiencia energética	60
4	Capítulo 4. Estudio teórico.....	62
4.1	Historia del estudio de la energía fotovoltaica	62
4.2	Efecto y célula fotovoltaicos	62
4.3	Generación de energía solar: paneles.....	63
5	Capítulo 5. Condiciones del proyecto.....	65
5.1	Propuesta de implementación.....	65
5.1.1	Generación solar	65
5.2	Parámetros de instalación.....	65
5.3	Condiciones climatológicas.....	66
5.3.1	Definiciones.....	66
5.3.2	Radiación solar.....	66
5.3.3	Interacción de la radiación solar con la atmósfera.....	68
5.3.4	Irradiancia.....	68
5.3.5	Irradiación.....	69
5.3.6	Conversión de unidades.....	69
5.3.7	Constante solar.....	70
5.4	Procesos de interacción entre la atmósfera y la radiación solar	71

5.4.1	Radiación solar en la atmósfera.....	71
5.4.2	Fenómenos de difusión.....	71
5.4.3	Masa de Aire (AM, Air Mass)	72
5.5	Tipos de radiación solar	73
5.5.1	Efectos de la altitud en la irradiancia	74
5.5.2	Relevancia para la evaluación de sistemas solares	75
5.6	Irradiación en Temixco, Morelos.....	75
5.6.1	Planificación de una instalación fotovoltaica	75
5.6.2	Irradiación solar en Temixco, Morelos.....	75
5.6.3	Variaciones estacionales	77
5.6.4	Comparación con datos nacionales	77
5.7	Hora solar pico y hora solar pico corregida (HSP y HSP corregida).....	78
5.7.1	Caso de estudio: Temixco, Morelos	79
5.7.2	Factor k para el ángulo de inclinación.....	80
5.7.3	Inclinación de 25° para paneles solares.....	82
5.7.4	Factor k' para efectos atmosféricos	82
5.7.5	Factor k'' para la orientación de los paneles	83
5.8	Temperatura, precipitaciones y humedad.....	85
5.8.1	Temperatura	85
5.8.2	Precipitaciones	86

5.8.3	Lluvia.....	88
5.8.4	Humedad.....	89
5.9	Horario solar	90
6	Capítulo 6. Elementos de consumo y detalles de consumo	92
6.1	Planificación e implementación del diagnóstico energético integral.....	92
6.1.1	Equipos e instrumentos de medición.....	92
6.2	Limitaciones del diagnóstico energético integral	93
6.3	Análisis del desempeño actual.....	93
6.3.1	Obra de bypass.....	93
6.3.2	Criba mecanizada de gruesos.....	94
6.3.3	Criba de estáticos de medios.....	95
6.3.4	Canal desarenador	95
6.3.5	Cárcamo de bombeo de aguas residuales	96
6.3.6	Sedimentación primaria.....	96
6.3.7	Cárcamo de lodos primarios	98
6.3.8	Espesador de lodos primarios	98
6.3.9	Reactor biológico	99
6.3.10	Equipos sopladores de aire	100
6.3.11	Sedimentación secundaria.....	102
6.3.12	Cárcamo de retorno de lodos secundarios	103

6.3.13	Espesador de lodos secundario	103
6.3.14	Digestor de lodos	104
6.3.15	Bomba de cavidad progresiva de lodo digerido.....	105
6.3.16	Secado de lodos.....	105
6.3.17	Tanque de cloración	107
6.4	Instalaciones periféricas	109
6.4.1	Centro de control de motores.....	109
6.5	Subestación eléctrica.....	112
6.6	Identificación de propuestas de mejora.....	113
6.6.1	Empleo de paneles solares para suministrar energía a los aireadores del tratamiento secundario	115
6.7	Disponibilidad del espacio para la planta solar	117
7	Capítulo 7. Instalación eléctrica	118
7.1	Esquema básico de la instalación.....	118
7.2	Captación de energía	118
7.2.1	Tipos de paneles.....	119
7.3	Controladores.....	122
7.4	Acumulación de energía.....	123
7.4.1	Tipos de baterías	124
7.5	El inversor	126

7.5.1	Características de un inversor	127
7.5.2	Tipos de inversores.....	127
7.5.3	Principio de funcionamiento.....	129
7.6	Rendimiento global de la instalación	129
7.7	Cálculo y selección de componentes	134
7.7.1	Módulos fotovoltaicos.....	134
7.7.2	Selección del panel solar	135
7.7.3	El controlador	140
7.7.4	Baterías	144
7.7.5	El inversor.....	147
7.8	Cableado.....	148
7.8.1	Cableado desde los paneles a los controladores	150
7.8.2	Cableado desde los controladores hasta las baterías	151
7.8.3	Cableado desde los controladores hasta los inversores	152
7.8.4	Conexión entre paneles	152
7.8.5	Conexión entre los vasos de baterías	155
7.9	Protecciones.....	155
7.9.1	Protecciones en corriente continua	155
7.9.2	Fusibles para paneles.....	156
7.9.3	Fusibles para baterías e inversores.....	157

7.9.4	Protecciones en corriente alterna	158
7.9.5	Protecciones para las personas.....	158
7.10	Control de la instalación.....	160
7.10.1	Monitor de batería y sistema de control	160
7.11	Plano de la instalación eléctrica.....	162
8	Capítulo 8. Análisis de costos	163
8.1	Análisis costo beneficio	167
8.1.1	Cálculo del Coste de Energía Nivelado (LCOE).....	167
8.1.2	Análisis de las opciones calculadas.....	168
8.1.3	Cálculo del ahorro por el uso de paneles.....	170
8.1.4	Cálculo de las variables de decisión económica VPN, VP, RBC, PR simple y VAE	173
8.1.5	Expresiones matemáticas para el desarrollo de cálculos de las variables de decisión	174
8.1.6	Interpretación detallada de resultados	179
8.1.7	Análisis complementario	181
8.1.8	Decisión final.....	182
9	Capítulo 9. Conclusiones y recomendaciones.....	183
9.1.1	Dimensionamiento de la instalación solar.....	183
9.1.2	Análisis de costos.....	184

10	Bibliografia.....	186
11	Anexos	193

Índice de cuadros

Cuadro 1. Plan de acción de la metodología.....	24
Cuadro 2. Principales PTAR con mayor impacto en 2022.	41
Cuadro 3. Cuadro de elaboración propia basado en el organigrama de la PTAR.	56

Índice de figuras

Figura 1. Diagrama de flujo del proceso de pretratamiento.	27
Figura 2. Cárcamo de bombeo de aguas residuales pretratadas.....	28
Figura 3. Norma ISO 50002. Esquema del proceso de auditoría energética.	49
Figura 4. Placa con el nombre de la PTAR de caso de estudio.....	53
Figura 5. Localización de la PTAR “El Rayo”, Temixco.	55
Figura 6. Vista aérea de la PTAR “El Rayo”, Temixco.	55
Figura 7. Diagrama de flujo del tren de tratamiento efectuado en la PTAR “El Rayo”.	59
Figura 8. Espectro de radiación electromagnética.	67
Figura 9. Diagrama de radiación global, directa, difusa y albedo.....	74
Figura 10. Irradiación global horizontal en México.....	78
Figura 11. HSP de Temixco, Morelos.....	79
Figura 12. Vista de la caja de llegada del colector.	93
Figura 13. Compuerta para el control del acceso del agua residual al proceso.	93
Figura 14. Criba mecanizada	94
Figura 15. Placa del motor del cribado mecanizado.	94
Figura 16. Placa del modelo del cribado mecanizado.	94

Figura 17. Compuertas y cribas de cada canal, con un rastrillo para la extracción de la basura.....	95
Figura 18. Vista de la rejilla estática	95
Figura 19. Vista de uno de los canales para el desarenado.	95
Figura 20. Vista general del cárcamo de bombeo y sus instalaciones mecánicas.	96
Figura 21. Vista de una de las bombas de cárcamo de 15 hp que se encontraba en fuera de operación por motivos de mantenimiento.....	96
Figura 22. Vista del medidor de flujo en el registro.	97
Figura 23. Pantalla del medidor de flujo sin operar.	97
Figura 24. Vista del sedimentador primario.....	97
Figura 25. Placa del motor eléctrico del sedimentador primario en funcionamiento continuo.....	97
Figura 26. Bombas para el retorno del lodo secundario, desde cárcamo de lodos hacia reactores.	98
Figura 27. Bomba de cavidad progresiva de 1.00 hp de potencia para bombeo de lodos primarios hacia el espesador de lodos No. 1.	98
Figura 28. Vista del soplador de lodos EL-1, se muestra el sistema mecanizado....	98
Figura 29. Vista del soplador de lodos EL-1.....	98
Figura 30. Datos de placa del mecanismo del espesador de lodos EL-1.....	99
Figura 31. Datos de placa del motorreductor del espesador de lodos EL-1.	99
Figura 32. Datos de placa del motor eléctrico del espesador de lodos EL-1.....	99
Figura 33. Vista del reactor biológico del tren 1 en operación.	99

Figura 34. Vista general de los equipos sopladores de aire (los sopladores de la izquierda son para la línea de aire hacia el reactor biológico, los de la derecha hacia la línea de aire del digestor de lodos).....	100
Figura 35. Datos de placa soplador de aire No.1.	100
Figura 36. Datos de placa motor soplador de aire No.1.	100
Figura 37. Vista general de la geometría del sedimentador.	102
Figura 38. Vista del motor eléctrico del sedimentador secundario en funcionamiento continuo.....	102
Figura 39. Placa del sedimentador secundario.....	102
Figura 40. Vista del tornamesa del sedimentador secundario.....	102
Figura 41. Bombas para el retorno del lodo secundario, desde el cárcamo de lodos hacia los reactores, la purga de lodos es enviada tanto al espesador de lodos primarios (EL-1) y al espesador de lodos secundarios (EL-2).	103
Figura 42. Espesador de lodos secundarios EL-2.	103
Figura 43. Vista del soplador de lodos EL-2, se muestra el sistema mecanizado..	104
Figura 44. Datos de placa del mecanismo del EL-2.....	104
Figura 45. Datos de placa del motorreductor del EL-2.	104
Figura 46. Datos de placa del motor eléctrico del EL-2.....	104
Figura 47. Vista del tanque de digestor de lodos.....	104
Figura 48. Instalación de equipo de bombeo de cavidad progresiva que envía el lodo digerido desde el digestor de lodos hacia el filtro banda, además tiene un bypass activo hacia el lecho de secado.	105
Figura 49. Datos de placa de la bomba de cavidad progresiva.	105
Figura 50. Datos de placa del motor de la bomba de cavidad progresiva.	105

Figura 51. Vista del filtro banda actualmente sin condiciones de operar, el sistema de dosificación de polímero y tuberías están la mayoría instaladas.	106
Figura 52. Datos de placa de filtro banda.	106
Figura 53. Vista de la obra civil de los dos lechos de secado.	106
Figura 54. Registro de agua de lixiviado, actualmente no cuenta con bomba.	106
Figura 55. Vista del tanque de desinfección.	107
Figura 56. Anterior instalación del sistema de desinfección por cloro gas.	107
Figura 57. Actual sistema de desinfección por medio de pastillas de hipoclorito de sodio.	107
Figura 58. La medición de salida del agua tratada es a través de un canal Parshall, el cual tiene instalado un medidor ultrasónico, que en el momento de la visita daba una lectura de 51.09 l/s.	107
Figura 59. Sistema de bombeo vertical para el reúso del agua tratada en servicios internos.	108
Figura 60. Placa del motor eléctrico del equipo de bombeo No.1.	108
Figura 61. Placa de la bomba del equipo de bombeo No.1.	108
Figura 62. Placa del motor eléctrico del equipo de bombeo No.2.	108
Figura 63. Placa de la bomba del equipo de bombeo No.2.	108
Figura 64. Placa del motor eléctrico del equipo de bombeo No.3.	109
Figura 65. Placa de la bomba del equipo de bombeo No.3.	109
Figura 66. Interruptor principal del CCM.	109
Figura 67. Arrancador suave modelo PS S 37/64-500 F marca ABB para las bombas de aguas crudas No.1.	109

Figura 68. Arrancador suave modelo PS S 37/64-500 F marca ABB para las bombas de aguas crudas No.2.	109
Figura 69. Arrancador suave modelo 3RW4443-6BC44 marca SIEMENS para las bombas de aguas crudas No.3.....	110
Figura 70. Arrancador suave modelo 3RW4426-1BC34 marca SIEMENS para las bombas de aguas crudas No.4.....	110
Figura 71. Arrancador suave modelo 3RW4424-1BC34 marca SIEMENS para las bombas de aguas crudas No.5.....	110
Figura 72. Arrancador suave modelo PSE105-600-70 marca ABB para el soplador de aire (1) de 75 hp.....	111
Figura 73. Arrancador suave modelo 3RW4435-6BC34 marca SIEMENS para el soplador de aire (3) de 75 hp.	111
Figura 74. Arrancador suave modelo PSE85-600-70 marca ABB para el soplador de aire (4) de 75 hp.....	111
Figura 75. Arrancador suave modelo 3RW4426-1BC34 marca SIEMENS para el soplador de aire (5) de 40 hp.	111
Figura 76. Arrancador suave modelo PSE30-600-70 marca ABB para el soplador de aire (6) de 40 hp.....	111
Figura 77. Subestación 750 kVA.....	112
Figura 78. Planta eléctrica.	112
Figura 79. Planta de emergencia, no se ha puesto en operación en al menos 5 años.	112
Figura 80. Área requerida estimada para instalación del sistema fotovoltaico.....	117
Figura 81. Diagrama básico de una instalación solar fotovoltaica (ISF).....	118

Figura 82. Esquema de conexión del regulador en la instalación.	123
Figura 83. AS-6P-345W AMERISOLAR.....	135
Figura 84. Arreglo en serie $V_{OCS} = V1 + V2 + V3 + V4 = 4 \times V1$	137
Figura 85. Arreglo en paralelo $I_{SCP} = I1 + I2 + I3 + I4 = 4 \times I1$	139
Figura 86. SmartSolar MPPT RS 450/200-MC4	143
Figura 87. Batería estacionaria BAE.....	146
Figura 88. Victron Quattro 48/5000/70-100/100	148
Figura 89. Diagrama en paralelo.....	152
Figura 90. Arreglo en serie.	153
Figura 91. Arreglo mixto.	154
Figura 92. Monitor de baterías BMV-712 SMART.....	160
Figura 93. Color Control GX.	161

Índice de tablas

Tabla 1. Consumo eléctrico de diferentes PTAR mexicanas en el año 2015.....	45
Tabla 2. Soluciones técnicas para la optimización de la EE.....	52
Tabla 3. Irradiación de Temixco, Morelos.....	76
Tabla 4. Tabla para determinación de factor k con latitud de 18°.	81
Tabla 5. Tabla con los valores de HSP Corregida.	85
Tabla 6. Consumo energético del soplador No. 1 de 40 hp.	101
Tabla 7. Tabla de nombres y definiciones de variables del soplador No. 1.....	102
Tabla 8. Análisis del estado operativo de los equipos de PTAR.	115
Tabla 9. Diferentes tipos de paneles solares y sus características.....	121

Tabla 10. Tipos de baterías según su fabricación.	124
Tabla 11. Tipo de baterías más comúnmente usadas en instalaciones solares.	126
Tabla 12. Coeficientes de pérdida.	132
Tabla 13. Norma AWG.	151
Tabla 14. Secciones mínimas de los conductores de puesta a tierra y de protección.	159
Tabla 15. Costo total de la lista de materiales para la implementación de la opción 1	165
Tabla 16. Costo total de la lista de materiales para la implementación de la opción 2.	167

Índice de gráficas

Gráfica 1. Porcentajes de GEI generados por PTAR.	46
Gráfica 2. Temperatura máxima y mínima promedio en Temixco.	86
Gráfica 3. Probabilidad de precipitación en Temixco.	87
Gráfica 4. Promedio mensual de lluvia en Temixco.	88
Gráfica 5. Niveles de comodidad de la humedad en Temixco.	89
Gráfica 6. Horas de luz natural y crepúsculo en Temixco.	90
Gráfica 7. Salida del sol y puesta del sol con crepúsculo en Temixco.	91

Índice de Anexos

Anexo 1. Ficha técnica del flujómetro 1/3.....	193
Anexo 2. Ficha técnica del flujómetro 2/3.....	193
Anexo 3. Ficha técnica del flujómetro 3/3.....	193
Anexo 4. Ficha técnica del analizador de redes MyEbox.....	194
Anexo 5. Ficha técnica termómetro 1/2.....	195
Anexo 6. Ficha técnica termómetro 2/2.....	195
Anexo 7. Ficha técnica panel solar 1/2.....	196
Anexo 8. Ficha técnica panel solar 2/2.....	196
Anexo 9. Ficha técnica del controlador solar 1/3.....	197
Anexo 10. Ficha técnica del controlador solar 2/3.....	197
Anexo 11. Ficha técnica del controlador solar 3/3.....	198
Anexo 12. Ficha técnica del inversor solar 1/3.....	199
Anexo 13. Ficha técnica del inversor solar 2/3.....	199
Anexo 14. Ficha técnica del inversor solar 3/3.....	200
Anexo 15. Ficha técnica de baterías 1/2.....	201
Anexo 16. Ficha técnica de baterías 2/2.....	201
Anexo 17. Ficha técnica del color control GX 1/3.....	202
Anexo 18. Ficha técnica del color control GX 2/3.....	202
Anexo 19. Ficha técnica del color control GX 3/3.....	203
Anexo 20. Ficha técnica del monitor de baterías 1/2.....	204
Anexo 21. Ficha técnica del monitor de baterías 2/2.....	204

1 Capítulo 1. Introducción

En el esfuerzo por implementar soluciones ambientalmente sostenibles y económicamente viables, se ha convertido en una tarea primordial optimizar los procesos en las plantas de tratamiento de aguas residuales. La creciente demanda para reducir la huella ambiental y los costos operativos ha llevado a la industria del tratamiento de aguas a explorar formas innovadoras de mejorar la eficiencia energética. Este trabajo analiza estrategias y tecnologías para mejorar el rendimiento sostenible de estas plantas, enfocándose en la optimización del consumo de energía.

La complejidad del tratamiento de aguas residuales radica en la diversidad de efluentes generados por diferentes procesos productivos, lo que (MarcadorDePosición1) ha derivado en la necesidad de desarrollar técnicas más avanzadas (CONAGUA, 2019, pág. XIII). El crecimiento poblacional incrementa la demanda de capacidad de tratamiento para garantizar la salud pública. Sin embargo, muchas plantas existentes fueron diseñadas sin considerar el consumo energético, a pesar de la interdependencia entre agua y energía. Históricamente, estas plantas mejoraron la calidad del agua a costa de un elevado gasto energético, representando una carga económica significativa para los municipios (Gu, 2017, págs. 3741-3742). Por ello, la incorporación de tecnologías que disminuyan el consumo energético, reduzcan los costos operativos y amplíen la cobertura de saneamiento se ha convertido en una prioridad.

En México, aunque se ha incrementado la cobertura de tratamiento persisten importantes deficiencias en la capacidad instalada, lo que impacta negativamente en la población. La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) ha señalado este déficit, subrayando la necesidad urgente de mejorar la infraestructura existente (Rodriguez, 2021,

pág. Párrafo 1). Según el inventario nacional de plantas municipales de potabilización y tratamiento de aguas residuales, al cierre de 2021 operaban 2872 plantas con una capacidad instalada de 198 603.55 l/s y un caudal tratado de 145 341.0 l/s, representando el 67.5% del agua residual colectada. Por otra parte, para finales del 2022, las plantas operativas disminuyeron a 2774, con una capacidad de 195 536.76 l/s y un caudal tratado de 143 756.65 l/s, lo que redujo la cobertura al 66.7%. Esta disminución se atribuye a la desactivación de instalaciones en estados como Guerrero, Sinaloa y Sonora, a pesar de la incorporación de nuevas plantas y ampliaciones. Este retroceso evidencia la necesidad de optimizar la operación y gestión de las plantas existentes (CONAGUA, 2023, pág. 91).

Las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) en México están reguladas por las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), emitidas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que garantizan el cumplimiento de estándares ambientales y de calidad del agua. Entre las principales normativas se encuentran:

- NOM-001-SEMARNAT-2021: Establece los límites permisibles de contaminantes en descargas hacia cuerpos de agua y bienes nacionales (SEGOB, 2022).
- NOM-002-SEMARNAT-1996: Regula los límites máximos de contaminantes en descargas hacia sistemas de alcantarillado urbano o municipal (SEGOB, 1998).
- NOM-003-SEMARNAT-1997: Define los límites máximos permisibles para aguas residuales reutilizadas en servicios públicos (SEGOB, 1998).

- NOM-004-SEMARNAT-2002: Regula los contaminantes en lodos y biosólidos provenientes del tratamiento de aguas residuales para su disposición final o aprovechamiento (SEGOB, 2003).

En el estado de Morelos, durante 2022 se registraron 80 PTAR con una capacidad instalada de 3193.5 l/s y un caudal tratado de 1761.8 l/s. Este aumento permitió que la cobertura de tratamiento avanzara del 22.2% en 2021 al 28% en 2022, reflejando un progreso del 5.8% (CONAGUA, 2023, págs. 197-201). La mayor parte de la capacidad de tratamiento en 2021 estaba concentrada en Jiutepec, Cuautla y Cuernavaca, áreas estratégicas para la infraestructura hídrica. A pesar de no especificarse la distribución en 2022, estas zonas siguen siendo prioritarias. El incremento en la cobertura y el número de plantas operativas subraya los esfuerzos estatales por mejorar el saneamiento de aguas residuales, contribuyendo con el desarrollo sostenible en la región (CONAGUA, s.f., págs. 31-39).

Con base en este contexto, el presente trabajo busca identificar oportunidades para disminuir el consumo de energía eléctrica y aumentar la eficiencia energética en los procesos de la PTAR “EL Rayo” en Temixco, Morelos, que opera con un sistema de lodos activados.

El análisis de este caso permitirá entender cómo las mejoras específicas aplicadas en un entorno real pueden generar beneficios concretos. Además, se espera que las recomendaciones derivadas de este estudio sean aplicables a otras instalaciones similares en México y en países con retos comparables.

1.1 Planteamiento de la problemática

¿Qué sistemas de energía renovable, considerando su viabilidad técnica, económica y ambiental, podrían integrarse a una planta de tratamiento de aguas residuales ubicada en el

municipio de Temixco Morelos, para minimizar el impacto ambiental y el consumo de energía, considerando la disponibilidad de los recursos renovables de la zona, las condiciones climáticas, los costos de inversión y operación?

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Hipótesis

La implementación de energía solar fotovoltaica, en la PTAR “El Rayo” permitirá una notable disminución en los costos energéticos, lo que contribuirá a la sostenibilidad financiera de la planta a largo plazo.

1.2.2 Objetivo general

Disminuir los costos energéticos y reducir el impacto ambiental de la planta de tratamiento de aguas residuales “El Rayo” en Temixco, Morelos, mediante la integración de fuentes de energía renovable.

1.2.3 Objetivos específicos

- Realizar una evaluación técnica del estado actual de la instalación de tratamiento, incluyendo un análisis de su estructura, patrón de consumo energético, rendimiento en la depuración del agua y gastos operativos. La evaluación se basará en la revisión de planos, datos históricos de operación y mantenimiento información proporcionada por la planta de tratamiento.
- Investigar y cotejar las distintas opciones existentes en el mercado de sistemas de aprovechamiento energético basados en fuentes renovables, aplicables en plantas de tratamiento en funcionamiento. Se analizarán las opciones comercialmente disponibles, considerando criterios como coste, eficiencia y viabilidad técnica para su implantación en la planta.

- Llevar a cabo un análisis comparativo entre las alternativas identificadas y el sistema actual, utilizando indicadores de eficiencia energética, viabilidad económica y beneficios ambientales.

1.3 Justificación

El presente trabajo se fundamenta en la necesidad de abordar el desafío del consumo energético en las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR), dada su significativa contribución al consumo total de energía y la huella de carbono asociada. Es primordial desarrollar soluciones que no solo sean sostenibles desde el punto de vista ambiental, sino que también económicamente viables, para garantizar la implementación efectiva en la planta objeto de estudio y su replicabilidad en otras instalaciones de saneamiento. El enfoque de esta propuesta radica en la adopción de un sistema de generación de energía renovable autosuficiente, que permita reducir la dependencia de la red eléctrica convencional y disminuir así los costos operativos a largo plazo. Al implementar este sistema, no solo se logrará una significativa reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero y en el consumo de recursos no renovables, sino que se garantizará la operatividad de la planta y el saneamiento del agua. Además, al demostrar la viabilidad técnica y económica de este enfoque en la planta objeto de estudio, se sentarán las bases para su replicación en otras instalaciones de tratamiento de aguas residuales, contribuyendo así a la transición hacia un modelo más sostenible en el sector del saneamiento de aguas.

1.4 Metodología

El presente trabajo de tesis está estructurado para establecer un enfoque sistemático para mejorar la eficiencia energética en la planta de tratamiento de aguas residuales “El Rayo”, ubicada en Temixco, Morelos. Dado el alto consumo energético asociado al tratamiento de aguas residuales, este trabajo busca explorar alternativas viables, como la implementación de energía solar fotovoltaica, que permita reducir costos operativos y mejorar el desempeño energético de la planta.

La metodología se divide en capítulos que abarcan desde el diagnóstico energético actual, hasta la propuesta de implementación de paneles solares, los aspectos técnicos de la instalación eléctrica, y un análisis de costos para evaluar la viabilidad del proyecto. El objetivo final es proporcionar una guía clara y estructurada que permita llevar a cabo mejoras sustanciales en la eficiencia de la planta.

- En el capítulo uno se aborda la problemática del alto consumo energético en plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR), las plantas en operación en México las normas que estas siguen y de la problemática que tiene la planta objeto de estudio. Se define el objetivo de la investigación, así como también el área de estudio.
- En el capítulo dos se describe la situación actual de las aguas residuales en México, el funcionamiento de las PTAR y su consumo energético. También se incluye un análisis sobre cómo calcular su eficiencia energética.
- En el capítulo tres se analizará la estructura y funcionamiento de la PTAR “El Rayo”, incluyendo la descripción física del inmueble y su estructura organizacional.

- En el capítulo cuatro se introduce la energía fotovoltaica, desde su historia hasta el funcionamiento de los paneles solares como alternativa para mejorar la eficiencia energética.
- En el capítulo cinco se describe la localización y propuesta de implementación de generación solar para la PTAR, estableciendo los parámetros de instalación de paneles fotovoltaicos.
- En el capítulo seis se realiza un diagnóstico integral, identificando las áreas de mejora y propuestas para optimizar el consumo energético.
- En el capítulo siete se presenta el esquema de instalación eléctrica para la captación y regulación de la energía solar, detallando componentes como inversores, controladores, cableado y protecciones.
- En el capítulo ocho se analizan los costos de implementación y operación de las mejoras propuestas, con un enfoque en la relación costo-beneficio.

A continuación, se presentará el cuadro 1 con el plan de acción de la metodología.

Descripción	Acción	Aplicación
Diagnóstico del consumo energético actual	Realizar mediciones y análisis de consumo energético actual	Evaluar la eficiencia energética existente
Propuesta de instalación fotovoltaica	Planificar la instalación de paneles solares	Mejorar la eficiencia energética del sistema
Identificación de mejoras energéticas	Implementar mejoras identificadas en el diagnóstico	Optimizar el consumo energético
Estudio de costos y análisis costo-beneficio	Evaluar la viabilidad financiera de la propuesta	Justificar la implementación de la solución

Cuadro 1. Plan de acción de la metodología.

2 Capítulo 2. Antecedentes

2.1 Aguas residuales

La generación de aguas residuales está estrechamente vinculada con el crecimiento poblacional, aumentando conforme crece la cantidad de habitantes. Estas aguas, originadas por actividades humanas, comerciales e industriales, contienen una amplia variedad de contaminantes que incluyen materia orgánica, nutrientes, metales pesados y partículas de composición diversa (INECC, 2018, pág. 33).

Para facilitar su gestión, las aguas residuales se clasifican de dos formas principales según su sistema de recolección y procedencia:

Según el sistema de recolección:

- Aguas residuales municipales: Proviene de áreas urbanas y rurales y son recolectadas a través de sistemas de alcantarillado. Incluyen descargas domésticas, comerciales e institucionales.
- Aguas residuales no municipales: Son generadas en actividades ubicadas fuera de las áreas urbanas, como las industrias que se autoabastecen. Estas aguas suelen descargarse directamente a cuerpos de agua sin pasar por sistemas de alcantarillado.

Según su procedencia:

- Aguas residuales municipales: Generadas principalmente por actividades domésticas y comerciales. Su composición incluye materia orgánica, nutrientes y patógenos.

- Aguas residuales industriales: Proviene de procesos industriales específicos y su composición puede incluir químicos, metales pesados y materia orgánica compleja.

Estas clasificaciones son fundamentales para una gestión eficiente de las aguas residuales. La clasificación según el sistema de recolección permite definir responsabilidades en el tratamiento, mientras que la clasificación por procedencia ayuda a identificar los contaminantes presentes y diseñar estrategias específicas para su tratamiento. Cabe destacar que, aunque menos visibles, las aguas residuales no municipales pueden tener un impacto ambiental significativo (CONAGUA, 2024, págs. 125-126).

Para evaluar la calidad de las aguas residuales, se emplean parámetros como la demanda bioquímica de oxígeno (DBO), la demanda química de oxígeno (DQO) y los sólidos suspendidos totales (SST). Estos indicadores son necesarios para medir el grado de contaminación, permitiendo una gestión y tratamiento adecuados de las aguas residuales tanto municipales como no municipales (CEDIP, 2019, pág. 32).

2.2 Plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR)

Las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) están diseñadas para eliminar contaminantes biológicos, químicos y físicos, a través de procesos especializados. Estas plantas operan en varias etapas secuenciales que se adaptan a los diferentes tipos de contaminantes y objetivos de tratamiento. Las principales etapas incluyen pretratamiento, tratamiento primario, tratamiento secundario y tratamiento terciario. Cada una de estas fases está diseñada para reducir la presencia de contaminantes específicos y asegurando una depuración eficiente (CEDIP, 2019, pág. 44).

2.2.1 Pretratamiento

El pretratamiento constituye una etapa inicial indispensable en las PTAR y es un paso básico para garantizar el funcionamiento eficiente del sistema de tratamiento. Su principal objetivo es eliminar o reducir sólidos gruesos, arena, grasa y aceite presentes en las aguas residuales, ya que estos pueden ocasionar problemas operativos, acelerar el desgaste del equipo y aumentar los costos de mantenimiento.

Durante el pretratamiento, se emplean procesos mecánicos o físicos como el cribado y la eliminación de arenas. Estas operaciones están diseñadas para atrapar materiales que podrían dañar bombas, tuberías o aireadores. Adicionalmente, esta etapa es indispensable para prevenir que objetos sólidos dañen los equipos y comprometan la operación de la planta.

El pretratamiento no solo incrementa la eficiencia operativa, sino que también prolonga la vida útil de los equipos, lo que se traduce en una reducción de gastos por reparaciones. Además, mejorar el rendimiento general del tratamiento del agua, contribuyendo al cumplimiento de estándares ambientales y de calidad (CONAGUA, 2019, pág. 19) (CONAGUA, 2019, pág. 1).

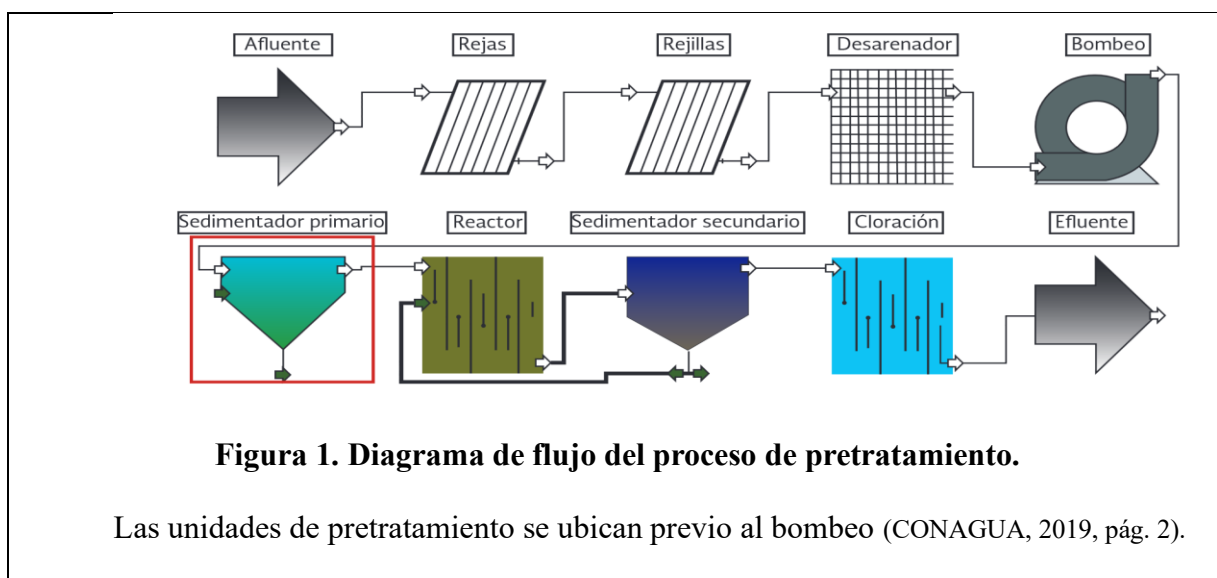




Figura 2. Cárcamo de bombeo de aguas residuales pretratadas.

(CONAGUA, 2019, pág. 2).

Cribado

El cribado es una de las primeras etapas en las PTAR y tiene como objetivo remover materiales gruesos, como basura flotante o en suspensión, que podrían obstruir o dañar los equipos. Esta operación protege bombas y tuberías, asegurando la eficiencia en los procesos posteriores.

Existen diferentes tipos de cribado según el tamaño de los sólidos a remover:

- Cribado grueso: Utiliza rejillas con espacios amplios para retener materiales de mayor tamaño.
- Cribado medio: Emplea rejillas con espacios intermedios para capturar sólidos de tamaño moderado.
- Cribado fino: Usa rejillas finas para retener partículas pequeñas.

Las unidades de cribado se diseñan con barras metálicas que pueden estar dispuestas de manera vertical o inclinada. Los espacios entre las barras varían entre 1.6 *cm* y 7.6 *cm*, dependiendo del sistema de limpieza (manual o automático).

El diseño del sistema de cribado se basa en el caudal máximo de la planta. Para aguas residuales municipales, se recomienda un espaciamiento de 2.5 *cm* entre las barras (CONAGUA, 2019, pág. 19) (CONAGUA, 2019, pág. 2).

Desarenado

El desarenado es una operación unitaria indispensable en las PTAR, diseñada para remover partículas inorgánicas como arenas, gravillas y cenizas que pueden causar abrasión y desgaste en los equipos. Esta etapa se ubica entre el cribado y la sedimentación primaria, su propósito es eliminar partículas mayores a 0.21 *mm* mientras se mantienen en suspensión los materiales orgánicos.

Las unidades de desarenado se clasifican en:

- De flujo horizontal: Las partículas se sedimentan por gravedad en el fondo del canal.
- Airadas: Utilizan un flujo en espiral que facilita la separación y manejo de sedimentos.

El diseño de estas unidades considera la velocidad de sedimentación, y la cantidad de arenas removidas varía entre 7.5 y 90 litros por cada 1000 metros cúbicos de agua tratada.

El desarenado es un proceso confiable y eficiente, con bajo requerimiento energético y de mano de obra (CONAGUA, 2019, págs. 20-23).

Remoción de grasas y aceites

La eliminación de grasas y aceites no puede faltar en el tratamiento de aguas residuales, ya que estos contaminantes pueden causar problemas operativos y afectar la calidad del efluente tratado. Este proceso se lleva a cabo en sedimentadores primarios o mediante sistemas avanzados, como el sistema de flotación por aire disuelto (DAF, por sus siglas en inglés), reconocido por su alta efectividad en la separación de contaminantes.

El sistema DAF opere generando burbujas diminutas, de aproximadamente 20 micrones, que se adhieren a sólidos finos y materiales en suspensión, como grasas, aceites, metales pesados y proteínas. Estas burbujas elevan los contaminantes hacia la superficie del tanque, facilitando su separación y permitiendo la clarificación del agua en el fondo.

El proceso DAF se caracteriza por:

Alta eficiencia: Las burbujas ascienden a una velocidad de 30 cm/min , mucho más rápida que la velocidad de asentamiento de los sólidos finos, que es menor a 2.5 cm/min .

Presión optimizada: El agua se presuriza entre 2 y 4 atmósferas para saturarla con aire. Luego, se despresuriza a presión atmosférica, generando las burbujas necesarias para la flotación. En términos de eficiencia, el sistema DAF es aproximadamente doce veces más rápido que los métodos tradicionales.

Los componentes principales de un sistema DAF incluyen:

- Tanque de reacción
- Mezcladores
- Bombas de lodos
- Rascadores
- Sistema de control de aire

Aunque los diseños pueden variar según el fabricante, todos los sistemas de aireación están optimizados para maximizar la separación y recuperación de sólidos en suspensión (CONAGUA, 2019, págs. 23-25).

2.2.2 Tratamiento primario

El tratamiento primario de aguas residuales tiene como objeto reducir la cantidad de sólidos en suspensión y materia orgánica presentes en el agua residual. Para lograrlo, se emplean métodos físicos como la sedimentación y, en ocasiones, procesos complementarios como la coagulación y la floculación. Sin embargo, después de esta etapa, el agua tratada aún contiene una cantidad significativa de materia orgánica y presenta una demanda bioquímica de oxígeno (DBO) elevada.

Por tanto, el tratamiento primario actúa como una fase preliminar que prepara el agua para el tratamiento secundario, donde se realiza una depuración más exhaustiva. Su papel es inherente al proceso de tratamiento, ya que prepara el agua para las etapas siguientes (Metcalf & Eddy, 1995, pág. 145).

Operaciones unitarias del tratamiento primario

Sedimentación primaria

La sedimentación primaria tiene como propósito disminuir la carga orgánica del agua residual al remover sólidos suspendidos y flotantes. Cuando se ejecuta eficientemente, puede eliminar:

- Hasta el 90% de los sólidos sedimentables.
- Entre el 40% y el 60% de los sólidos en suspensión
- Entre el 20% y el 40% de la DBO.

En algunas plantas, se incorpora un proceso de preaireación, que mejora la eliminación de grasas y gases al facilitar su separación. Durante la sedimentación, la velocidad del agua disminuye en los tanques sedimentadores, lo que permite que los sólidos sedimentables se depositen en el fondo, mientras los flotantes suben a la superficie.

Este proceso mejora la claridad del agua y prepara el efluente para los tratamientos biológicos y químicos posteriores, incrementando la eficiencia general del sistema (CONAGUA, 2019, págs. 30-31).

Coagulación

La coagulación es el mecanismo principal para remover partículas coloidales y otras impurezas insolubles presentes en suspensión. Estas partículas, debido a su carga negativa, tienden a repelerse, dificultando su eliminación. Para contrarrestar esto, se añaden coagulantes químicos, como sales de aluminio o de hierro, que reaccionan con el agua para formar especies hidrolizadas con carga positiva.

Este proceso consta de dos fases:

- **Reacción química:** Formación de especies hidrolizadas cargadas positivamente.
- **Interacción física:** Estas especies se transportan y hacen contacto con las impurezas, promoviendo su desestabilización.

La coagulación se realiza en una unidad de mezcla rápida, seguida por una agitación más lenta en el floculador, donde las partículas comienzan a aglomerarse y formar flóculos (CONAGUA, 2019, pág. 25).

Floculación

La floculación sigue a la coagulación y es un proceso físico mediante el cual las partículas desestabilizadas durante la coagulación se agrupan para formar flóculos más grandes y sedimentables. Este proceso se logra mediante agitación lenta, que puede ser mecánica o hidráulica, promoviendo el contacto y la unión de las partículas suspendidas.

Existen tres mecanismos principales de floculación:

- **Floculación pericinética:** Impulsada por la energía térmica del fluido.
- **Floculación ortocinética:** Generada por el movimiento del agua.
- **Sedimentación diferencial:** Ocurre cuando partículas más grandes colisionan con partículas pequeñas, formando flóculos más densos.

La eficiencia del proceso depende de factores como la naturaleza del agua, el caudal, la intensidad de agitación, el tiempo de floculación y el diseño del equipo. Los floculadores se clasifican en dos tipos:

- **De contacto de sólidos:** Se basan en el choque entre partículas para formar flóculos.
- **De potencia:** Utilizan energía adicional para promover la formación de flóculos.

Ambos tipos pueden ser hidráulicos o mecánicos, dependiendo de las características específicas del diseño (CONAGUA, 2019, pág. 29).

2.2.3 Tratamiento secundario

El tratamiento secundario tiene como objetivo principal eliminar sólidos en suspensión y compuestos orgánicos biodegradables presentes en el agua. En ocasiones, incluye procesos de desinfección como parte complementaria. Este tratamiento se basa en la combinación de métodos diseñados para remover estos contaminantes, siendo el tratamiento biológico uno de los más destacados. Este último emplea microorganismos para descomponer la materia orgánica mediante sistemas como lodos activados, reactores de lecho fijo y lagunas de estabilización. La etapa de sedimentación es indispensable para separar los sólidos generados durante estos procesos, garantizando un efluente más limpio (Metcalf & Eddy, 1995, págs. 145-146).

Métodos principales del tratamiento secundario

Lodos activados

El proceso de lodos activados se enfoca en la eliminación de materia orgánica, medida a través de la demanda bioquímica de oxígeno (DBO). En este método, microorganismos aeróbicos descomponen la materia orgánica en dióxido de carbono (CO_2), agua (H_2O) y nuevas células microbianas, siempre y cuando se disponga de oxígeno suficiente.

Posteriormente, los lodos (microorganismos) se separan del agua tratada mediante sedimentación. Una parte de estos lodos se recircula al sistema para mantener el proceso activo, mientras que el resto se retira como exceso.

Durante el tratamiento, los microorganismos también experimentan respiración endógena, consumiendo oxígeno para mantener sus funciones vitales. Este oxígeno se suministra mediante sistemas de aireación, que pueden incluir:

- Aireadores mecánicos.

- Difusores de aire, ya sean turbinas sumergidas o superficiales, ajustadas según los requerimientos operativos.

Este proceso es altamente eficiente y ampliamente utilizado en PTAR (CONAGUA, 2019, págs. 47-48).

Discos biológicos

Los discos biológicos son estructuras giratorias, generalmente fabricadas de plástico u otros materiales resistentes, montadas en un eje horizontal. Aproximadamente el 40% de la superficie del disco permanece sumergida en el agua residual. Durante su rotación, los discos alternan el contacto con el agua y el aire, favoreciendo la adhesión de microorganismos en su superficie, donde forman una capa biológica activa.

Esta capa biológica descompone los sólidos suspendidos y los compuestos orgánicos presentes en el agua. Los sólidos resultantes son posteriormente enviados a un sedimentador secundario para su separación. Los discos biológicos pueden clasificarse según su densidad en:

- Baja
- Media
- Alta

Estas clasificaciones dependen del objetivo específico, ya sea la remoción de DBO o la nitrificación (oxidación de amoníaco a nitrato).

Aunque este sistema es eficiente, presenta dos limitaciones principales:

- Problemas de olores.
- Reducción de eficiencia a temperaturas inferiores a 13 °C.

Por ello, el diseño y la operación deben ajustarse a las condiciones climáticas y operativas de la planta (CONAGUA, 2019, págs. 41-43) (CONAGUA, 2019, págs. 117-118).

Lagunas de estabilización

Las lagunas de estabilización son sistemas extensivos de tratamiento que aprovechan procesos naturales de autodepuración para tratar las aguas residuales. Estas lagunas combinan almacenamiento prolongado con actividad bacteriana, junto a la colaboración de algas y otros organismos.

Los procesos principales que ocurren en las lagunas incluyen:

- Eliminación de materia suspendida.
- Biodegradación de contaminantes orgánicos y nutrientes.
- Formación de redes tróficas que contribuyen a la reducción de patógenos.

Las lagunas pueden operar de forma independiente o en conjunto con otros sistemas biológicos, como lodos activados o filtros percoladores.

Se clasifican en tres tipos principales, según el ambiente predominante:

- **Aerobias:** Con presencia de oxígeno.
- **Anaerobias:** En ausencia de oxígeno.
- **Facultativas:** Operan en ambos ambientes.

Un tipo especial de lagunas aerobias, conocidas como lagunas de maduración, se emplean como etapa final para mejorar la calidad del efluente y eliminar patógenos sin necesidad de productos químicos adicionales (CONAGUA, 2019, págs. 1-3).

2.2.4 Tratamiento terciario o avanzado de aguas residuales

El tratamiento terciario, también conocido como tratamiento avanzado, tiene como objetivo eliminar los contaminantes que permanecen después de las fases primaria y secundaria. Este proceso se centra en remover componentes específicos, como nutrientes, compuestos tóxicos, exceso de materia orgánica y sólidos en suspensión, para obtener un efluente de alta calidad.

Para alcanzar este propósito, se emplean técnicas como la coagulación química, la floculación, la sedimentación, la filtración y el uso de carbón activado. En casos que requieren una remoción más específica, como la eliminación de iones o la reducción de sólidos disueltos, se aplican métodos especializados, tales como el intercambio iónico y la ósmosis inversa. Este tratamiento avanzado es fundamental para reutilizar el agua de manera segura y garantizar su calidad, aunque en ciertos contextos, procesos naturales pueden ser igualmente efectivos (Metcalf & Eddy, 1995, pág. 146).

Operaciones unitarias comunes en el tratamiento terciario

Filtración

La filtración es un proceso físico que separa sólidos y líquidos mediante el paso de la mezcla a través de un medio poroso. Este medio retiene los sólidos mientras permite el flujo del líquido. La efectividad del proceso depende del tamaño de los poros del filtro y de la fuerza impulsora, que puede ser presión, electricidad o un gradiente de concentración.

Existen dos tipos de filtración:

- **Superficial:** Los sólidos quedan atrapados en la superficie del filtro.
- **De lecho profundo:** El agua fluye a través de un material filtrante, como arena o grava.

Los filtros se clasifican según la velocidad de paso del agua. Los filtros lentos de arena y los procesos basados en membranas son especialmente efectivos para eliminar patógenos. Este proceso puede emplearse solo o combinando con la floculación, ya sea química o biológica (CONAGUA, 2019, págs. 107-108).

Filtros de membrana

Este proceso de separación sólido- líquido utiliza presión o vacío para forzar el paso del líquido a través de una membrana semipermeable, reteniendo sólidos y contaminantes en la superficie.

El término “flux” se refiere al volumen de agua que atraviesa la membrana, expresado en litros por metro cuadrado por hora (flujo volumétrico por área) ($l/m^2 \cdot h$). Cuando la presión sobre la membrana aumenta drásticamente y el flujo disminuye debido a la acumulación de sólidos, se alcanza el “flux crítico”. En cambio, operar bajo condiciones de “flux subcrítico” mantiene la presión y el flujo estables, evitando ensuciamiento excesivo y prolonga la vida útil de la membrana. Esto asegura una operación eficiente a largo plazo (CONAGUA, 2019, pág. 108).

Ósmosis inversa

La ósmosis inversa es un proceso diseñado para revertir el mecanismo natural de ósmosis, en el que el agua pasa a través de una membrana semipermeable desde una solución menos concentrada hacia una más concentrada. En este método, se aplica presión para forzar el flujo inverso, obteniendo agua purificada.

El diseño de un sistema de ósmosis inversa requiere evaluar las características del agua de entrada, el volumen a tratar y el uso final del agua. Los sistemas incluyen componentes como:

- Fuente de presión
- Pretratamiento para proteger las membranas
- Membranas específicas para ósmosis inversa
- Medidores de flujo
- Panel de control con microprocesador

Además, se incorpora un postratamiento para garantizar la calidad de agua producida (CONAGUA, 2019, págs. 38-39).

Procesos electrolíticos

Los procesos electrolíticos consisten en hacer circular agua a través de cámaras con electrodos conectados a una corriente eléctrica. Este método reduce sólidos suspendidos y microorganismos, incluyendo virus, con un consumo energético de aproximadamente 4.5 W/h por litro de agua tratada.

Durante la electrólisis, se generan agentes desinfectantes potentes, como:

- **Hipoclorito de sodio:** Producto de la electrólisis en las reacciones del cloruro de sodio.
- **Oxígeno:** Derivado de la hidrólisis.
- **Ozono y radicales hidroxilos:** Formados en las reacciones del ánodo y cátodo.

Estos agentes actúan como desinfectantes efectivos, eliminando microorganismos y mejorando la calidad del agua tratada (CONAGUA, 2019, pág. 20).

2.3 Tratamiento de aguas residuales en México

2.3.1 Plantas de tratamiento de aguas residuales municipales

En 2022, operaban en el país 2774 plantas de tratamiento, gestionando un caudal de $143.8 \text{ m}^3/\text{s}$, lo que representó el 66.7% de los $215.6 \text{ m}^3/\text{s}$ recolectados a través de los sistemas de alcantarillado. En comparación, en 2021 había 2872 plantas en operación, que trataron un caudal de $145.3 \text{ m}^3/\text{s}$, equivalente al 67.5% de los $215.5 \text{ m}^3/\text{s}$ captados.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Plantas Municipales de Potabilización y Tratamiento de Aguas Residuales de CONAGUA, a diciembre de 2022 la capacidad instalada total ascendía a $195.5 \text{ m}^3/\text{s}$. Sin embargo, se observó una reducción de 98 plantas en funcionamiento respecto al año anterior, lo que resultó en una disminución de $3.1 \text{ m}^3/\text{s}$ en capacidad instalada y de $1.6 \text{ m}^3/\text{s}$ en el caudal tratado.

A pesar de este retroceso, en 2022 se registró un incremento en el volumen procesado por algunas plantas y la incorporación de nuevas instalaciones, lo que evidencia esfuerzos para mejorar el tratamiento de aguas residuales en ciertas regiones del país (CONAGUA, 2024, pág. 126) (CONAGUA, 2024, pág. 52).

Las plantas con mayor impacto en la capacidad instalada y en el caudal tratado se muestran en el cuadro 2.

Planta/Estado	Capacidad instalada l/s	Caudal adicional en 2022 l/s
Plantas nuevas		
Mapimí/Durango	45	20
Jerecuaro/Guanajuato	25	15
Real Segovia, Huejotzingo/Puebla	15	15
El Paraiso/Guerrero	9	6
Plantas con incremento en caudal tratado		
Atotonilco/Hidalgo	35 000	2120
Tecomán/Colima	250	230
Lago de Texcoco I	1000	179
La Marina/Guerrero	300	167
Altamira/Tamaulipas	150	120
Yautepec/Morelos	160	105

Cuadro 2. Principales PTAR con mayor impacto en 2022.

(CONAGUA, 2024, pág. 52).

2.3.2 Plantas de tratamiento de aguas residuales industriales

El Inventario Nacional de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales (IPTARI), actualizado a diciembre de 2022, reporta la existencia de 3832 plantas en México, de las cuales 3809 están operativas, con un caudal tratado de 56 154.6 l/s, lo que representa el 78.8% de su capacidad instalada. Estas plantas emplean diversos niveles de tratamiento: primario, secundario o terciario.

El tratamiento secundario es el más común, utilizado por 2073 plantas, que procesan un total de $32.8 \text{ m}^3/\text{s}$. Los estados con mayor volumen tratado bajo este proceso son Sinaloa, Campeche y Chiapas.

El tratamiento primario es aplicado por 1130 plantas, con un caudal combinado de $18.4 \text{ m}^3/\text{s}$. Los estados que destacan en esta categoría son Baja California Sur, Tamaulipas y Sinaloa.

El tratamiento terciario, aunque menos frecuente, se emplea en 134 plantas, con un caudal total de $1.9 \text{ m}^3/\text{s}$. En esta categoría, los estados con mayor volumen tratado son Hidalgo, Veracruz y Oaxaca.

(CONAGUA, 2024, pág. 70).

2.4 Indicadores de consumo energético de una PTAR

Los indicadores de desempeño energético (IDEn) se expresan como una relación entre unidades de energía y unidades de producción, superficie o servicio. Su función principal es estandarizar los costos energéticos y facilitar la identificación de oportunidades de mejora, así como compartir buenas prácticas en eficiencia energética. El proceso de selección de indicadores comienza con un listado de IDEn específicos de la organización. Es mandatorio que el equipo de gestión energética documente los conceptos y metodologías empleadas para identificar, capturar y concretar ahorros de energía. Según las actividades del sector, se deben elegir los indicadores más adecuados para evaluar los aspectos clave de cada organización, asegurando su relevancia y adaptabilidad. Este enfoque permite una evaluación precisa del desempeño energético y fomenta la implementación de estrategias que optimicen el uso de recursos en el contexto específico del sector evaluado (CONAGUA, 2019, pág. 13).

2.4.1 Evaluación del uso energético en las PTAR

Todos los procesos involucrados en el tratamiento de aguas residuales requieren energía, principalmente en forma de electricidad, además de gas natural u otros combustibles. Estos recursos son necesarios para actividades como el bombeo, la mezcla y la separación de residuos.

La demanda energética de las PTAR varía según diversos factores, tales como la ubicación y el tamaño de la planta, el tipo de proceso de tratamiento implementado, los sistemas de aireación empleados, los requisitos de calidad del efluente, la antigüedad de la instalación y el nivel de capacitación de los operadores.

Estos factores determinan la eficiencia y el rendimiento energético de la planta, subrayando la importancia de optimizar el consumo energético en el tratamiento de aguas residuales. Esto no solo contribuye a mejorar la sostenibilidad ambiental, sino que también permite reducir costos operativos de manera significativa (Gu Y. L., 2017, pág. 1464).

2.4.2 Análisis del consumo energético en una PTAR

Una PTAR municipal convencional incluye fases de tratamiento primarias, secundarias y terciarias (también conocidas como operaciones avanzadas).

Las etapas de recolección y tratamiento primario tienen un consumo energético relativamente bajo en comparación con las demás fases, Sin embargo, su eficiencia puede verse influida por factores como el diseño y operación de la planta, así como por la distancia y los requerimientos de transporte.

En contraste, el consumo energético durante las etapas secundarias depende en gran medida de las tecnologías utilizadas. En los sistemas de lodos activados, la aireación es el

proceso que demanda mayor energía, representando entre el 50% y el 60% de la electricidad total en PTAR de tamaño mediano y grande.

Por su parte, el tratamiento de lodos consume entre el 15% y el 25% de la energía total, mientras que la sedimentación secundaria y las bombas de recirculación constituyen otro 15%.

Finalmente, los procesos avanzados son altamente demandantes de energía. Entre estos destacan la ósmosis inversa, reconocida por ser un método efectivo, pero con un consumo energético significativamente elevado (Gu Y. L., 2017, págs. 1464-1465).

2.4.3 Consumo eléctrico en PTAR mexicanas que utilizan procesos de estabilización de lodos residuales.

En México, el proceso de estabilización aerobia de lodos residuales representa aproximadamente el 40% del consumo energético total de una PTAR. En algunos casos, este consumo incluye procesos que no están directamente relacionados con el tratamiento de aguas residuales.

El proceso convencional de lodos activados con estabilización aerobia consume en promedio 0.58 kWh/m^3 de agua tratada, mientras que con estabilización anaerobia el consumo es de 0.48 kWh/m^3 . (Gabriela Mantilla Morales, 2018, págs. 77-79).

En la tabla 1 se presenta el consumo eléctrico de diferentes PTAR convencionales en el año 2015.

PTAR	ESTADO	MODALIDAD	CAUDAL <i>m³/Año</i>	CONSUMO DE ENERGÍA <i>kWh/Año</i>	CONSUMO UNITARIO <i>kWh/m³</i>
Lago de Texcoco I	MEX	AIR. SUP.	25,228,800	490,030	0.0194
Lechería	MEX	CONV.	2,585,952	2,254,000	0.8716
Toluca Norte	MEX	DUAL: FP+CONV.	32,576,688	6,350,148	0.1949
Toluca Oriente	MEX	AER.EXT.	29,549,232	6,204,168	0.2099
Lerdo	DGO	AER.EXT.	5,655,666	1,992,270	0.3522
Lagos de Moreno	JAL	AER.EXT	5,203,440	1,923,280	0.3696
La Morita	BC	AER.EXT (Carrusel) NT-DN	6,149,520	4,044,950	0.6577
La Petaca	NL	AER.EXT.	4,131,216	2,039,772	0.4937
Caribe 2000	Q.ROO	PRIM. AV+CONV	5,392,656	2,363,819	0.4383
Cd. Acuña	COAH	AER.EXT.	14,805,521	1,727,115	0.1166

Tabla 1. Consumo eléctrico de diferentes PTAR mexicanas en el año 2015.

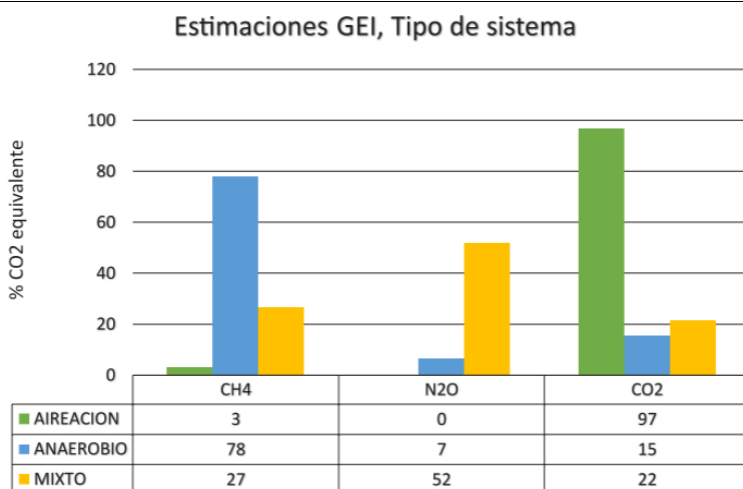
(Gabriela Mantilla Morales, 2018, págs. 77-78).

2.4.4 Impacto ambiental por consumo eléctrico en PTAR

Las PTAR desempeñan un papel importante en la gestión del agua, pero también son una fuente significativa de gases de efecto invernadero (GEI). La magnitud y composición de estas emisiones dependen del tipo de sistema empelado en cada PTAR.

- En los sistemas aerobios, el dióxido de carbono (CO_2) constituye aproximadamente el 97% de las emisiones.
- En los sistemas anaerobios, el metano (CH_4) predomina, representando un 78% de las emisiones totales.
- Por su parte, en los sistemas mixtos, el óxido nitroso (N_2O) es el principal gas emitido, alcanzando un 52% del total.

Estos datos destacan la importancia de evaluar y gestionar las emisiones de GEI en las PTAR de manera más práctica y efectiva, con el fin de reducir su impacto ambiental y contribuir a la sostenibilidad en la gestión de aguas residuales (Montenegro, 2019, pág. 30).



Grafica 1. Porcentajes de GEI generados por PTAR.

(Montenegro, 2019, pág. 30).

2.4.5 Alternativas sustentables

El uso de energías renovables, como la solar y la eólica, es imprescindible para reducir la presión sobre los recursos naturales y mitigar la contaminación generada por el uso de combustibles fósiles.

Además, estas fuentes de energía promueven el crecimiento económico al aportar valor a diversas actividades productivas.

Para fomentar su adopción, es indispensable:

- Promover financiamiento destinado a proyectos de energías renovables.
- Establecer normativas que faciliten su integración en el sector hídrico.
- Recomendar su implementación en instalaciones públicas.
- Otorgar incentivos tanto a fabricantes como a usuarios de estos sistemas.
- Fortalecer la eficiencia energética en los organismos operadores de agua.

Con costos en descenso y un menor impacto ambiental, las energías alternativas representan una solución viable para satisfacer la creciente demanda eléctrica y se encuentran disponibles en todas las regiones geográficas.

El desempeño económico, estrechamente relacionado con el consumo de electricidad, será un factor determinante en la evolución del sector energético durante los próximos años (CONAGUA, 2019, pág. 93).

2.5 Cálculo de la eficiencia energética

En la década de 1980, tras la crisis del petróleo, se impulsó el desarrollo de la Eficiencia Energética (EE), entendida como la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en un proceso energético. Aunque la EE es de importancia económica, legal y

ambiental para la industria, los mayores avances se lograron en el siglo XXI, especialmente en los procesos industriales.

La Auditoría Energética (AE) ha adquirido un papel primordial para identificar oportunidades de mejora en la eficiencia, reducir el desperdicio y obtener tanto beneficios económicos como ambientales. La norma ISO 50002 es el principal referente en este campo, ya que establece los requisitos mínimos para identificar mejoras en la EE. Esta norma complementa a la ISO 50001, facilitando la revisión, medición y análisis de sistemas de gestión energética. Sin embargo, también puede emplearse de forma independiente por organizaciones que deseen optimizar su EE mediante la contratación de Empresas de Servicios Energéticos (ESEs) o de manera autónoma (García-Fajardo, 2019, págs. 345-346).

2.5.1 Guía práctica para la implementación de auditorías energéticas: Enfoque normativo y aplicado

Una auditoría energética se estructura de la siguiente manera:

- Planificación: Se establecen el alcance y los objetivos de la auditoría.
- Reunión de apertura: El auditor comunica los objetivos, el alcance, los límites y los métodos, revisando disposiciones de seguridad y aspectos relevantes.
- Recopilación de datos: El auditor organiza la información sobre el consumo de energía, incluyendo un inventario de sistemas, procesos y equipos, analiza datos históricos y actuales de rendimiento energético.
- Plan de medición: El auditor y la organización acuerdan un plan de medición que incluye puntos relevantes, mediciones adicionales y viabilidad de instalación.

- Visita al sitio: El auditor compara el uso de energía con los datos recopilados y evalúa el consumo según los objetivos y métodos acordados.
- Análisis: Se valida la información y si es necesario, se sugieren métodos alternativos para obtener los datos.
- Informe: El auditor presente los resultados en un informe, verificando que se hayan cumplidos los requisitos, identificando mediadas implementadas y explicando estimaciones y supuestos.
- Reunión de cierre: Se entrega el informe a la organización, se explican los hallazgos y se responden preguntas.

(CONAGUA, 2019, págs. 17-20).

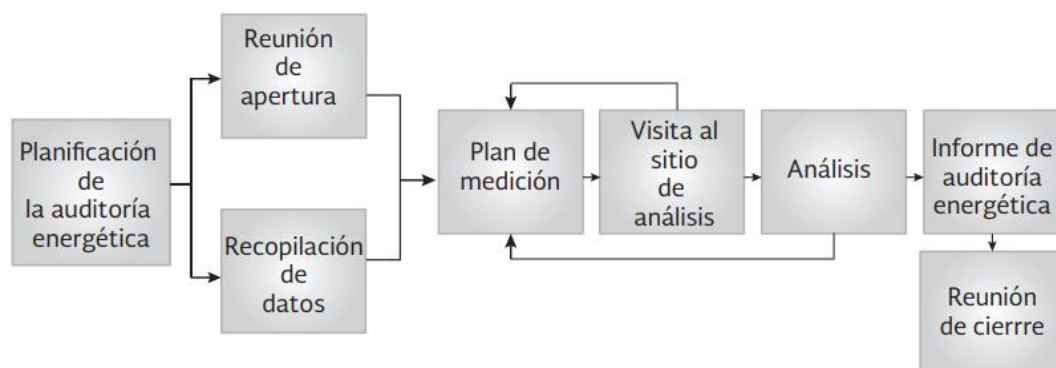


Figura 3. Norma ISO 50002. Esquema del proceso de auditoría energética.

(CONAGUA, 2019, pág. 18).

2.5.2 Demanda energética eléctrica en las PTAR

El consumo de energía es una parte importante de los costos operativos en las PTAR, pero con un diseño adecuado y gestión eficiente, se pueden lograr reducciones significativas. Tradicionalmente, las plantas se han enfocado en cumplir con los estándares de calidad del

agua, sin optimizar la EE, lo que ha generado un alto consumo energético. Este enfoque ha resultado en instalaciones que rara vez son optimizadas para reducir el consumo de energía, lo cual puede representar una oportunidad de mejora significativa.

Con la normativa actual que exige avances en la eliminación de contaminantes, especialmente nutrientes y materia orgánica, es necesario que se optimicen los procesos de tratamiento. La creciente tendencia hacia la centralización de las PTAR en áreas metropolitanas aumenta la necesidad de considerar la EE como un aspecto clave de la gestión de estas instalaciones. En este contexto, la EE no solo contribuye a la reducción de los costos operativos, sino que también favorece la sostenibilidad a largo plazo de las plantas de tratamiento.

Estudios han demostrado que entre el 25% y el 40% de los costos operativos de una planta convencional están directamente relacionados con el consumo de energía. Este consumo varía entre 0.3 y 2.1 kWh/m^3 de aguas residuales tratadas, dependiendo de varios factores, como el tipo de tecnología y los procesos empleados. Entre los procesos que más contribuyen a este consumo, destacan la aireación y la sedimentación, los cuales son responsables de una proporción significativa de la demanda energética.

Adicionalmente, al comparar plantas de tratamiento de similar capacidad, se observa que el consumo de energía puede aumentar hasta un 50% al optar por tratamientos biológicos avanzados en lugar de los procesos convencionales. Esto se debe a la mayor complejidad y a la intensificación del uso de energía en tecnologías como los sistemas de aireación de alto rendimiento, utilizados en tratamientos biológicos más sofisticados, como la nitrificación-desnitrificación.

Por lo tanto, la optimización de la EE en las PTAR no solo representa una oportunidad para reducir costos, sino también una medida necesaria para mejorar la sostenibilidad de estas

instalaciones en el contexto de una creciente demanda y mayores exigencias ambientales (Panepinto, 2016, págs. 405-407).

En la tabla 2 se presentan las soluciones técnicas para la optimización de la EE de las PTAR.

Solución técnica	Ahorro de energético estimado	Tiempo de Amortización (años)
Implementación de un plan de mantenimiento exhaustivo para equipos eléctricos, sustitución de equipos obsoletos por versiones más eficientes	Menor al 5%	n.a.
Mejora del aislamiento en edificaciones, uso de temporizadores para la iluminación interna, interruptores crepusculares en exteriores y lámparas de bajo consumo	Menor al 10%	n.a.
Ajuste del rango operativo y algoritmos de bombas, incorporación de variadores de frecuencia	5-30%	0.1-1.5
Incremento de la eficiencia en sedimentación primaria a través del uso de coagulantes	25% Se refiere a la demanda de energía de aireación	n.a
Control automatizado de oxígeno disuelto (OD) y tiempo de retención de lodos (SRT) en tanques de aireación	20-36%	2.4-5
Mejora del proceso de flotación por aire disuelto en el espesamiento de sólidos	64%	0.25

Optimización de la mezcla en digestores anaeróbicos	90%	2.5
Implementación de digestión anaeróbica mesófila de una sola etapa con motor de cogeneración de combustión dual	15%	8.8
Utilización de biogás para el calentamiento y deshidratación de lodos en motores de cogeneración	80-88%	n.a.

Tabla 2. Soluciones técnicas para la optimización de la EE.

(Panepinto, 2016, pág. 409).

n.a: No disponible, OD: Oxígeno disuelto, STR: Tiempo de retención de lodos.

3 Capítulo 3. Diagnóstico de la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR)

“El Rayo”, Temixco, Morelos

3.1 Nombre del inmueble

En la pared, se encuentra la identificación del inmueble: Planta de Tratamiento de Aguas Residuales “El Rayo”.



Figura 4. Placa con el nombre de la PTAR de caso de estudio.

(Pedimento de información sobre auditoría a la PTAR "El Rayo" de caso de estudio para elaboración de trabajo de tesis [solicitud hecha por parte del Instituto de Ingeniería], 2024).

3.1.1 Descripción del inmueble

La PTAR “El Rayo” fue diseñada para procesar las aguas residuales generadas por una población de aproximadamente 5400 habitantes, con una capacidad instalada de 100 l /s. El proceso operativo incluye la captación del drenaje sanitario local, una obra de bypass,

pretratamiento, tratamiento primario y secundario, finalizando con la descarga de efluentes tratados en el Río Apatlaco.

De acuerdo con la consultoría realizada el 4 de julio de 2024, la planta operaba a un caudal promedio de 50 l/s, lo que representa el 50% de su capacidad nominal. Inaugurada en 2010, su infraestructura civil presenta un estado de conservación adecuado, atribuible a un mantenimiento regular. No obstante, se identificaron deficiencias en las instalaciones eléctricas y mecánicas, destacándose la necesidad de reemplazar equipos operativos obsoletos y la ausencia de equipos de reserva, lo cual incrementa la vulnerabilidad operativa ante fallos.

La consultoría concluyó que, si bien la planta cumple con su función básica de tratamiento, es netamente necesario priorizar la modernización de sus componentes eléctricos y mecánicos para garantizar la continuidad del servicio, mejorar la eficiencia y prevenir interrupciones que puedan comprometer la calidad del efluente.

3.1.2 Ubicación de la PTAR

- **Localización de Morelos:** Morelos es un estado ubicado en el centro-sur de México limita al norte de la Ciudad de México y el Estado de México, al este con Puebla y al sur con Guerrero. Sus coordenadas son 18° 44'55'' latitud norte y 99° 04'13'' latitud oeste.
- **Localización de la PTAR “El Rayo”:** Para el tema de estudio nos ubicaremos geográficamente en el municipio de Temixco, Morelos, México. La PTAR se encuentra al sur de la cabecera municipal, entre las colonias “La

Cima” y “El Arenal” con coordenadas $18^{\circ} 49' 46''$ latitud norte y $99^{\circ} 13' 20''$ longitud oeste.

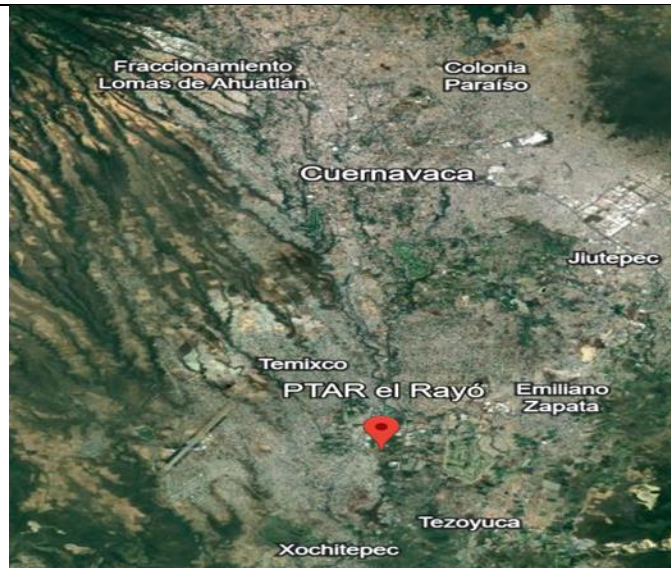


Figura 5. Localización de la PTAR “El Rayo”, Temixco.



Figura 6. Vista aérea de la PTAR “El Rayo”, Temixco.

3.2 Estructura organizacional

3.2.1 Organigrama del organismo operador

Organismo	Objetivo
Nombre	Organismo Público Descentralizado (OPD) Sistema de Conservación Agua Potable y Saneamiento de Agua de Temixco Morelos (SCAPSATM).
Responsabilidades	Presentar y administrar servicios de agua potable y saneamiento.
Funciones principales	- Planeación - Construcción - Rehabilitación - Mejoramiento de sistemas de captación y conservación de agua - Potabilización - Conducción - Almacenamiento y distribución de agua incluyendo alcantarillado - Tratamiento de aguas residuales
Importancia	Asegurar la sostenibilidad y eficiencia de los recursos hídricos, garantizando un suministro adecuado y el tratamiento de desechos líquidos.

Cuadro 3. Cuadro de elaboración propia basado en el organigrama de la PTAR.

La administración del sistema será supervisada por la Junta de Gobierno, que designa un Director General y un Comisario por un período de tres años. El Director General será el representante legal del Organismo Operador y se encarga de gestionar los asuntos de su competencia. Para facilitar la atención de estos asuntos, podrá delegar sus funciones en empleados subordinados, salvo aquellas que, según la Ley Estatal, el acuerdo de creación del sistema y el reglamento interno, deben ser ejercidas directamente por él. Esto garantiza una gestión efectiva y organizada.

3.2.2 Fundamento legal y atribuciones del organismo operador

El Sistema de Conservación de Agua Potable y Saneamiento de Agua de Temixco, Morelos (SCAPSATM) opera como un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y autónoma administrativa, conforme a la Ley Estatal de Agua Potable. Su creación fue formalizada mediante el Acuerdo de Creación, publicado en el periódico oficial Tierra y Libertad el 29 de octubre de 1997, y su infraestructura, funciones y responsabilidades están definidas en su reglamento interno.

Las principales atribuciones del SCAPSATM son:

- **Gestión del agua:** Explotar y utilizar las aguas nacionales dentro del municipio, incluyendo la construcción y operación de infraestructura para el control de inundaciones, almacenamiento y distribución en la red de agua potable y alcantarillado.
- **Colaboración interinstitucional:** Trabaja en conjunto con la Comisión Estatal de Agua para optimizar los servicios de agua y saneamiento.

- **Protección de la calidad del agua:** Establecer políticas y acciones dirigidas a conservar y mejorar la calidad del recurso hídrico.
- **Administración y financiamiento:** Gestionar legal y administrativamente sus operaciones, fijar tarifas, recaudar ingresos y administrar los recursos financieros necesarios para su funcionamiento.
- **Imposición de sanciones:** Aplicar las medidas correctivas pertinentes de acuerdo con la legislación vigente.
- **Adquisición de bienes:** Adquirir los materiales y equipos necesarios para la operación y mantenimiento de sus servicios.

Este marco normativo asegura que el SCAPSATM desempeñe un papel destacable en la gestión integral del agua y saneamiento, contribuyendo al desarrollo del municipio de Temixco.

3.2.3 Fuentes de ingreso y presupuestos

Las fuentes de ingreso del Organismo Operador de Agua (OOA) incluyen derechos por servicios de agua potable, drenaje, alcantarillado y saneamiento, así como multas y recargos por falta de pago e ingresos por infracciones a la normativa. Para el año 2024, el presupuesto de egresos del SCAPSATM se establece en 81 000 000 MXN.

3.3 Planta de tratamiento de aguas residuales “El Rayo”.

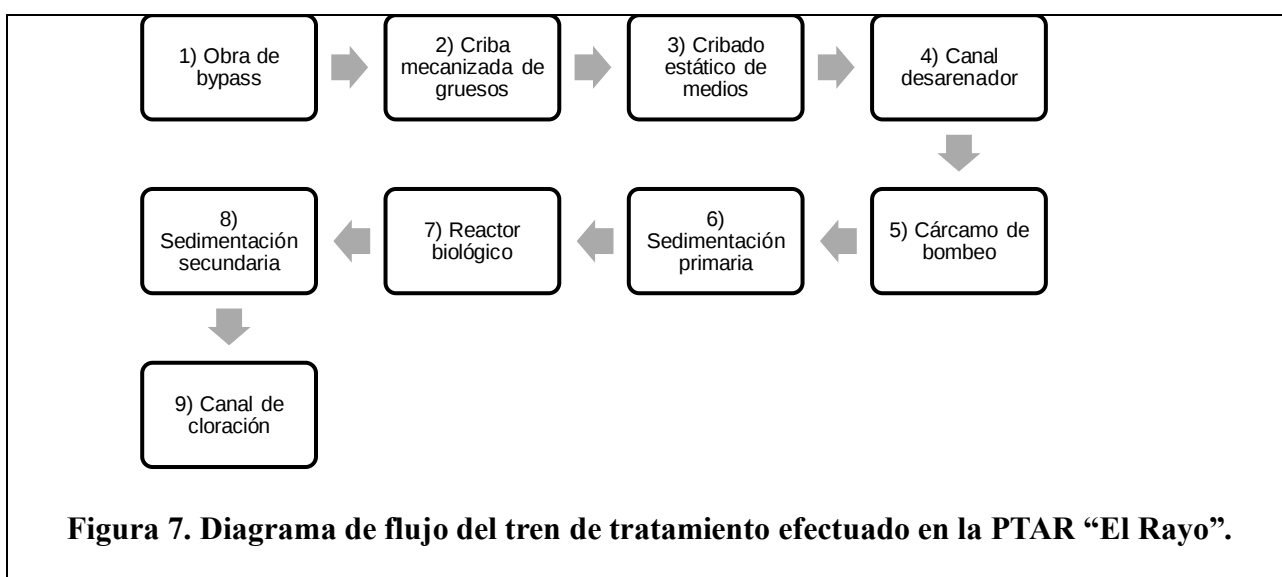
3.3.1 Resumen del proceso de tratamiento

La PTAR opera con dos módulos de lodos activados convencionales como proceso principal. El tratamiento primario incluye cribas gruesas y finas, desarenado y clarificación.

Posteriormente, al agua pasa por dos trenes de lodos activados, que comparten un sedimentador secundario. La desinfección del agua se realiza mediante pastillas de hipoclorito de sodio. En la línea de lodos, se utilizan espesadores, un digestor aerobio y un filtro de bandas.

El proceso inicia con la entrada del agua residual desde la red de colectores hacia un canal de bypass, que permite la descarga directa al Río Apatlaco. El pretratamiento comienza con un cribado grueso mecanizado para eliminar sólidos grandes, seguido de un cribado fino y un sistema de desarenado. Posteriormente, el agua es bombeada al clarificador primario y, de allí, a los reactores de lodos activados. Ambos trenes comparten un clarificador secundario y cuentan con líneas de retorno de lodos. Finalmente, el agua tratada se desinfecta antes de su descarga.

En la línea de lodos, los residuos primarios y secundarios son procesados mediante espesadores, seguidos de digestión aerobia y secado en filtros de bandas. La planta alcanza una eficiencia de remoción del 90% en Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) y del 86% en Sólidos Suspendedos Totales (SST).



3.3.2 Medidas evaluadas

Evaluación 1: Problemas en el sistema de bombeo de agua cruda

El sistema de agua cruda del cárcamo principal no cuenta actualmente con variadores de frecuencia, lo que limita su eficiencia. De lo reportado por la consultoría, se observó que solo uno de los cinco equipos está en funcionamiento, mientras que los otros 4 están en mantenimiento. Además, solo se dispone de información parcial sobre las bombas instaladas, lo que impide evaluar si su capacidad es adecuada para las demandas del sistema.

También se identificó la falta de un sensor de nivel en el cárcamo principal.

Evaluación 2: Sistema de soplantes

La planta cuenta con cuatro soplantes que alimentan los reactores biológicos, tres de 75 HP y uno de 40 HP, todos de desplazamiento positivo. Uno de los soplantes de 75 HP está fuera de servicio. Además, dos soplantes alimentan el digestor aerobio, de 20 y 40 HP.

Aunque todos los equipos tienen arrancadores suaves, ninguno posee variadores de frecuencia.

Actualmente, ni los reactores biológicos ni el digestor aerobio tienen sensores de oxígeno disuelto, lo que impide controlar adecuadamente el suministro de oxígeno.

3.3.3 Hallazgos no asociados a la eficiencia energética

Hallazgo 1: Reactivación de los equipos de bombeo en mantenimiento.

Durante la inspección de la planta, se detectó que solo un equipo de bombeo está operativo, mientras que los otros cuatro están en mantenimiento. Se recomienda poner en funcionamiento al menos un equipo de respaldo, ya que una falla en el único equipo activo dejaría la planta fuera de servicio, desviando el caudal a otras PTARs. Dado que la planta

opera a la mitad de su capacidad, se necesita aumentar la capacidad de bombeo con equipos de reserva.

Hallazgo 2: reactivación de la línea de lodos.

Se observó que el digestor de lodos y el filtro de bandas están fuera de servicio. Es necesario ponerlos en marcha para tratar adecuadamente los lodos generados en el tratamiento primario y secundario.

Hallazgo 3: Instalación de reja gruesa manual.

Para asegurar la continuidad del servicio en caso de falla en la reja gruesa mecanizada, es necesaria la implementación de una reja gruesa manual en un lugar accesible para su mantenimiento.

4 Capítulo 4. Estudio teórico

4.1 Historia del estudio de la energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica tiene sus raíces en el siglo XIX, cuando el físico francés Alexandre Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico en 1839. Experimentando con una pila electrolítica, observó que la luz aumentaba la corriente en electrodos de platino, estableciendo así la base para convertir la radiación solar en electricidad. En 1920, Albert Einstein profundizó en este concepto al explicar cómo los electrones absorben fotones, lo que cimentó los fundamentos teóricos del fenómeno.

En el siglo XX trajo avances significativos. En 1954, los Laboratorios Bell desarrollaron la primera célula solar de silicio con un rendimiento del 6% aunque su alto costo limitaba su aplicación. En 1962, el lanzamiento del satélite Telstar impulsó el uso de paneles fotovoltaicos en aplicaciones espaciales. Durante las décadas siguientes, las mejoras en rendimiento y producción llevaron a una capacidad instalada global de 40 000 *MW* para 2010 (Rasero, 2011, págs. 5-8).

4.2 Efecto y célula fotovoltaicos

El efecto fotovoltaico convierte la luz en electricidad mediante materiales semiconductores. Cuando los fotones impactan un semiconductor, transfieren energía a los electrones, liberándolos de sus átomos y generando una corriente eléctrica. Las células fotovoltaicas captan esta corriente, múltiples celdas forman los paneles solares.

Los paneles fotovoltaicos, compuestos por múltiples celdas (que es lo mismo que decir célula), utilizan el efecto fotovoltaico para crear un campo eléctrico a partir de la luz.

Los materiales más comunes en estas celdas son el silicio cristalino y el arseniuro de galio. Las celdas de silicio se dividen en:

- Monocristalinas: Alta eficiencia, fabricadas con único cristal, de color azul oscuro.
- Policristalinas: Menor eficiencia, con múltiples cristales, de color azul más intenso.
- Amorfos: Menos eficientes pero económicas, ideales para dispositivos pequeños.

El proceso de fabricación incluye cortar lingotes de silicio en obleas, tratarlas con dopantes para mejorar su conductividad, y ensamblarlas en paneles protegidos por vidrio y un sustrato. La eficiencia de los paneles depende de minimizar el calentamiento, ya que la temperatura elevada reduce su rendimiento. Los conjuntos de paneles se denominan grupos solares (CONAGUA, 2019, págs. 150-151).

4.3 Generación de energía solar: paneles

Los paneles solares son el motor de los sistemas fotovoltaicos, capturando la energía solar y transformándola en electricidad. Cada panel contiene células solares interconectadas en serie y/o paralelo para alcanzar niveles óptimos de corriente y voltaje.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en:

Conectados a la red:

- Instalaciones sobre el suelo: Generan grandes cantidades de energía.
- Sistemas en edificios: Ofrecen funciones arquitectónicas adicionales.

Autónomos:

Diseñados para demandas específicas, incluyen acumuladores y se dividen en:

- Profesionales: Para aplicaciones críticas (satélites, señales de tráfico, etc.).
- Electrificación rural: Proveen electricidad en comunidades remotas.
- Pequeños consumos: Dispositivos domésticos o portátiles.

De bombeo:

Usados en la agricultura y abastecimiento de agua en áreas aisladas, garantizan autosuficiencia energética (CONAGUA, 2019, pág. 151) (Lamigueiro, 2013, págs. 1-5).

5 Capítulo 5. Condiciones del proyecto

5.1 Propuesta de implementación

5.1.1 *Generación solar*

México, por su ubicación geográfica privilegiada, cuenta con niveles de radiación solar que oscilan entre 4.4 y 6.3 kWh/m^2 por día, lo que lo posiciona como un país con alto potencial para el aprovechamiento de esta fuente de energía. La capacidad inagotable del sol hace imprescindible la promoción de políticas públicas que incentiven su uso sostenible.

La sostenibilidad ambiental es una prioridad nacional, y la energía solar se ha consolidado como una alternativa viable, especialmente en comunidades rurales que carecen de acceso a servicios básicos como electricidad y agua. En este contexto, México ha implementado marcos normativos para fomentar el desarrollo de energías renovables. La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, promulgada en 2008, establece lineamientos para incorporar energías limpias en las políticas públicas, diversificando la matriz energética y promoviendo un desarrollo sustentable (CONAGUA, 2019, págs. 95-97).

5.2 Parámetros de instalación

El diseño y dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas requiere considerar el tipo de sistema:

Sistemas aislados: Garantizan un suministro continuo de energía en lugares sin acceso a la red eléctrica.

Sistemas conectados a la red: Buscan maximizar la generación de electricidad solar para reducir el consumo energético convencional.

El cálculo básico para dimensionar un sistema consta de tres etapas:

- Estimación de la demanda energética: Determinar los requerimientos eléctricos diarios.
- Evaluación de la contribución solar: Calcular la energía disponible mediante el sistema fotovoltaicos.
- Determinación de la potencia del campo generador: Basada en la demanda energética y el rendimiento del sistema.

Con esos datos, se realiza un análisis mensual y anual para garantizar un dimensionamiento óptimo. En instalaciones aisladas, ajustar la relación entre la energía demandada y la aportada por el sistema permite optimizar su capacidad y garantizar un suministro eficiente y sostenible (CONAGUA, 2019, pág. 184).

5.3 Condiciones climatológicas

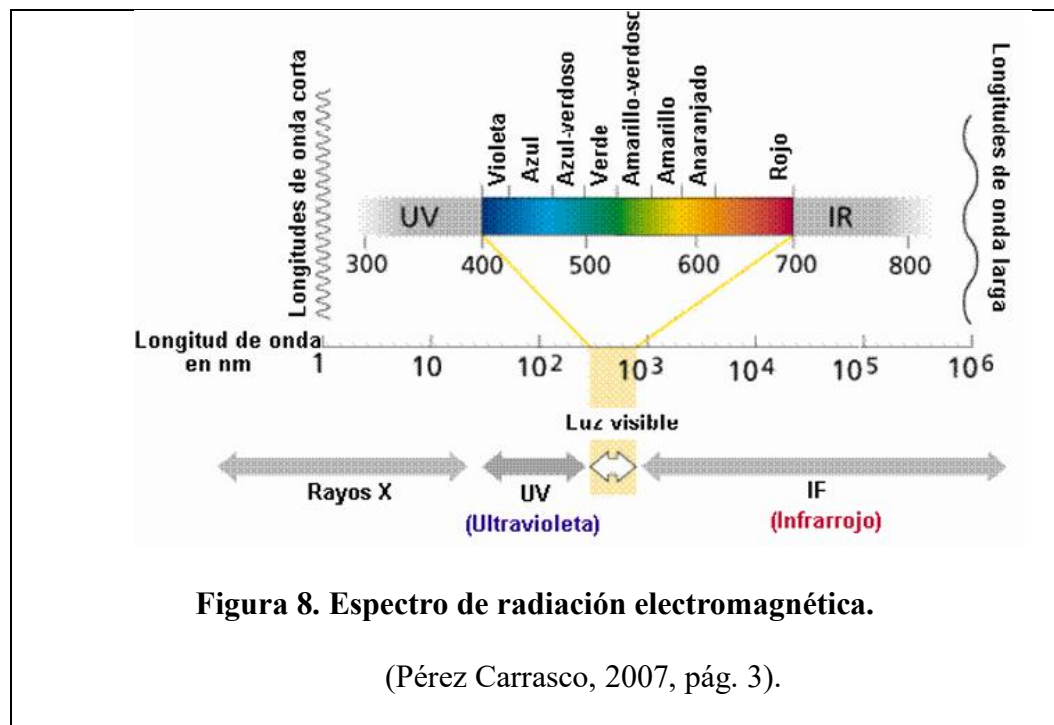
En esta sección, se lleva a cabo un análisis de los factores climáticos que inciden en la instalación solar. Se presentan previamente conceptos fundamentales para facilitar la comprensión de los términos técnicos empleados posteriormente.

5.3.1 Definiciones

5.3.2 Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol que alcanza la Tierra en forma de ondas electromagnéticas. Este tipo de energía abarca un amplio espectro de longitudes de onda, incluyendo:

- Luz visible: Comprendida entre 400 y 730 nm , perceptible para el ojo humano.
- Ultravioleta (UV): Rayos de onda corta con longitudes de entre 280 y 400 nm estos se clasifican en tres tipos según su energía y efectos:
 - I. UV-A (315-400 nm): Longitudes más largas y menos energéticas. Provocan daños cutáneos a largo plazo.
 - II. UV-B (280-315 nm): Son responsables de quemaduras solares debido a su mayor energía y con longitudes intermedias.
 - III. UV-C (100-280 nm): Longitudes más cortas, altamente energéticas y mayormente absorbidas por la atmósfera.
- Infrarrojo (IR): Superior a 800 nm , asociado al calor que proporciona el sol, no es visible por el ojo humano.



5.3.3 *Interacción de la radiación solar con la atmósfera*

Al atravesar la atmósfera terrestre, la radiación solar sufre procesos de absorción y dispersión debido a los gases, aerosoles y partículas presentes:

Absorción:

- Reduce la intensidad de la radiación en ciertas longitudes de onda.
- Permite identificar las moléculas involucradas en este proceso debido a los cambios en el espectro de radiación.

Dispersión (Scattering):

- Redistribuye la radiación en diferentes direcciones sin alterar su espectro.
- Contribuye a fenómenos como el color azul del cielo o la dispersión de la luz al atardecer.

Estos procesos, conocidos como interacción radiación-atmósfera, son fundamentales para entender la distribución y los efectos de la radiación solar en la superficie terrestre.

(Pérez Carrasco, 2007, págs. 3-4).

5.3.4 *Irradiancia*

La irradiancia solar, denotada por G , es la cantidad de energía radiante que atraviesa una superficie por unidad de área y tiempo. Su cálculo se expresa mediante la fórmula:

$$G = \frac{E}{S * t}$$

Donde:

E : Energía total recibida por la superficie en un tiempo determinado.

S : Área de la superficie expresada en m^2 .

t : Tiempo expresado en segundos.

Dado que la energía (E) es el producto de la potencia (P) y el tiempo (t), la ecuación puede simplificarse a:

$$G = \frac{P}{S}$$

Si P se mide en watts (W) y S en metros cuadrados (m^2), la irradiancia se mide en W/m^2 (Sánchez Juárez, 2017, pág. 67).

5.3.5 Irradiación

La irradiación es la cantidad total de energía radiante acumulada por unidad de área durante un período de tiempo, también conocida como irradiancia integrada. Su cálculo se expresa como:

$$H_S = G * t$$

- H_S : Irradiación (energía acumulada).
- G : Irradiancia (en W/m^2).
- t : Tiempo (en segundos).

La unidad de medida de la irradiación es Ws/m^2 , equivalente a J/m^2 (Joules por metro cuadrado) (Sánchez Juárez, 2017, pág. 68).

5.3.6 Conversión de unidades

Un joule (J) equivale a la energía generada o consumida por una máquina con una potencia de 1 watt durante 1 segundo:

$$1 J = 1 W * 1 s$$

Si el tiempo se mide en horas ($1 \text{ hora} = 3600 \text{ s}$), la irradiación se expresa en Wh/m^2 . También se utilizan otras unidades como Langley o BTU, con las siguientes equivalencias:

$$1000 \frac{Wh}{m^2} = \frac{Langley}{85.9} = \frac{316.96 \text{ BTU}/ft^2}{3.6 \text{ MJ}/m^2}$$

La irradiación se reporta comúnmente como un promedio acumulado diario, mensual o anual, por ejemplo

- $2.0 \text{ kWh}/m^2$ por día.
- $60.0 \text{ kWh}/m^2$ por mes.

(Sánchez Juárez, 2017, pág. 68)

5.3.7 *Constante solar*

La irradiancia fuera de la atmósfera, conocida como “constante solar” (G_{Sol}), tiene un valor aceptado de:

$$G_{Sol} = 1353 \pm 21 \text{ W}/m^2$$

Aunque otros modelos la ajustan a $1367 \text{ W}/m^2$. Este valor representa la cantidad de energía solar que llega a la Tierra, suponiendo una distancia constante entre ambos cuerpos celestes (Sánchez Juárez, 2017, pág. 68).

5.4 Procesos de interacción entre la atmósfera y la radiación solar

5.4.1 Radiación solar en la atmósfera

Al atravesar la atmósfera, la radiación solar experimenta una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión, los cuales alteran sus características iniciales.

- Reflexión: Principalmente causadas por las nubes, reduce la cantidad de radiación incidente que llega a la superficie terrestre.
- Absorción: El vapor de agua, el ozono y el dióxido de carbono (CO_2) absorben parte de la radiación, modificando sus características espectrales.
- Dispersión: Provocada por partículas en la atmósfera, altera la distribución espacial de la radiación.

5.4.2 Fenómenos de difusión

Dependiendo del tamaño de las partículas en interacción con las ondas electromagnéticas, se distinguen tres tipos principales de difusión:

I. Difusión de Rayleigh:

- La difusión de Rayleigh, predominante en las capas altas de la atmósfera, ocurre cuando las moléculas de aire, mucho más pequeñas que la longitud de onda de la luz visible, interactúan con los fotones, dispersándolos principalmente en la región del espectro correspondiente al color azul. Este fenómeno es el responsable de la tonalidad celeste que observamos al mirar el cielo en un día despejado.

II. Difusión de Mie:

- A diferencia de la difusión de Rayleigh, la difusión de Mie se produce cuando la longitud de onda de la radiación electromagnética es similar al tamaño de las partículas dispersoras, como pequeñas gotas de agua o partículas de polvo. Este tipo de difusión es más compleja y puede dar lugar a una amplia gama de colores, dependiendo del tamaño y la composición de las partículas.

III. Difusión no selectiva:

- Se presenta cuando la longitud de onda es mucho menor que el tamaño de la partícula.

5.4.3 Masa de Aire (AM, Air Mass)

La masa de aire (AM) se define como la relación entre el recorrido que realizan los rayos solares directos a través de la atmósfera hasta alcanzar la superficie receptora y el recorrido que tendría si incidiera de manera perpendicular.

Para nuestro propósito, es válida la aproximación mediante la siguiente ecuación:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z}$$

Donde θ_z es el ángulo cenital solar (el ángulo entre los rayos solares y la vertical en el punto de incidencia).

(Lamigueiro, 2013, pág. 26).

5.5 Tipos de radiación solar

La radiación solar se emite en todas direcciones desde el Sol y se propaga en línea recta a la velocidad de la luz. Su intensidad disminuye de forma inversamente proporcional al cuadrado de la distancia del sol.

En el espacio, fuera de la atmósfera, esta radiación es conocida como radiación directa normal, ya que no experimenta alteraciones en su trayectoria. Sin embargo, al entrar en la atmósfera terrestre, las partículas suspendidas como aire, polvo y moléculas de agua interactúan con los rayos solares, produciendo fenómenos de absorción, difracción y reflexión.

Como resultado, un captador solar recibe dos tipos principales de irradiancia:

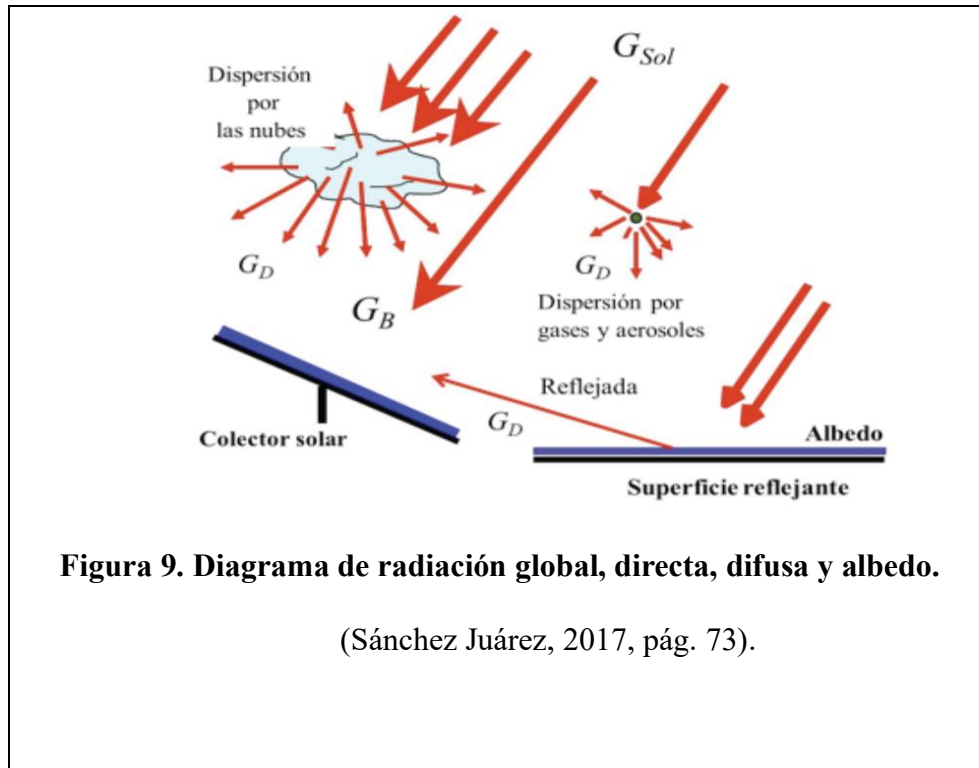
- Radiación directa (G_B): Llega al captador sin cambios en su trayectoria.
- Radiación difusa (G_D): Proviene del cielo y ha sido dispersada por las partículas de la atmósfera.

La suma de la radiación directa (G_B) y difusa (G_D) se denomina radiación global (G_G).

Además, una pequeña fracción de la radiación llega al captador tras ser reflejada por la superficie terrestre. Esta fracción se conoce como radiación de albedo (G_R), aunque su contribución suele ser insignificante en comparación con los otros componentes (Lamigueiro, 2013, pág. 26) (Sánchez Juárez, 2017, págs. 71-72).

Esta es su fórmula:

$$G_G = G_B + G_D + G_R$$



En términos operativos, los ingenieros especializados en energía solar han adoptado la convención de que la máxima irradiancia directa que puede recibir un captador es de 1000 W/m^2 , valor conocido como el pico de radiación solar (G_p). Este estándar se utiliza como referencia bajo condiciones específicas.

5.5.1 Efectos de la altitud en la irradiancia

A medida que aumenta la altitud sobre el nivel del mar, el espesor de la masa de aire disminuye. Esto reduce los efectos de atenuación atmosférica, permitiendo que la irradiancia directa recibida por un captador sea ligeramente superior al valor estándar.

En la práctica, es poco común registrar irradiancias directas mayores a 1050 W/m^2 , aunque estas condiciones puedan darse en altitudes elevadas o en zonas de baja contaminación atmosférica (Sánchez Juárez, 2017, pág. 73).

5.5.2 Relevancia para la evaluación de sistemas solares

Estos valores son altamente importantes para analizar el rendimiento de los sistemas solares, ya que la irradiancia afecta directamente la eficiencia de los captadores solares en función de su ubicación geográfica y altitud.

5.6 Irradiación en Temixco, Morelos

5.6.1 Planificación de una instalación fotovoltaica

Conocer la irradiación solar de la zona es lo primero que se debe tomar en cuenta para evaluar la viabilidad de un proyecto fotovoltaico. Aunque lo ideal es medir directamente en el sitio con equipos especializados, pero cuando esto no es posible, se recurre a fuentes confiables de datos tabulados.

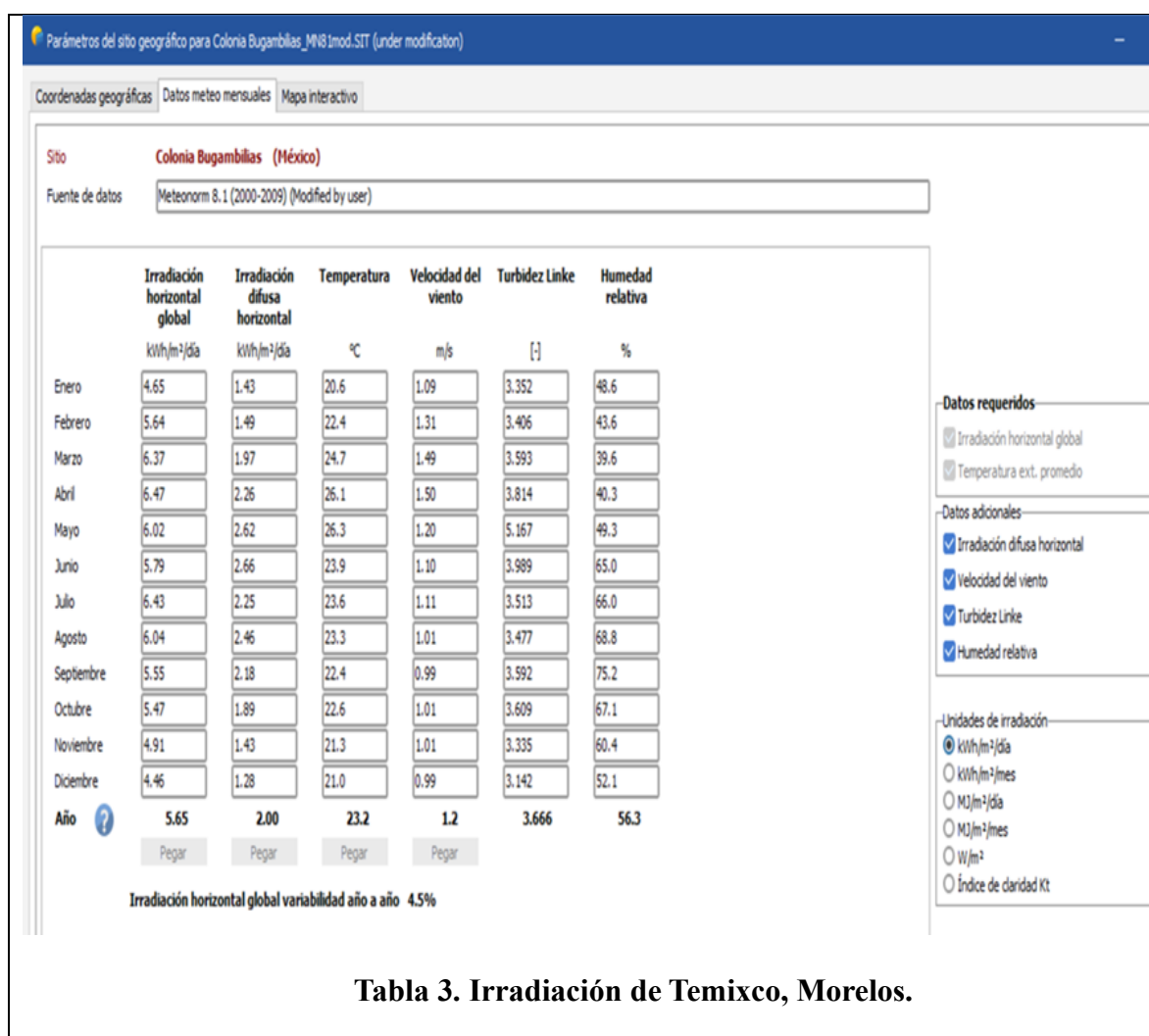
En el presente caso de estudio, se empleó el software PVsyst (licencia gratuita por 30 días), una herramienta que proporciona datos precisos sobre la irradiación global horizontal en cualquier ubicación del mundo. Esta información se basa en la base de datos de Meteonorm, ampliamente reconocida y utilizada a nivel internacional por su confiabilidad y actualización constante.

5.6.2 Irradiación solar en Temixco, Morelos

A continuación, se presenta la tabla de irradiación obtenida para Temixco, Morelos, cuyas coordenadas geográficas son:

Latitud: 18.8289

Longitud: -99.2223



La irradiación solar global combina radiación directa y difusa, expresada en $kWh/m^2/día$. En días despejados, hasta el 90% de la radiación es directa, mientras que la difusa predomina en condiciones nubladas. En Temixco, la nubosidad suele ser menor por la mañana y aumentar hacia el atardecer.

5.6.3 Variaciones estacionales

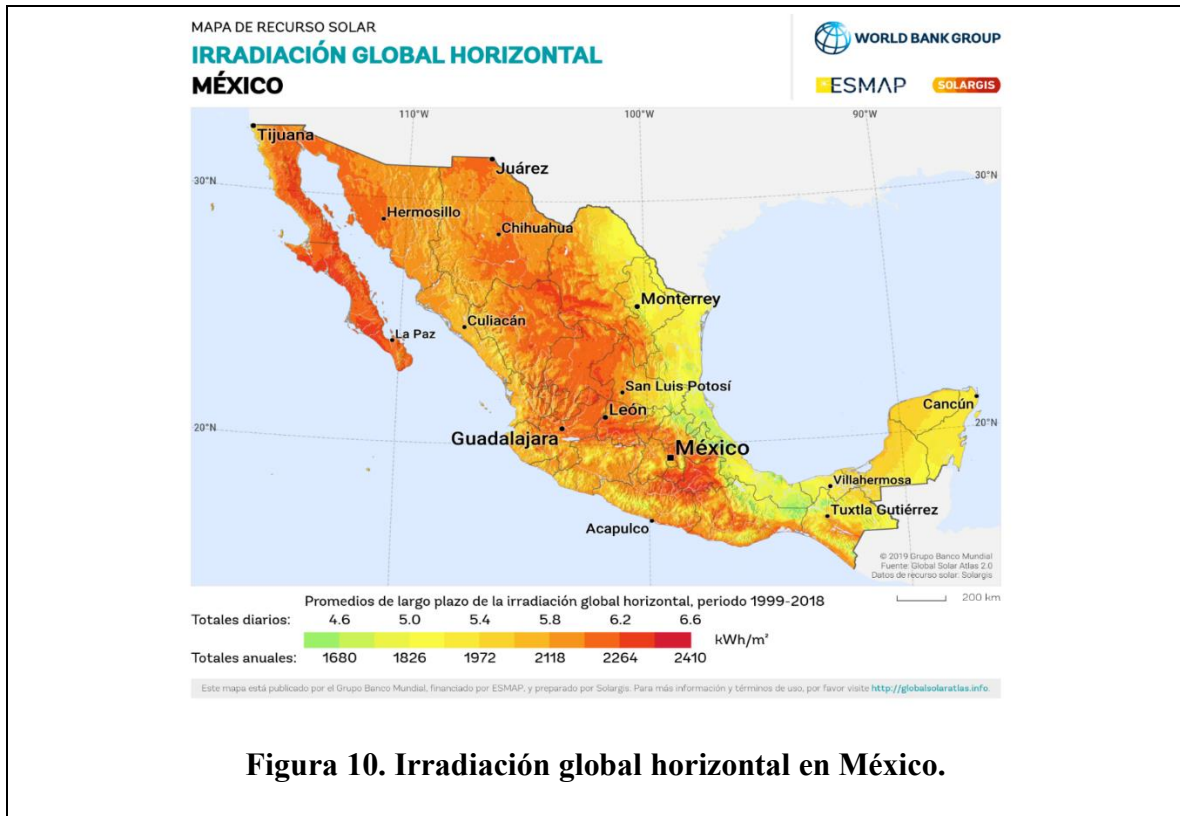
La irradiación solar global en Temixco presenta fluctuaciones a lo largo del año, con valores que oscilan entre:

- Mínimo: $4.46 \text{ kWh/m}^2 / \text{día}$ (diciembre)
- Máximo: $6.47 \text{ kWh/m}^2 / \text{día}$ (abril)

Estas variaciones se deben a factores como la estación del año, la hora del día, las condiciones climáticas y la topografía local. A pesar de estas fluctuaciones, Temixco goza de una alta irradiación solar gracias a su ubicación tropical y altitud relativamente baja.

5.6.4 Comparación con datos nacionales

Para validar estos datos, se utilizó un mapa de irradiación global horizontal en México, basado en mediciones promedio realizadas entre 1999 y 2018. El valor promedio de irradiación en Morelos según el mapa es de $6.2 \text{ kWh/m}^2 / \text{día}$, lo que concuerda estrechamente con los datos proporcionados por el software PVsyst.



5.7 Hora solar pico y hora solar pico corregida (HSP y HSP corregida)

La Hora Solar Pico (HSP) mide el tiempo acumulado de energía solar incidente con una irradiancia constante de 1000 W/m^2 (1 kWh/m^2 por hora). Por ejemplo, si la irradiación es de 8 kWh/m^2 , equivale a 8 HSP

El valor de la HSP varía según la ubicación y época del año, influyendo factores como la latitud, trayectoria solar, inclinación y orientación de los paneles, además de sombras y superficies reflejantes (Sánchez Juárez, 2017, págs. 76-77).

5.7.1 Caso de estudio: Temixco, Morelos

En este análisis, se descartaron los efectos de sombras debido a la trayectoria casi vertical del Sol, que alcanza un ángulo máximo de 83.60°, según el software SunCalc. En Temixco, el Sol está en su punto más alto entre las 12:00 y 13:00 horas, dependiendo de la época del año, lo que minimiza significativamente la generación de sombras.

El impacto de superficies reflejantes cercanas no se consideró relevante, ya que este factor suele tener una influencia menor en comparación con otros aspectos críticos del diseño.



Figura 11. HSP de Temixco, Morelos.

La fórmula para empleada para calcular la $HSP_{Corregida}$ es la siguiente:

$$HSP_{Corregida} = H \times k \times k' \times k''$$

Donde:

$HSP_{Corregida}$: Irradiación corregida

H : Irradiación diaria sobre la horizontal

k : Factor de corrección para la inclinación del panel

k' : Factor de corrección por defectos atmosféricos

k'' : Factor de corrección por orientación

5.7.2 Factor k para el ángulo de inclinación

El factor k mide cómo la inclinación de un panel solar afecta la captación de radiación en comparación con la inclinación óptima.

Siendo su fórmula:

$$k = \frac{H_{\beta}}{H_{opt}}$$

Donde:

H_{β} : Irradiancia solar incidente en un ángulo β

H_{opt} : Irradiancia solar en el ángulo óptimo β_{opt}

Interpretación:

$k = 1$: El panel está en el ángulo óptimo

$k < 1$: La inclinación es subóptima

$k > 1$: Situación poco común, pero puede darse en condiciones específicas

El valor de k depende de la latitud, el ángulo de inclinación (β), y la época del año, obteniéndose mediante tablas o simulaciones.

(Solar, s.f.).

En Temixco, con una latitud de 18.82° y radiación solar constante durante el año, requiere determinar la inclinación óptima de los paneles solares para maximizar la captación de energía.

Aunque una posición horizontal maximizaría la radiación directa, esta opción acumula suciedad que afecta el rendimiento. Por ello, se recomienda una inclinación leve que facilite la limpieza natural sin reducir significativamente la eficiencia.

Para determinar la inclinación óptima de los paneles solares, se utilizó una tabla estándar basada en la latitud geográfica. Esta tabla proporciona el factor k de corrección correspondiente además de la inclinación recomendada para diferentes épocas del año con el objetivo de maximizar la captación de radiación solar. Para Temixco, Morelos de latitud 18.82° norte se tiene:

Latitud = 18°												
Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.04	1.03	1.02	1	.99	.99	.99	1	1.02	1.04	1.05	1.05
10	1.07	1.05	1.03	1	.97	.97	.97	1	1.03	1.07	1.09	1.09
15	1.1	1.07	1.03	.99	.95	.94	.95	.99	1.04	1.09	1.12	1.12
20	1.12	1.08	1.03	.97	.92	.9	.92	.97	1.04	1.1	1.15	1.15
25	1.13	1.08	1.02	.94	.89	.86	.89	.94	1.03	1.11	1.16	1.17
30	1.14	1.08	1	.91	.85	.82	.84	.91	1.01	1.11	1.17	1.18
35	1.14	1.07	.98	.88	.8	.77	.79	.87	.99	1.1	1.18	1.18
40	1.13	1.05	.95	.83	.75	.71	.74	.83	.96	1.09	1.17	1.18
45	1.12	1.03	.91	.79	.69	.65	.68	.78	.92	1.06	1.16	1.17
50	1.1	1	.87	.73	.63	.58	.62	.73	.88	1.03	1.14	1.15
55	1.07	.96	.82	.67	.56	.51	.55	.67	.83	1	1.11	1.13
60	1.03	.92	.77	.61	.49	.44	.48	.6	.78	.96	1.08	1.1
65	.99	.87	.72	.55	.42	.36	.41	.53	.72	.91	1.04	1.06
70	.94	.82	.65	.48	.34	.29	.33	.46	.65	.85	.99	1.01
75	.89	.76	.59	.4	.26	.21	.25	.39	.58	.79	.94	.96
80	.83	.7	.52	.33	.19	.13	.17	.31	.51	.72	.88	.91
85	.77	.64	.45	.25	.11	.09	.09	.13	.44	.65	.81	.84
90	.71	.57	.38	.18	.09	0.8	.08	.15	.36	.58	.74	.78

Tabla 4. Tabla para determinación de factor k con latitud de 18° .

(CLEANERGYSOLAR, 2015, pág. 10).

5.7.3 *Inclinación de 25° para paneles solares*

Con inclinaciones de hasta 25°, el factor k permanece cercano a 1 durante todo el año, indicando una alta eficiencia relativa. Las pérdidas en meses menos favorables, cuando k es ligeramente inferior a 1, son mínimas y aceptables.

Se selecciona una inclinación de 25° porque:

- Maximiza la captación solar a lo largo del año.
- Reduce la acumulación de suciedad, manteniendo alta eficiencia sin limpieza frecuente.
- Optimiza la captación en invierno, cuando el Sol está más bajo, al ser ligeramente mayor que la latitud.

Aunque un ángulo menor podría ser ideal en verano, la inclinación de 25° proporciona un buen equilibrio anual, destacando en primavera y otoño, cuando los días son más equilibrados en duración y ángulo solar.

5.7.4 *Factor k' para efectos atmosféricos*

El factor k' tiene como objetivo considerar los efectos de las condiciones atmosféricas sobre la radiación solar que llega a los paneles. Elementos como la nubosidad, el polvo en el aire y la contaminación reducen la cantidad de radiación solar efectiva. No existen tablas para la determinación de esta variable.

Rango típico de valores:

- $k' \approx 0.75$: Condiciones desfavorables, como días muy nublados, con polvo en suspensión o alta contaminación. En estos casos, la atenuación de la radiación solar es significativa.

- $k' \approx 1.20$: Condiciones óptimas, con una atmósfera limpia y despejada limpia y despejada que permite el paso de la mayor parte de la radiación solar.

(Solar, s.f.).

En este proyecto, se toma un valor de $k' = 1$ por los siguientes motivos:

- **Condiciones promedio:** En Temixco, Morelos, el clima es mayormente estable y con baja contaminación, lo cual hace razonable asumir que las condiciones atmosféricas no afectan significativamente la radiación solar.
- **Simplificación de cálculos:** Utilizar $k' = 1$ es útil en las etapas iniciales de diseño, especialmente cuando no se dispone de datos detallados sobre las condiciones atmosféricas locales.
- **Modelo conservador:** Este valor implica que se dimensiona el sistema bajo condiciones ideales, garantizando un desempeño adecuado incluso con pequeñas variaciones atmosféricas.

Aunque en algunas ubicaciones sería recomendable ajustar k' según datos locales más precisos, en este caso su uso simplifica el diseño sin comprometer la precisión.

5.7.5 Factor k'' para la orientación de los paneles

El factor k'' evalúa cómo afecta la orientación de los paneles solares respecto a la dirección óptima. Generalmente:

- Hemisferio norte: Los paneles deben orientarse hacia el sur.
- Hemisferio sur: Los paneles deben orientarse hacia el norte.

Cualquier desviación angular respecto a esta orientación óptima reduce la captación de radiación solar, y dicha pérdida se mide con el factor k'' . La fórmula es:

$$k'' = 1.14 - 0.0085 \times \beta$$

Donde:

- β es el ángulo de desviación respecto al sur verdadero, con valores entre 20° y 70°
- Para $\beta < 1$, se asume que $k'' = 1$, ya que la orientación es prácticamente óptima.

(Solar, s.f.).

En Temixco, Morelos, los paneles estarán al aire libre y orientados directamente hacia el sur, asegurando condiciones ideales para la captación solar. El ángulo de desviación seleccionado es de 25° . Esto da un factor $k'' = 0.93$, asegurando una captación óptima de radiación solar sin efectos significativos por sombra.

A continuación, se muestra en la tabla x las horas pico corregidas utilizando el modelo matemático de $HSP_{Corregida}$

Mes	Irradiación global (HSP) $kWh/m^2 / día$	Factor de inclinación k para 25°	Factor k' para efectos atmosféricos	Factor de orientación k'' para 25°	$HSP_{Corregidas}$ $kWh/m^2 / día$
Enero	4.65	1.13	1	0.93	4.88
Febrero	5.64	1.08	1	0.93	5.66
Marzo	6.37	1.02	1	0.93	6.04
Abril	6.47	0.94	1	0.93	5.65

Mayo	6.02	0.89	1	0.93	4.98
Junio	5.79	0.86	1	0.93	4.63
Julio	6.43	0.89	1	0.93	5.32
Agosto	6.04	0.94	1	0.93	5.28
Septiembre	5.55	1.03	1	0.93	5.31
Octubre	5.47	1.11	1	0.93	5.64
Noviembre	4.91	1.16	1	0.93	5.29
Diciembre	4.46	1.17	1	0.93	4.85

Tabla 5. Tabla con los valores de HSP Corregida.

5.8 Temperatura, precipitaciones y humedad

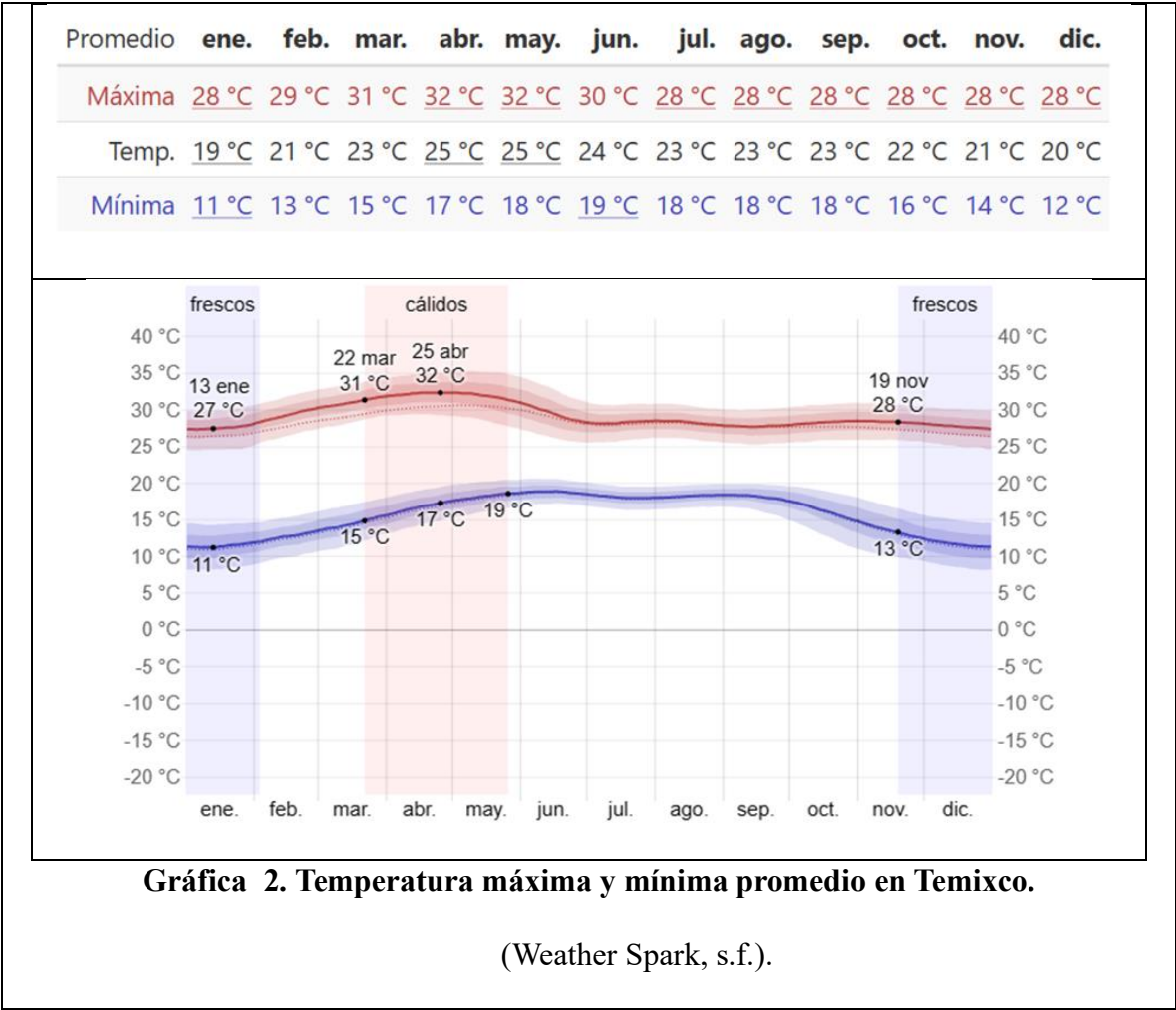
5.8.1 Temperatura

En Temixco, la temporada calurosa dura aproximadamente 2.1 meses, desde el 22 de marzo hasta el 26 de mayo, con temperaturas máximas diarias superiores a 31°C. Mayo es el mes más caluroso, con una temperatura máxima promedio de 32°C y una mínima de 18°C.

Por otro lado, la temporada fresca se extiende por cerca de 2.5 meses, desde el 19 de noviembre hasta el 3 de febrero, con temperaturas máximas diarias inferiores a 28°C. Enero es el mes más frío, con temperaturas que promedian una máxima de 28°C y una mínima de 11°C.

Estas variaciones estacionales en las temperaturas definen los períodos más cálidos y frescos de la región, con mayo y enero como los meses más extremos en términos de calor y frío, respectivamente. Conocer este rango de temperaturas nos permite dimensionar

adecuadamente el regulador del sistema fotovoltaico, asegurando que funcione de manera eficiente y evitando riesgos de sobrecalentamiento.



Gráfica 2. Temperatura máxima y mínima promedio en Temixco.

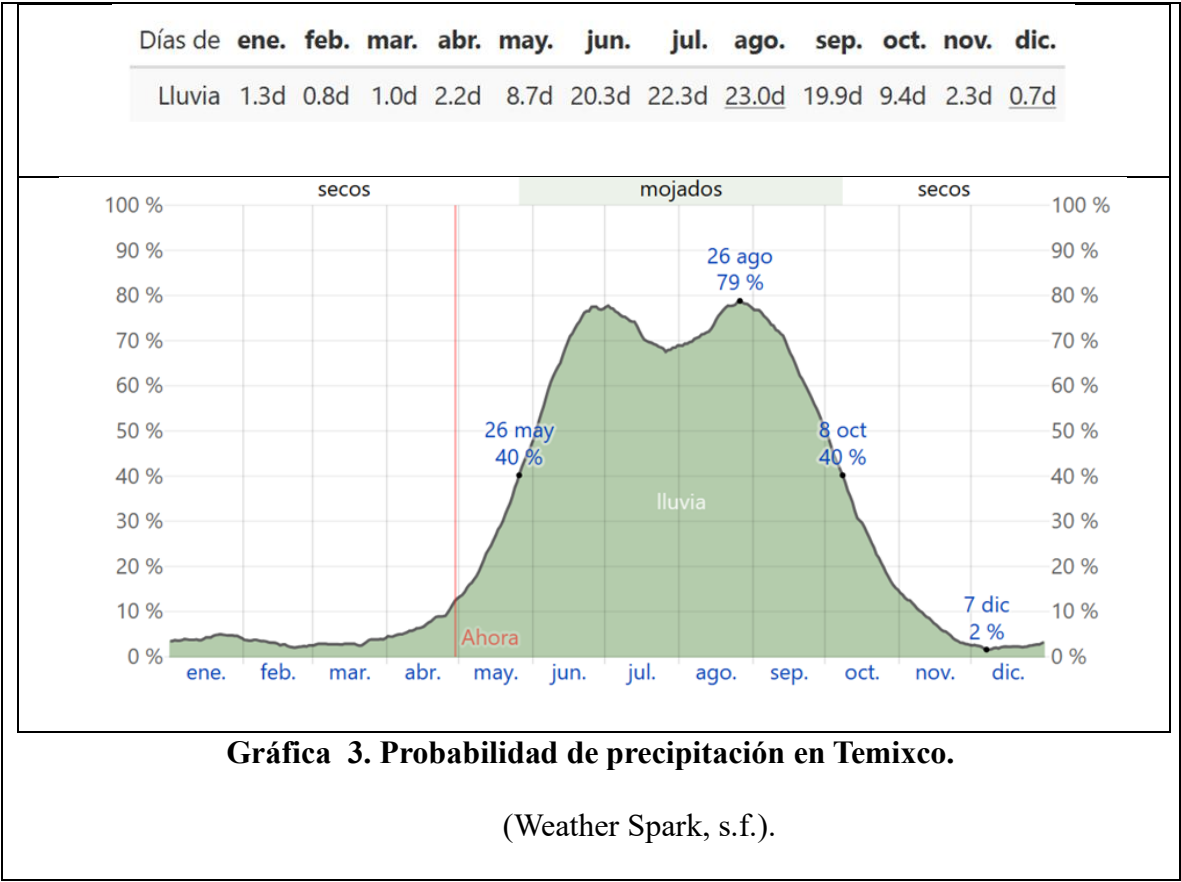
(Weather Spark, s.f.).

La gráfica 2 presenta las temperaturas máximas (línea roja) y mínima (línea azul) promedio diario con las bandas de los percentiles 25° a 75°, y 10° a 90°. Las líneas delgadas punteadas son las temperaturas promedio percibidas correspondientes.

5.8.2 Precipitaciones

En Temixco, un día mojado se define por al menos 1 mm de precipitación. La temporada húmeda dura 4.5 meses (26 de mayo al 8 de octubre), con más del 40% de

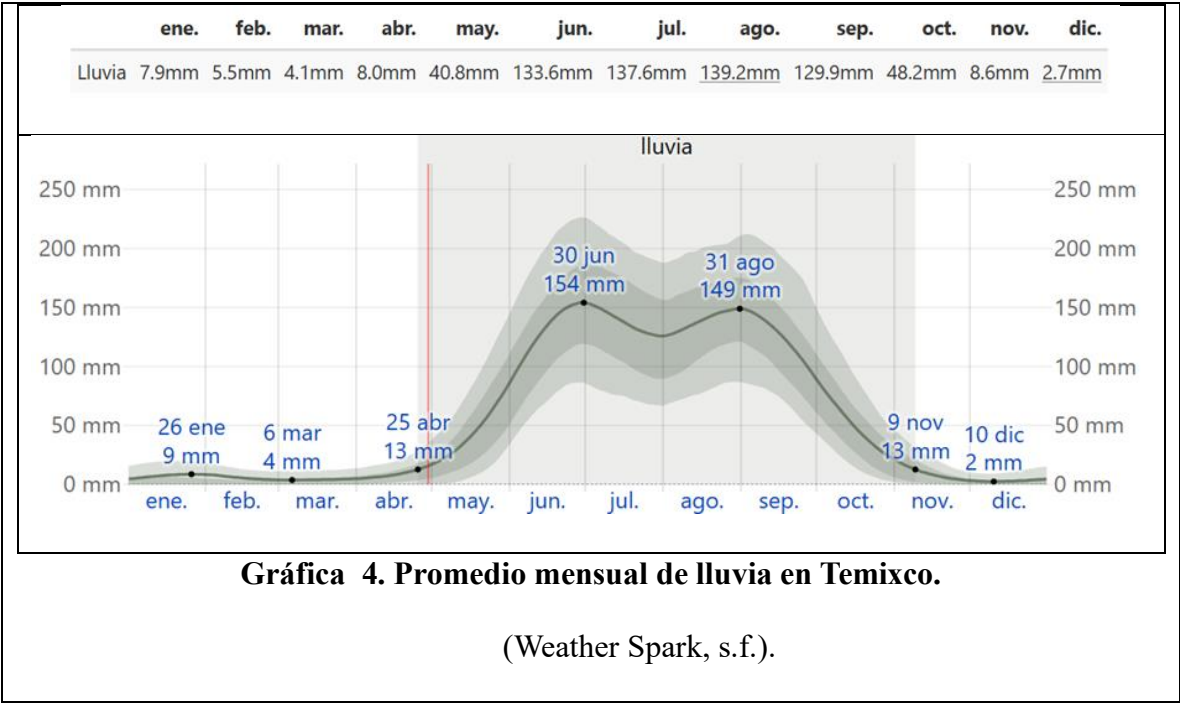
probabilidad de lluvia diaria, siendo agosto el mes más lluvioso, con 23 días de lluvia promedio. La temporada seca se extiende por 7.5 meses (8 de octubre al 26 de mayo), con diciembre como el mes más seco, promediando solo 0.7 días de lluvia. La precipitación en Temixco es mayoritariamente lluvia, alcanzando su máxima probabilidad (79%) el 26 de agosto.



El porcentaje de días en los que se observan diferentes tipos de precipitación, excluidas las cantidades ínfimas: solo lluvia, solo nieve, mezcla (llovió y nevó el mismo día).

5.8.3 Lluvia

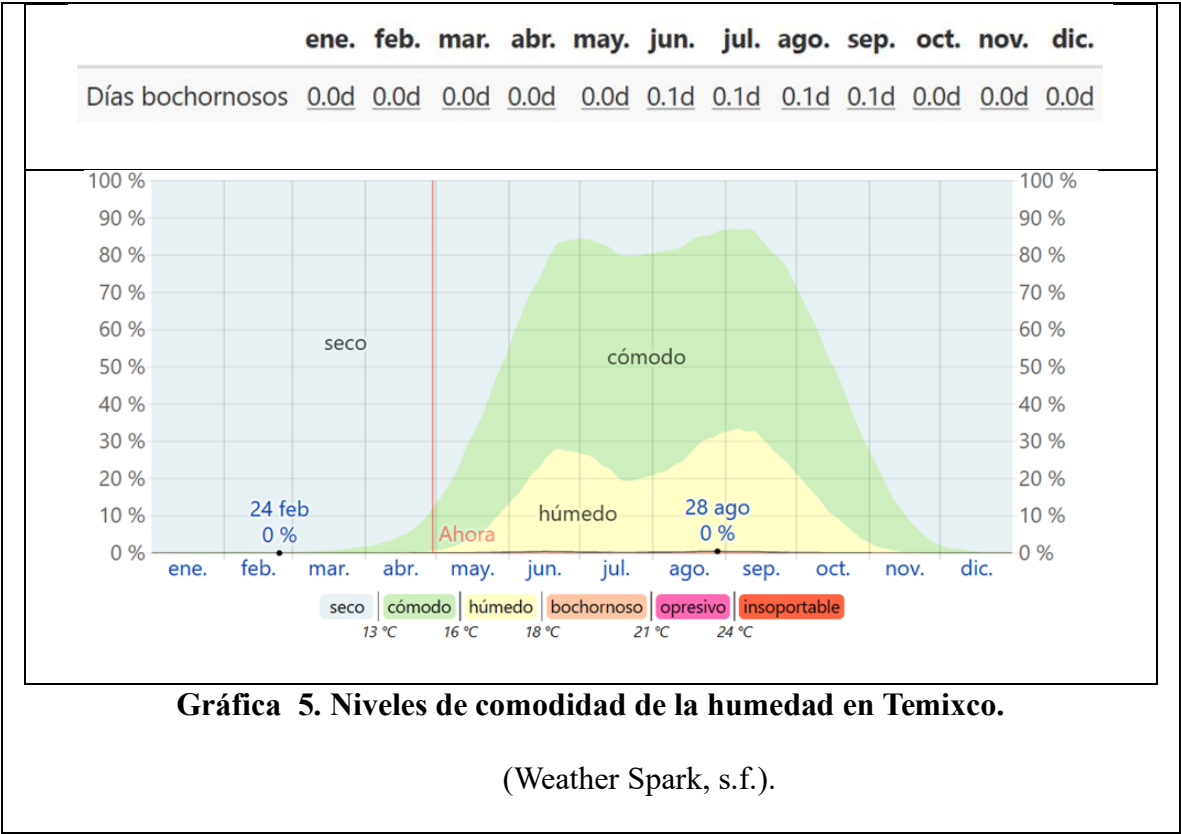
En Temixco, la temporada de lluvias dura 6.5 meses (25 de abril al 9 de noviembre), con un mínimo de 13 mm de lluvia acumulada en períodos móviles de 31 días. Agosto es el mes más lluvioso, con 139 mm en promedio. La temporada seca abarca 5.5 meses (9 de noviembre al 25 de abril), siendo diciembre el mes más seco, con solo 3 mm de lluvia. Esta macada variación mensual define las estaciones de lluvia y sequía en la región.



La lluvia promedio (línea sólida) acumulada en un período de 31 días en una escala móvil, centrado en el día en cuestión, con las bandas percentiles del 25° al 75° y del 10° al 90°. La línea delgada punteada es la precipitación de nieve promedio correspondiente (inexistente en Temixco).

5.8.4 Humedad

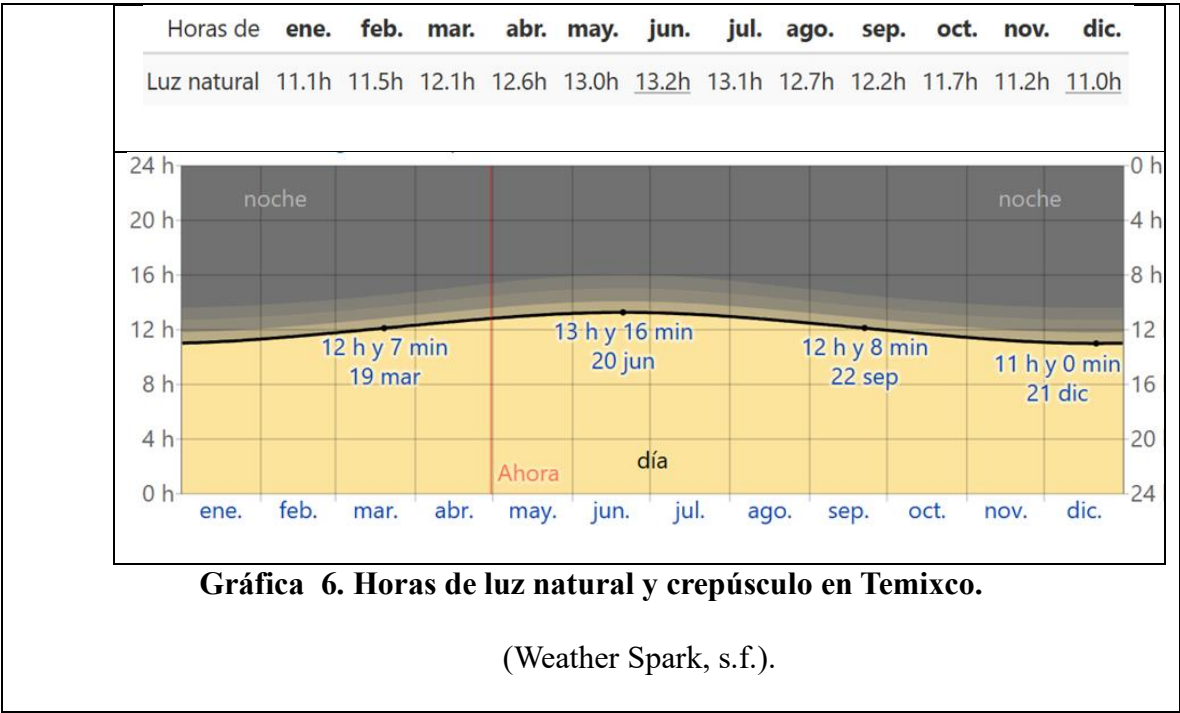
En Temixco, el nivel de humedad percibido, basado en el punto de rocío, influye en la comodidad térmica. Mientras que el punto de rocío varía lentamente y días húmedos tienden a permanecer húmedos por la noche, en Temixco la incomodidad por humedad es insignificante, manteniéndose en un 0% durante todo el año.



El porcentaje de tiempo pasado en varios niveles de comodidad de humedad categorizado por el punto de rocío.

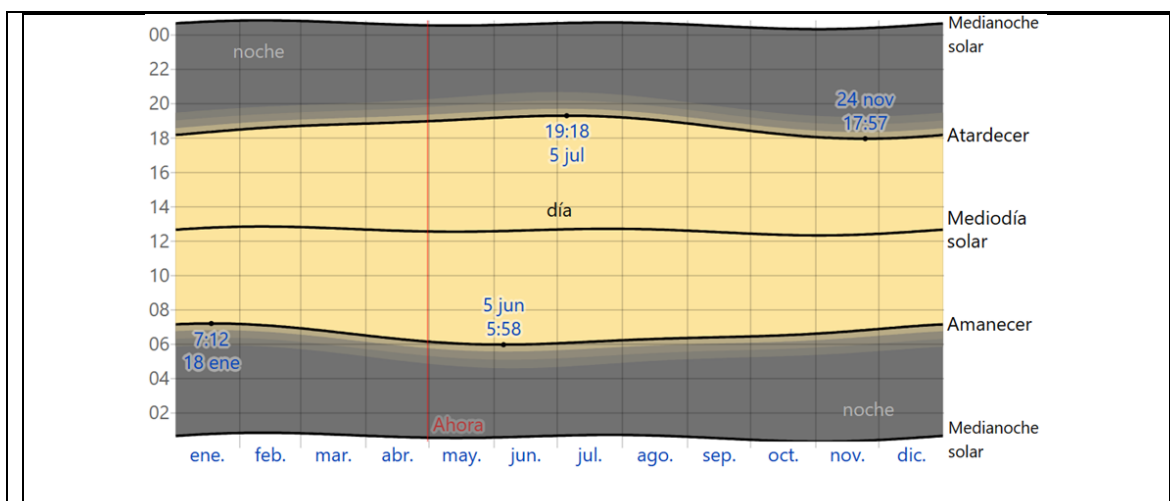
5.9 Horario solar

La duración del día en Temixco varía durante el año. En 2024, el día más corto es el 21 de diciembre, con 11 horas y 0 minutos de luz natural; el día más largo es el 20 de junio, con 13 horas y 16 minutos de luz natural.



La cantidad de horas durante las cuales el sol está visible (línea negra). De bajo (más amarillo) hacia arriba (más gris), las bandas de color indican: luz natural total, crepúsculo (civil, náutico y astronómico) y noche total.

La salida del sol más temprana es a las 5:58 el 5 de junio, la salida del sol más tardía es 1 hora y 14 minutos más tarde a las 7:12 el 18 de enero. La puesta del sol más temprana es a las 17:57 el 24 de noviembre, y la puesta de sol más tardía es q hora y 20 minutos más tarde a las 19:18 el 5 de julio.



Gráfica 7. Salida del sol y puesta del sol con crepúsculo en Temixco.

(Weather Spark, s.f.).

El día solar durante el año 2024. De bajo hacia arriba, las líneas negras son la medianoche solar anterior, la salida del sol, el mediodía solar, la puesta del sol y la siguiente medianoche solar. El día, los crepúsculos (civil, náutico y astronómico) y la noche se indican por el color de las bandas, de amarillo y gris.

6 Capítulo 6. Elementos de consumo y detalles de consumo

6.1 Planificación e implementación del diagnóstico energético integral

Para el diagnóstico energético se tomó en cuenta el estudio patrocinado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en colaboración con Econoler, Consultores de Energía y CSI quienes realizaron un diagnóstico general de la PTAR “El Rayo”.

Dicha información fue complementada por parte del Sistema de Conservación Agua Potable y Saneamiento de Agua de Temixco Morelos (SCAPSATM), a través de la Ing. Beatriz Yazmin Mendoza del Departamento Especializado y Apoyo Técnico, con quien se coordinaron las visitas al sitio para realizar el levantamiento de información.

6.1.1 Equipos e instrumentos de medición

Durante las visitas en sitio, se empleó equipo especializado para obtener mediciones precisas tales como: voltaje, corriente, potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, frecuencia y niveles de distorsión armónica en tensión y corriente. Estos parámetros fueron registrados con precisión mediante un medidor ultrasónico híbrido, un analizador portátil de redes eléctricas Circutor modelo M084B01-01-22^a, y un termómetro. Cada uno de estos instrumentos permitió un levantamiento de información preciso y detallado, asegurando una evaluación técnica profunda de las condiciones energéticas en las instalaciones revisadas. Para más detalles de los equipos, se puede consultar el apartado de anexos.

6.2 Limitaciones del diagnóstico energético integral

Para este estudio, el personal del SCAPSATM proporcionó datos sobre consumos y costos de energía de 2023, así como características generales de las instalaciones de la PTAR “El Rayo”. Aunque se solicitó información adicional al Organismo Operador, quedaron pendientes las fichas técnicas y capacidades nominales de las bombas, dificultando establecer la línea basa de diseño. Por ello, se usaron los datos de placa de los equipos existentes para complementar el análisis.

6.3 Análisis del desempeño actual.

6.3.1 Obra de bypass

La PTAR dispone de un sistema de bypass que permite desviar el agua residual hacia el Río Apatlaco cuando sea necesario. Este mecanismo funciona a través de una compuerta situada en la entrada de la obra de pretratamiento, que se abre o cierra para controlar el desvío del flujo.

	
Figura 12. Vista de la caja de llegada del colector.	Figura 13. Compuerta para el control del acceso del agua residual al proceso.

6.3.2 Criba mecanizada de gruesos

El sistema utiliza una criba vertical mecanizada, accionada por un motor eléctrico de 0.75 hp, actualmente se encuentra en operación



Figura 14. Criba mecanizada

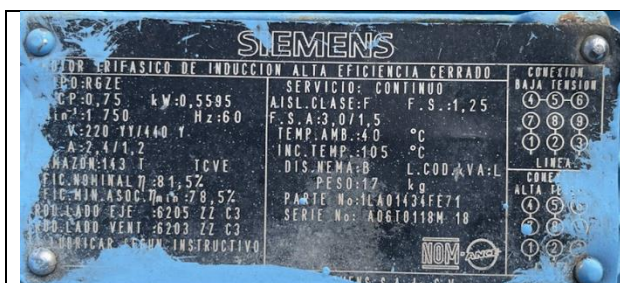


Figura 15. Placa del motor del cribado mecanizado.



Figura 16. Placa del modelo del cribado mecanizado.

El equipo de cribado mecanizado ha estado en funcionamiento desde su instalación en 2010, actualmente la operación del encendido es de forma manual y las cadenas de izaje están presentando mayor requerimiento de mantenimiento.

6.3.3 Criba de estáticos de medios

Esta etapa es una etapa previa a los canales desarenadores con sus respectivas compuertas, con una rejilla estática cada uno, con su canastilla para el secado y desagado de las basuras retenidas de la limpieza manual.



Figura 17. Compuertas y cribas de cada canal, con un rastrillo para la extracción de la basura.



Figura 18. Vista de la rejilla estática

6.3.4 Canal desarenador

El sistema cuenta con tres canales destinados al proceso de desarenado, donde la remoción de arenas se realiza manualmente. Por ello, se interrumpe el flujo de agua, se permite que esta se drene casi por completo, y el personal ingresa para llevar a cabo la extracción. Durante la visita, solo uno de los canales estaba en funcionamiento.



Figura 19. Vista de uno de los canales para el desarenado.

6.3.5 Cárcamo de bombeo de aguas residuales

Hay cinco equipos de bombeo con distintas capacidades (dos bombas de 30 hp y tres de 15 hp). Durante la visita, varios de estos equipos se encontraban en el taller para mantenimiento, y la única bomba instalada y operativa fue la de 15 hp. Las bombas sumergibles funcionan de manera manual y de forma continua. Actualmente, el control de nivel de flujo en el cárcamo no está en servicio.



Figura 20. Vista general del cárcamo de bombeo y sus instalaciones mecánicas.



Figura 21. Vista de una de las bombas de cárcamo de 15 hp que se encontraba en fuera de operación por motivos de mantenimiento.

6.3.6 Sedimentación primaria

El tratamiento inicia con la sedimentación primaria, donde se remueven sólidos pesado del agua residual, generando lodos primarios que requieren manejo adecuado para minimizar impactos ambientales y sanitarios. La infraestructura civil y el equipo mecánico de estos tanques están en buen estado. Sin embargo, el medidor de flujo electromagnético instalado antes del sedimentador no está operativo.



Figura 22. Vista del medidor de flujo en el registro.



Figura 23. Pantalla del medidor de flujo sin operar.



Figura 24. Vista del sedimentador primario.



Figura 25. Placa del motor eléctrico del sedimentador primario en funcionamiento continuo.

6.3.7 Cárcamo de lodos primarios

El cárcamo de lodos primarios recibe los lodos de la primera etapa de sedimentación y de ahí son bombeados hacia los espesadores.



Figura 26. Bombas para el retorno del lodo secundario, desde cárcamo de lodos hacia reactores.



Figura 27. Bomba de cavidad progresiva de 1.00 hp de potencia para bombeo de lodos primarios hacia el espesador de lodos No. 1.

6.3.8 Espesador de lodos primarios

El lodo contenido en el cárcamo de lodos primarios es bombeado hacia el espesador de lodos EL-1 (espesador de lodos primarios), para separar por gravedad los sólidos concentrados del sobrenadante, mismo que es retornado a la línea de tratamiento de agua. Este espesador no estaba en funcionamiento.



Figura 28. Vista del soplador de lodos EL-1, se muestra el sistema mecanizado.



Figura 29. Vista del soplador de lodos EL-1.

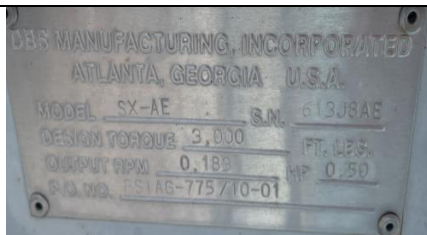


Figura 30. Datos de placa del mecanismo del espesador de lodos EL-1.



Figura 31. Datos de placa del motorreductor del espesador de lodos EL-1.



Figura 32. Datos de placa del motor eléctrico del espesador de lodos EL-1.

6.3.9 Reactor biológico

El tanque del reactor biológico tiene una forma rectangular, con dimensiones de 26 metros de longitud, 12.50 metros de ancho y 4.50 metros de altura útil. Cada tren de tratamiento posee la capacidad de procesar 50 litros por segundo. Durante la inspección, se observó que solo uno de los dos trenes se encontraba en funcionamiento.



Figura 33. Vista del reactor biológico del tren 1 en operación.

6.3.10 Equipos sopladores de aire



Figura 34. Vista general de los equipos sopladores de aire (los sopladores de la izquierda son para la línea de aire hacia el reactor biológico, los de la derecha hacia la línea de aire del digestor de lodos).

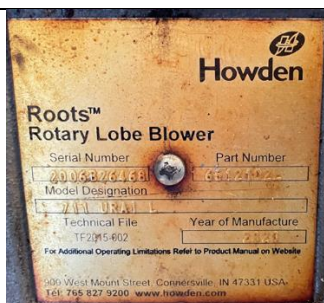


Figura 35. Datos de placa soplador de aire No.1.



Figura 36. Datos de placa motor soplador de aire

Durante la visita, el soplador en funcionamiento era el número 1, y el personal de la PTAR registró su consumo energético en ese momento. Debido a la disposición de las poleas de transmisión conectadas a los lóbulos, se estima que el motor eléctrico opera al 84% de su capacidad nominal.

	L1	L2	L3
Corriente (A)	41.00	41.00	40.00
kW	8.00	8.00	8.00
FP	0.76	0.75	0.74
FF	471.00	472.00	474.00
FN	272.00	271.00	273.00
TDHV	1.20	1.10	1.00
TDDHI	3.20	2.60	2.40

Tabla 6. Consumo energético del soplador No. 1 de 40 hp.

Nombre de las variables	Definición
L1, L2, L3	Representan las tres fases de un sistema trifásico.
Corriente (A)	Es la corriente en amperios (A) medida en cada fase (L1, L2, L3).
kW	Es la potencia activa (en kilowatts) medida en cada fase.
FP (Factor de Potencia)	Es el factor de potencia de cada fase, que indica la eficiencia del uso de la energía. Un factor de potencia menor a 1 indica una presencia de componentes reactivos.
FF (Factor de Forma)	Representa el factor de forma de la señal de voltaje o corriente, calculado como la relación entre el valor eficaz (RMS) y el valor medio de una señal de corriente o voltaje.
FN (Frecuencia Nominal)	Es la frecuencia de operación medida en hertzios (Hz) para cada fase. Puede representar la frecuencia medida en cada fase, comparada con la frecuencia nominal esperada del sistema.

TDHV (Total Distortion Harmonic Voltage)	Es la distorsión armónica total del voltaje, que indica la distorsión de la forma de onda de voltaje respecto a una señal senoidal pura, medida en cada fase.
TDDHI (Total Demand Distortion Harmonic Current)	Es la distorsión de demanda total de corriente armónica, que representa el contenido armónico de la corriente como un porcentaje de la corriente de carga máxima de cada fase.

Tabla 7. Tabla de nombres y definiciones de variables del soplador No. 1.

6.3.11 Sedimentación secundaria

La sedimentación secundaria opera en un tren con capacidad promedio de 100 litros por segundo. En esta etapa, se separan por gravedad los sólidos generados en el tratamiento aerobio, regresando el sobrenadante al sistema de tratamiento. La infraestructura civil y el equipo mecánico están en buen estado.



Figura 37. Vista general de la geometría del sedimentador.



Figura 38. Vista del motor eléctrico del sedimentador secundario en funcionamiento continuo.



Figura 39. Placa del sedimentador secundario.



Figura 40. Vista del tornamesa del sedimentador secundario.

6.3.12 Cárcamo de retorno de lodos secundarios



Figura 41. Bombas para el retorno del lodo secundario, desde el cárcamo de lodos hacia los reactores, la purga de lodos es enviada tanto al espesador de lodos primarios (EL-1) y al espesador de lodos secundarios (EL-2).

6.3.13 Espesador de lodos secundario

El lodo contenido en el cárcamo de lodos secundario es bombeado hacia el espesador de lodos EL-2 (espesador de lodos secundarios), este no estaba en funcionamiento el día de la visita.



Figura 42. Espesador de lodos secundarios EL-2.



Figura 43. Vista del soplador de lodos EL-2, se muestra el sistema mecanizado.

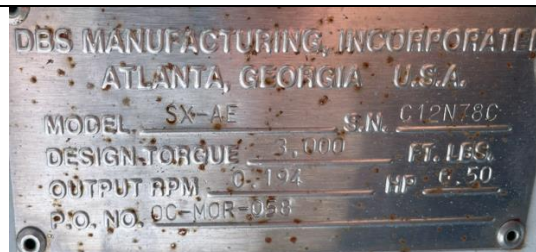


Figura 44. Datos de placa del mecanismo del EL-2.

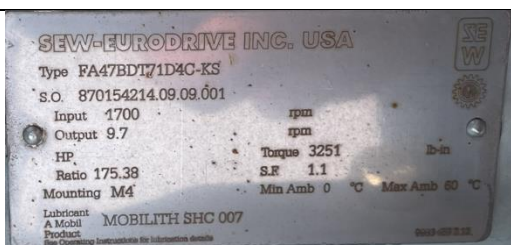


Figura 45. Datos de placa del motorreductor del EL-2.

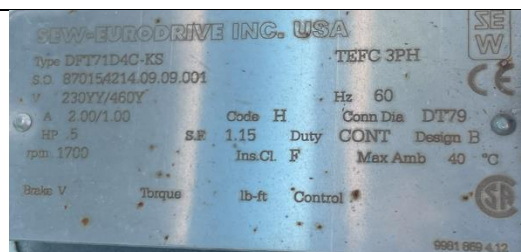


Figura 46. Datos de placa del motor eléctrico del EL-2.

6.3.14 Digestor de lodos

Cuando se requiere tratar el lodo, es trasladado al tanque digestor de lodos. Este tratamiento se realiza de manera aerobia, utilizando el aire proporcionando por el sistema de sopladores del reactor biológico para favorecer la degradación de la materia orgánica.



Figura 47. Vista del tanque de digestor de lodos.

6.3.15 Bomba de cavidad progresiva de lodo digerido



Figura 48. Instalación de equipo de bombeo de cavidad progresiva que envía el lodo digerido desde el digestor de lodos hacia el filtro banda, además tiene un bypass activo hacia el lecho de secado.

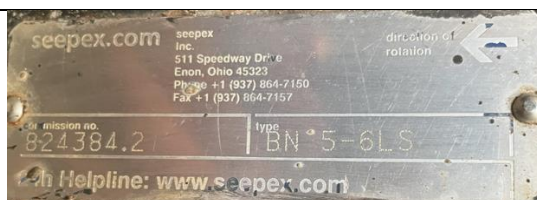


Figura 49. Datos de placa de la bomba de cavidad progresiva.

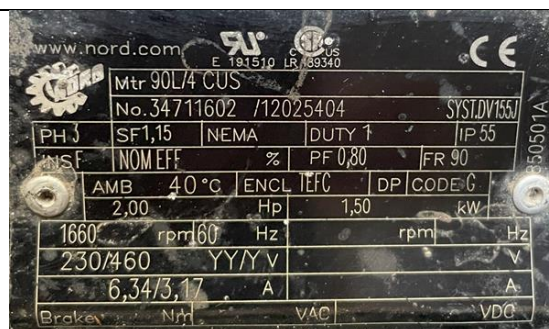


Figura 50. Datos de placa del motor de la bomba de cavidad progresiva.

6.3.16 Secado de lodos

El sistema de secado de lodos está compuesto por un filtro de bandas, que actualmente no está en funcionamiento, y es alimentado por una bomba de cavidad progresiva. Recientemente, este sistema fue reemplazado por dos módulos de lecho de secado que emplean la luz solar para evaporar el agua, así como la gravedad para drenar el exceso de esta.



Figura 51. Vista del filtro banda actualmente sin condiciones de operar, el sistema de dosificación de polímero y tuberías están la mayoría instaladas.



Figura 52. Datos de placa de filtro banda.

Recientemente se completó la construcción de los lechos de secado para el desaguado de los lodos digeridos. El lodo digerido es transportado mediante una bomba de cavidad progresiva y depositado en cualquiera de las secciones del lecho de secado, mientras que el lixiviado generado se canaliza hacia un registro y se retorna al digestor de lodo. Pero, de acuerdo con los reportes operativos, el rendimiento no ha sido el esperado, ya que la bomba encargada de extraer el agua lixiviada no está funcionando de manera óptima y no logra remover la cantidad adecuada de lixiviado.



Figura 53. Vista de la obra civil de los dos lechos de secado.



Figura 54. Registro de agua de lixiviado, actualmente no cuenta con bomba.

6.3.17 Tanque de cloración

El agua es transportada desde el sedimentador secundario hacia el canal de desinfección. Inicialmente, se utilizaba cloro como método de desinfección; sin embargo, este fue sustituido hace algunos años por pastillas de hipoclorito de sodio para llevar a cabo la desinfección del agua.



Figura 55. Vista del tanque de desinfección.



Figura 56. Anterior instalación del sistema de desinfección por cloro gas.



Figura 57. Actual sistema de desinfección por medio de pastillas de hipoclorito de sodio.



Figura 58. La medición de salida del agua tratada es a través de un canal Parshall, el cual tiene instalado un medidor ultrasónico, que en el momento de la visita daba una lectura de 51.09 l/s.

Se cuenta con equipos de bombeo vertical para el reúso del agua tratada en los servicios internos del proceso.

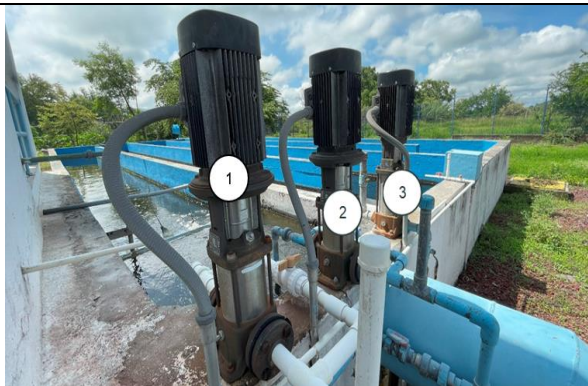


Figura 59. Sistema de bombeo vertical para el reúso del agua tratada en servicios internos.



Figura 60. Placa del motor eléctrico del equipo de bombeo No.1.



Figura 61. Placa de la bomba del equipo de bombeo No.1.

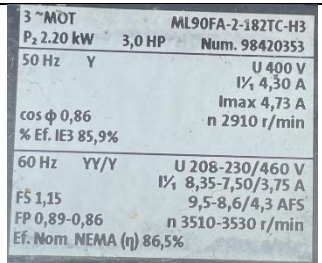


Figura 62. Placa del motor eléctrico del equipo de bombeo No.2.



Figura 63. Placa de la bomba del equipo de bombeo No.2.

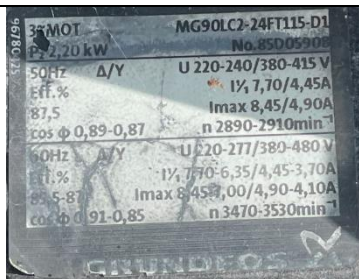


Figura 64. Placa del motor eléctrico del equipo de bombeo No.3.



Figura 65. Placa de la bomba del equipo de bombeo No.3.

6.4 Instalaciones periféricas

6.4.1 Centro de control de motores



Figura 66. Interruptor principal del CCM.

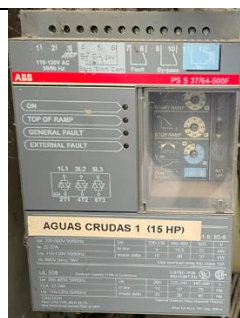


Figura 67. Arrancador suave modelo PS S 37/64-500 F marca ABB para las bombas de aguas crudas No.1.

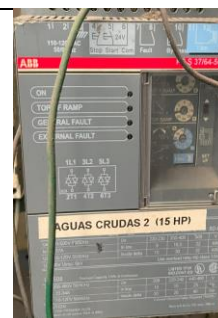


Figura 68. Arrancador suave modelo PS S 37/64-500 F marca ABB para las bombas de aguas crudas No.2.

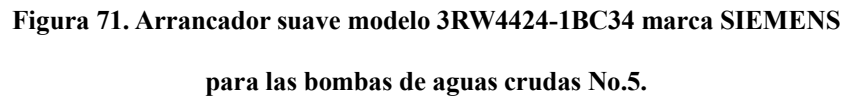
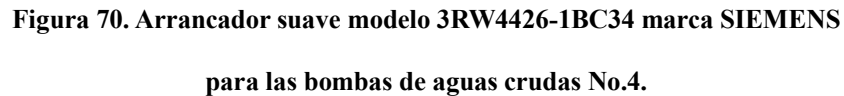
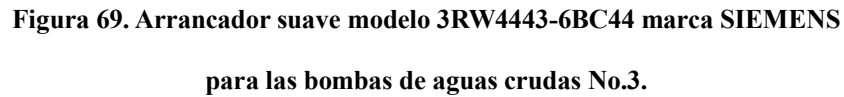




Figura 72. Arrancador suave modelo PSE105-600-70 marca ABB para el soplador de aire (1) de 75 hp.

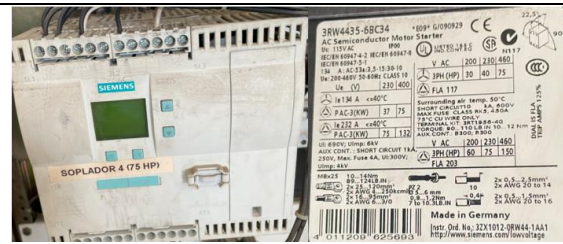


Figura 73. Arrancador suave modelo 3RW4435-6BC34 marca SIEMENS para el soplador de aire (3) de 75 hp.



Figura 74. Arrancador suave modelo PSE85-600-70 marca ABB para el soplador de aire (4) de 75 hp.

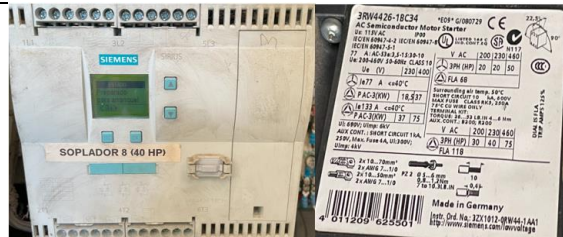


Figura 75. Arrancador suave modelo 3RW4426-1BC34 marca SIEMENS para el soplador de aire (5) de 40 hp.



Figura 76. Arrancador suave modelo PSE30-600-70 marca ABB para el soplador de aire (6) de 40 hp.

6.5 Subestación eléctrica

La planta cuenta con una subestación eléctrica que es complementada con un generador de emergencia para garantizar el adecuado funcionamiento de la PTAR.



Figura 77. Subestación 750 kVA.



Figura 78. Planta eléctrica.

PLANTA ELECTRICA		MAQUINARIA IGSA, S.A. DE C.V.	
MODELO-PLANTA		PARA VENTAS, SERVICIO Y REPARACIONES	
MOTOR	REVOLUCIONES	No. PEDIDO	SERIE
GAS	DIESEL	MODELO	
BATERIA	VCD	RPM	
GENERADOR MARCA	SERIE	GASOLINA	CLASE
RUSE TEMP.	CAPACIDAD	ATERRIA	
KW EMERGENCIA	KVA		AMPS.
KW CONTINUOS	KVA		AMPS.
KW PRIME	KVA		AMPS.
VOLTAGE	FREC. (HZ)	FASES	
F.P.	CONFIGURACION	HILOS	
ISO 9001:2000			
HECHO EN MEXICO			

Figura 79. Planta de emergencia, no se ha puesto en operación en al menos 5 años.

6.6 Identificación de propuestas de mejora

El análisis de la tabla muestra el estado operativo de los equipos de la PTAR “El Rayo”, con un enfoque en el consumo energético diario. A continuación, se desglosa el consumo de energía por equipo y por etapa de tratamiento.

Etapa de tratamiento	Equipo	Cantidad	Situación actual	<i>kW</i>	Horas de trabajo	<i>kW</i> consumidos por día
Pretratamiento	Rastrillo mecánico de 0.75 hp	1	1 Equipo operando	0.5595	0.8	0.4476
	Bomba de agua cruda 15 hp	2	2 Equipos operando	11.19	20	223.8
	Bomba de agua cruda 15 hp	1	1 Equipo sin Operar	Fuera de O.		
	Bomba de agua cruda 30 hp	2	2 Equipos sin operar	Fuera de O.		
Tratamiento primario	Motor P/Rastra SP- 1 de 0.5 hp	1	1 Equipo operando	0.373	24	8.952
Cárcamo de lodos 1	Bomba de cavidad progresiva 1 hp	1	1 Equipo sin operar	Fuera de O.		
Tratamiento secundario	Soplador del reactor 75 hp	1	1 Equipo P/Emergencia			

Reactor Biológico	Soplador del reactor de 40 hp	1	1 Equipo operando	29.84	16	477.44
	Soplador del reactor de 75 hp	2	2 Equipos sin operar	Fuera de O.		
Tratamiento secundario (Sedimentador secundario)	Motor P/Rastra SP-2 de 0.5 hp	1	1 Equipo operando	0.373	24	8.952
Cárcamo de lodos 2	Bomba de lodos de 15 hp	1	1 Equipo operando	11.19		
	Bomba de lodos de 5 hp	1	1 Equipo operando	0.373		
	Bomba de lodos de 5 hp	1	1 Equipo sin operar	Fuera de O.		
	Bomba de lodos de 15 hp	1	1 Equipo sin operar	Fuera de O.		
Tratamiento terciario	Bomba de cloración de 3 hp	2	2 Equipos sin operar	Se clora con pastillas de hipoclorito de sodio		
Tratamiento de lodo	Espesador 1 de 0.5 hp	1	1 Equipo operando	0.373	24	8.952
	Espesador 2 de 0.5 hp	1	1 Equipo operando	0.373	24	8.952

	Soplador digestor de 20 hp	1	1 Equipo operando	14.92	9	134.28
Bomba externa	Bomba cárcamo de Acatlipa de 15 hp	0	Equipo en taller	Fuera de O.		
Servicio	Bomba de riego de 3 hp	1	1 Equipo operando	2.238	1	2.238
Total	Total <i>kW</i> consumidos por día					874.0136
	Total <i>kW</i> consumidos por mes					26 220.408
	Costo por mes					\$ 94 380

Tabla 8. Análisis del estado operativo de los equipos de PTAR.

6.6.1 Empleo de paneles solares para suministrar energía a los aireadores del tratamiento secundario

En este trabajo se propone instalar paneles solares para alimentar los aireadores del tratamiento secundario (lodos activados) debido a su alto consumo energético y operación constante.

Razones para esta propuesta:

I. Consumo energético elevado y constante:

- El soplador de 40 hp opera 16 horas al día, consumiendo 477.44 kWh diarios (55% del total de la planta). Esto lo convierte en un objetivo ideal para energía solar, asegurando la oxigenación continua en el reactor biológico.

II. Aprovechamiento de las horas pico de insolación:

- La operación del soplador coincide con las horas de mayor generación solar (10 a.m. a 4 p.m.), maximizando el aprovechamiento energético en una región con alta irradiación solar como Temixco, Morelos.

III. Impacto en costos operativos:

- Alimentar los sopladores con energía solar reduciría significativamente los costos eléctricos. Además, si los sopladores de 75 hp entran en operación, se podría diseñar un sistema escalable para cubrir su mayor demanda.

IV. Escalabilidad del sistema:

- El sistema fotovoltaico puede expandirse modularmente, iniciando con el soplador de 40 hp y adaptándose a nuevos equipos conforme sea necesario.

V. Beneficios ambientales y reputacionales:

- Reduciría emisiones de gases de efecto invernadero y alinearía a la planta con metas de sostenibilidad, mejorando su imagen ante la comunidad y las autoridades.

El tratamiento secundario es ideal para la instalación solar por su alto consumo energético, operación continua y sincronización con los horarios de máxima generación solar. Esto optimizaría costos y reduciría el impacto ambiental, permitiendo una ampliación del sistema según las necesidades futuras.

6.7 Disponibilidad del espacio para la planta solar

Se dispone de un terreno de 1350 m^2 , libre de sombra, para instalar 432 paneles solares, cada uno con dimensiones de $1956 \times 992 \text{ mm}$ ($1.94 \times 0.99 \text{ m}$). El área total ocupada por los paneles es de 831.2 m^2 , calculada como el producto de la cantidad de paneles por su área individual (1.92 m^2). Esto representa aproximadamente el 61.57% del terreno disponible.



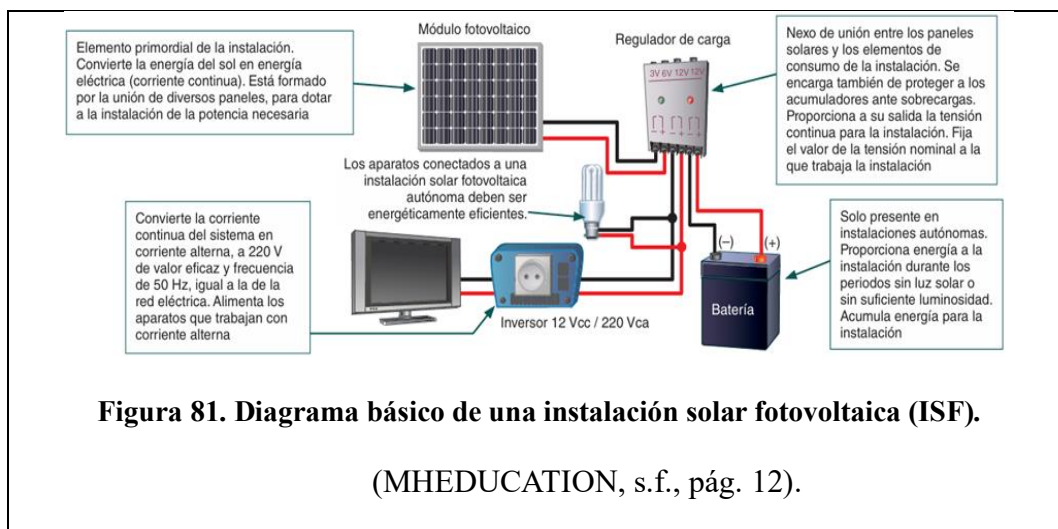
Figura 80. Área requerida estimada para instalación del sistema fotovoltaico.

7 Capítulo 7. Instalación eléctrica

7.1 Esquema básico de la instalación

La instalación de sistemas fotovoltaicos se basa en tres elementos principales:

- **Componentes principales:** Paneles fotovoltaicos, inversor, controlador de carga y baterías.
- **Funcionamiento:** Los paneles convierten la energía solar en corriente continua (CC), transformada en corriente alterna (CA) por el inversor.
- **Conexiones eléctricas:** El cableado integra los componentes, asegurando un funcionamiento eficiente.



7.2 Captación de energía

Los paneles solares son el núcleo de los sistemas de energía solar, diseñados para transformar la luz en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Sus células, encapsuladas con copolímero de etileno-vinil-acetato (EVA) para protección frente a humedad, polvo y golpes, están integradas en módulos con múltiples capas, un marco metálico (generalmente

aluminio anodizado o acero inoxidable), y sellos de silicona o goma butílica para evitar infiltraciones.

El marco aporta rigidez, facilita el montaje y asegura conexión a tierra conforme a normativas como la NOM-001-SEDE en México. Además, los módulos deben cumplir estándares internacionales de seguridad, como UL1703 e IEC 61730-1, para garantizar su resistencia y aislamiento eléctrico. Generan corriente continua en tensiones específicas (6 V, 12 V, 24 V y 48 V), según el sistema fotovoltaico donde se integren (CONAGUA, 2019, págs. 151-153) (Sánchez Juárez, 2017, págs. 144-145) (MHEDUCATION, s.f., pág. 14).

7.2.1 Tipos de paneles

Los paneles solares se clasifican según la tecnología empleada en la fabricación de sus células. Los principales tipos son:

A. Paneles solares monocristalinos:

- Fabricados con un único cristal de silicio, estos paneles destacan por su alta eficiencia y durabilidad. Son ideales para espacios reducidos, ya que generan más energía por metro cuadrado. Aunque son más costosos, su rendimiento permite una rápida amortización.
- **Aplicaciones:** Residencias y empresas con espacio limitado que buscan maximizar la producción energética.

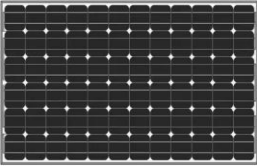
B. Paneles solares policristalinos:

- Compuestos por múltiples cristales de silicio, ofrecen eficiencia moderada a un menor costo de producción, lo que los hace ideales para proyectos a gran escala.

- **Aplicaciones:** Proyectos industriales, comerciales y residenciales con amplio espacio disponible para aprovechar al máximo la inversión en energía solar.

C. Paneles solares amorfos o de película delgada:

- Son los menos eficientes, pero destacan por ser flexibles, ligeros y económicos, ideales para presupuestos ajustados.
- **Aplicaciones:** Revestimientos de fachadas, energía portátil o superficies móviles donde la flexibilidad sea necesaria.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24%	15-18%	Las células solares monocrystalinas, con su característico color azul homogéneo, se fabrican mediante el proceso Czochralski, que produce un único cristal de silicio puro.	Durante su elaboración, al silicio fundido se le añade boro en el proceso de dopado, lo que modifica sus propiedades eléctricas para optimizar su rendimiento en la generación de energía solar.

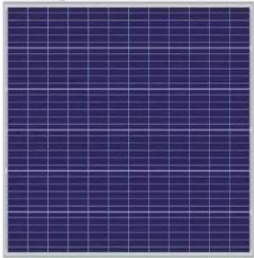
	Policristalino	19-20%	12-14%	Las células solares policristalinas están formadas por múltiples cristales de silicio, lo que les otorga una apariencia con tonalidades de azul variado y afecta ligeramente su uniformidad y rendimiento.	Su proceso de fabricación es menos complejo que el de las monocristalinas al requerir menos faces de cristalización, resultando más económico.
	Amorfo	16%	< 10%	Los paneles de película delgada destacan por su color marrón homogéneo y una apariencia uniforme al carecer de conexiones visibles	Su principal ventaja es la posibilidad de aplicarlos como láminas delgadas en superficies como vidrio o plástico, su eficiencia y rendimiento son inferiores a otros tipos de paneles

Tabla 9. Diferentes tipos de paneles solares y sus características.

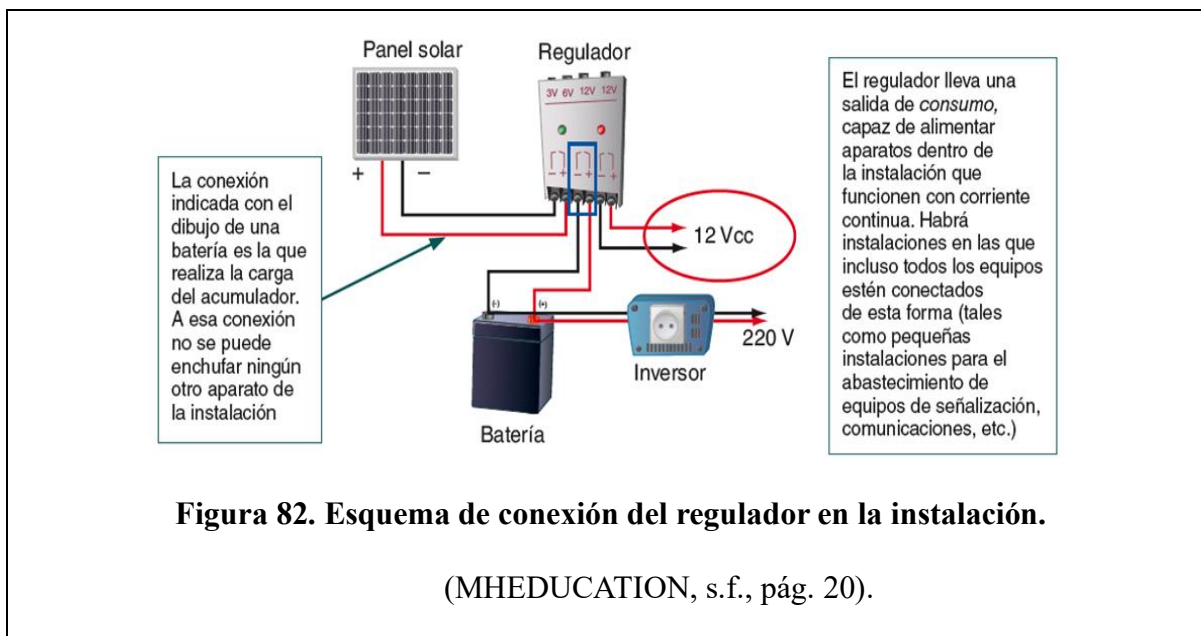
7.3 Controladores

La energía solar es variable y estacional, por lo que es necesario la utilización de un regulador o controlador de carga que gestione la relación entre el sistema fotovoltaico y las baterías. Este dispositivo evita sobrecargas y descargas profundas, prolongando la vida útil de las baterías. Se instala entre los paneles solares y las baterías, protegiendo contra sobrecargas, emitiendo alarmas por baja carga y desconectando en caso de descargas excesivas.

Existen dos tipos principales de controladores:

- **Lineales:** Utilizan resistencias variables para disipar el exceso de energía. Pueden ser en serie o en paralelo y son ideales para sistemas de baja potencia.
- **Conmutados:** Funcionan mediante interruptores, como relés o transistores, ajustados a la tensión de salida para optimizar la carga de la batería.

El diseño del sistema solar considera las peores condiciones de irradiación, como en invierno, para garantizar el suministro energético, aunque esto pueda generar excedentes de energía en verano. Los fabricantes especifican características físicas y eléctricas del controlador, normas de seguridad, medidas de protección, y cómo la temperatura afecta su rendimiento (CONAGUA, 2019, págs. 162-163) (MHEDUCATION, s.f., págs. 19-20).



7.4 Acumulación de energía

Las baterías son uno de los elementos principales en sistemas fotovoltaicos autónomos, ya que almacenan energía solar para usarla cuando la producción es insuficiente, como en la noche, y aseguran un suministro estable frente a fluctuaciones solares. También proporcionan corrientes altas en momentos puntuales y estabilizan el voltaje, garantizando la operación continua de la instalación (CONAGUA, 2019, pág. 161).

Su capacidad, medida en amperios hora (Ah), indica la energía disponible en una descarga completa, siendo un factor que se debe tener muy en cuenta a la hora de su elección (MHEDUCATION, s.f., págs. 21-22). Además, es importante considerar:

- **Eficiencia de carga:** Porcentaje de energía almacenada respecto a la energía utilizada para cargarla, determinando la cantidad de paneles necesarios.
- **Autodescarga:** Pérdida de energía cuando la batería no está en uso.

- **Profundidad de descarga:** Influye en su vida útil; descargas menores (20%) prolongan su duración, mientras que descargas profundas (hasta 80%) la reducen.

7.4.1 Tipos de baterías

En el mercado existen varios tipos de baterías, entre las más comunes están las de níquel-cadmio (Ni-Cd) y las de plomo-ácido. Las baterías Ni-Cd ofrecen excelentes características, pero su alto costo limita su uso. En cambio, las baterías de plomo-ácido son las más utilizadas en aplicaciones solares debido a su capacidad para adaptarse a diversas cargas y a su precio accesible (CONAGUA, 2019, págs. 161-162).

En la siguiente tabla se muestran los tipos de baterías según su tipo de fabricación y el tipo de electrolitos empleados.

Tipo de batería	Tiempo de recarga	Autodescarga por mes	N.º de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	8-16 horas	< 5%	Medio	30-50 <i>Wh/kg</i>	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1 hora	20%	Elevado	50-80 <i>Wh/kg</i>	Medio
Ni-Mh (níquel-hidruro metálico)	2-4 horas	20%	Medio	60-120 <i>Wh/kg</i>	Medio
Li ion (ion litio)	2-4 horas	6%	Medio-bajo	110-160 <i>Wh/kg</i>	Alto

Tabla 10. Tipos de baterías según su fabricación.

(MHEDUCATION, s.f., pág. 22).

La tabla 11 presenta diversos modelos de baterías de plomo-ácido empleados en la práctica, según la aplicación específica de cada instalación. También se destacan sus principales ventajas y desventajas, lo que permite una comparación útil para la selección del tipo de batería adecuada en función de los requisitos y las condiciones de uso.

Tipo	Ventajas	Desventajas	Aspecto
Tubular estacionaria	• Permite ciclados profundos. • Tiempos de vida largos. • Reserva de sedimentos que mejora su funcionamiento en entornos demandantes.	• Precio elevado • Disponibilidad limitada en ciertos lugares	
Arranque (SLI, automóvil).	• Bajo precio. • Amplia disponibilidad en el mercado.	• Mal desempeño en ciclados profundos y bajas corrientes. • Tiempo de vida corto. • Escasa reserva de electrolito, lo que limita su durabilidad.	
Solar	• Fabricación similar a las baterías de automóvil facilitando su producción. • Amplia reserva de electrolito. • Buen desempeño en ciclados medios	• No adecuada para ciclados profundos y prolongados. • Tiempos de vida medios, menor a las baterías de tipo tubular estacionaria	

Gel	Requiere poco mantenimiento gracias al electrolito gelificado	Se deteriora rápidamente bajo condiciones extremas de voltaje y corriente (V-I).	
-----	---	--	---

Tabla 11. Tipo de baterías más comúnmente usadas en instalaciones solares.

*SLI = Starting, Lighting and Ignition (Arranque, iluminación e ignición).

(MHEDUCATION, s.f., pág. 23).

Las baterías tubulares estacionarias son ideales para sistemas autónomos de alta capacidad, mientras que las de gel son preferibles para instalaciones pequeñas y de difícil acceso, evitando ciclos profundos de descarga. La temperatura afecta su capacidad, aumentando en climas cálidos y disminuyendo en fríos, por lo que se requieren baterías de mayor capacidad bajo 0 °C. En sistemas estacionarios, se conectan vasos individuales, mientras que en monoblock se seleccionan modelos según la tensión y potencia requerida (MHEDUCATION, s.f., pág. 23).

7.5 El inversor

Los convertidores de corriente continua a corriente alterna (CC/CA) transforman voltajes de los sistemas fotovoltaicos que son de 12, 24 o 48 V en corriente alterna de 127 o 220 V, permitiendo su uso de los elementos eléctricos convencionales. En algunos paneles solares, el inversor está integrado en su parte posterior.

Funcionan con circuitos que generan ondas cuadradas, las cuales se pueden elevar y filtrar para obtener ondas sinusoidales, similares a la red eléctrica, asegurando compatibilidad con diversos dispositivos (CONAGUA, 2019, pág. 163).

7.5.1 Características de un inversor

La ficha técnica de un inversor, proporcionada por el fabricante, ofrece varios parámetros tales como:

- **Potencia nominal y máxima:** La potencia máxima representa la capacidad de sobrecarga que el inversor puede soportar durante un tiempo específico.
- **Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP):** Define el rango de tensiones en el que el inversor optimiza la energía del generador fotovoltaico. Si el MPP está fuera de esta ventana, el inversor establece un límite de tensión, lo que puede ocasionar pérdidas de energía.
- **Tensión máxima de entrada:** Representa el voltaje máximo que el inversor puede manejar sin dañarse.
- **Tensión nominal de salida:** Se ajusta a la red eléctrica en México, siendo 127 V para sistemas monofásicos y 220 V para trifásicos. También se incluye la eficiencia máxima, que refleja la relación óptima entre la potencia de entrada y salida.
- **Umbral de arranque:** Puede expresarse como la radiación solar o potencia de entrada necesaria para que el inversor inicie su funcionamiento.

(Lamigueiro, 2013, pág. 21).

7.5.2 Tipos de inversores

Los inversores fotovoltaicos se clasifican en:

- **Inversor central:** Maneja todo el generador o varias ramas. Ideal para instalaciones medianas o grandes por su eficiencia y reducción de costos.

- Inversor de rama: Atiende una sola rama del generador. Útil en sistemas con orientaciones e inclinaciones variadas.
- Módulo AC: Diseñado para un solo módulo. Solo recomendado en pequeños sistemas demostrativos.

Consideraciones que se deben tomar antes de elegir el inversor:

- Inversor de rama: Flexibles en diseños complejos.
- Inversores centrales: Reducen costos y mejorar la fiabilidad en grandes sistemas.
- Módulo AC: Evitar salvo en aplicaciones específicas.
- Potencia adecuada: Debe corresponder a la del generador. Ejemplo: Una planta de 1 Mega watt pico (MWp) requiere 10 inversores de 100 kW o 4 de 250 kW, pero no 200 de 5 kW.

Los inversores pueden tener salida monofásica o trifásica. Los inversores monofásicos generalmente no superan los 5 kW de potencia, mientras que los inversores trifásicos de menor potencia, es decir, por debajo de los 10 kW, son poco comunes. En términos generales, los inversores monofásicos son más limitados en cuanto a potencia, mientras que los trifásicos son más utilizados en sistemas de mayor capacidad (Lamigueiro, 2013, pág. 22).

7.5.3 Principio de funcionamiento

Un inversor está compuesto por los siguientes bloques principales:

- Filtro de entrada: Reduce oscilaciones de la corriente de entrada
- Convertidor CC/CC: Ajusta la tensión generada y puede buscar el punto de máxima potencia (MPP).
- Puente inversor: Convierte la corriente continua en alterna mediante el troceado de la señal.
- Filtro de salida: Elimina o atenúa los armónicos no deseados en la señal de salida.
- Transformador: Ajusta el voltaje de salida del puente inversor para coincidir con el de la red y asegura aislamiento galvánico entre las partes de corriente alterna.
- Control: Supervisa la entrada y salida del convertidor CC/CC y del puente inversor, asegurando el seguimiento del MPP y la entrega de una señal sinusoidal con bajo contenido de armónicos.

(Lamigueiro, 2013, págs. 22-23).

7.6 Rendimiento global de la instalación

En nuestro caso específico, se optó por una instalación fotovoltaica aislada para alimentar exclusivamente el soplador del reactor. El dimensionamiento se centró en garantizar un suministro constante de energía. Se calcularon dos enfoques para asegurar la fiabilidad: uno mediante un factor de seguridad del 20% para cubrir la demanda energética del soplador, y el otro evaluando el rendimiento específico de la instalación, considerando

las pérdidas de los componentes. Sin embargo, el uso del factor de seguridad suele ser más sencillo y efectivo.

El rendimiento global de la instalación se calcula con la fórmula:

$$R = (1 - K_c - K_b - K_r - K_v) * \left(1 - K_a \times \frac{N}{P_d}\right)$$

Los coeficientes representan la eficiencia de los componentes de una instalación fotovoltaica, como paneles solares, controladores y baterías. Durante la conversión de energía, siempre hay pérdidas, como las que ocurren cuando un inversor convierte corriente continua en alterna. Generalmente, los componentes tienen un rendimiento del 95%, lo que implica una pérdida del 5% de la energía. Estas pérdidas deben considerarse al calcular la energía necesaria para cubrir el consumo total. La cantidad de energía requerida se incrementa para compensar las pérdidas, y este ajuste se determina mediante la fórmula del rendimiento global de la instalación.

Donde:

K_a : Fracción de energía perdida por autodescarga, un fenómeno que ocurre cuando la batería no se carga durante un período prolongado. Las bajas temperaturas aumentan las pérdidas.

K_b : Pérdidas por rendimiento de la batería. No toda la energía que se almacena se convierte en energía útil; una parte se pierde.

K_c : Pérdidas por el rendimiento del inversor. La conversión de corriente continua a alterna genera pérdidas de energía.

K_r : Pérdidas en el regulador de carga debido a variaciones en voltaje o corriente, afectando la eficiencia del sistema.

K_v : Pérdidas en el cableado y equipos por el efecto Joule, que convierte parte de la electricidad en calor.

N : Número de días de autonomía para garantizar el suministro en ausencia de radiación solar, asegurando el funcionamiento del sistema.

P_d : Profundidad máxima de descarga, que varía según el tipo de batería, afectando su vida útil y rendimiento.

(Solarpedia, 2022, pág. 3).

K_c	El rendimiento del inversor se puede consultar en sus especificaciones técnicas o en la etiqueta de características del equipo. 0 Si no hay inversor en la instalación 0.005 Rendimiento del inversor 95% 0.10 Rendimiento inversor 90% 0.15 Rendimiento inversor 85% 0.20 Rendimiento inversor < 85%
K_b	0.05 Baterías nuevas, sin descargas intensas. 0.10 Baterías viejas, descargas intensas, temperaturas bajas.
K_r	0.10 Controlador de carga eficiente. 0.15 Controlador de carga antiguo, poco eficiente.
K_v	0.15 Si no se tiene en cuenta pérdidas en cableado y equipos. 0.05 Si se ha realizado un estudio detallado de pérdidas en equipos.
K_a	0.002 Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento. 0.005 Baterías estacionarias de energía solar. 0.012 Baterías de alta autodescarga.

N	Para servicios públicos o muy importantes, se suele optar por un periodo de autonomía de 15 días o más. Esta elección garantiza un suministro energético fiable, asegurando que haya suficiente energía almacenada para mantener la operación incluso en situaciones de baja generación o interrupciones del servicio. 3 Vivienda fines de semana 5 Vivienda habitual 15 Instalaciones especiales con servicio prioritario 20 Instalaciones especiales de alta fiabilidad
P_d	Generalmente, la profundidad de descarga de las baterías es del 50%, lo cual es común en la mayoría de las aplicaciones. Sin embargo, en casos específicos, este valor puede variar dependiendo de las necesidades del sistema y el tipo de batería. 0.90 Batería descargada hasta el 90% 0.80 Batería descargada hasta el 80% 0.70 Batería descargada hasta el 70% 0.60 Batería descargada hasta el 60% 0.50 Batería descargada hasta el 50% 0.40 Batería descargada hasta el 40% 0.30 Batería descargada hasta el 30%

Tabla 12. Coeficientes de pérdida.

(Solarpedia, 2022, págs. 4-5).

Para la instalación del presente diseño, que emplea baterías nuevas y estacionarias con una autonomía de 15 días y una profundidad de descarga máxima del 50%, además de

un regulador moderno y eficiente, y un inversor de alto rendimiento, se garantizará un rendimiento óptimo. Esto permitirá maximizar el uso de la energía almacenada y asegurar un suministro continuo, incluso en condiciones variables. Así, se logrará una operación confiable y eficiente del sistema, adecuada para las necesidades energéticas específicas del proyecto.

$$R = (1 - 0.05 - 0.05 - 0.10 - 0.05) * \left(1 - 0.005 \times \frac{15}{0.50}\right) = 0.6375 = 0.64$$

De acuerdo con este rendimiento, la energía que se requiere generar es:

$$\text{Consumo diario} = \frac{477\,440\,Wh}{0.64} = 746\,000\,Wh = 746\,kWh$$

El modelo con factor de seguridad del 20% se desglosará a continuación

El factor de seguridad del 20% se aplica para tener en cuenta variaciones e incertidumbres en los cálculos. Los factores considerados incluyen pérdidas en el sistema, aumento de la demanda energética, degradación de los paneles solares y factores ambientales. Al aplicar este factor, el consumo diario del soplador del reactor se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Consumo diario} = SR \times FS = 477\,440\,Wh \times 0.2 = 572\,928\,Wh = 572.928\,kWh$$

Teniendo en cuenta que:

$$\text{Soplador del reactor} = SR = 477.44\,kWh = 477\,440\,Wh$$

$$\text{Factor de seguridad} = FS = 20\% = 0.2$$

El diseño no se ve afectado por el factor de seguridad porque garantiza la cobertura ante condiciones adversas, evita un sobredimensionamiento innecesario que incrementaría costos, y asegura la confiabilidad sin hacer el sistema ineficiente.

Este enfoque balanceado considera un margen de seguridad adicional sin comprometer la optimización del sistema. Se busca un diseño robusto que satisfaga las

necesidades energéticas del reactor y garantice un suministro continuo, evaluando cómo este enfoque técnico optimiza los recursos.

7.7 Cálculo y selección de componentes

7.7.1 Módulos fotovoltaicos

Para calcular y seleccionar los módulos fotovoltaicos, es necesario tener presentes los siguientes aspectos:

- **Energía diaria necesaria:** La energía requerida para el sistema es de 572 928 *Wh*, suficiente para garantizar el funcionamiento continuo.
- **Condiciones de radiación:** Se como referencia el mes con menor irradiación (4.85 horas pico de sol en diciembre) para asegurar un diseño funcional en condiciones adversas.
- **Tensión del sistema:** El sistema opera a 48 V, ya que supera los 4001 *Wh* diarios, según el criterio de dimensionamiento basado en consumo.
- **Configuración de módulos:** Los módulos se configuran en serie/paralelo para cumplir con las especificaciones del controlador, evitando sobrecargas y optimizando el costo.
- **Número de controladores:** Se evalúa si un regulador puede manejar la configuración o si son necesarios varios, considerando eficiencia y costos.
- **Costos y optimización:** Se busca la solución más económica y eficiente, reduciendo controladores y ajustando el diseño del sistema.

7.7.2 Selección del panel solar

El panel AS-6P-345W de AMERISOLAR se eligió por su alta eficiencia (17.52%) y potencia (345 W), ideal para aplicaciones industriales. Con voltajes nominales de 37.90 V y corriente de 9.11 A, asegura un rendimiento estable. Su construcción de silicio policristalino equilibra costo y eficiencia, mientras que el vidrio templado y el marco de aluminio garantizan resistencia y larga vida útil. Sus dimensiones (1956 x 992 x 30 mm) y peso (21 kg) facilitan su instalación. Es una opción eficiente y durable, perfecta para proyectos industriales como lo es nuestro caso de estudio.

Vista del módulo seleccionado	Datos del módulo
 Figura 83. AS-6P-345W AMERISOLAR.	Nombre: AS-6P-345W AMERISOLAR Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$) = 345 W Voltaje a circuito abierto (V_{OC}) = 46.5 V_{CC} Intensidad de Corriente de corto circuito (I_{SC}) = 9.60 A

Para dimensionar un sistema fotovoltaico correctamente, es necesario determinar la potencia requerida y el número de módulos solares necesarios para cubrir el consumo energético. Este proceso se detalla de la siguiente manera:

A. Cálculo de la potencia fotovoltaica

La potencia requerida se calcula dividiendo el consumo energético diario entre las horas solares mínimas disponibles en la ubicación del proyecto.

- Consumo diario: 572 928 Wh
- Horas solares mínimas: 4.85 h (estas horas representan la irradiación solar efectiva en la región del proyecto, asegurando que el diseño considera condiciones reales de radiación).

La ecuación utilizada es:

$$Potencia\ fotovoltaica = \frac{Consumo\ diario\ (Wh)}{Hora\ solar\ mínima\ (h)} = \frac{572\ 928\ Wh}{4.85\ h} = 118\ 129.48\ W$$

Este cálculo permite determinar la potencia total que el sistema debe generar diariamente para cubrir el consumo energético, considerando las horas solares efectivas.

B. Cálculo del número de módulos solares teóricos

Una vez calculada la potencia fotovoltaica necesaria, se determina el número de módulos solares requeridos dividiendo dicha potencia entre la potencia nominal de cada módulo (345 W). La fórmula es:

$$Número\ de\ módulos\ teóricos = \frac{Potencia\ fotovoltaica\ (W)}{Potencia\ del\ módulo\ (W)} = \frac{118\ 129.48\ W}{345\ W} = 342.40 \approx 343$$

El resultado indica que se necesitan 434 módulos solares, redondeando al entero superior, para satisfacer la demanda diaria del sistema. Este número asegura que el sistema cubra el consumo incluso en condiciones de irradiación solar mínima, optimizando la inversión y garantizando confiabilidad energética.

Además, antes de definir la cantidad exacta de módulos, es importante considerar la configuración de la instalación y los controladores de carga. Estos son de suma importancia

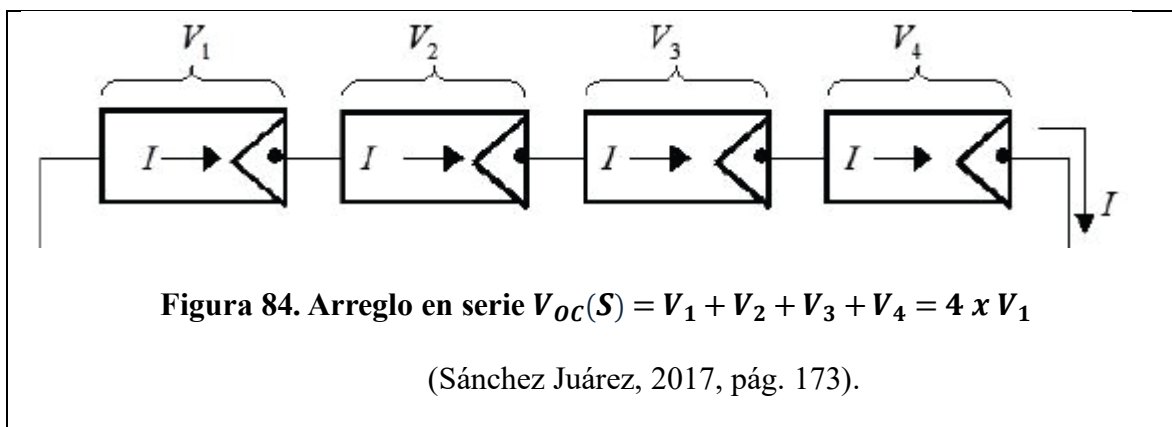
para optimizar la eficiencia del sistema, evitando problemas como sobrecarga o mal aprovechamiento de la energía solar.

C. Arreglo en serie

En una conexión en serie de módulos fotovoltaicos idénticos, el voltaje de salida del sistema es la suma de los voltajes individuales de cada módulo, mientras que la corriente de salida permanece constante, igual a la corriente generada por un solo módulo.

Supongamos que N módulos idénticos están conectados en serie, formando lo que se denomina una cadena. En este caso, el voltaje total de la cadena $V_{OC}(S)$ se calcula como la suma del voltaje a circuito abierto (V_{OC} o V_{CA}) de cada módulo, expresándose mediante la fórmula:

$$V_{OC}(S) = N \times V_{OC}$$



En cuanto a la corriente de corto circuito (I_{SC} o I_{CC}) de una cadena de módulos fotovoltaicos, esta se mantiene constante e igual a la corriente generada por un módulo individual, ya que todos los módulos tienen las mismas especificaciones de corriente. Por lo tanto, la corriente total de la cadena $I_{SC}(S)$ es:

$$I_{SC}(S) = I_{SC}$$

Para determinar cuántos paneles pueden conectarse en serie, se necesitan considerar los valores de tensión máxima que el controlador de carga puede manejar. Este dispositivo regula la salida de los paneles y asegura que el sistema funcione dentro de límites seguros.

Además, la temperatura ambiental influye en la tensión del sistema:

- **Bajas temperaturas:** aumentan la tensión.
- **Altas temperaturas:** disminuyen la tensión.

Por ello, el controlador de carga debe ser compatible con el rango de voltajes que resulta de las variaciones de temperatura en el entorno operativo. Esto garantiza un funcionamiento seguro y estable del sistema (Alvarado Ladrón de Guevara, 2018, pág. 50) (Sánchez Juárez, 2017, pág. 173).

D. Arreglo en paralelo

Cuando se conectan celdas solares idénticas en paralelo, la corriente total de salida es la suma de las corrientes individuales de cada celda. De forma similar, al conectar módulos fotovoltaicos idénticos en paralelo, la corriente de salida del sistema se obtiene sumando las corrientes generadas por cada módulo. Este tipo de conexión es útil en configuraciones que requieren altos niveles de corriente, ya que permite aumentar la corriente total del sistema sin modificar el voltaje.

En esta configuración:

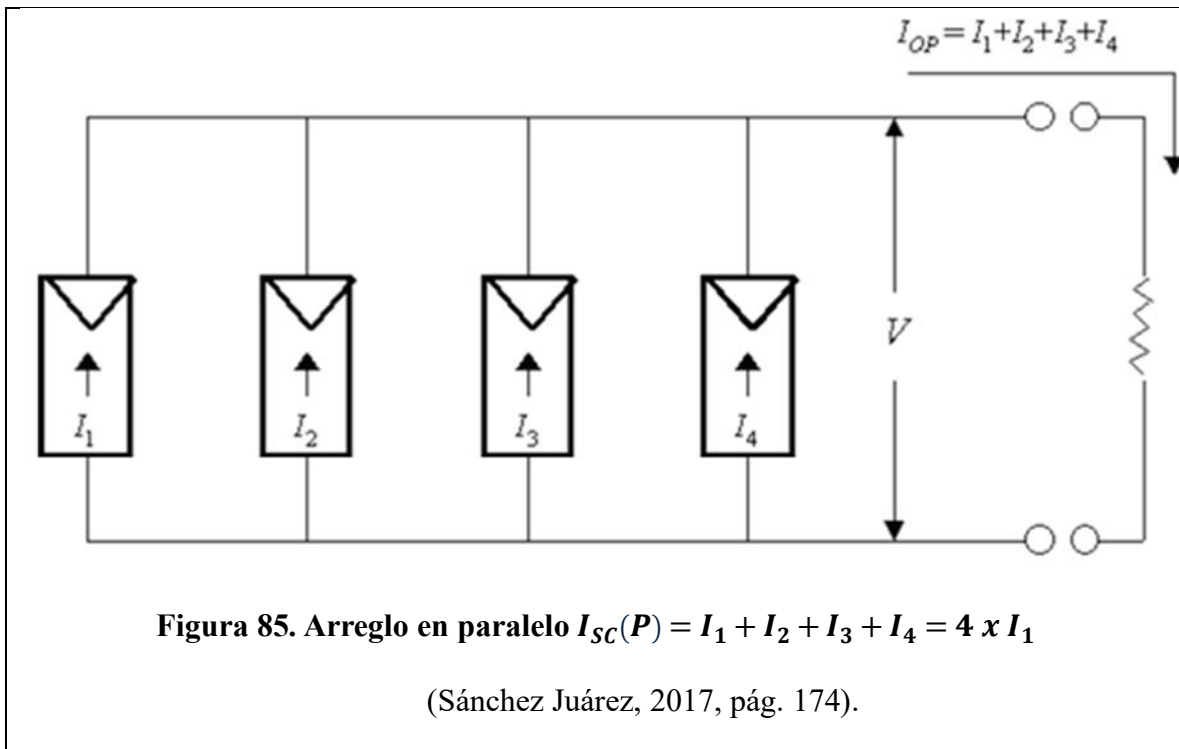
- El voltaje a circuito abierto de la asociación en paralelo $V_{oc}(P)$ es igual al voltaje a circuito abierto de cada módulo individual:

$$V_{oc}(P) = V_{oc}$$

La corriente de cortocircuito (I_{SC} o I_{CC}) de la asociación en paralelo, representada como $I_{SC}(P)$, se calcula sumando las corrientes de cortocircuito de cada módulo:

$$I_{SC}(P) = N \times I_{SC}$$

Por lo tanto, el voltaje se mantiene constante entre los módulos conectados en paralelo, mientras que la corriente aumenta proporcionalmente al número de módulos en la asociación.



El número de cadenas de módulos que se pueden conectar en paralelo depende de la capacidad máxima de corriente que el controlador de carga puede manejar. Este debe ser capaz de soportar la suma de corrientes de todas las cadenas, garantizando un funcionamiento eficiente y seguro del sistema sin riesgo de sobrecarga (Alvarado Ladrón de Guevara, 2018, pág. 50) (Sánchez Juárez, 2017, pág. 174).

7.7.3 El controlador

El controlador VICTRON SCC145120510 se eligió por su alta eficiencia y capacidad para gestionar grandes volúmenes de energía en sistemas fotovoltaicos de 48 V. Con una corriente de carga nominal de 200 A y potencia máxima de 11.5 kW, ideal para aplicaciones industriales. Su eficiencia del 96%, tensión máxima de entrada fotovoltaica de 450 V_{CC}, 4 rastreadores MPPT (Maximum Power Point Tracking) y escalabilidad de hasta 25 unidades en paralelo lo hacen flexible y confiable. Además, incluye sensores de temperatura para optimizar la carga de las baterías.

Aunque los cálculos iniciales estimaron la necesidad de 343 paneles, la configuración final se ajustó para instalar 432 paneles distribuidos en 6 reguladores, cada uno gestionando 72 paneles. Esta decisión asegura que el sistema funcione de manera eficiente mientras se mantiene dentro de las especificaciones técnicas del controlador.

A. Cálculo para la configuración en serie

El objetivo de este cálculo es determinar el número máximo de paneles solares que se pueden conectar en serie sin exceder el voltaje máximo permitido por el controlador, el cual es de 450 V. Para calcularlo, se divide el voltaje máximo del controlador entre el voltaje a circuito abierto (V_{OC}) de cada panel, que en este caso es de 46.5 V.

$$\frac{450 \text{ V}}{46.5 \text{ V}} = 9.63 \text{ módulos}$$

Este cálculo indica que se pueden conectar 9 paneles en serie, ya que siempre se redondea hacia abajo para no exceder los límites de seguridad del controlador. Al conectar 9 paneles en serie, el voltaje total de la cadena sería:

$$V_{Total} = 46.5 \text{ V} \times 9 = 420.3 \text{ V}$$

Este resultado asegura que el voltaje total del sistema se mantiene por debajo del límite de 450 V del controlador, garantizando un funcionamiento seguro y dentro de los parámetros permitidos por el equipo.

B. Cálculo para la configuración en paralelo

Datos del controlador:

- Corriente máxima del controlador: 200 A
- Corriente de cortocircuito de cada panel (I_{SC}): 9.60 A
- Número de rastreadores MPPT: 4
- Corriente máxima de corto circuito: 20 A (según las especificaciones del regulador).

Para configurar un sistema fotovoltaico en paralelo, se debe considerar la corriente máxima del controlador (200 A) y la corriente de cortocircuito de los paneles ($I_{SC} = 9.60 A$). El controlador tiene 4 rastreadores MPPT, lo que permite dividir la corriente entre ellos. El cálculo para determinar cuántos arreglos en paralelo se pueden conectar es:

$$\text{Número de arreglos en paralelo} = \frac{\text{Corriente del controlador}}{\text{corriente de cortocircuito de los paneles}} = \frac{200 A}{9.60 A} = 20.83 \text{ Arreglos}$$

Esto indica que el controlador puede soportar un total de 20.83 arreglos en paralelo.

A continuación, se distribuye esta carga entre los 4 rastreadores MPPT. El cálculo para determinar cuántos arreglos en paralelo puede manejar cada rastreador es:

$$\text{Número de arreglos en paralelo por rastreador} = \frac{\text{Número de arreglos en paralelo}}{\text{Número de rastreadores}}$$
$$\text{Número de arreglos en paralelo por rastreador} = \frac{20.83}{4} \approx 5.21 \text{ arreglos por rastreador}$$

Cada rastreador debe manejar aproximadamente 5.21 arreglos en paralelo.

Para verificar si esta carga es adecuada, se calcula la corriente total por rastreador al conectar 5 arreglos en paralelo. La corriente total es:

$$\text{Corriente total por rastreador} = 5 \times I_{sc} \text{ de cada panel} = 5 \times 9.60 \text{ A} = 48 \text{ A}$$

Esta corriente de 48 A excede la capacidad máxima de corriente de cada rastreador (20 A), por lo que no es posible conectar 5 arreglos en paralelo a un solo rastreador sin sobrecargarlo.

Para ajustar la configuración y respetar el límite de corriente de 20 A por rastreador, se calcula el número máximo de arreglos en paralelo que se pueden conectar por rastreador.

$$\text{Número máximo de arreglos en paralelo por rastreador} = \frac{20 \text{ A}}{9.60 \text{ A}} \approx 2.08 \text{ arreglos por rastreador}$$

Redondeando, podemos conectar 2 arreglos en paralelo por rastreador.

Finalmente, dado que hay 4 rastreadores, la configuración total será de:

$$4 \text{ rastreadores} \times 2 \text{ arreglos en paralelo por rastreador} = 8 \text{ arreglos en paralelo totales por rastreador}$$

Esta configuración asegura que el sistema opere dentro de los límites de corriente de los rastreadores y del controlador, garantizando un funcionamiento eficiente y seguro del sistema fotovoltaico.

Vista del controlador seleccionado	Datos del controlador seleccionado
 Figura 86. SmartSolar MPPT RS 450/200-MC4	Nombre: SmartSolar MPPT RS 450/200 MC4 • El primer número indica la tensión máxima de trabajo del controlador (450 V) • El segundo valor indica la corriente máxima (200 A)

La optimización del diseño de la instalación fotovoltaica consistió en aumentar el número de paneles de 343 a 432 y sumar un controlador adicional, pasando de 5 a 6. Con estas modificaciones, la potencia total se incrementó de 118 335 W a 149 040 W.

El aumento en la cantidad de paneles busca garantizar una producción de energía suficiente para cubrir el consumo proyectado, compensando posibles pérdidas de eficiencia y subestimaciones en el diseño inicial. La incorporación de un controlador adicional asegura que la mayor corriente generada sea regulada sin sobrecargar los controladores, optimizando la estabilidad y prolongando su vida útil.

Además, esta capacidad extra permite mayor resiliencia ante fluctuaciones en la radiación solar, asegurando una operación más estable y alineada con objetivos de eficiencia

energética. En conjunto, los ajustes fortalecen el sistema, haciéndolo más eficiente y confiable para satisfacer las necesidades a largo plazo.

7.7.4 Baterías

Se seleccionaron baterías estacionarias BAE de 877 Ah y 48 V para la instalación fotovoltaica, considerando un consumo diario de 477 440 Wh y un margen adicional del 20% lo que da un consumo estimado de 572 928 Wh . Estas baterías estacionarias OPzS son ideales para aplicaciones de ciclo profundo, con una vida útil de 15 a 20 años y capacidad de soportar entre 1500 y 3000 ciclos al 50-80% de profundidad de descarga. Además, ofrece un equilibrio entre durabilidad, calidad y costos, siendo una opción económicamente viable frente a otro tipo de baterías selladas.

El sistema utiliza 24 vasos de 2 V en serie para alcanzar el voltaje necesario de 48 V , soportando una profundidad de descarga máxima del 80% aunque el valor recomendado es del 50% para extender la vida útil.

A. Dimensionamiento del banco de baterías

Para dimensionar el banco de baterías, primero se calcula la energía diaria en amperes-hora (Ah) necesaria para el sistema.

Datos:

- Voltaje del sistema: 48 V
- Consumo diario: 572 928 Wh
- Eficiencia del inversor: 96%

B. Cálculo de $Ah/día$

$$\frac{Ah}{día} = \frac{\frac{Consumo\ diario}{Eficiencia\ del\ inversor}}{Voltaje\ del\ sistema} = \frac{\frac{572\ 928\ W}{0.96}}{48\ V} = 12\ 433.333\ Ah$$

C. Cálculo de baterías en paralelo

Con 15 días de autonomía y considerando una profundidad de descarga del 50% y la capacidad de la batería que es de 877 Ah , el número de baterías en paralelo se obtiene mediante:

$$Baterías\ en\ paralelo = \frac{\frac{\frac{Ah}{día} \times días\ de\ autonomía}{Profundidad\ a\ la\ descarga}}{Capacidad\ de\ la\ batería} = \frac{\frac{12\ 433.333\ Ah \times 15\ días}{0.5}}{877\ Ah} = 425.313\ Baterías\ teóricas$$

Para ajustar ese número de baterías al número de controladores se toma en cuenta el número de entradas totales de dichos controladores tenido entonces un total de 432 baterías.

$$Baterías\ Reales\ en\ paralelo = 432\ Baterías\ en\ paralelo$$

D. Cálculo de baterías en serie

Como el sistema y cada batería opera a 48 V , el número de baterías en serie es:

$$Baterías\ en\ serie: \frac{Voltaje\ del\ sistema}{Voltaje\ de\ la\ batería} = \frac{48\ V}{48\ V} = 1$$

E. Cálculo de baterías totales

El total de baterías es el producto de las baterías en paralelo y en serie:

$$Baterías\ totales = Baterías\ Reales\ en\ Paralelo \times Baterías\ en\ Serie = 432 \times 1 = 432$$

$$Baterías\ totales = 432\ Baterías$$

La elección de 432 baterías reales en lugar de las 425.31 baterías teóricas responde a la necesidad de hacer ajuste para optimizar la instalación y asegurar la funcionalidad con la cantidad y configuración de los controladores disponibles.

- **Redondeo al número entero más cercano:**

Dado que no es posible trabajar con “fracciones de baterías”, el número se redondea al entero más cercano. Además, para garantizar una configuración equilibrada en la instalación, se seleccionó un número múltiplo de 6. En este caso, se optó por 432 baterías, dado que la instalación cuenta con seis controladores.

- **Distribución simétrica entre controladores:**

Con 432 baterías, el sistema puede organizarse uniformemente en seis conjuntos de 72 baterías cada uno, lo que permite distribuir la carga y corriente de manera equilibrada entre los controladores.

Vista de las baterías seleccionadas	Datos de las baterías seleccionadas
 Figura 87. Batería estacionaria BAE	Nombre: Batería estacionaria BAE • Voltaje del vaso: 2 V • Capacidad nominal: 877 Ah • Los vasos tienen 1 borne negativo y 1 positivo, para que sea posible realizar cualquier tipo de asociación entre ellos.

La decisión de redondear a 432 baterías cumple con los requerimientos de energía y autonomía calculados, al tiempo que facilita la administración del sistema y asegura un balance adecuado de la carga entre los seis controladores. Esto contribuye a la estabilidad y eficiencia del sistema en general.

7.7.5 *El inversor*

La selección del inversor solar requiere considerar varios factores importantes, siendo el más relevante el voltaje del sistema. En este caso, el sistema opera a 48 V, por lo que el inversor debe aceptar esta tensión dentro de su rango operativo. Otros aspectos importantes para evaluar incluyen la potencia de salida, la eficiencia del inversor, y su capacidad para manejar picos de demanda, ya que los inversores pueden generar un pico de potencia que alcanza hasta el doble de su capacidad nominal.

Además, las condiciones térmicas afectan el rendimiento del inversor, por lo que las hojas técnicas proporcionan datos ajustados de potencia en función de la temperatura. Otro factor crítico es la configuración de la red eléctrica de salida. Dado que el sistema incluye un motor trifásico (soplador del reactor), es necesario implementar una red trifásica. Esto puede lograrse utilizando tres inversores monofásicos conectados en paralelo para formar la red trifásica.

El Victron Quattro 48/5000/70-100/100 fue elegido por su compatibilidad con el sistema, ofreciendo una potencia nominal de 10 kW por unidad y alcanzando 30 kW al configurarlo en un arreglo trifásico de tres inversores en paralelo. Esta potencia cubre la demanda máxima del motor (29.84 kW) con un margen adicional. Además, el sistema soporta un pico de potencia de 60 kW, necesario para arranques de carga y picos momentáneos.

Vista del inversor seleccionado	Datos del inversor seleccionado
	Nombre: Victron Quattro 48/5000/70-100/100 • Se necesitan 3 para conectarlos en paralelo y montar la red trifásica. • Cada uno de ellos admite un rango de tensión de entrada de 38-66 V. • La potencia de salida de cada uno de ellos es de 10 kW. • Cada uno tiene una potencia pico de 20 kW, para soportar los picos de potencia en el arranque del motor.

Figura 88. Victron Quattro 48/5000/70-100/100

7.8 Cableado

El diseño del cableado en instalaciones fotovoltaicas debe adaptarse a las condiciones eléctricas de cada tramo, considerando factores como la tensión, intensidad de corriente y la longitud de los cables. Las caídas de tensión excesivas pueden comprometer el rendimiento, por lo que se debe elegir una sección de cable adecuada que cumpla con dos requisitos:

- No exceder la corriente máxima admisible del conductor para evitar sobrecalentamientos.
- Mantener la caída de tensión dentro de los límites permitidos, que son del 3% para tramos entre paneles solares, regulador e inversor, y del 1% para las conexiones entre el regulador, la batería y el inversor.

Para calcular estas secciones de cable, se utiliza una fórmula que asegura el cumplimiento de las normativas de la NOM-001-SEDE-2012 y según las pautas de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), garantizando un sistema eficiente y seguro (Solarpedia, 2022, pág. 3).

$$S = \frac{2 \times L \times I}{K \times \Delta V}$$

Donde:

S = Sección de cable (mm^2)

L = Longitud del cable

I = Intensidad máxima de corriente en el cable

k = Conductividad eléctrica del cable $\left(\frac{\text{m}}{\Omega} * \text{mm}^2\right)$

$\Delta V \equiv$ Caída de tensión permitida en el tramo

(Solarpedia, 2022, pág. 3).

La CONUEE establece que la caída de tensión permitida en un sistema debe ser del 1.5% de la tensión operativa, lo que en un sistema de 48 V corresponde a un valor máximo de 0.72 V. Para minimizar las pérdidas, se utilizarán cables de cobre, conocido por su alta conductividad eléctrica. Aunque la conductividad del cobre varía con la temperatura, para los cálculos se tomará como referencia su valor estándar a 20 °C y conductividad de $k = 56 \left(\frac{\text{m}}{\Omega} * \text{mm}^2\right)$, asegurando que el sistema cumpla con las normativas y opere eficientemente (Solarpedia, 2022, págs. 4-5).

7.8.1 Cableado desde los paneles a los controladores

En esta instalación al aire libre, se estima que la longitud máxima del cable será de 130 m, debido a la separación entre la caseta de sopladores y los paneles solares. La corriente máxima del campo fotovoltaico es de 19.2 A por cada uno de los seis grupos de 72 paneles, cada uno conectado a su propio regulador. Además, se ha establecido una caída de tensión permitida de 13.5 V, lo que servirá como base para calcular la sección adecuada de los cables.

$$\text{Intensidad máxima del campo fotovoltaico: } I = I_{SC} \times 2 = 9.6 \times 2 = 19.2 \text{ A}$$

Con estos datos, la sección será:

$$= \frac{2 \times 130 \text{ m} \times 19.2 \text{ A}}{56 \left(\frac{\text{m}}{\Omega} * \text{mm}^2 \right) \times 13.5 \text{ V}} = 6.603 \text{ mm}^2$$

La sección mínima del cable que conecta cada grupo de paneles solares al regulador debe cumplir con un valor estándar superior al cálculo obtenido.

En la siguiente tabla se presentan los calibres normalizados en el sistema AWG, junto con sus equivalencias geométricas y valores en milímetros cuadrados.

Para este caso, el valor estándar inmediatamente superior al mínimo de 6.603 mm², y que se seleccionará para el cableado, es de $S = 10 \text{ mm}^2 = 8 \text{ AWG}$.

Tabla de Equivalencia AWG a MM2	
AWG/kcmil	MM2
#22 awg	0.5
#20 awg	0.75
#18 awg	1
#16 awg	1.5
#14 awg	2.5
#12 awg	4
#10 awg	6
#8 awg	10
#6 awg	16
#4 awg	25
#2 awg	35
#1 awg	50
#2/0 awg	70
#3/0 awg	95
#4/0 awg	120
300 kcmil	150
350 kcmil	185
500 kcmil	240
750 kcmil	400

Tabla 13. Norma AWG.

7.8.2 Cableado desde los controladores hasta las baterías

El cálculo de la sección del cable entre el regulador y la batería considera la proximidad entre ambos elementos (máximo 1.5 m) y una caída de tensión permitida del 1%. Aunque el cálculo permite usar secciones más pequeñas, se recomienda utilizar cables de 25 mm² a 35 mm² para mayor estabilidad. Además, se considerará la hoja técnica del controlador para determinar el tamaño adecuado del cable, asegurando el correcto funcionamiento del sistema y la conformidad con las especificaciones técnicas.

$$S = \frac{2 \times 1.5 \text{ m} \times 200 \text{ A}}{56 \left(\frac{\text{m}}{\Omega} * \text{mm}^2 \right) \times 0.48 \text{ V}} = 22.32 \text{ mm}^2$$

$$S = 35 \text{ mm}^2 = 2 \text{ AWG}$$

7.8.3 Cableado desde los controladores hasta los inversores

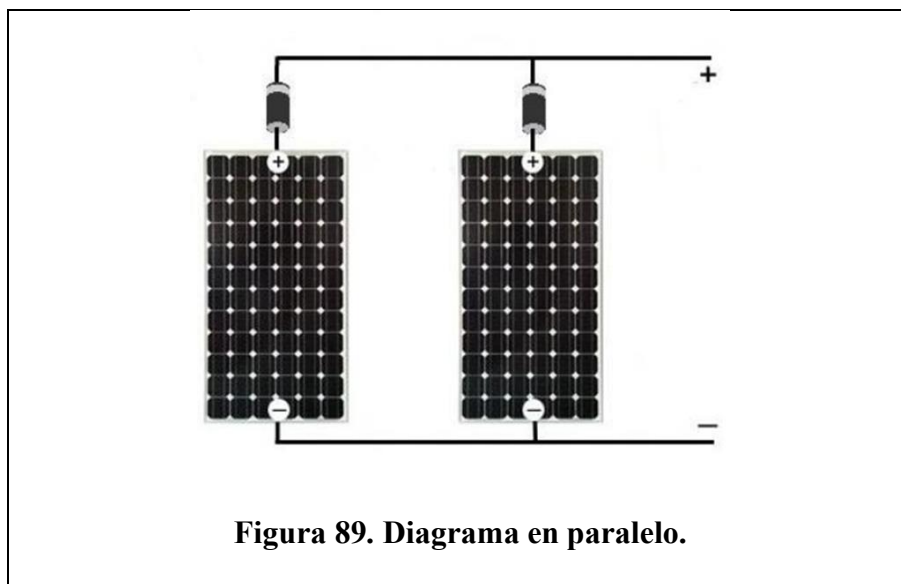
Se recomienda mantener la distancia entre estos componentes al mínimo, similar a lo sugerido con las baterías. Nuevamente, se establecerá un máximo de 1.5 m de cable entre ellos. Además, al igual que antes, los dispositivos especifican en sus bornes la sección de cable necesaria para la conexión. En este caso, se seguirán dichas indicaciones:

$$S = \frac{2 \times 1.5 \text{ m} \times 400 \text{ A}}{56 \left(\frac{\text{m}}{\Omega} * \text{mm}^2 \right) \times 0.48 \text{ V}} = 44.64 \text{ mm}^2$$

$$S = 50 \text{ mm}^2 = 1/0 \text{ AWG}$$

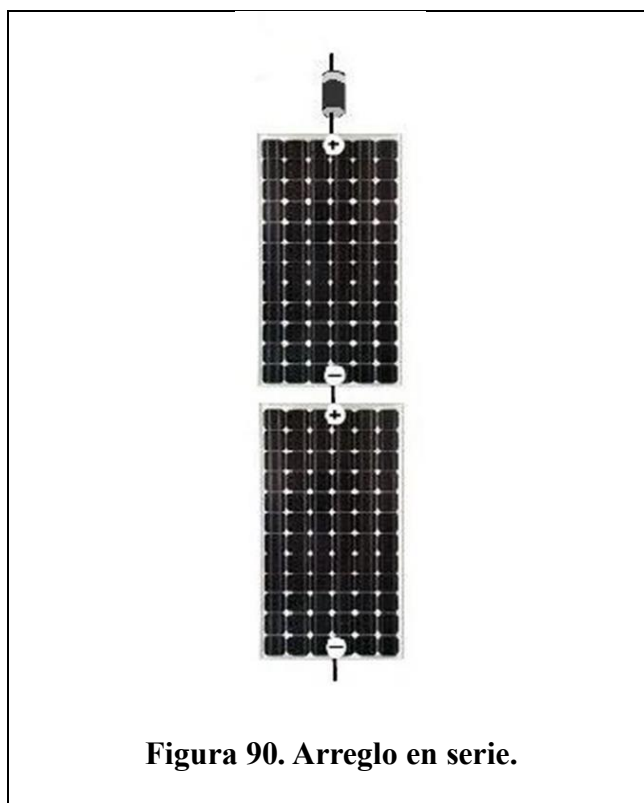
7.8.4 Conexión entre paneles

Las conexiones entre paneles solares, ya sea en serie o paralelo, utilizan los cables integrados en los paneles. En una conexión en paralelo, los terminales positivos se unen entre sí, al igual que los negativos, formando dos líneas conductoras principales. Estas líneas permiten que la corriente generada por cada panel se sume, mientras que el voltaje del arreglo permanece constante y es al igual al de un solo panel como se ve en el siguiente diagrama:



En una configuración en paralelo, el voltaje del sistema se mantiene constante, igual al de un solo panel, mientras que las corrientes de todos los paneles se suman. Esto es beneficioso para sistemas de baja tensión que necesitan mayor capacidad de corriente.

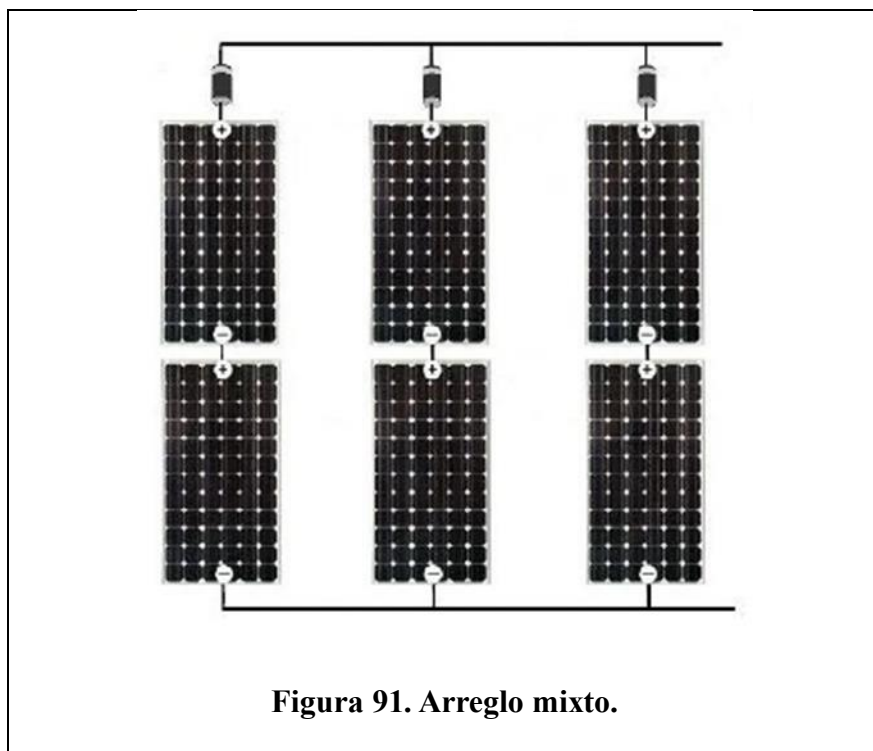
En una configuración en serie, el terminal positivo de un panel se conecta al terminal negativo del siguiente, lo que permite sumar los voltajes de todos los paneles, mientras la corriente se mantiene igual a la de un solo panel. Esta configuración es adecuada para sistemas que requieren altos voltajes, como los que buscan minimizar pérdidas en la transmisión o cumplir con las especificaciones de inversores.



En una configuración mixta de serie y paralelo, los paneles se agrupan primero en series para alcanzar el voltaje deseado, y luego las series se conectan en paralelo para aumentar la capacidad de corriente. En las conexiones en serie, los paneles se conectan alternando sus terminales, sumando el voltaje mientras la corriente permanece constante. Luego, en las

conexiones en paralelo, los terminales positivos y negativos de las series se unen, manteniendo constante el voltaje del grupo, pero sumando la corriente de las series.

La siguiente figura ilustra un ejemplo de conexión, donde tres series de dos paneles en serie cada una están conectadas en paralelo.



Si la longitud de los cables no es suficiente para conectar las cadenas de paneles en paralelo, se pueden utilizar soluciones como extensiones de cable del mismo calibre para evitar sobrecalentamiento, cajas de conexiones para centralizar las conexiones cerca de los paneles y reducir cables largos, o bien conectores Multi-Contact 4 (MC4) de extensión para extender los cables de manera segura.

7.8.5 *Conexión entre los vasos de baterías*

Se cuentan con 432 vasos de 2 V conectados en serie, donde se conecta el borne positivo de una batería al negativo de manera sucesiva. Aunque los vasos están dispuestos uno al lado del otro, se utiliza un cable de 50 mm² de grosor para realizar las conexiones entre ellos. Este grosor es necesario, ya que permite soportar una alta demanda de energía en momentos pico. La elección de un cable adecuado es importante para garantizar que el sistema funcione de manera eficiente y segura, minimizando el riesgo de sobrecalentamiento o pérdida de energía durante el uso.

7.9 Protecciones

En toda instalación eléctrica, se deben implementar protecciones para salvaguardar tanto a las personas como a los componentes eléctricos. Cada dispositivo requiere una forma de protección específica. Sin embargo, como regla general, los sistemas que operan con corriente continua deben utilizar fusibles, mientras que los que funcionan con corriente alterna requieren disyuntores.

7.9.1 *Protecciones en corriente continua*

Los dispositivos que funcionan con corriente continua deben contar con protección ante sobreintensidades derivadas de sobrecargas o cortocircuitos. Para ello, se utilizan fusibles, que son componentes formados por un conductor delgado que se funde a una temperatura específica. Esta acción interrumpe el flujo de electricidad y protege el circuito.

En aplicaciones fotovoltaicas, los fusibles de cuchilla (también conocidos como NH) son los más comunes. Se dividen en dos tipos: fusibles con percutor (más rápidos en respuesta

ante sobrecargas) y sin percutor. Al elegir un fusible adecuado, se deben considerar varios parámetros:

- Poder de corte: Define la corriente máxima que puede ser interrumpida por el fusible.
- Intensidad nominal (I_n): Es la carga que el fusible puede manejar sin fundirse.
- Intensidad de fusión (I_f): Es la corriente a partir de la cual el conductor del fusible se funde.

Para una protección adecuada, la intensidad nominal del fusible debe ser mayor que la corriente circulante en el circuito donde se instala.

7.9.2 Fusibles para paneles

Los dispositivos de protección son muy necesarios para proteger los paneles solares, especialmente cuando se conectan más de dos cadenas en paralelo. En caso de cortocircuito en una de las cadenas, la corriente de retorno de las otras cadenas podría superar la capacidad de la cadena afectada, causando daños en los paneles.

En nuestra instalación, que cuenta con dos arreglos en paralelo, es necesario instalar fusibles en cada una de las cadenas. Con una corriente de cortocircuito de 9.60 A por línea, se requiere un fusible de baja intensidad nominal (I_n). Se seleccionaron fusibles de la serie NHgPV, diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas, con una intensidad nominal de 25 A. El catálogo de fusibles utilizado está disponible en los anexos para su consulta.

Esta elección se basa en el cálculo siguiente:

$$\text{Voltaje: } V_{OC} \times (N^\circ \text{ de paneles en serie}) \times 1.20 = 46.5 \text{ V} \times 9 \times 1.20 = 502.2 \text{ V}$$

$$\text{Corriente: } I_{SC} \times 1.25 = 9.60 \text{ A} \times 1.25 = 12 \text{ A}$$

Asimismo, es necesario instalar un fusible en el cableado que conecta el campo fotovoltaico con el regulador. En este segmento, la corriente es de 19.2 A, lo que se selecciona un fusible con una intensidad nominal (I_n) de 25 A. Esto asegura que el fusible pueda soportar la corriente sin fundirse, protegiendo la instalación de sobrecargas y garantizando un funcionamiento seguro y eficiente del sistema.

7.9.3 Fusibles para baterías e inversores

Para garantizar la protección adecuada de nuestro sistema fotovoltaico con tres inversores en paralelo, se debe considerar lo siguiente:

A. Fusibles para cada inversor:

Dado que tenemos tres inversores en paralelo, se debe proteger cada inversor con un fusible individual en el lado de corriente continua (CC). Esto evita que un fallo en un inversor afecte a los otros

- Fusible por inversor: 3 fusibles, cada uno con una intensidad nominal de 63 A (considerando la corriente de 50 A y un margen de seguridad).

B. Fusible para el banco de baterías:

Es recomendable instalar un fusible principal entre el banco de baterías y los inversores. Este fusible protege todo el banco de baterías ante posibles fallas en cables o componentes del sistema.

- Fusible para el banco de baterías: 1 fusible de aproximadamente 180 A (considerando la corriente máxima de 150 A y un margen de seguridad del 20%).

C. Resultado final:

- Fusibles necesarios: 4 en total
- 3 fusibles de 63 A para proteger cada inversor.
- 1 fusible de 180 A para la línea principal del banco de baterías al conjunto de inversores.

7.9.4 Protecciones en corriente alterna

Al igual que en cualquier instalación eléctrica, es imprescindible instalar protecciones en la red de corriente alterna (127 V) proveniente de los inversores. Los interruptores magnetotérmicos son los dispositivos adecuados para esta tarea, ya que protegen a los inversores frente a sobreintensidades y sobrecargas generadas por cortocircuitos en el lado de corriente alterna. Estos interruptores están diseñados para responder rápidamente, interrumpiendo el flujo eléctrico en condiciones peligrosas. De esta manera, se garantiza la seguridad del sistema, previenen daños en los equipos conectados y se contribuye a un funcionamiento eficiente y confiable de la instalación.

7.9.5 Protecciones para las personas

La seguridad de las personas ante contactos directos o indirectos con partes activas de la instalación eléctrica es prioritaria, además de proteger los cables y equipos. Para ello, se implementan interruptores diferenciales junto con un sistema de puesta a tierra. En este proyecto, se empleará una varilla de puesta a tierra para conectar todos los elementos eléctricos y el interruptor diferencial. Es de suma relevancia elegir un cable con buen

aislamiento y una sección adecuada, conforme a las especificaciones de la CONUEE, que serán respetadas en la instalación.

Sección S de los conductores de línea de la instalación [mm ²]	Sección nominal del correspondiente conductor de protección PE "S _{PE} " [mm ²] y del conductor de puesta a tierra "S _{PAT} " [mm ²]	
	Si el conductor de protección PE (o el de puesta a tierra) es del mismo material que el conductor de línea	Si el conductor de protección PE (o el de puesta a tierra) no es del mismo material que el conductor de línea
$S \leq 16$	S	$\frac{k_1}{k_2} \times S$
$16 < S \leq 35$	16	$\frac{k_1}{k_2} \times 16$
$S > 35$	$S/2$	$\frac{k_1}{k_2} \times \frac{S}{2}$

Tabla 14. Secciones mínimas de los conductores de puesta a tierra y de protección.

(Estrucplan, 2017).

El interruptor diferencial actúa desconectando el circuito al detectar derivaciones a tierra que superen su umbral de sensibilidad, con una rápida respuesta. Sin embargo, si no existe una adecuada puesta a tierra, el interruptor solo operará cuando una persona u objeto no aislado entre en contacto con un elemento activo, permitiendo que la corriente fluya a través de ellos hasta tierra antes de desconectar el circuito. Aunque el corte sea rápido, la corriente podría causar daño al cuerpo humano. Por ello, la coordinación entre la puesta a tierra y el interruptor diferencial necesitan trabajar en conjunto para proteger tanto el sistema eléctrico como a las personas.

7.10 Control de la instalación

7.10.1 Monitor de batería y sistema de control

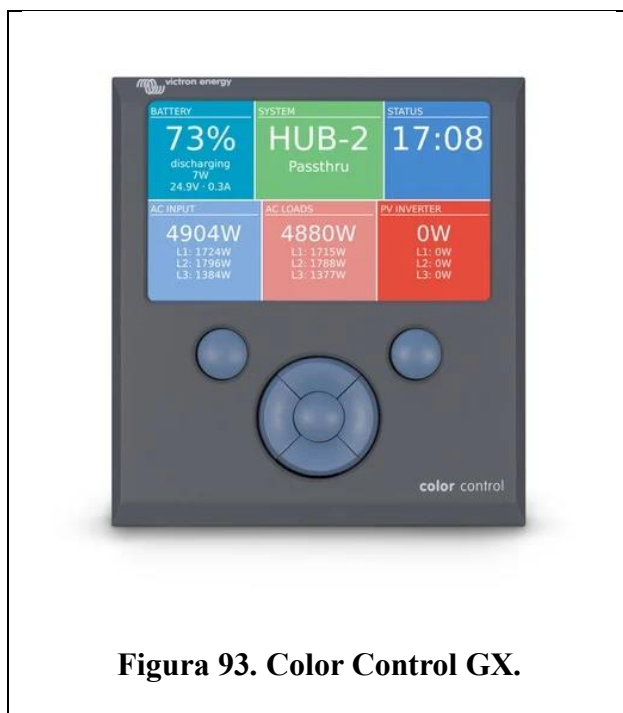
El monitor de baterías BMV-712 Smart es una herramienta eficiente para sistemas solares, proporcionando datos precisos sobre el estado de las baterías y protegiéndolas al supervisar la tensión mínima y el nivel de carga. Funcionan en un rango de 6.5 a 70 V_{CC} , consume menos de 1 mA y ofrece alta precisión en las mediciones, ayudando a prolongar la vida útil de las baterías. Capacitar al personal para revisiones básicas es una tarea fundamental para su óptimo uso.

Entre sus desventajas destacan la necesidad de protegerlo en instalaciones exteriores debido a su clasificación IP55, la posible complejidad en sistemas que requieren un shunt o sensores adicionales, y la falta de un sensor integrado para medir temperatura. Sin embargo, sus beneficios tales como amplio rango de tensión, precisión de medición, protección y control superan ampliamente estas limitaciones, siendo una solución ideal para la gestión eficiente de baterías en sistemas solares.



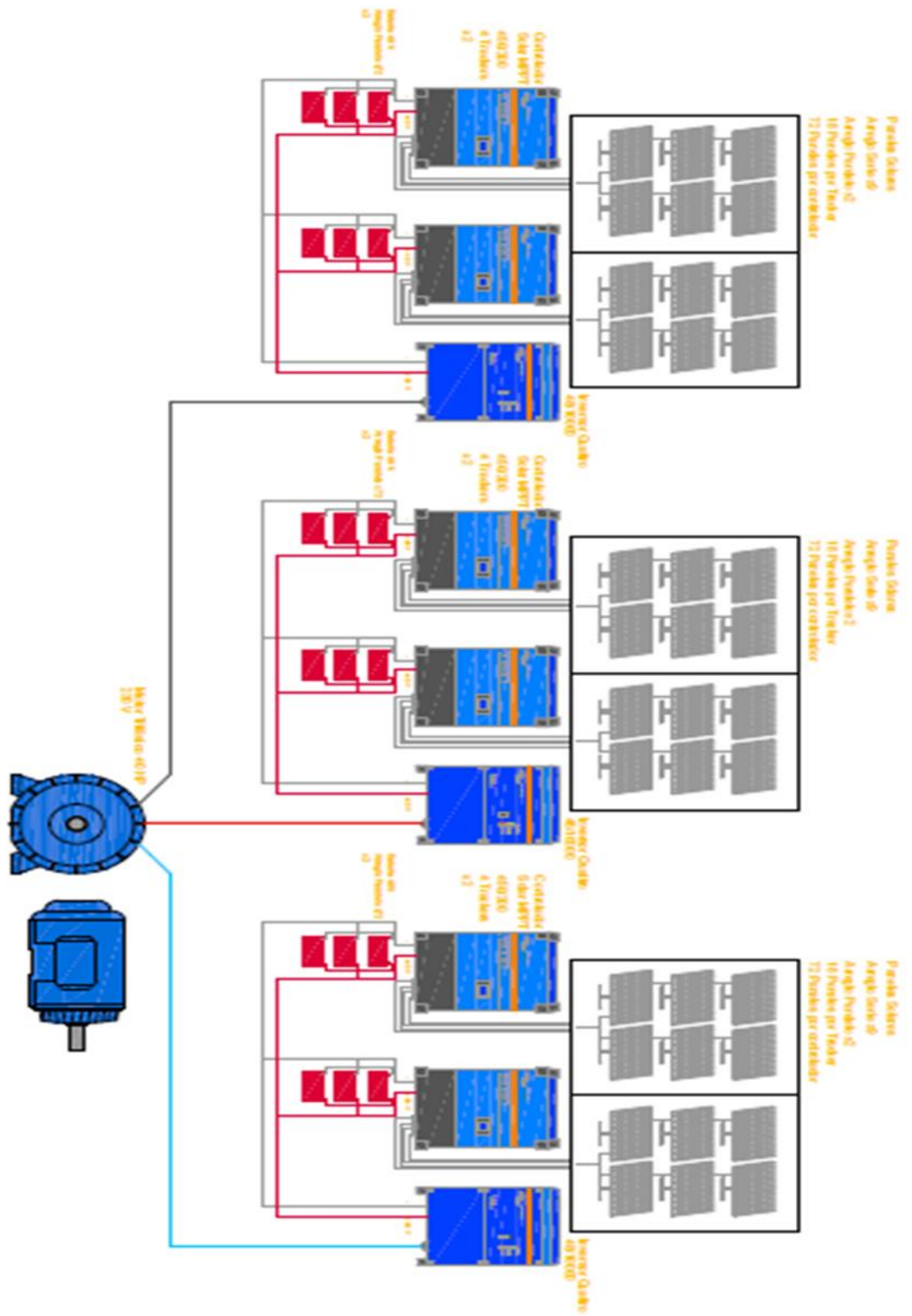
El Color Control GX de Victron es un dispositivo útil para el monitoreo y control de instalaciones solares, que destaca por permitir la supervisión remota desde lugares alejados, como el Organismo Operador de Temixco. Además, cuenta con un rango de tensión de 8 a 70 V_{CC} , múltiples puertos de comunicación y una interfaz clara que facilita la gestión en tiempo real.

Este dispositivo depende de una conexión a internet para el control remoto, lo que podría ser problemático en zonas con conectividad limitada. También presenta una curva de aprendizaje considerable en su software, y su consumo de energía, aunque bajo, podría ser relevante en sistemas que prioricen la eficiencia energética. A pesar de estas desventajas, el Color Control GX es una herramienta valiosa para optimizar sistemas solares.



Es poco probable que se adquiera uno de estos dispositivos, pero se incluye la ficha técnica en los anexos para quienes deseen consultarla.

Plano de la instalación eléctrica



8 Capítulo 8. Análisis de costos

Un análisis detallado de los costos de instalación abarca varias fases. Primero, se consideran los gastos de planificación y desarrollo, como los recursos humanos y materiales. Posteriormente, se evalúan los costos de ejecución, incluyendo transporte, mano de obra, componentes, y puesta en marcha.

Este análisis específico se centra únicamente en los costos materiales de la fase de ejecución. A partir de estos costos, el costo de montaje e instalación se calcula aplicando un porcentaje sobre el total de los materiales.

Los precios de los componentes se recopilaron de distribuidores en línea y reflejan descuentos habituales en este tipo de productos. Este método garantiza un enfoque preciso y transparente para evaluar los costos del proyecto.

Componente	Cantidad	Precio unitario sin descuento	Total	Descuento	Precio unitario con descuento	Total con descuento
Panel Solar Amerisolar – 345W Pallet de 36 Unidades	432 (12 cajas de 36 panles)	\$105 480	\$1,265,760.00	12.93%	\$91 840	\$1,102,080.00
Controlador SmartSolar MPPT RS 450/200-MC4	6	\$47 130	\$282,780.00	5%	\$44 770	\$134,310.00
24 x Acumulador Estacionario BAE 2V 877Ah	432 (18 cajas con 24 pilas)	\$219,659.79	\$3,953,876.22			\$3,953,876.22

Inversor-Cargador Victron -Quattro 48/5000	3	\$74 940	\$224,820.00	20%	\$59 950	\$179,850.00
Cable máximo aislamiento sección 10 mm^2	130 m	\$25.56 x m	\$3,322.80			\$3,322.80
Cable máximo aislamiento sección 35 mm^2	4 m	\$99.15 x m	\$396.60			\$396.60
Cable máximo aislamiento sección 50 mm^2	72 m	\$157.61 x m	\$11,347.92			\$11,347.92
Fusibles NH gPV In = 25 + portafusible	6	\$562.79	\$3,376.74			\$3,376.74
Fusibles NH gPV In = 25 + portafusible	1	\$562.79	\$562.79			\$562.79
Fusibles NH gPV In = 63 + portafusible	3	\$1 604.63	\$4,813.89			\$4,813.89
Fusibles NH gPV In = 180 + portafusible	1	\$1 103.18	\$1,103.18			\$1,103.18
Varilla de puesta a tierra 2 m Varilla de Cobre Sólido (alta calidad)	1	\$907.00	\$907.00			\$907.00

Cableado de puesta a tierra	136 m	\$40.77 x m	\$5,544.72			\$5,544.72
Total			\$5,758,611.86	Total con descuento		\$5,401,491.86
				Mano de obra		\$810,224
				Costo total, de la instalación		\$6,211,715.86

Tabla 15. Costo total de la lista de materiales para la implementación de la opción 1

El coste estimado de los componentes es de 5,401,491.86 pesos mexicanos, y el montaje se calcula en un 15% adicional, alcanzando 810,224 pesos. Sin embargo, determinar el coste real es más complejo, ya que intervienen factores como el tiempo de mano de obra, tanto del proyectista como de los montadores, que resulta complicado de precisar anticipadamente.

Componente	Cantidad	Precio unitario sin descuento	Total	Descuento	Precio unitario con descuento	Total con descuento
Panel Solar Tensite Monocrystalinas –500 W Pallet de 36 Unidades	380 (190 cajas de 2 panles)	\$3,491.97	\$663,474.30		\$663,474.30	\$663,474.30
Controlador SmartSolar MPPT RS 450/200-MC4	6	\$47 130	\$282,780.00	5%	\$44 770	\$134,310.00
24 x Acumulador Estacionario BAE 48V 1300 Ah	432 (18 cajas con 24 pilas)	\$390,466.96	\$7,028,405.28			\$7,028,405.28

Inversor-Cargador Victron -Quattro 48/5000	3	\$74 940	\$224,820.00	20%	\$59 950	\$179,850.00
Cable máximo aislamiento sección 10 mm^2	130 m	\$25.56 x m	\$3,322.80			\$3,322.80
Cable máximo aislamiento sección 35 mm^2	4 m	\$99.15 x m	\$396.60			\$396.60
Cable máximo aislamiento sección 50 mm^2	72 m	\$157.61 x m	\$11,347.92			\$11,347.92
Fusibles NH gPV In = 25 + portafusible	6	\$562.79	\$3,376.74			\$3,376.74
Fusibles NH gPV In = 25 + portafusible	1	\$562.79	\$562.79			\$562.79
Fusibles NH gPV In = 63 + portafusible	3	\$1 604.63	\$4,813.89			\$4,813.89
Fusibles NH gPV In = 180 + portafusible	1	\$1 103.18	\$1,103.18			\$1,103.18
Varilla de puesta a tierra 2 m Varilla de Cobre Sólido (alta calidad)	1	\$907.00	\$907.00			\$907.00

Cableado de puesta a tierra	136 m	\$40.77 x m	\$5,544.72			\$5,544.72
Total			\$5,758,611.86	Total con descuento		\$8,037,415.22
				Mano de obra		\$1,205,612.28
				Costo total, de la instalación		\$9,243,027.50

Tabla 16. Costo total de la lista de materiales para la implementación de la opción 2.

8.1 Análisis costo beneficio

El análisis compara dos diseños para una planta fotovoltaica con el objetivo de determinar cuál ofrece mayores beneficios económicos a largo plazo. Las opciones presentan diferencias en capacidad instalada, inversión inicial y producción estimada, lo que afecta su viabilidad económica.

Se describen los aspectos técnicos y financieros de cada alternativa, más adelante, se realizará un análisis costo-beneficio para evaluar la rentabilidad. Este incluirá la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, la producción energética y el retorno de inversión durante la vida útil de las plantas.

8.1.1 Cálculo del Coste de Energía Nivelado (LCOE)

El Coste de Energía Nivelado (LCOE) es una metodología estándar para calcular el coste por kilowatt hora de diferentes fuentes de generación eléctrica. Considera todos los gastos asociados a cada sistema a lo largo de su vida útil (inversiones, combustible, emisiones, operación, mantenimiento, desmantelamiento) y los divide entre la producción

total de energía, actualizándolos a su valor presente. Este indicador permite comparara los costes de diversos sistemas de generación, facilitando la identificación de las opciones más eficientes (Gestiona, 2022, pág. 1).

8.1.2 Análisis de las opciones calculadas

Opción 1: Proyecto de 149.09 kW

- I. **Capacidad del proyecto:** El sistema tiene una capacidad instalada de 149.09 kW.
- II. **Hora Solar Pico (HSP):** Se considera un promedio diario de 4.85 horas de irradiancia efectiva, punto importante para calcular la producción anual.
- III. **Inversión inicial:** \$6,211,715.64 MXN, incluyendo equipos, instalación y diseño.
- IV. **Costos de mantenimiento:** Se estima un 1% del costo inicial (\$62,117. 16 MXN anuales), lo que refleja prácticas comunes en proyectos fotovoltaicos.
- V. **Producción estimada anual:** 263,926.57 kWh, calculada con la fórmula:
$$\text{Producción anual} = \text{Capacidad del proyecto} \times \text{HSP} \times 365 \text{ días}$$
$$\text{Producción anual} = 149.09 \text{ kW} \times 4.85 \text{ h} \times 365 \text{ días} = 263\,926.57 \text{ kWh}$$
- VI. **Vida útil:** Se asume una operación de 25 años con mantenimiento periódico.
- VII. **Producción total en la vida útil:** 6,598,164.31 kWh, calculada con la fórmula:

$$\text{Producción total en la vida útil} = \text{Producción estimada anual} \times \text{Vida útil}$$

$$\text{Producción total en la vida útil} = 263\,926.57 \text{ kWh} \times 25 \text{ años} = 6,598,164.31 \text{ kWh}$$

- VIII. **Costo total de propiedad:** \$7,764,644.55 MXN, que incluye inversión inicial más los costos de mantenimiento acumulados, calculado con la siguiente fórmula:

$$\text{Costo total de propiedad} = \text{Inversión inicial} + (\text{Costo de mantenimiento} \times \text{Vida útil})$$

$$\text{Costo total de propiedad} = 6,211,715.64 + (62,117.16 \times 25) = 7,764,644.55 \text{ MXN}$$

- IX. **LCOE:** \$1.1768 MXN/kWh, indicando que el costo promedio de generación por kWh en este proyecto, calculado con la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\text{Costo total de propiedad}}{\text{Producción total en la vida útil}}$$

$$LCOE = \frac{7,764,644.55 \text{ MXN}}{6,598,164.31 \text{ kWh}} = 1.1768 \text{ MXN/kWh}$$

Opción 2: Proyecto de 210 kW

- I. **Capacidad del proyecto:** El sistema tiene una capacidad instalada mayor, de 210 kW.
- II. **Hora Solar Pico (HSP):** Se utiliza el mismo promedio diario de 4.85 horas.
- III. **Inversión inicial:** \$9,243,027.50 MXN, reflejando una escala mayor que en la opción 1.
- IV. **Costos de mantenimiento:** \$92,430.28 MXN anuales, también se toma como valor el 1% de la inversión inicial.
- V. **Producción estimada anual:** 371,752.5 kWh, que aumenta debido a la mayor capacidad instalada, calculada con la fórmula:

$$\text{Producción anual} = \text{Capacidad del proyecto} \times \text{HSP} \times 365 \text{ días}$$

$$\text{Producción anual} = 210 \text{ kW} \times 4.85 \text{ h} \times 365 \text{ días} = 371,752.5 \text{ kWh}$$

- VI. **Vida útil:** También se estima en 25 años.

VII. **Producción total en la vida útil:** 9,293,812.50 *kWh*, calculada con la fórmula:

$$\text{Producción total en la vida útil} = \text{Producción estimada anual} \times \text{Vida útil}$$

$$\text{Producción total en la vida útil} = 371\,752.5\,kWh \times 25\,\text{años} = 9,293,812.50\,kWh$$

VIII. **Costo total de la propiedad:** \$11,553,784.38 MXN, calculado con la siguiente fórmula:

$$\text{Costo total de propiedad} = \text{Inversión inicial} + (\text{Costo de mantenimiento} \times \text{Vida útil})$$

$$\text{Costo total de propiedad} = 9,243,027.50 + (92\,430.28 \times 25) = 11,553,784.38\,MXN$$

IX. **LCOE:** \$1.2432 MXN/*kWh*, un valor ligeramente superior al de la opción 1 debido al mayor costo total de propiedad, en relación con la producción acumulada, calculado con la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\text{Costo total de propiedad}}{\text{Producción total en la vida útil}}$$

$$LCOE = \frac{11,553,784.38\,MXN}{9,293,812.50\,kWh} = 1.2432\,MXN/kWh$$

8.1.3 Cálculo del ahorro por el uso de paneles

Determinación del costo anual del recibo eléctrico

El costo anual del recibo eléctrico puede calcularse multiplicando el gasto mensual por los doce meses del año. En este caso, el gasto mensual asciende a:

$$\text{Recibo eléctrico} = \$94,000.00\,MXN$$

Por lo que el cálculo es:

$$\text{Costo anual del recibo eléctrico} = \$94,000.00 \times 12 = \$1,128,000.00\,MXN$$

Este valor representa el desembolso total que se realiza anualmente para cubrir el consumo eléctrico, considerando que no existen variaciones mensuales en el monto facturado. Esta estimación permite analizar la carga económica que supone este gasto y es útil como referencia para evaluar alternativas de ahorro energético.

Cálculo del costo anual de la energía generada por los paneles

El costo anual de la energía generada por los paneles solares se calcula multiplicando la energía producida en kilowatts-hora (*kWh*) por el Costo Nivelado de Energía (LCOE).

Para la opción 1, con una producción anual de 263,926.57 *kWh* y un LCOE de \$1.1768 *MXN/kWh*, el costo anual es de \$310,585.78 *MXN*.

$$\text{Producción anual} = 263\,926.57 \text{ kWh}$$

$$\text{LCOE} = \$1.1768 \text{ MXN/kWh}$$

$$\text{Costo anual} = \text{Producción anual} \times \text{LCOE}$$

$$\text{Costo anual} = 263\,926.57 \text{ kWh} \times \$1.1768 \frac{\text{MXN}}{\text{kWh}} = \$310\,585.78 \text{ MXN}$$

En la opción 2, donde la generación alcanza 371,752.5 *kWh* y el LCOE es de \$1.2432 *MXN/kWh*, el costo anual resulta en \$462,151.38 *MXN*.

$$\text{Producción anual} = 371\,752.5 \text{ kWh}$$

$$\text{LCOE} = \$1.2432 \text{ MXN/kWh}$$

$$\text{Costo anual} = \text{Producción anual} \times \text{LCOE}$$

$$\text{Costo anual} = 371\,752.5 \text{ kWh} \times \$1.2432 \frac{\text{MXN}}{\text{kWh}} = \$462\,151.38 \text{ MXN}$$

Cálculo del ahorro anual por el uso de paneles solares

El ahorro anual por el uso de paneles solares se determina restando el costo anual de la energía generada por los paneles al costo habitual del suministro eléctrico.

En la opción 1, con un costo anual del recibo eléctrico de \$1,128,000.00 MXN y un costo de generación solar de \$310,585.78 MXN, el ahorro anual es de \$817,414.22 MXN.

$$\text{Costo anual del recibo eléctrico} = \$1,128,000.00 \text{ MXN}$$

$$\text{Costo anual} = 310,585.78 \text{ MXN}$$

$$\text{Ahorro anual} = \text{Costo anual del recibo eléctrico} - \text{Costo anual}$$

$$\text{Ahorro anual} = \$1,128,000.00 \text{ MXN} - \$310,585.78 \text{ MXN} = \$817,414.22 \text{ MXN}$$

En la opción 2, donde el costo de generación solar es de \$462,151.38 MXN, el ahorro anual es de \$665,848.63 MXN.

$$\text{Costo anual del recibo eléctrico} = \$1,128,000.00 \text{ MXN}$$

$$\text{Costo anual} = \$462,151.38 \text{ MXN}$$

$$\text{Ahorro anual} = \text{Costo anual del recibo eléctrico} - \text{Costo anual}$$

$$\text{Ahorro anual} = \$1,128,000.00 \text{ MXN} - \$462,151.38 \text{ MXN} = \$665,848.63 \text{ MXN}$$

Este análisis demuestra el impacto económico positivo de adoptar energía solar, resultando su potencial para reducir gastos operativos y mejorar la sostenibilidad de las operaciones energéticas.

8.1.4 Cálculo de las variables de decisión económica VPN, VP, RBC, PR simple y VAE

Las variables valor presente neto (VPN), valor presente (VP), relación beneficio-costos (RBC), periodo de recuperación simple (PR) y valor anual equivalente (VAE) son herramientas en el análisis financiero y la evaluación de proyectos:

- **Valor Presente Neto (VPN):** Mide la diferencia entre los flujos de efectivo descontados y la inversión inicial. Un VPN positivo indica un proyecto rentable.
- **Valor Presente (VP):** Calcula el valor actual de futuros flujos de efectivo considerando una tasa de descuento.
- **Relación Beneficio-Costo (RBC):** Es el cociente entre los beneficios y los costos presentes; valores mayores a 1 sugieren viabilidad económica.
- **Periodo de Recuperación simple (PR simple):** Tiempo necesario para recuperar la inversión inicial con flujos de efectivo acumulados.
- **Valor Anual Equivalente (VAE):** Convierte los flujos de efectivo en pagos anuales equivalentes.

(CEPEP, 2017).

Estas variables facilitan la comparación de alternativas y la selección de proyectos que maximicen beneficios y minimicen riesgos. Su análisis influye en decisiones estratégicas, asegurando la asignación eficiente de recursos, la sostenibilidad financiera y el éxito a largo plazo de las inversiones.

8.1.5 Expresiones matemáticas para el desarrollo de cálculos de las variables de decisión

I. Valor Presente Neto (VPN)

La fórmula del VPN es:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Ahorro\ anual}{(1 + tasa)^t} - Costo\ inicial$$

Donde:

- *Ahorro anual* es el ahorro que se obtiene cada año
- *t* es el año de evaluación
- *tasa social de descuento* en análisis de costo-beneficio de programas gubernamentales, se aplica una “tasa social de descuento” del 10% anual, autorizada por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (IMCO, 2019, pág. 1).
- *n* es la vida útil
- *Costo inicial* es el costo de la instalación

II. Valor Presente (VP)

El VP es el valor actual de los ahorros futuros descontados a la tasa de interés y se calcula de la siguiente manera:

$$VP = \sum_{t=1}^n \frac{Ahorro\ anual}{(1 + tasa)^t}$$

III. Relación Beneficio-Costo (RBC)

La RBC se calcula como:

$$RBC = \frac{VP}{Costo\ inicial}$$

IV. Periodo de Recuperación simple (PR simple)

El periodo de recuperación es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial con los ahorros anuales.

$$PR = \frac{Costo\ inicial}{Ahorro\ anual}$$

V. Valor Anual Equivalente (VAE)

El VAE es el ahorro que se necesitaría generar cada año para igualar el valor presente neto.

$$VAE = \frac{VPN}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + tasa)^t}}$$

(CEPEP, 2017).

Cálculos para la opción 1

Datos:

- Costo inicial: \$6,211,715.64 MXN
- Ahorro anual: \$817,414.22 MXN
- Tasa social de descuento: 10% = 0.100 (IMCO, 2019, pág. 1)
- Vida útil: 25 años

Paso 1: Calcular VP

$$VP = \sum_{t=1}^{25} \frac{\$817,414.22 \text{ MXN}}{(1 + 0.100)^t}$$

Se suma cada término de ahorro descontado año por año. Para simplificar, usamos el concepto de una serie geométrica descontada:

$$VP = \$817,414.22 \text{ MXN} \times \frac{1 - (1 + 0.100)^{-25}}{0.100}$$

Sustituyendo:

$$VP = \$817,414.22 \text{ MXN} \times \frac{1 - (1 + 0.100)^{-25}}{0.100} = \$817,414.22 \text{ MXN} \times 9.077 = \$7,419,701.59 \text{ MXN}$$

Paso 2: Calcular VPN

$$VPN = VP - \text{Costo inicial}$$

$$VPN = \$7,419,701.59 \text{ MXN} - \$6,211,715.64 \text{ MXN} = \$1,207,985.95 \text{ MXN}$$

Paso 3: Calcular RBC

$$RBC = \frac{VP}{\text{Costo inicial}}$$

$$RBC = \frac{\$7,419,701.59 \text{ MXN}}{\$6,211,715.64 \text{ MXN}} = 1.19$$

Paso 4: Calcular PR simple

$$PR = \frac{\text{Costo inicial}}{\text{Ahorro anual}}$$

$$PR = \frac{\$6,211,715.64 \text{ MXN}}{\$817,414.22 \text{ MXN}} = 7.599 \approx 8 \text{ años}$$

Paso 5: Calcular el VAE

Primero, calculamos la suma de factores de descuento:

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{1}{(1 + 0.100)^t} = 9.077$$

Luego:

$$VAE = \frac{VPN}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + tasa)^t}}$$

$$VAE = \frac{\$1,095,340.13 \text{ MXN}}{9.077} = \$133,081.48 \text{ MXN}$$

Cálculos para la opción 2

Datos:

- Costo inicial: \$9,243,027.50 MXN
- Ahorro anual: \$665,848.63 MXN
- Tasa social de descuento: 10% = 0.100
- Vida útil: 25 años

Paso 1: Calcular VP

$$VP = \sum_{t=1}^{25} \frac{\$665,848.63 \text{ MXN}}{(1 + 0.100)^t}$$

Se suma cada término del ahorro descontado año por año. Para simplificar, usamos el concepto de una serie geométrica descontada:

$$VP = \$665,848.63 \text{ MXN} \times \frac{1 - (1 + 0.100)^{-25}}{0.100}$$

Sustituyendo:

$$VP = \$665,848.63 \text{ MXN} \times \frac{1 - (1 + 0.100)^{-25}}{0.100} = \$665,848.63 \text{ MXN} \times 9.077 = \$6,043,934.66 \text{ MXN}$$

Paso 2: Calcular VPN

$$VPN = VP - \text{Costo inicial}$$

$$VPN = \$6,043,934.66 \text{ MXN} - \$9,243,027.50 \text{ MXN} = -\$3,199,092.84 \text{ MXN}$$

Paso 3: Calcular RBC

$$RBC = \frac{VP}{\text{Costo inicial}}$$

$$RBC = \frac{\$6,043,934.66 \text{ MXN}}{\$9,243,027.50 \text{ MXN}} = 0.65$$

Paso 4: Calcular PR simple

$$PR = \frac{\text{Costo inicial}}{\text{Ahorro anual}}$$

$$PR = \frac{\$9,243,027.50 \text{ MXN}}{\$665,848.63 \text{ MXN}} = 13.88 \approx 14 \text{ años}$$

Paso 5: Calcular el VAE

Primero, calculamos la suma de factores de descuento:

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{1}{(1 + 0.100)^t} = 9.077$$

Luego:

$$VAE = \frac{VPN}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + tasa)^t}}$$

$$VAE = \frac{-\$3,199,092.84 \text{ MXN}}{9.077} = -\$352,437.89 \text{ MXN}$$

Resumen de resultados

Variable	Opción 1	Opción 2
VPN	\$1,207,985.95 MXN	-\$3,199,092.84 MXN
VP	\$7,419,701.59 MXN	\$6,043,934.66 MXN
RBC	1.19	0.65
PR	8 años	14 años
VAE	\$133,081.48 MXN	-\$352,437.89 MXN

Tabla 17. Resumen de variables de decisión.

8.1.6 Interpretación detallada de resultados

Valor Presente Neto (VPN):

El VPN mide la rentabilidad total descontada de la inversión, considerando los ahorros generados a lo largo de los 25 años. Un VPN positivo indica que los beneficios superan los costos iniciales. La opción 1 tiene un VPN de \$1,207,985.95 MXN, lo que refleja un rendimiento neto significativo después de cubrir los costos de inversión. Por otro lado, la opción 2 arroja un VPN negativo de -\$3,199,092.84 MXN, señalando que no solo no se recupera la inversión, sino que además genera una pérdida sustancial al lo largo de su vida

útil. Este resultado destaca la viabilidad de la opción q y la inviabilidad de la opción 2 desde una perspectiva puramente financiera.

Valor Presente (VP):

El VP representa el valor total de los beneficios (ahorros energéticos) traídos al presente. En el caso de la opción 1, el VP es de \$7,419,701.59 MXN, mientras que la opción 2 alcanza \$6,043,934.66 MXN. Aunque ambos generan beneficios, el VP de la opción 1 es más alto, lo que lo hace más atractiva en términos de retornos globales.

Es importante notar que, a pesar de que la opción 2 también genera beneficios, estos no son suficientes para compensar su alto costo inicial, lo que se refleja en su VPN negativo.

Relación Beneficio-Costo (RBC):

Este indicador es un coeficiente que mide cuántos beneficios se obtienen por cada unidad monetaria invertida. Una RBC mayor a 1 indica una inversión rentable. La opción 1 tiene una RBC de 1.19, lo que significa que por cada peso invertido se generan 1.19 en beneficios. En contraste, la opción 2 tiene una RBC de 0.65, lo que indica que los beneficios son menores a los costos, confirmando que esta opción no es financieramente viable.

Periodo de Recuperación simple (PR simple):

Este método estima el tiempo para recuperar la inversión inicial. La opción 1 representa un PR simple de 8 años, indicando que la inversión se recuperará relativamente rápido dentro de la vida útil de los paneles. En contraste, la opción 2 tiene un PR simple de 14 años, lo que representa más de la mitad del horizonte de evaluación, aumentando el riesgo

asociado. Un menor periodo de recuperación no solo reduce el riesgo, sino también permite reinvertir los beneficios en otras áreas o mejoras.

Valor Anual Equivalente (VAE):

El VAE traduce el VPN en un flujo anual equivalente, facilitando la comparación entre proyectos con horizontes temporales similares. La opción 1 representa un VAE positivo de \$133,081.48 MXN, lo que significa que genera un beneficio promedio anual equivalente a esta cantidad. Por el contrario, la opción 2 tiene un VAE negativo de -\$352,437.89 MXN, lo que indica una pérdida anual promedio equivalente.

Este indicador refuerza la viabilidad de la opción 1 y subraya las pérdidas significativas asociadas con la opción 2.

8.1.7 Análisis complementario

Además de los indicadores financieros, es importante considerar otros factores:

Costos de Mantenimiento:

Los costos operativos y de mantenimiento podrían influir en la rentabilidad a largo plazo. Si bien ambos sistemas tienen una vida útil de 25 años, es posible que la opción 2 implique mayores costos de mantenimiento debido a su tamaño o complejidad.

Riesgos financieros:

Cambios en la tasa social de descuento o en los precios de la energía podrían afectar los resultados. La opción 1, con su menor costo inicial y mayor margen de beneficios, es menos vulnerable a estas fluctuaciones.

Impacto ambiental:

Ambas opciones contribuyen a la reducción de emisiones de carbono y promueven el uso de energías limpias. Sin embargo, desde una perspectiva económica y ambiental, la opción 1 ofrece un equilibrio más favorable entre costos, beneficios y sostenibilidad.

8.1.8 Decisión final

Tras un análisis exhaustivo de los indicadores económicos y considerando factores adicionales, se concluye que la opción 1 es la mejor elección para la instalación fotovoltaica. Esta opción ofrece un rendimiento positivo, un periodo de recuperación razonable y una relación costo-beneficio favorable. Además, su VPN positivo y su VAE refleja beneficios constantes a lo largo de los 25 años de vida útil.

Por otro lado, la opción 2 no es viable desde un punto de vista financiero, ya que presenta un VPN negativo y un VAE desfavorable y un periodo de recuperación excesivamente largo. Aunque podría tener ventajas técnicas, estas no compensan las pérdidas económicas asociadas.

Finalmente, es estrictamente necesario realizar un monitoreo constante y una evaluación periódica del sistema seleccionado para garantizar que los beneficios proyectados se materialicen y que la inversión cumpla con las expectativas iniciales.

9 Capítulo 9. Conclusiones y recomendaciones

La integración de un sistema fotovoltaico en la PTAR “El Rayo” en Temixco Morelos, se presenta como una solución integral para reducir los costos energéticos y el impacto ambiental de su operación. El análisis realizado incluyó un diagnóstico detallado de las condiciones actuales de la planta, el cual se identificó un consumo energético anual significativo, particularmente en los sistemas de aireación, que representan el 50% del total de la energía consumida.

9.1.1 Dimensionamiento de la instalación solar

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico para la PTAR “El Rayo”, demuestra un enfoque integral hacia la sostenibilidad energética, asegurando la viabilidad técnica y operativa del proyecto. Este diseño responde a la necesidad de optimizar los costos operativos y reducir la dependencia de fuentes de energía convencional, alineándose con los objetivos de eficiencia energética y sustentabilidad ambiental.

El análisis determinó que, para cubrir un consumo diario de 572.928 kWh , se requiere una potencia fotovoltaica de 118.23 kW , lograda mediante la instalación de 432 módulos solares de 345 W cada uno. La configuración en serie-paralelo asegura un rendimiento eficiente, incluso en condiciones de baja irradiación solar. Además, el diseño integra un sobredimensionamiento controlado del 20%, garantizando la capacidad del sistema para enfrentar fluctuaciones de radiación, degradación de los paneles y posibles aumentos en la demanda futura.

El almacenamiento energético, basado en baterías estacionarias permite una autonomía de 15 días, asegurando el suministro continuo de energía, incluso en períodos prolongados de baja irradiación. Esto refuerza la resiliencia operativa de la planta,

especialmente para el soplador del reactor biológico, un equipo crítico para el tratamiento secundario. Por otro lado, la elección de inversores y controladores garantizan un control óptimo del sistema, alta eficiencia en la conversión energética y flexibilidad para la integración de futuras ampliaciones.

En cuanto al espacio requerido, el sistema utiliza 831.2 m^2 , ocupando solo el 61.57% del área disponible, lo que evidencia un uso eficiente del terreno y deja margen para posibles expansiones. Este diseño escalable se alinea con una visión a largo plazo, permitiendo una eventual integración de equipos adicionales, como otros sopladores o sistemas complementarios.

9.1.2 Análisis de costos

El análisis detallado del costo energético actual y las propuestas de implementación de sistemas fotovoltaicos en la PTAR “El Rayo en Temixco, Morelos, permitió identificar oportunidades significativas para la optimización económica de sus operaciones. El gasto anual de \$1,128,000 *MXN* en energía eléctrica representa una carga económica considerable, lo que hace urgente la búsqueda de alternativas más eficientes y sostenibles.

Entre las opciones analizadas, la opción 1 (149.09 *kW* de capacidad instalada) destaca como alternativa más viable, tanto técnica como económicamente. Su Valor Presente Neto (VPN) positivo de \$1,207,985.95 *MXN*, junto con un periodo de recuperación simple de 8 años, demuestra que esta propuesta no solo es financieramente factible, sino que también genera un ahorro anual de \$817,414.22 *MXN*, reduciendo significativamente la dependencia de la red eléctrica convencional. Asimismo, el Costo Nivelado de Energía (LCOE) de

\$1.1768 *MXN/kWh* confirma la competitividad económica del sistema fotovoltaico en comparación con las tarifas actuales de suministro eléctrico.

Por el contrario, la opción 2 (210 *kW* de capacidad instalada), aunque más robusta en términos de capacidad, presentó un VPN negativo de -\$3,199,092.84 *MXN* y una Relación Beneficio-Costo (RBC) de 0.65, lo que indica su inviabilidad económica. Este resultado se debe principalmente al elevado costo inicial de inversión y al tiempo prolongado de recuperación de 14 años, que no se compensa con los ahorros anuales proyectados.

La implementación de la opción 1 no solo ofrece beneficios económicos tangibles, sino que también contribuye a reducir la huella de carbono de la planta. Además, la integración de energías renovables refuerza la capacidad de adaptación ante fluctuaciones en las tarifas de energía eléctrica y la volatilidad del mercado energético.

La integración de un sistema solar fotovoltaico en la PTAR “El Rayo” no solo reduciría los costos energéticos y la huella de carbono, sino que también permitirá a la planta operar de manera eficiente y con la capacidad de adaptarse ante fluctuaciones en los costos de la electricidad. La inversión propuesta se justifica plenamente por el impacto económico positivo y las mejoras en sostenibilidad.

Este proyecto puede replicarse en otras PTAR en México, especialmente en regiones con alta irradiación solar. La implementación exitosa de este sistema en Temixco posiciona a “El Rayo” como un modelo para la transición energética en el sector hídrico, fomentando la adopción de tecnologías limpias en infraestructuras críticas.

10 Bibliografía

(s.f.).

Alvarado Ladrón de Guevara, J. (2018). *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica aislada. [Versión PDF]*. Obtenido de UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID: <https://oa.upm.es/52204/>

CEDIP. (2019). *Saneamiento De Las Aguas Residuales: Las Aguas Que Todos Usamos Y Las Olvidamos [Versión PDF]*. Obtenido de Cámara De Diputados: <https://archivos.diputados.gob.mx/Transparencia/articulo72/XIV/cedip/CEDIP-72-FXIV-SaneamientoAguasResiduales-2-2019.pdf>

CEPEP, C. d. (junio de 2017). *Indicadores de Rentabilidad. [Versión PDF]*. Obtenido de Centro de Estudios para la Preparación y Evaluación Socioeconómica de Proyectos (CEPEP).: https://www.cepep.gob.mx/work/models/CEPEP/metodologias/boletines/indicadores_rentabilidad.pdf

CLEANERGY SOLAR. (2015). *Factor de corrección de K para superficies inclinadas. [versión PDF]*. Obtenido de Factor de corrección de K para superficies inclinadas. : <https://renovablesconsaburum.wordpress.com/wp-content/uploads/2015/12/tablas-factor-correccion-k.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Aplicación de fuentes de energía renovable en PTARM. Libro 22 [Versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS (Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro22.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Desinfección Para Sistemas De Agua Potable Y Saneamiento Libro 23 [versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS

(Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento):

<https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro23.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Diseño De Plantas De Tratamiento De Aguas Residuales Municipales: Lagunas De Estabilización Libro 27 [versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS (Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro27.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Diseño De Plantas De Tratamiento De Aguas Residuales Municipales: Procesos De Oxidación Bioquímica Con Biomasa Suspendida Libro 33 [Versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS (Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro33.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Eficiencia Energética, Uso Eficiente y Ahorro de la Energía. Libro 41 [Versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS (Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro41.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Evaluación Rápida De Plantas Potabilizadoras Libro 45 [Versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS (Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro45.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Introducción al Tratamiento de Aguas Residuales Municipales Libro 25 [Versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS (Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro25.pdf>

CONAGUA. (2 de Enero de 2019). *Operación y Mantenimiento de Plantas De Tratamiento De Aguas Residuales Municipales: Pretratamiento Y Tratamiento Primario Libro 46 [Versión PDF]*. Obtenido de Biblioteca Digital de MAPAS (Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/mapas/SGAPDS-1-15-Libro46.pdf>

CONAGUA. (Agosto de 2023). *Inventario Nacional de Plantas Municipales de Potabilización y Tratamiento de Aguas Residuales en Operación diciembre 2022 [Versión PDF]*. Obtenido de CONAGUA SGAPDS (Subsector de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento): <https://files.conagua.gob.mx/conagua/publicaciones/Publicaciones/SGAPDS-8-23.pdf>

CONAGUA. (03 de 2024). *Estadísticas Del Agua En México 2023 [Versión PDF]*. Obtenido de CONAGUA: https://sinav30.conagua.gob.mx:8080/port_publicaciones.html

CONAGUA. (2024). *Situación del Subsector Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento Edición 2023 [Versión PDF]*. Obtenido de CONAGUA: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/876087/Edici_n_c_2023.pdf

CONAGUA. (s.f.). *El saneamiento del río Apatlaco. De lo crítico a lo sustentable [Versión PDF]*. Obtenido de CONAGUA: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/121857/El_saneamiento_del_r_o_Apatlaco._De_lo_cr_tico_a_lo_sustentable.pdf

Estrucplan. (19 de mayo de 2017). *Guía Práctica de Interpretación de la Resolución SRT. 900/2015 - Protocolo de Medición de Puesta a Tierra*. Obtenido de <https://estrucplan.com.ar/guia-practica-de-interpretacion-de-la-resolucion-srt-900-2015-protocolo-de-medicion-de-puesta-a-tierra/>

- Gabriela Mantilla Morales, L. S. (11 de Mayo de 2018). *Energía Limpia Del Agua Sucia: Aprovechamiento De Lodos Residuales [Versión PDF]*. Obtenido de Instituto Mexicano de Tecnología del Agua: https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros_html/energia-limpia/files/assets/common/downloads/publication.pdf
- García-Fajardo, M. I.-C.-E.-M. (2019). *Energy audit proposal for industry applied to a case study in the plastics sector. [Versión PDF]*. Obtenido de DYNA: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7281331>
- Gestiona. (Septiembre/Octubre de 2022). *¿Qué es el LCOE y para qué sirve? [Versión PDF]*. Obtenido de https://www.caixaenginyers.com/documents/20143/663040130/gestiona_79_DOCS_2022_.pdf/8be706db-e9de-a944-0a97-f47f3e37f4fb?t=1666353990794#:~:text=El%20LCOE%2C%20tambi%C3%A9n%20conocido%20como,cada%20tipolog%C3%ADa%20de%20generaci%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica.
- Gu, Y. L. (Mayo de 2017). *Energy self-sufficient wastewater treatment plants: feasibilities and challenges. [Versión PDF]*. Obtenido de Energy Procedia Vol 105.: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217309530>
- Gu, Y. L. (2017). *The feasibility and challenges of energy self-sufficient wastewater treatment plants. [Versión PDF]*. Obtenido de Applied Energy: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917302179>
- IMCO, I. m. (14 de marzo de 2019). *Energía solar para los hogares de México*. Obtenido de Instituto mexicano para la competitividad, IMCO: https://imco.org.mx/energia-solar-los-hogares-mexico/?utm_source=chatgpt.com#_ftn1

- INECC. (2018). *Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GyCEI) del sector Aguas Residuales de México [Versión PDF]*. Obtenido de Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461753/Aguas_residuales.pdf
- Lamigueiro, O. P. (2013). *Energía solar fotovoltaica. [Versión PDF]*. Obtenido de Creative Commons ebook.: https://www.researchgate.net/profile/Oscar-Perpinan-Lamigueiro/publication/249012821_Energia_Solar_Fotovoltaica/links/02e7e51e80783f1d9f000000/Energia-Solar-Fotovoltaica.pdf
- Metcalf & Eddy. (1995). *Ingeniería De Aguas Residuales Tratamiento, Vertido y Reutilización 3ra Edición Volumen I [Versión PDF] [descarga de libro]*. Madrid España: McGraw-Hill. Obtenido de https://www.academia.edu/40378287/Ingenieria_de_aguas_residuales
- MHEDUCATION. (s.f.). *Componenetes de una instalación solar. [Versión PDF]*. Obtenido de <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Montenegro, D. L. (2019). *Estimación de los gases efecto invernadero generados por las plantas de tratamiento de aguas residuales ubicadas en la cuenca del río Bogotá. [Versión PDF]*. Obtenido de Revista Ingenierías Universidad de Medellín: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7517302>
- Panepinto, D. F. (2016). *Evaluation of the energy efficiency of a large wastewater treatment plant in Italy. [Versión PDF]*. Obtenido de Applied Energy: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915012544>
- Pedimento de información sobre auditoría a la PTAR "El Rayo" de caso de estudio para elaboración de trabajo de tesis [solitud hecha por parte del Instituto de Ingeniería].

(2024). *Integración De Proyectos de Eficiencia Energética Para Un Segundo Paquete De Organismos Operadores De Agua Potable Y Saneamiento Con Énfasis En Los Aspectos De Drenaje, Tratamiento De Aguas Residuales Y Posibilidades De Reutilización De Aguas Residuales*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Pérez Carrasco, D. (2007). *Procedimiento de Mantenimiento y Calibración de Estación Radiométrica*. [Versión PDF]. Obtenido de Universidad de Sevilla: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4443/fichero/Memoria+PFC%252F2.pdf>

Rasero, C. M. (2011). *Energía solar fotovoltaica, situación actual* [Versión PDF]. Obtenido de Energía solar fotovoltaica.: static.eoi.es

Rodriguez, I. (16 de Agosto de 2021). *Registra México déficit en plantas para tratar agua*. Obtenido de El Economista: <https://www.eleconomista.com.mx/politica/Registra-Mexico-deficit-en-plantas-para-tratar-agua-20210815-0093.html>

Sánchez Juárez, A. &. (2017). *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial*. [Versión PDF]. Obtenido de IER (Instituto de Energías Renovables): <https://librosoa.unam.mx/handle/123456789/1314>

SEGOB. (3 de 06 de 1998). *NORMA Oficial Mexicana NOM-002-ECOL-1996* [Versión PDF]. Obtenido de Diario Oficial De La Federación: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4881304&fecha=03/06/1998#gsc.tab=0

SEGOB. (14 de 01 de 1998). *Norma Oficial Mexicana NOM-003-ECOL-1997* [Versión PDF]. Obtenido de Diario Oficial De La Federación: https://diariooficial.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4863357&fecha=14/01/1998&print=true

SEGOB. (15 de 08 de 2003). *Norma Oficial Mexicana NOM-004-SEMARNAT-2002 [Versión PDF]*. Obtenido de Diario Oficial De La Federación:

https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=691939&fecha=15/08/2003#gsc.tab=0

SEGOB. (11 de 03 de 2022). *NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-2021 [Versión PDF]*. Obtenido de Diario Oficial De La Federación:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5645374&fecha=11/03/2022#gsc.tab=0

Solar, F. (s.f.). *Determinación del factor "k" de corrección de irradiación para superficies inclinadas*. Obtenido de Solarweb: <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-aislados-la-red/17538-determinacion-del-factor-k-correccion-irradiacion-superficies-inclinadas.html>

Solarpedia. (7 de Noviembre de 2022). *Cálculo de cada sección de los cables fotovoltaicos de la instalación. [Versión PDF]*. Obtenido de Solarpedia: <https://solarpedia.info/curso-energia-solar/como-calcular-la-seccion-de-los-cables-fotovoltaicos/>

Solarpedia. (7 de noviembre de 2022). *Cómo calcular el consumo real y el rendimiento global de la instalación. [Versión PDF]*. Obtenido de Solarpedia: <https://solarpedia.info/curso-energia-solar/como-calcular-el-consumo-real-de-una-instalacion-fotovoltaica/>

Weather Spark. (s.f.). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Temixco México. [software online]*. Obtenido de El clima y el tiempo promedio en todo el año en Temixco México: <https://es.weatherspark.com/y/5434/Clima-promedio-en-Temixco-M%C3%A9xico-durante-todo-el-a%C3%B1o>

HYBRID ULTRASONIC FLOW METER Doppler or Transit Time in One Unit

OMEGA

OMEGA

FDH-1A Series

- ✓ Selectable Doppler or Transit Time Operating Mode
- ✓ Quick and Easy Clamp-On Transducer Installation
- ✓ User Programmable Via 5-Button Menu Drive Interface
- ✓ High Quality 320 x 240 Pixel QVGA Backlit LCD
- ✓ Data Logging to Standard SD Card Format
- ✓ Isolated 4 to 20 mA or 0 to 1 KHz Pulse Output (Fully Configurable)
- ✓ Optional Relays and Communications

FDH-1A, shown smaller than actual size.

SPECIFICATIONS

Measuring Principle: Hybrid user selectable Doppler or transit time operating modes

Fluid Types: Virtually any acoustically conductive fluid

Transit Time Mode: 0 to 10% (0 to 100,000 ppm) particulate

Doppler: 0 to 15% (0 to 150,000 ppm) solid material

Fluid Velocity Range: 0.07 to 9.14 m (0.25 to 30) per second

Nominal Pipe Sizes: 63 to 2500 mm (2.0 to 100")

Endorsement: NEMA 4X (IP66), powder coated aluminum, SS clamps and hardware

Dimensions: 279 H x 218 W x 127 D (11.0 x 8.6 x 5.0")

Weight: 2.5 lb (4.3 kg)

Mounting: Wall, pipe (vertical or horizontal) or pendant mounting. Hardware included

Panel Opening: 270 H x 206 W mm (10.63 x 8.15")

Panel Depth: 51 mm (2.0")

Riser: 71 mm (2.78")

Front: 58 mm (2.28")

Power Requirements:

95 to 264 Vac 50/60 Hz or 15 to 30 Vdc; 30 watts max

Operating Temperature: -10 to 60°C (14 to 140°F)

Storage: -40 to 70°C (-40 to 158°F)

Display: 320 x 240 pixel QVGA backlit LCD, UV resistant, simultaneous rate and total, 10 digit max + separator to 12 pipes

Display Languages: English, Spanish, French or German selectable

Keypad: Five button positive action tactile switch keypad

Security: Programmable master password and individual configuration passwords

Display Volume Units: Independently configurable rate and total display units in U.S. Gallons, ounces, barrels, (US liquid), barrels (US oil), cubic ft, acre ft, Imperial (British) gallons, liter, cubic meter, or user defined "custom" units. Rate display in fuel or meters per second.

Display Time Units: Seconds, minutes, hours, days

Display/Output Response Time: Selectable; 0.25, 0.5, 1.0 (default), 2.5, 5.0 seconds

Flow Rate Display Averaging:

Selectable; 0.50, 1.0, 2.5, 5.0 (default), 10.0 sec

Data Outputs: Isolated 4 to 20 mA output fully configurable, invertible;

Data Logging: 4000 Hz pulse output fully configurable, invertible

Data Logging: Datetime stamped flow rate and flow total data in FAT32 file format, easily imported into Excel

Configurable to trigger on time interval (1,566,599 sec), rate and/or total set-point values. Over 500,000 log events possible with included 32 MB SD card

Process Control (-R2 option):

Three independently configurable 10 amp Form C, NO/NC relays

Configure to flow rate for high/low/range rate alarm. Programmable release valve enable pulse release or manual latching operation

Configure to flow total for manual trigger batch operations or automatically triggered, timed batch operations

External Communications: (-COMM) RS-485, RS-485, USB, Ethernet. Includes user communication and configuration software. Permits remote internet access through local network set-up. Remotely access and upload data logging files.

Clamp-On Transducers

Housing: NEMA 6P (IP67), Plastic: (PVC base with Polypropylene cover), SS clamps and hardware

Dimensions: 79 H x 75 W x 41 mm D (3.12 x 2.95 x 1.60")

Weight (Excluding Cable): 0.8 lb (0.4 kg) each

Weight (Including Cable): 0.8 lb (0.4 kg) each

Weight (Including Cable): 0.8 lb (0.4 kg) each

Standard length: 3 m (10')

Optional Lengths Available: 15 m (50'), 30 m (100')

Pipe Surface Temperature: -34 to 121°C (-20 to 250°F)

Shipping Specifications

Carton Dimensions: 533 H x 432 W x 241 mm D (21 x 17 x 9.5")

Carton Weight: 24 lb (10.9 kg)

Note: For fluid, flow stream, minimum pressure and mounting requirements see the FDH-1A operator's manual available online.

Accuracy

Flow Rate Averaging Time	Transit Time Accuracy at Nominal Pipe Sizes
5.0 Seconds (default setting)	±1% of rate > 1 ft/sec, ±0.01 ft/sec < 1 ft/sec
1.0 Seconds	±1% of rate > 5 ft/sec, ±0.05 ft/sec < 5 ft/sec
0.5 Seconds (default setting)	±2% of rate > 12 ft/sec, ±0.25 ft/sec < 12 ft/sec
Flow Rate Averaging Time	Transit Time Accuracy at Nominal Pipe Sizes 1/4 to 100" Nominal Pipe Size
5.0 Seconds (default setting)	±2% of rate > 12 ft/sec, ±0.25 ft/sec < 12 ft/sec
1.0 Seconds	±2% of rate > 12 ft/sec, ±0.25 ft/sec < 12 ft/sec
0.5 Seconds	±2% of rate > 12 ft/sec, ±0.25 ft/sec < 12 ft/sec

Pipe Materials/Requirements (Most Metal and Plastic Pipes)

P

4.2.- PARÁMETROS DE MEDIDA

El equipo mide y registra diferentes tipos de parámetros:

- ✓ Parámetros eléctricos,
 - ✓ Parámetros de calidad (EVQ) como sobretensiones, huecos y cortes según EN50160.
 - ✓ Formas de onda de los diferentes canales.
- Todos los parámetros de medida se visualizan en la aplicación móvil MYeBOX, Tabla 11.

Nota: En la Nota de aplicación "M084E02.01-01-xxx: Métodos de medición / Fórmulas" se describen las fórmulas y métodos de medida que utiliza el equipo.

Tabla 11: Parámetros de medida del MYeBOX.

Parámetro	Unidades	Fases L1-L2-L3	N	Total III
Tensión fase-neutro ⁽¹⁾	Vph-N	✓	✓	✓
Tensión fase-fase ⁽¹⁾	Vph-ph	✓		✓
Corriente ⁽¹⁾	A	✓	✓	✓
Corriente de fugas	A	✓		✓
Frecuencia ⁽¹⁾	Hz	✓(L1)		
Potencia Activa ⁽¹⁾	KW	✓		✓
Potencia Aparente ⁽¹⁾	KVA	✓		✓
Potencia Reactiva Inductiva ⁽¹⁾	kvarL	✓		✓
Potencia Reactiva Capacitiva ⁽¹⁾	kvarC	✓		✓
Factor de potencia ⁽¹⁾	PF	✓		✓
Factor de cresta	CF	✓		
K-factor	-	✓		
Cos ϕ ⁽¹⁾	ϕ	✓		✓
THD % Tensión	% THD V	✓	✓	
THD % Corriente	% THD A	✓	✓	
Descomposición armónica Tensión (hasta 50º armónico)	harm V	✓	✓	
Descomposición armónica Corriente (hasta 50º armónico)	harm A	✓	✓	
Ricker instantáneo	Pinst	✓	✓	
Ricker PST	Pst	✓	✓	
Energía Activa	KWh	✓		✓
Energía Reactiva Inductiva	kvarLh	✓		✓
Energía Reactiva Capacitiva	kvarCh	✓		✓
Energía aparente	KVAh	✓		✓
Desequilibrio de tensión ⁽¹⁾	-			✓
Asimetría de tensión ⁽¹⁾	-			✓
Desequilibrio de corriente	-			✓
Asimetría de corriente	-			✓
Máxima Demanda de la Corriente	A	✓		✓
Máxima Demanda de la Potencia Activa	KW			✓

Anexo 4. Ficha técnica del analizador de redes MyEbox.

IR-700 Series Infrared Thermometers

IR-710, IR-712, IR-720, IR-730 and IR-750

The Amprobe IR-700 series of infrared thermometers is a complete line of high performance diagnostic tools designed for HVAC/R, electrical, industrial maintenance, automotive as well as quality control and fire prevention applications.

- Extremely accurate and reliable
- Precise measurement with distance to spot ratio from 10:1 to 50:1
- Wide temperatures ranges available up to -58°F to 2822°F (-50°C to 1550°C)
- Rapid response time
- Laser pointer for accurate targeting
- 8 seconds auto display hold for easy read-out
- Adjustable emissivity for measuring a variety of materials
- Dual LCD display with backlight
- Selectable °F and °C
- Stores up to 99 data points (IR-750 only)
- Thermocouple input (IR-750 only)
- USB interface (IR-750 only)



Series Selection Guide	IR-710	IR-712	IR-720	IR-730	IR-750
Features					
Distance to Spot (D:S)	10:1	12:1	20:1	30:1	50:1
Temperature Range	0°F to 716°F -18°C to 380°C	0°F to 1022°F -18°C to 550°C	-26°F to 1922°F -32°C to 1050°C	-26°F to 2282°F -32°C to 1250°C	-58°F to 2822°F -50°C to 1550°C
Best Accuracy	±2%				±1.8%
Emissivity for measuring a variety of materials	0.95		Adjustable from 0.10 to 1.00		
Display Resolution			0.1°C / 0.1°F		0.1°C / 0.1°F of reading < 999.9
MIN/MAX Memory	■	■	■	■	■
DIF/AVG Temperature Display		■	■	■	■
Tripod mount		■	■	■	■
Programmable high and low alarm					■
USB interface					■
Built in memory					99
K-Type thermocouple measurement					■
Warranty	1 year				

Anexo 5. Ficha técnica termómetro 1/2

IR-700 Series Infrared Thermometers

IR-710, IR-712, IR-720, IR-730 and IR-750

The Amprobe IR-700 series of infrared thermometers is a complete line of high performance diagnostic tools designed for HVAC/R, electrical, industrial maintenance, automotive as well as quality control and fire prevention applications.

- Extremely accurate and reliable
- Precise measurement with distance to spot ratio from 10:1 to 50:1
- Wide temperatures ranges available up to -58°F to 2822°F (-50°C to 1550°C)
- Rapid response time
- Laser pointer for accurate targeting
- 8 seconds auto display hold for easy read-out
- Adjustable emissivity for measuring a variety of materials
- Dual LCD display with backlight
- Selectable °F and °C
- Stores up to 99 data points (IR-750 only)
- Thermocouple input (IR-750 only)
- USB interface (IR-750 only)



Series Selection Guide	IR-710	IR-712	IR-720	IR-730	IR-750
Features					
Distance to Spot (D:S)	10:1	12:1	20:1	30:1	50:1
Temperature Range	0°F to 716°F -18°C to 380°C	0°F to 1022°F -18°C to 550°C	-26°F to 1922°F -32°C to 1050°C	-26°F to 2282°F -32°C to 1250°C	-58°F to 2822°F -50°C to 1550°C
Best Accuracy	±2%				±1.8%
Emissivity for measuring a variety of materials	0.95		Adjustable from 0.10 to 1.00		
Display Resolution			0.1°C / 0.1°F		0.1°C / 0.1°F of reading < 999.9
MIN/MAX Memory	■	■	■	■	■
DIF/AVG Temperature Display		■	■	■	■
Tripod mount		■	■	■	■
Programmable high and low alarm					■
USB interface					■
Built in memory					99
K-Type thermocouple measurement					■
Warranty	1 year				

Anexo 6. Ficha técnica termómetro 2/2



AS-6P
325W~355W
POLYCRYSTALLINE MODULE

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 18.30% through innovative five busbar cell technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 3500Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.

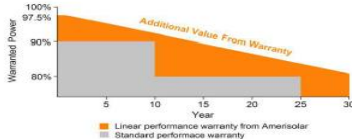
CERTIFICATIONS

- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), KS(South Korea), BIS(India), MCS(UK), CEC(Australia), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), Inmetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO 9001:2015: Quality management system
- ISO 14001:2015: Environmental management system
- ISO 45001:2018: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 20 years product warranty
- 30 years linear power output warranty

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution



Anexo 7. Ficha técnica panel solar 1/2

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC								
Maximum Power (P _{max})	325W	330W	335W	340W	345W	350W	355W	
Open Circuit Voltage (V _{oc})	45.7V	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V	46.7V	46.9V	
Short Circuit Current (I _{sc})	9.28A	9.36A	9.44A	9.52A	9.60A	9.68A	9.76A	
Voltage at Maximum Power (V _{mp})	37.1V	37.3V	37.5V	37.7V	37.9V	38.1V	38.3V	
Current at Maximum Power (I _{mp})	8.77A	8.85A	8.94A	9.02A	9.11A	9.19A	9.27A	
Module Efficiency (%)	16.75	17.01	17.26	17.52	17.78	18.04	18.30	
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL 1703/Class C(IEC 61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							
STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5; Tolerance of Pmax: ±3%; Measurement Tolerance: ±3%								
ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT								
Maximum Power (P _{max})	241W	244W	248W	252W	256W	259W	263W	
Open Circuit Voltage (V _{oc})	42.0V	42.2V	42.4V	42.6V	42.8V	43.0V	43.2V	
Short Circuit Current (I _{sc})	7.52A	7.58A	7.65A	7.71A	7.78A	7.84A	7.91A	
Voltage at Maximum Power (V _{mp})	33.7V	33.9V	34.1V	34.3V	34.5V	34.7V	34.9V	
Current at Maximum Power (I _{mp})	7.16A	7.20A	7.28A	7.35A	7.42A	7.47A	7.54A	
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s								
MECHANICAL CHARACTERISTICS				TEMPERATURE CHARACTERISTICS				
Cell type	Polycrystalline 6inch							
Number of cells	72 (6x12)							
Module dimensions	1956x992x30mm (77.01x39.06x1.18inches)							
Weight	21kg (46.3lbs)							
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating							
Frame	Anodized aluminum alloy							
Junction box	IP67, 3 diodes							
Cable	4mm² (0.006inches²), 1000mm (39.37inches)							
Connector	MC4 or MC4 compatible							
				Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)				45°C±2°C
				Temperature Coefficients of P _{max}				-0.39%/°C
				Temperature Coefficients of V _{oc}				-0.30%/°C
				Temperature Coefficients of I _{sc}				0.05%/°C
PACKAGING								
Standard packaging				36pcs/pallet				
Module quantity per 20' container				360pcs				
Module quantity per 40' container				864pcs(GP)/936pcs(HQ)				

Anexo 8. Ficha técnica panel solar 2/2



SmartSolar MPPT RS 450|100 y 450|200 - Aislado

Controlador de carga solar 5,76 kW y 11,52 kW con entrada FV de 450 V

www.victronenergy.com



MPPT RS SmartSolar 450|100



Interior del MPPT RS SmartSolar 450|100

Controlador de carga solar con Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)
El MPPT RS SmartSolar es un controlador de carga solar de 48 V con una entrada FV de hasta 450 VCC PV y una salida de 100 A o 200 A. Se usa en aplicaciones solares aisladas y conectadas a la red en las que se requiere máxima potencia de carga de la batería.

Varias entradas de seguimiento MPPT independientes
Con varios rastreadores de MPPT, se puede optimizar el diseño de sus paneles solares para obtener el máximo rendimiento en una ubicación concreta.

Conexiones FV aisladas para más seguridad
El aislamiento galvánico completo entre las conexiones de la batería y FV proporciona seguridad adicional a todo el sistema.

Amplio rango de tensión MPPT
Rango operativo de entre 80 y 450 VCC FV con una tensión de arranque de 120 VCC FV.

Ligero, eficiente y silencioso
Gracias a su tecnología de alta frecuencia y a su nuevo diseño, el modelo de 100 A de este potente cargador solo pesa 7,9 kg. Además, tiene una eficiencia excelente, bajo consumo de energía en reposo y un funcionamiento muy silencioso.

Pantalla y Bluetooth
La pantalla muestra parámetros de la batería y del controlador. Se puede acceder a estos parámetros con un smartphone u otro dispositivo con Bluetooth. Además, se puede usar Bluetooth para configurar el sistema y cambiar los parámetros con VictronConnect.

Vigilancia de la resistencia al aislamiento fotovoltaico para estar tranquilo con tensiones más altas
El MPPT RS vigila continuamente el conjunto FV y puede detectar si hay fallos que reduzcan el aislamiento de los paneles hasta niveles poco seguros.

Puerto VE.Can y VE.Direct
Permite conectarlo a un dispositivo GX para seguimiento del sistema, registro de datos y actualizaciones de firmware a distancia. El VE.Can permite conectar hasta 25 unidades juntas en paralelo y sincronizar sus procesos de carga.

Conexiones I/O
Conexiones de relé programable, sensor de temperatura, auxiliar, entrada digital y sensor de tensión. La entrada remota puede aceptar el smallBMS de Victron y otros tipos de BMS con señal "Permiso de carga".



Configuración y control con VictronConnect →

La conexión integrada Bluetooth Smart permite un rápido seguimiento y ajuste de la configuración.

El historial de 30 días integrado muestra el rendimiento de cada uno de los rastreadores MPPT.

Pruebe la demo de VictronConnect para ver todo el rango de configuraciones y opciones de pantalla con datos de muestra.



Anexo 9. Ficha técnica del controlador solar 1/3

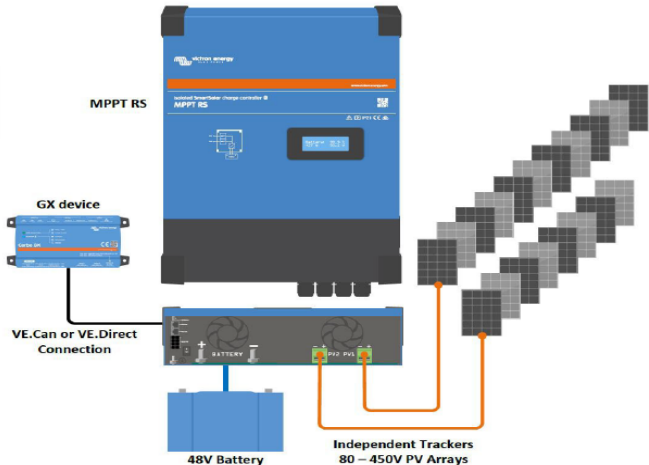


Diagrama de ejemplo de sistema
El MPPT RS de 100 A combinado con un dispositivo GX, cargando una

MPPT RS SmartSolar aislado	450 100	450 200
CARGADOR		
Tensión de la batería	48 V	
Corriente de carga nominal	100 A	200 A
Potencia de carga máxima	5,8 kW a 57,6 V	11,5 kW a 57,6 V
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 57,6 V (regulable)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 55,2 V (regulable)	
Rango de tensión programable	Mínima: 36 V Máxima: 60 V ⁽¹⁾	
Algoritmo de carga	Adaptativo multifase (regulable)	
Sensor de temperatura de la batería	Incluido	
Eficiencia máxima	96 %	
Autoconsumo	15 mA	
SOLAR		
Tensión FV CC máxima	450 V	
Tensión de arranque	120 V	
Rango de tensión de trabajo del MPPT	80 – 450 V ⁽¹⁾	
Número de rastreadores	2	4
Máxima corriente de entrada operativa FV	18 A por rastreador	
Máxima corriente de corto circuito FV ⁽²⁾	20 A por rastreador	
Máxima potencia de carga de salida CC	4000 W por rastreador 5760 W total	4000 W por rastreador 11520 W total
Tamaño máximo del conjunto FV por rastreador ⁽³⁾	7200 Wp (450 V x 20 A) ⁽³⁾	
Nivel de fallo del aislamiento FV ⁽⁴⁾	100 kΩ	

Anexo 10. Ficha técnica del controlador solar 2/3

GENERAL		
Funcionamiento en paralelo sincronizado	Sí, hasta 25 unidades con VE.Can	
Relé programable ⁽⁵⁾	Sí	
Protección	Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobretensión	
Comunicación de datos	Puerto VE.Direct, puerto VE.Can y Bluetooth (6)	
Frecuencia Bluetooth	2402 – 2480 MHz	
Potencia Bluetooth	4 dBm	
Puerto de entrada analógico/digital de uso general	Sí, 2	
On/Off remoto	Sí	
Rango de temperatura de trabajo	-40 a +60 °C (refrigerado por ventilador)	
Humedad (sin condensación)	máx. 95 %	
CARCASA		
Material y color	acero, azul RAL 5012	
Grado de protección	IP21	
Conexión de la batería	Pernos M8	
Entrada FV de los terminales de alimentación (versión -Tr)	2	16 mm ²
Entrada FV de los terminales de alimentación (versión MC4)	Un par de conectores MC4 macho y hembra por rastreador	
Peso	7,9 kg	13,7 kg
Dimensiones (al x an x p) en mm	440 x 313 x 126	487 x 434 x 146
NORMAS		
Seguridad	EN-IEC 62109-1, EN-IEC 62109-2	
País de origen	Diseñado en los Países Bajos Fabricado en India	
1) El rango de funcionamiento del MPPT está limitado por la tensión de la batería - VOC FV no debe superar la tensión de flotación de la batería multiplicada por 8. Por ejemplo, para una tensión de flotación de 52,8 V, sería una VOC FV máxima de 422,4 V. Para más información, consulte el manual del producto. 2) Una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de que el conjunto FV se haya conectado con polaridad inversa. 3) Máximo de 450 VOC resulta en 360 Vmpp aprox., por lo que el conjunto FV máximo es de aprox. 360 V x 20 A = 7200 Wp 4) El MPPT RS comprobará si hay suficiente aislamiento resistivo entre FV+ y GND y FV- y GND. En caso de resistencia inferior al umbral, la unidad dejará de cargar, mostrará el error y enviará la señal de error al dispositivo GX (si está conectado) para que se envíe una notificación sonora y por correo electrónico. 5) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtenión CC o función de arranque/parada del generador. Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 VCC y 1 A hasta 70 VCC 6) Actualmente el MPPT RS no es compatible con las redes VE.Smart 7) El punto de referencia del cargador (flotación y absorción) puede fijarse en un máximo de 60 V. La tensión de salida en los terminales del cargador puede ser mayor, debido a la compensación de temperatura y a la compensación por la caída de tensión en los cables de la batería. La máxima corriente de salida se reduce de forma lineal de corriente completa a 60 V a 5 A a 62 V. La tensión de equalización puede fijarse en un máximo de 62 V y el porcentaje de corriente de equalización puede fijarse en un máximo del 6 %.		

Anexo 11. Ficha técnica del controlador solar 3/3

Inversor/cargador Quattro 120V

30kVA - 10kVA

Compatible con baterías de 180-tWh



www.victronenergy.com



Quattro
24/5000/70-100/100

Das entradas CA con conmutador de transferencia integrado
El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantán o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Das salidas CA
La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El Quattro ve encargo del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción. La segunda salida solo está activa cuando a una de las entradas del Quattro le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Capacidad de funcionamiento trifásico y de fase dividida
Se pueden configurar dos unidades para salida de fase dividida y tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 4 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia de inversión de 96kW / 120kVA y más de 1800 A de capacidad de carga. Para más información introduzca parafu (parafu) en el campo de búsqueda de nuestro sitio web.

PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, del pantán o de la red
Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantán.

PowerAssist - Refuerzo de la potencia del generador o de la red del pantán
Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que el Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiere un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantán o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

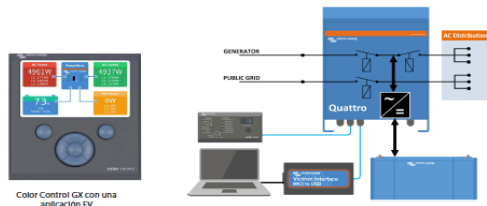
Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón
El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Configuración del sistema
- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistente (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ
Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, panel Ve.Net Blue Power, Color Control GX y otros dispositivos smartphone o tablet (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

Seguimiento y control a distancia
Color Control GX y otros dispositivos.
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VIM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia
Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con un Color Control GX y otros dispositivos si está conectado a Ethernet.



Anexo 12. Ficha técnica del inversor solar 1/3

Quattro	48/3000/35-50/50 120V	12/5000/220-100/100 120V 24/5000/120-100/100 120V 48/5000/70-100/100 120V	48/10000/140-100/100 120V
PowerControl / PowerAssist	Sí		
Conmutador de transferencia integrado	Sí		
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada : 90-140 VAC Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1		
Corriente máxima (A)	2x 50 A	2x 100 A	2x 100 A
INVERSOR			
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V 19 – 33V 38 – 66 V		
Salida (1)	Rango de tensión de entrada: 120 VAC ± 2% Frecuencia: 60 Hz ± 0,1%		
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (VA) (3)	3000 VA	5000 VA	10000 VA
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (W)	2400 W	4000 W	8000 W
Potencia cont. de salida a 40°C / 104°F (W)	2200 W	3700 W	6500 W
Potencia cont. de salida a 65°C / 150°F (W)	1700 W	3000 W	4500 W
Pico de potencia (W)	6000 W	10000 W	20000 W
Eficacia máxima (%)	94 %	94 / 94 / 95 %	96 %
Consumo en vacío (W)	25 W	30 / 30 / 35 W	60 W
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	20 W	20 / 25 / 30 W	40 W
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	12 W	10 / 10 / 15 W	15 W
CARGADOR			
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	57,6 V	14,4 / 28,8 / 57,6 V	57,6 V
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	55,2 V	13,8 / 27,6 / 55,2 V	55,2 V
Modo de "almacenamiento" (V CC)	52,8 V	13,2 / 26,4 / 52,8 V	52,8 V
Corriente de carga batería casa (A) (4)	35 A	200 / 120 / 70 A	140 A
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 A (solo modelos de 12V y 24V)		
Sensor de temperatura de la batería	Sí		
GENERAL			
Salida auxiliar (A) (5)	32 A	50 A	50 A
Relé programable (6)		3x	
Protección (2)		a-g	
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema		
Puerto com. de uso general (7)		Sí, 2x	
On/Off remoto		Sí	
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65°C (-40 - 150°F) Humedad (sin condensación): máx. 95%		

Anexo 13. Ficha técnica del inversor solar 2/3

CARCASA				
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21	
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)			
Conexión 120 V CA	Borne de tornillo de 13 mm ² (6 AWG)		Pernos M6	
Peso (kg)	42 lb	19 kg	75 / 66 / 66 lb	34 / 30 / 30 kg
Dimensiones (al x an x p en mm.)	14.3 x 10.2 x 8.6		18,5 x 14,0 x 11,2	
	362 x 258 x 218		17,5 x 13,0 x 9,6	
			17,5 x 13,0 x 9,6	
NORMATIVAS				
Seguridad	IEC 60335-1, IEC 60335-2-29, IEC 62109-1			
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3			
Vehículos de carretera	Modelos 12V y 24V : ECE R10-5			
anti-isleño	Ver nuestra pagina web			
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita				
2) Claves de protección:				
a) cortocircuito de salida				
b) sobrecarga				
c) tensión de la batería demasiado alta				
d) tensión de la batería demasiado baja				
h) temperatura demasiado alta				
f) 120 V CA en la salida del inversor				
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1				
4) Hasta 25 °C de temperatura ambiente				
5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible				
6) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtenensión CC o señal de arranque para el generador				
Capacidad nominal CA: 230V/4A				
Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC				
7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Litio-Ion				

Anexo 14. Ficha técnica del inversor solar 3/3

Componentes del Batería Estacionaria BAE 48V 877Ah



24 x Acumulador Estacionario BAE 2V 877Ah: Tiene una garantía de 2 años, un juego completo está compuesto por 6 acumuladores estacionarios con sus puentes de conexión incluidos para formar 12V. Especiales para energía solar, lo que quiere decir que aguantan muy bien descargas lentas todos los días. Tienen una vida media superior a los 3500 ciclos en función de la profundidad de la descarga, entendiendo por un ciclo un proceso de carga y descarga completa de la batería. Es muy recomendable que la batería no se descargue habitualmente más de un 30% de su capacidad total, ya que de esta forma prolongaremos la vida útil de la batería y durarán muchos más años. BAE es un primer fabricante alemán de baterías, ofreciendo una calidad sin igual a un precio competitivo dadas extraordinarias características del producto. Al tratarse de baterías estacionarias la fabricación se realiza sobre pedido pudiendose incrementar los plazos de entrega dependiendo del proceso de fabricación en cada momento. Para conectar de manera correcta la batería estacionaria de 12, 24 ó 48V es uniendo los diferentes vasos estacionarios unos con otros tal y como os adjuntaremos en el manual de instalación.

Anexo 15. Ficha técnica de baterías 1/2

- Voltaje: 48
- Energía útil almacenada: 50%
- Medidas de la batería: 147 x 208 x 710 (alto x ancho x alto). Medida por vaso estacionario.
- Posición de trabajo de la batería: Bornes en la parte superior
- Amperios-hora de la batería: 877
- Garantía: 2 años (a partir de los 6 meses con peritaje industrial)

Anexo 16. Ficha técnica de baterías 2/2

Color Control GX

www.victronenergy.com





Color Control GX
El Color Control (CCGX) ofrece un control y monitorización intuitivos de todos los sistemas eléctricos de Victron. La lista de productos Victron que pueden conectarse es interminable: Inversores, Multis, Quattros, cargadores solares MPPT, monitores de batería BMV, Lynx Ion + Shunt y más.

Portal en línea VRM
El CCGX, además de monitorizar y controlar productos de forma local en el propio CCGX, también envía todas las lecturas a nuestra página web gratuita de monitorización remota: el Portal en línea VRM. Para hacerse una idea de cómo funciona, pruebe nuestra demo en <https://vrm.victronenergy.com>. Vea también las capturas de pantallas más abajo.

Consola remota en el VRM
Monitoree, controle y configure el CCGX de forma remota, a través de Internet. Todo puede hacerse de forma remota, igual que si tuviera el dispositivo delante. La misma funcionalidad también está disponible en la red local, Consola remota sobre LAN.

Arranque/parada automática del generador
Un sistema de arranque/parada altamente personalizable. Utiliza el estado de carga, la tensión, la carga y otros parámetros. Defina un conjunto de reglas especiales para horarios valle y, opcionalmente, una prueba de funcionamiento mensual.

El corazón del ESS - Sistema de almacenamiento de energía
El CCGX es el que gestiona la energía en un sistema ESS. Más información en el manual del ESS: <https://www.victronenergy.com/literature/ess-design-installation-manual>

Registro de datos
Al conectarlo a Internet, todos los datos se envían al portal VRM. Si no hay una conexión a Internet disponible, el CCGX almacenará los datos internamente durante 48 horas. Si se inserta una tarjeta micro SD o una memoria USB, se podrán almacenar más datos. Estos archivos pueden subirse al portal VRM o convertílos fuera de línea con la App VictronConnect para su análisis.

Productos compatibles

- Multis y Quattros, incluidos los sistemas trifásicos y de fase dividida. Seguimiento y control (On/Off y limitador de corriente). Es posible cambiar la configuración (solo de forma remota a través de Internet, no sin conexión a Internet).
- Cargadores solares BlueSolar MPPT con puerto VE.Direct.
- BlueSolar MPPT 150/70 y el MPPT 150/85 con puerto VE.Can.
- SmartSolar MPPT 150/70 y el MPPT 150/100 con puerto VE.Can. Si se utilizan varios BlueSolar MPPT o SmartSolar MPPT con VE.Can en paralelo, se mostrará toda la información combinada. Consulte también nuestro blog sobre [apareamiento de varios cargadores solares MPPT 150/70](https://www.victronenergy.com/blog/2016/09/20/parallel-connection-of-victron-mppt-charge-controllers/).
- La familia BMV-700 puede conectarse directamente a los puertos VE.Direct del CCGX. Para ello, utilice el cable VE.Direct.
- La familia BMV-600 puede conectarse a los puertos VE.Direct del CCGX. Se requiere un cable accesorio.
- Lynx Ion + Shunt
- Shunt Lynx VE.Can
- Cargadores de batería Skylla TG
- Monitores de depósito NMEA 2000
- Se puede conectar un GPS USB al puerto USB. La ubicación y la velocidad podrán verse en la pantalla y los datos se enviarán al Portal VRM con fines de localización. El mapa en el VRM mostrará la última posición.
- Inversores FV Fronius

Cuando se tengan que conectar más de dos productos VE.Direct, se puede hacer con USB.

Conexión a Internet
El CCGX puede conectarse a Internet con un cable Ethernet via Wi-Fi. Para conectarlo via Wi-Fi, se requiere un accesorio USB para Wi-Fi. El CCGX no tiene módem celular interno: no hay ranura para tarjeta SIM. Utilice un router GPRS o 3G disponible en las tiendas. Consulte nuestro [blog sobre enrutadores 3G](https://www.victronenergy.com/blog/2016/09/20/parallel-connection-of-victron-mppt-charge-controllers/).

Características destacables

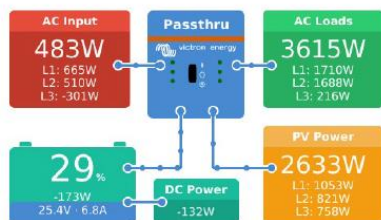
- Cuando está conectado a internet, el CCGX se actualiza automáticamente si hay una nueva versión de software disponible.
- Varios idiomas: Inglés, checo, alemán, español, francés, italiano, holandés, ruso, sueco, turco, chino, árabe.
- Utilice el CCGX como una pasarela Modbus-TCP hacia todos los productos Victron conectados. Consulte nuestras [preguntas más frecuentes sobre Modbus-TCP](https://www.victronenergy.com/literature/modbus-tcp-to-victron-products/) para más información.
- Con sistema operativo integrado Venus OS de Linux. <https://github.com/victronenergy/venus/wiki/sales-policy>

Anexo 17. Ficha técnica del color control GX 1/3

Color Control GX			
Rango de tensión de la fuente de alimentación	8 – 70 VCC		
Consumo de corriente	12V CC	24V CC	48V CC
Pantalla apagada	140 mA	80 mA	40 mA
Pantalla intensidad mínima	160 mA	90 mA	45 mA
Pantalla intensidad máxima	245 mA	125 mA	65 mA
Contacto sin tensión	3A / 30 VDC / 250 VAC (Normally open)		
	Puertos de comunicaciones		
VE.Direct	2 puertos VE.Direct separados – aislados		
VE.Can	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
VE.Bus	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
USB	2 puertos host USB – no aislados		
Ethernet	Toma RJ 45 10/100/1000MB – aislada excpto apantallado		
	Interfaz de terceros		
Modbus-TCP	Utilice el Modbus-TCP para controlar todos los productos conectados al Color Control GX		
JSON	Utilice el VRM JSON API para obtener datos del Portal VRM		
	Otros		
Dimensiones externas (al x an x p)	130 x 120 x 28 mm		
Rango de temperatura de trabajo	-20 a +50 °C		
	Normativas		
Seguridad	EN 60950-1:2005+A1:2009+A2:2013		
EMC	EN 61000-6-3, EN 55014-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1, EN 55014-2		
Sector de la Automoción	E4-10R-053535		

Anexo 18. Ficha técnica del color control GX 2/3

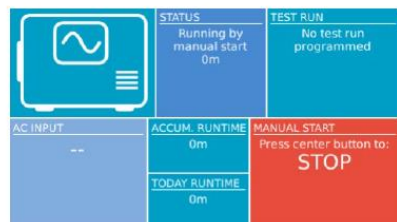
Resumen - Multi con inversor FV en salida



Resumen de móvil y barco



Página de control del generador



Menú principal

Device List	17:02
Lynx Ion	>
Lynx Shunt 1000A VE.Can	>
PV Inverter on AC Out	>
Quattro 24/3000/70-2x50	>
PV Inverter on output	>
Notifications	>
Pages	Menu

Notificaciones de alarma

Notifications	23:36
MultiPlus Compact 24/2000/50-30 Warning Inverter overload	2014-10-22 22:54
MultiPlus Compact 24/2000/50-30 Warning Inverter overload	2014-10-22 19:26
MultiPlus Compact 24/2000/50-30 Warning Inverter overload	2014-10-22 19:25
Pages	Menu

Vista de mosaicos



Anexo 19. Ficha técnica del color control GX 3/3

BMV-712 Smart: Bluetooth Integrado



www.victronenergy.com



BMV-712 Smart



Embellecedor cuadrado BMV



Shunt BMV 500 A/50 mV
Con PCB de conexión rápida



Puede ver más opciones de pantalla en la hoja informativa de la app VictronConnect BMP

Bluetooth Integrado

Con su Bluetooth Integrado, el BMV Smart está preparado para la era del internet de los objetos (IoT). Gracias a que el Bluetooth está presente en la mayoría de los demás productos de Victron Energy, la comunicación inalámbrica entre productos simplifica la instalación de sistemas y mejora su rendimiento.

Descargue la app Victron Bluetooth

Utilice un smartphone u otro dispositivo con Bluetooth para

- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y
- actualizar el software conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

Fácil de Instalar:

Todas las conexiones eléctricas se hacen a la PCB de conexión rápida del shunt de corriente. El shunt se conecta al monitor mediante un cable telefónico estándar RJ12. Se incluye: Cable RJ12 (10 m) y cable de batería con fusible (2 m); no se necesita más.

También se incluye una placa embellecedora frontal para la pantalla, cuadrada o redonda; una anilla de fijación trasera y tornillos para el montaje frontal.

Control de la tensión del punto medio

Una celda o una batería en mal estado podría destruir una grande y cara bancada de baterías. Cuando las baterías están conectadas en serie, se puede generar una oportuna alarma midiendo la tensión del punto medio. Por favor, consulte el manual del BMV, sección 5.2, para más información. Le recomendamos nuestro Battery Balancer (BMS012201000) para maximizar la vida útil de las baterías de plomo-ácido conectadas en serie.

Bajo drenaje de corriente de la batería

Consumo de corriente: 0,7 Ah al mes (1 mA) @ 12V y 0,6 Ah al mes (0,8 mA) @ 24 V. En especial, las baterías Li-Ion se quedan prácticamente sin capacidad alguna cuando se descargan hasta el nivel de desconexión por baja tensión.

Tras la desconexión por baja tensión de las celdas, la reserva de capacidad de una batería Li-Ion es de aproximadamente 1 Ah por cada 100 Ah de capacidad. La batería quedará dañada si se extrae la reserva de capacidad que queda en la batería. Una corriente residual de 10 mA, por ejemplo, puede dañar una batería de 200 Ah si el sistema se deja en estado de descarga durante más de 8 días.

Relé de alarma bistable

Evita que el drenaje de corriente se incremente en caso de alarma.

Otras funciones

- Tensión, corriente, potencia, amperios-hora consumidos y estado de la carga de la batería
- Autonomía restante al ritmo de descarga actual.
- Alarma visual y sonora programable
- Relé programable, para desconectar cargas no críticas o para arrancar un generador en caso necesario.
- Shunt de conexión rápida de 500 amperios y kit de conexión
- Selección de la capacidad del shunt hasta 10.000 amperios
- Puerto de comunicación VE.Direct
- Almacena una amplia gama de datos históricos que pueden utilizarse para evaluar los patrones de uso y el estado de la batería
- Amplio rango de tensión de entrada: 6,5 - 70 V
- Alta resolución de medición de la corriente: 10 mA (0,01 A)
- Entrada adicional para medir la tensión (de una segunda batería), la temperatura o la tensión del punto medio y los ajustes correspondientes de alarma y relé

Anexo 20. Ficha técnica del monitor de baterías 1/2

Monitor de baterías	BMV-712 Smart
Tensión de alimentación	6,5 – 70 VCC
Drenaje de corriente; luz trasera apagada	< 1 mA
Rango de tensión de entrada, batería auxiliar	6,5 – 70 VCC
Capacidad de la batería (Ah)	1 – 9999 Ah
Temperatura de trabajo	-40 +50 °C (-40 – 120 °F)
Mide la tensión de una segunda batería, o la temperatura o el punto medio	Si
Rango de medición de la temperatura	-20 +50 °C
Puerto de comunicación VE.Direct	Si
Relé bistable	60V/1 A normalmente abierto (la función puede invertirse)
RESOLUCIÓN Y PRECISIÓN (con shunt de 500 A)	
Corriente	± 0,01 A
Tensión	± 0,01 V
Amperios/hora	± 0,1 Ah
Estado de la carga (0 – 100 %)	± 0,1 %
Autonomía restante	± 1 min
Temperatura (0 – 50 °C o 30 – 120 °F)	± 1 °C/ °F
Precisión de la medición de la corriente	± 0,4 %
Precisión de la medición de la tensión	± 0,3 %
INSTALACIÓN Y DIMENSIONES	
Instalación	Montaje empotrado
Frontal	63 mm de diámetro
Cubierta frontal	69 x 69 mm (2,7 x 2,7 in)
Pernos de conexión del shunt	M10 (0,3937 pulgadas)
Diámetro y profundidad del cuerpo	52 mm (2,0 in) y 31 mm (1,2 in)
Categoría de protección	IP55 (no diseñado para usarse en exteriores)
NORMATIVAS	
Seguridad	EN 60335-1
Emisiones/Normativas	EN 55014-1 / EN 55014-2
Automoción	ECE R10-4 / EN 50498
ACCESORIOS	
Shunt (incluido)	500A/50 mV
Cables (incluidos)	UTP de 10 metros, 6 seis hilos, con conectores RJ12, y cable con fusible lento de 1 A para conexión "+"
Sensor de temperatura	Opcional (ASS000100000)

Anexo 21. Ficha técnica del monitor de baterías 2/2