

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***IMPLEMENTACIÓN DE HIBRIDACIÓN MÚLTIPLE
PV+CSP+CCGT EN UNA CENTRAL TERMOSOLAR***

Estudiante	<i>Mogollón, Rodríguez, Andrea Lisset</i>
Director	<i>Mazón, Sainz-Maza, Ángel Javier</i>
Departamento	<i>Ingeniería eléctrica</i>
Curso académico	<i>2021-2022</i>

Bilbao, 21, septiembre, 2022



Agradecimientos

Primero que nada, quiero agradecer a la Fundación Carolina por brindarme la oportunidad de cumplir mi sueño. A mis padres y hermano, por ser mi apoyo en todo momento a pesar de la distancia. A mis amigos y compañeros de máster, por toda la ayuda desinteresada que me brindaron. A mi novio, por no dejarme sola en ningún momento. A mis profesores y especialmente a mi tutor, por todo su apoyo desde el primer día.



Resumen

La central termosolar de Agua Prieta II, ubicada en el estado de Sonora, México, es una de las más importantes de Latinoamérica. Es la primera planta que hibrida las tecnologías de concentración solar y ciclo combinado, la cual aporta una capacidad instalada de generación de 394 MW al Sistema Eléctrico Nacional del país. Para satisfacer las crecientes necesidades energéticas del futuro serán necesarias diversas energías renovables, ya que éstas dependen de los recursos naturales y presentan una gran variabilidad. Para asegurar el suministro será necesario hibridar distintas tecnologías. Mediante este estudio, se propone la implementación de un sistema solar fotovoltaico y almacenamiento de energía mediante sales fundidas a la planta. Se describen los elementos necesarios para llevar a cabo esta hibridación, que, de llevarse a cabo, sería la primera de su tipo en el mundo. Finalmente, se realiza un estudio económico para comprobar su viabilidad.

Palabras clave: Energía solar, hibridación, almacenamiento, ciclo combinado, sales fundidas.



Abstract

The Agua Prieta II solar thermal power plant, located in the state of Sonora, Mexico, is one of the most important in Latin America, it is the first plant that hybridizes solar concentration and combined cycle technologies, which provides an installed generation capacity of 394 MW to the country's National Electric System. To meet the growing energy needs of the future, various renewable energies will be necessary, since they depend on natural resources and present great variability. To ensure supply, it will be necessary to hybridize different technologies. Through this study, the implementation of a photovoltaic solar system and energy storage through molten salts to the plant is proposed. The elements necessary to carry out this hybridization are described, which, if carried out, would be the first of its kind in the world. Finally, an economic study is carried out to check its viability.

Key Words: Solar energy, hybridization, storage, combined cycle, molten salts.



Abstraktua

Agua Prieta II eguzki-zentral termikoa, Mexikon kokatuta, hain zuzen Sonora estatuan, Latinoamerikako garrantzitsuenetarikoa da. Eguzki-kontzentrazioa eta ziklo konbinatuko teknologiak konbinatzen dituen lehen planta da eta 394 MW instalatutako sorkuntza ahalmena du herrialdeko Sistema Elektriko Nazionalera. Etorkizuneko energia-premia gero eta handiagoak asetzeko, hainbat energia berriztagarri beharrezkoak izango dira, baliabide naturalen menpe baitaude eta aldakortasun handia baitute. Hornidura bermatzeko, beharrezkoa izango da teknologia desberdinak hibridatzea. Azterketa honen bidez, eguzki-sistema fotovoltaiko bat eta gatz urtuen bidezko energia biltegia planteatzen da. Hibridazio hori burutzeko beharrezkoak diren elementuak deskribatzen dira, eta burutuz gero, motako honetako munduko lehena izango litzateke. Azkenik, azterketa ekonomikoa egiten da haren bideragarritasuna egiaztatzeko.

Gako-hitzak: Eguzki-energia, hibridazioa, biltegitratzea, ziklo konbinatua, gatz urtuak.



Índice

1. MEMORIA	16
1.1 Introducción.....	16
1.2 Contexto.....	23
1.2.1 Sistema Eléctrico de México	23
1.2.2 Funcionamiento del ciclo combinado	26
1.3 Objetivos y alcance del trabajo.....	27
1.4 Beneficios que aporta el trabajo	28
1.5 Descripción de requerimientos y análisis del estado del arte.....	31
1.5.1 Descripción de la central termosolar Agua Prieta II	32
1.5.2 Almacenamiento de calor mediante sales fundidas.....	33
1.5.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos	36
1.5.4 Elementos principales de un sistema fotovoltaico	39
1.6 Descripción de la solución propuesta.....	41
2. METODOLOGÍA.....	45
2.1 Características de la central Agua Prieta II	40
2.2 Cálculos del sistema fotovoltaico	46
2.2.1 Datos meteorológicos del emplazamiento	46
2.2.2 Módulos fotovoltaicos	51
2.2.2.1 Cálculo de la potencia fotovoltaica	54
2.2.2.2 Cálculo del número máximo de módulos por string.....	56
2.2.2.3 Cálculo del número mínimo de módulos por string	58
2.2.2.4 Cálculo del número de strings en paralelo.....	59
2.2.2.5 Comprobaciones	60
2.2.3 Inversor	62
2.2.4 Posicionamiento de paneles en el seguidor solar.	66
2.2.5 Caja de conexiones.....	72
2.2.6 Transformador de media tensión (MT).....	74
2.3 Configuración de la planta.....	76
2.3.1 Diagrama de conexión para un subcampo	76
2.3.2 Distancia entre filas.....	77
2.3.3 Orientación e inclinación	78
2.4 Cálculo del cableado	78
2.4.1 Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento	80
2.4.2 Criterio de caída de tensión	81
2.4.3 Criterio de intensidad de cortocircuito.....	83



2.4.4 Cables fotovoltaicos	84
2.4.5 Cableado de baja tensión y conectores	85
2.4.6 Cableado de media tensión	88
2.4.7 Cableado de comunicaciones	89
2.4.8 Cableado de alta tensión	90
2.4.9 Cálculo del cableado de corriente continua	91
2.4.10 Cálculo del cableado de conexión de cada uno de los strings con las cajas de conexión	91
2.4.11 Cálculo del cableado de conexión de la caja de conexiones con un inversor.....	96
2.4.12 Cableado de corriente alterna	100
2.4.13 Protecciones eléctricas	105
2.5 Funcionamiento actual de la planta	107
2.5.1 Ciclo Brayton (Turbogás).....	107
2.5.2 Ciclo vapor -condensado (Rankine)	108
2.5.3 Turbina de vapor	109
2.5.4 Sistema Integrado Ciclo Combinado -Campo Solar	109
2.6 Plan de proyecto	111
2.7 Almacenamiento mediante sales fundidas	112
2.7.1 Funcionamiento	113
2.7.2 Diseño óptimo de los tanques de almacenamiento de sales fundidas	114
2.7.3 Corrosión de sales fundidas	115
2.7.4 Aislamiento de sales fundidas.....	118
2.7.5 Métodos de diseño estructural para tanques de almacenamiento de sales fundidas de acero.....	119
2.7.6 Requisitos del tanque	119
2.7.7 Diseños estructurales de tanques cilíndricos	121
2.7.8 Diseño de cimientos.....	125
2.7.9 Pretensado radial de la cimentación circular	126
2.7.10 Refuerzo circunferencial de la cimentación circular.....	127
2.7.11 Anillo de acero para la cimentación circular.....	128
2.7.12 Propiedades del suelo consideradas en el diseño de la cimentación	129
2.7.13 Expansión térmica del tanque cilíndrico.....	130
2.7.14 Análisis de transferencia de calor inicial.....	131
2.7.15 Contención y seguridad de la sal solar.....	134
2.8 Cálculo de la producción energética.....	136
2.8.1 Performance ratio de la instalación.....	136



2.8.1.1 Pérdidas por temperatura.....	136
2.8.2 Cálculo de la producción anual esperada	139
2.9 Descripción de tareas, fases, equipos y procedimiento	140
2.10 Diagrama de Gantt.....	141
3. ASPECTOS ECONÓMICOS	143
3.1 Descripción del presupuesto requerido	143
3.2 Análisis de rentabilidad.....	145
4. CONCLUSIONES	148
5. BIBLIOGRAFÍA	149
6. ANEXO I: Normativa aplicable	155
7. ANEXO II: Fichas técnicas, diseño de detalle.....	164
8. ANEXO III: Simulaciones PVSYST	198



Lista de tablas

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las células monocristalinas y policristalinas	18
Tabla 2: Características principales de los fluidos de transferencia de calor	34
Tabla 3: Ventajas e inconvenientes de los fluidos de transferencia de calor	35
Tabla 4: Radiación solar en Sonora	47
Tabla 5: Temperatura anual histórica promedio en Sonora	48
Tabla 6: Comparación de paneles solares monocristalinos monofásicos de célula partida .	52
Tabla 7: Características mecánicas del panel Tiger Pro 72HC 535-555 Watt, Jinko Solar	52
Tabla 8: Especificaciones del panel Tiger Pro 72HC 535-555 Watt, Jinko Solar	53
Tabla 9: Datos eléctricos del panel Tiger Pro 72HC 535-555 Watt, Jinko Solar	53
Tabla 10: Resumen de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico	61
Tabla 11: Resumen de las comprobaciones de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico	61
Tabla 12: Datos del inversor INGECON SUN 3825TL	65
Tabla 13: Resumen de la disposición adoptada de las cajas de conexiones	73
Tabla 14: Características principales de la MVPS-4600-S2	75
Tabla 15: Características principales del cable PRYSUN H1Z2Z2-K	86
Tabla 16: Características principales del cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS)	87
Tabla 17: Características principales del cable AL EPROTENAX H COMPACT	88
Tabla 18: Características principales del cable ICS IE ToughCat.7 Armoured	89
Tabla 19: Factores de corrección de temperatura	92
Tabla 20: Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable	93
Tabla 21: Tipos de métodos de instalación	94
Tabla 22: Intensidades admisibles en amperios al aire	94
Tabla 23: Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C	97
Tabla 24: Factor de corrección para circuitos de cables enterrados bajo tubo	98
Tabla 25: Intensidades admisible según método de instalación enterrado para cobre y aluminio	99
Tabla 26: Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados	102
Tabla 27: Intensidad máxima admisible para cable AL EPROTENAX H COMPACT	103
Tabla 28: Características eléctricas del cable AL EPROTENAX H COMPACT	104
Tabla 29: Propiedades de corrosión del acero inoxidable utilizando sales fundidas	116
Tabla 30: Niveles de impureza de Solar Two	117
Tabla 31: Especificación típica de sal solar por peso	117
Tabla 32: Valores empíricos para f de suelos granulados basados en el número de penetración estándar	129



Tabla 33: Relación entre f , y el número estándar de penetración para arenas de acuerdo con Peck	130
Tabla 34: Relación entre f , y el número estándar de penetración para arenas de acuerdo con Meyerhof.....	130
Tabla 35: Valores de conductividad térmica para aislamiento y material estructural utilizado en el diseño del tanque	132
Tabla 36: Cálculo del rendimiento de temperatura.....	138
Tabla 37: Cálculo del performace ratio mensual	138
Tabla 38: Estimación teórica de la producción anual esperada	139
Tabla 39: Duración de las actividades realizadas en la ejecución del estudio.....	141
Tabla 40: Inversión requerida para la construcción de la central Agua Prieta II	143
Tabla 41: Costo del sistema de almacenamiento mediante sales fundidas	144
Tabla 42: Amortización del proyecto	145
Tabla 42: Costo de realización del estudio	147



Lista de figuras

Figura 1: Curva de Hubbert	16
Figura 2: Tecnología cilindro-parabólica	20
Figura 3: Tecnología de torre	20
Figura 4: Tecnología de disco Stirling	21
Figura 5: Tecnología de concentradores lineales de Fresnel	22
Figura 6: Regiones de control.....	23
Figura 7: Sistema Eléctrico Nacional	24
Figura 8: Esquema de una central de ciclo combinado	27
Figura 9: Central termosolar Agua Prieta II.....	32
Figura 10: Diagrama sistema fotovoltaico aislado	36
Figura 11: Diagrama sistema fotovoltaico conectado a red	37
Figura 12: Disposición técnica de un sistema híbrido completo	38
Figura 13: Radiación solar en México	46
Figura 14: Panel solar Tiger Pro 72HC.....	54
Figura 15: Tipos de configuraciones de inversores	62
Figura 16: Inversor central	62
Figura 17: INGECON SUN 3Power (2600-3825 kVA)	64
Figura 18: Sombreado entre paneles con estructura sin backtracking vs backtracking.....	67
Figura 19: Trayectoria de seguimiento solar.....	68
Figura 20: Partes del seguidor ESAttrack-24	69
Figura 21: Caja de conexiones SMA STRING-MONITOR SSM-U-XX10/SSM-U-XX15.....	72
Figura 22: MV POWER STATION 4600-S2.....	74
Figura 23: Instalación tipo de un parque solar fotovoltaico	79
Figura 24: Tramos de cables fotovoltaicos.....	84
Figura 25: Cable PRYSUN H1Z2Z2-K	86
Figura 26: Conectores MC4 macho y hembra.....	87
Figura 27: Cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS)	87
Figura 28: Cable AL EPROTENAX H COMPACT	88
Figura 29: Cable ICS IE ToughCat.7 Armoured	89
Figura 30: Cable de alta tensión ACSR	90
Figura 31: Esquema de tres estaciones de media tensión en serie	100
Figura 32: Diagrama de flujo de la central Agua Prieta II.....	111
Figura 33: Nueva propuesta de la central Agua Prieta II	112
Figura 34: Diagrama de funcionamiento de almacenamiento mediante sales fundidas	114
Figura 35: Diseño óptimo del tanque de almacenamiento.....	115
Figura 36: Diseño del modelo de la carcasa cilíndrica de acero	122



Figura 37: Diseño de un tanque cilíndrico de acero del con una cubierta de techo alternativa 123

Figura 38: Cable de postensado y disposición del reforzamiento circunferencial para la losa de concreto circular incluyendo el anillo de acero interior 125

Figura 39: Diseño de refuerzo circunferencial por pie 128

Figura 40: Disposición de la conexión del cable y el anillo de acero 128

Figura 41: Protección de ambos lados con conectores con fusible integrado en el polo positivo y el polo negativo 106



Lista de gráficas

Gráfica 1. Porcentaje de generación eléctrica en México por tecnologías	26
Gráfica 2. Temperaturas mensuales promedio históricas en Sonora	50
Gráfica 3. Irradiancia histórica promedio mensual en Sonora	50
Gráfica 4. Comparación rendimiento energético de un sistema fotovoltaico con un seguidor a 1 eje vs. estructura fija	70
Gráfica 5. Comparación sombreado seguidor a 1 eje vs. estructura fija	70
Gráfica 6. Diagrama de Gantt.....	142
Gráfica 7. Tiempo de amortización del proyecto.....	146



Lista de acrónimos

- AC (Altern Current): Corriente Alterna
- ACSR (Steel-reinforced aluminium conductors): Conductores de aluminio reforzado con acero.
- AISC (American Institute of Steel Construction): Instituto Americano de Construcción de Acero)
- AT: Alta tensión
- BT: Baja tensión
- CCGT (Combined Cycle Gas Turbine): Ciclo combinado
- CENACE: Centro Nacional de Control de Energía
- CENER: Centro Nacional de Energías Renovables
- CFE: Comisión Federal de Electricidad
- CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector): Reflector Fresnel Lineal Compacto
- CSP (Concentrated Solar Power): Centrales Solar Termoeléctricas
- DC (Direct Current): Corriente Directa
- FEM (Finite Element Method): Método de Elementos Finitos
- GEF (Global Environmental Facility): Fondo para el Medio Ambiente Mundial
- HRSG (Heat Recovery Steam Generator): Generador de vapor con recuperación de calor
- HSS (High Speed Steel): Acero de alta velocidad
- HTF (Heat Transfer Fluid): Fluido caloportador
- HVRT (High Voltage Ride Through): Sobretensiones
- ISCC (Integrated Solar Combined Cycle): Ciclo Combinado Solar Integrado
- LVRT (Low Voltage Ride Through): Huecos de tensión
- MPPT (Maximum Power Point Tracker): Seguidor de Punto de Máxima Potencia
- MT: Media tensión
- NSTTF (National Solar Thermal Test Facility): Instalación Nacional de Pruebas Térmicas Solares
- O&M: Operación y Mantenimiento
- OSHA (Occupational Safety and Health Administration): Administración de Seguridad y Salud Ocupacional
- PCM (Phase Change Materials): Materiales de cambios de fase
- PMPP: Potencia en el punto de máxima potencia
- PPC (Power Plant Controller): Control de Planta
- PR (Performance Ratio): Factor de rendimiento
- RLAT: Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión
- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Supervisión, Control y Adquisición de



Datos.

- SEN: Sistema Eléctrico Nacional
- SFV: Sistema Fotovoltaico
- SIN: Sistema Interconectado Nacional
- SPT (Standard Penetration Test): Ensayo de Penetración Estándar
- TES (Thermal Energy Storage): Sistema de Almacenamiento de Energía Térmica
- THD (Total Harmonic Distortion): Distorsión Armónica Total
- WECC (Western Electricity Coordinating Council): Consejo Coordinador de Electricidad Occidental

1. MEMORIA

1.1 Introducción

Durante miles de años, hemos utilizado combustibles fósiles como el carbón, petróleo, propano o butano y gas natural, para satisfacer nuestras necesidades energéticas. Sin embargo, estos recursos son limitados y con ellos se contamina al medio ambiente.

Los combustibles fósiles liberan grandes cantidades de dióxido de carbono a la atmósfera cuando hacen combustión. Son la causa principal del calentamiento global y causan graves daños al medio ambiente. El calentamiento global es el mayor enemigo, especialmente el enemigo de la vida en la tierra en el futuro.

En la actualidad, se siguen utilizando combustibles fósiles como la principal fuente de energía. Aproximadamente el 86% de la de producción de energía mundial proviene de combustibles fósiles. [1]

Aunque es difícil determinar la fecha exacta, se estima que los combustibles fósiles desaparecerán dentro de 200 años aproximadamente. Muchos científicos creen que el descubrimiento y uso de nuevos yacimientos de hidrocarburos seguirá el patrón que se muestra en la figura 1, una teoría sobre la tasa de agotamiento a largo plazo del petróleo y otros combustibles fósiles, conocida como la teoría del pico de Hubbert.

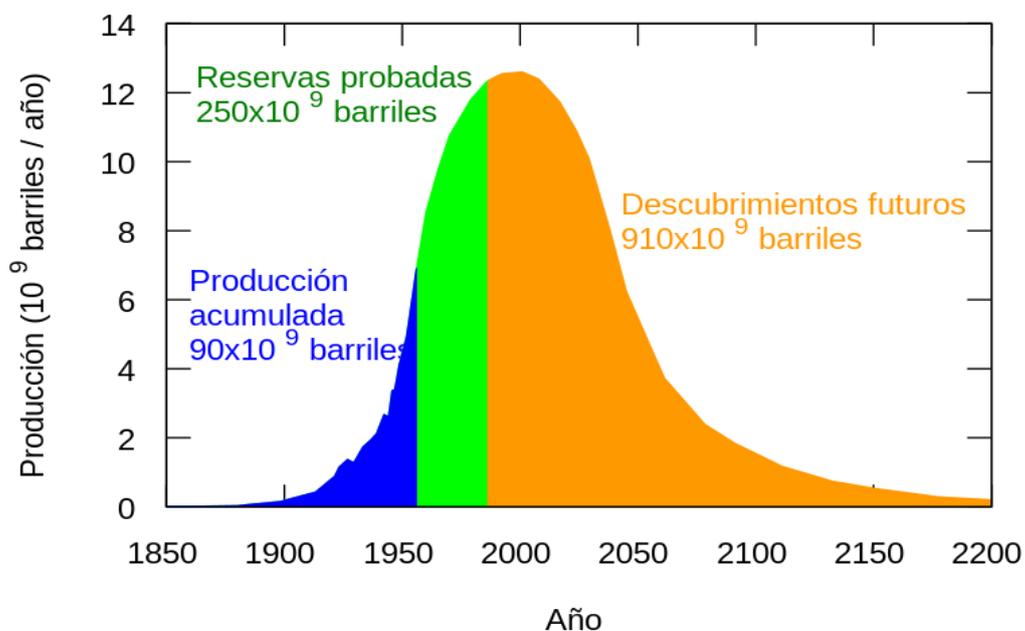


Figura 1: Curva de Hubbert. Fuente: [1]



La teoría de Hubbert muestra que la producción mundial de petróleo va a alcanzar su punto máximo con la tasa de crecimiento y después disminuirá rápidamente. Además, expresa que lo que limita la extracción del petróleo es la energía que se requiere, no lo que cuesta extraerlo. Es decir, si se necesita un barril o más de petróleo para producir otro, ya no resulta rentable.

La energía renovable es un recurso inagotable proveniente de la naturaleza, como el viento y el sol. Por lo tanto, respetan al medio ambiente. Al contrario de los combustibles fósiles, no contaminan el medio ambiente y son más limpios, además de que no emiten gases de efecto invernadero.

La energía solar es la proveniente del sol, es inagotable, no produce gases de efecto invernadero ni otras emisiones dañinas para el medio ambiente. Es una energía con un gran potencial, ya que cada hora el sol envía a la Tierra más energía de la necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de la población mundial durante un año.

La energía solar nos la proporciona el sol en forma de radiación electromagnética (luz, calor y rayos ultravioleta principalmente). A partir de esta energía se derivan muchas otras fuentes de energía como, por ejemplo: La energía eólica, los combustibles fósiles, la energía hidráulica y la energía procedente de la biomasa.

Existen tres formas de aprovechar la energía solar: Energía solar térmica, energía solar fotovoltaica y energía solar pasiva.

La energía solar térmica aprovecha la energía del sol para producir calor. Ésta a su vez se clasifica en:

-Energía térmica de baja temperatura: si la temperatura requerida es menor a 90°C. Un ejemplo de ésta serían sistemas de calefacción de agua para uso doméstico (piscinas, baños, etc.)

-Energía térmica de media temperatura: si la temperatura de aplicación está entre 90 y 400°C. Un ejemplo de ésta serían los hornos o secadores solares. Existen diferentes tipos de colectores solares.

-Energía térmica de alta temperatura: Es para aplicaciones con temperatura superior a 400 °C. Colectores solares parabólicos aprovechan la energía del sol para elevar un fluido a altas temperaturas y así obtener vapor que pondrá en acción una turbina que generará electricidad. Los rayos solares se concentran mediante espejos en un receptor que alcanza altas temperaturas de hasta 1000°C.



Por otro lado, la energía solar fotovoltaica funciona gracias al efecto fotoeléctrico, que es el proceso de transformación de la energía lumínica en energía eléctrica. Los fotones son partículas que viajan a través de la luz del sol. Estas partículas chocan con las celdas solares. De este choque se producen electrones. El flujo de electrones producido genera electricidad.

La energía solar fotovoltaica es aprovechada mediante paneles solares, que aprovechan tanto la radiación directa como la difusa, y en caso de ser bifaciales, también el albedo.

Existen 3 tipos de paneles solares: monocristalinos, policristalinos y amorfos, sin embargo, los más comúnmente utilizados son los policristalinos y seguidamente los monocristalinos.

Las células monocristalinas se caracterizan por tener un color homogéneo azul oscuro y de forma octogonal, en cambio, las células policristalinas, son reconocidas por tener una superficie y color irregular además de ser células totalmente cuadradas.

En la actualidad, el 90% de los módulos fotovoltaicos son fabricados a partir del silicio, aunque podrían fabricarse con otros materiales como el cobre, indio, galio y selenio, la tecnología no está lo suficientemente desarrollada y aún no es económicamente viable.

En la tabla 1 se muestran las principales diferencias entre estos.

Monocristalino	Policristalino
Mayor rendimiento (18-25%)	Menor rendimiento (16-20%)
Mayor vida útil	Menor vida útil
Funcionan mejor con baja radiación solar	Peor rendimiento en condiciones de baja radiación solar
Peor coeficiente térmico	Mejor coeficiente térmico
Mayor precio	Menor precio
Proceso de fabricación más lento y costoso	Proceso de fabricación más sencillo
Peor comportamiento en caso de sombras parciales	Más superficie para una misma potencia
Gran derroche de silicio en el proceso de fabricación	Se desperdicia menos silicio

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las células monocristalinas y policristalinas. Fuente: Elaboración propia

Sopesando las ventajas y desventajas de los diferentes tipos de tecnologías, se opta por utilizar monocristalino en este proyecto, ya que en la actualidad los precios se han reducido considerablemente y el monocristalino presenta un mayor rendimiento, lo que se traduce en una mayor producción y, por lo tanto, puede llegar a amortizarse la diferencia de precio.



Por último, la energía solar pasiva es utilizada en la arquitectura bioclimática, esto es, diseñar edificios y viviendas cuya estructura y orientación estén estudiadas para aprovechar la luz del sol de forma natural, sin necesidad de paneles. La arquitectura bioclimática es la encargada de aprovechar la luz natural en las edificaciones. Debe ser la primera opción a lo hora de pensar en ahorro energético. Aprovechar la luz solar tiene muchas ventajas, como, por ejemplo, la iluminación natural que trae consigo un ahorro de energía eléctrica. También la correcta orientación de una vivienda puede disminuir significativamente la temperatura en el interior, lo que disminuiría el uso de aires acondicionados, en el caso de querer enfriar una edificación. En el caso contrario, se puede orientar una edificación para aprovechar el calor del sol y disminuir el uso de la calefacción.

Las centrales termosolares, también conocidas como centrales CSP (Concentrated Solar Power), no son más que centrales térmicas de vapor que producen electricidad a partir de calor a alta temperatura. La diferencia decisiva con las centrales térmicas convencionales es que el combustible que mueve las turbinas no es el gas, el carbón o el petróleo, sino el sol.

El funcionamiento de la energía solar térmica se basa en captar la radiación solar, concentrarla y finalmente transformarla en calor a alta temperatura para posteriormente transferir ese calor a un fluido que, tras un intercambio térmico, produce vapor de agua, que se expande en turbinas conectadas a generadores de energía eléctrica.

Los principales tipos de tecnologías CSP son:

-Tecnología cilindro-parabólica:

Espejos parabólicos, dispuestos en largas filas en el campo solar de la central, reflejan la radiación solar incidente concentrándola en un punto hasta 80 veces sobre un tubo absorbedor, donde el fluido se calienta a altas temperaturas. Luego, en el intercambiador de calor ubicado en el centro de la instalación, el vapor producido impulsa turbinas convencionales y genera electricidad. La tecnología cilindro-parabólica, sólo aprovecha la radiación directa de los rayos del sol. Es por ello, que, para optimizar el rendimiento, es necesario realizar un seguimiento de los rayos solares. Este es el tipo de tecnología que utiliza la central que se analiza en este estudio.

En la actualidad, el fluido empleado en las centrales cilindro-parabólicas son los aceites y siliconas sintéticos debido a que sus características permiten trabajar a presiones no muy altas en estado líquido, lo que simplifica la instalación y las medidas de seguridad. Para menores temperaturas (300 °C aprox.) se utilizan aceites minerales como el Caloria HT. [2]

La otra posibilidad, que es la que se propone en este estudio, es la utilización de sales fundidas.

Su uso tendría la ventaja de que se podría almacenar directamente sin necesidad de intercambiadores de calor, pero tiene la desventaja de que hay que asegurarse que no se solidifique en ningún punto, ya que volver a liquidificar las sales requiere de mucho tiempo y energía. Es por lo que su uso comercial en tecnología cilindro-parabólica aún no está muy extendido.

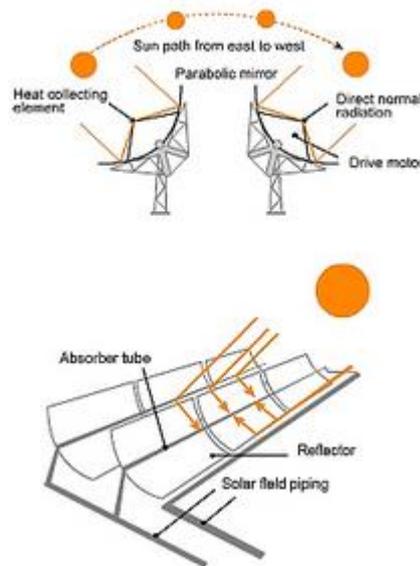


Figura 2: Tecnología cilindro-parabólica. Fuente: [3]

- Tecnología de torre:

Consiste en un campo solar compuesto por grandes espejos de seguimiento individuales (heliostatos) que concentran la radiación solar en un receptor central ubicado en la parte superior de la torre. El medio de transmisión de calor en este colector central absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los heliostatos y la convierte en calor para generar vapor que se expande en la turbina, el cual está conectado al generador de electricidad.

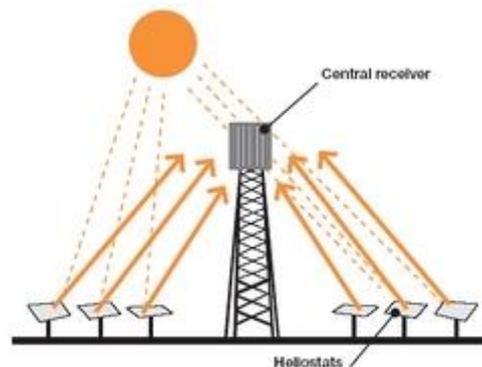


Figura 3: Tecnología de torre. Fuente: [3]

-Tecnología de disco Stirling:

Se utiliza un reflector con forma de antena parabólica para concentrar la radiación solar en un receptor ubicado en el punto focal del reflector. Este absorbe la energía reflejada por los concentradores, permitiendo que el fluido en el recipiente se caliente a temperaturas muy altas. Este se utiliza para generar electricidad en un motor pequeño, por ejemplo, un motor Stirling o una microturbina conectada al receptor.

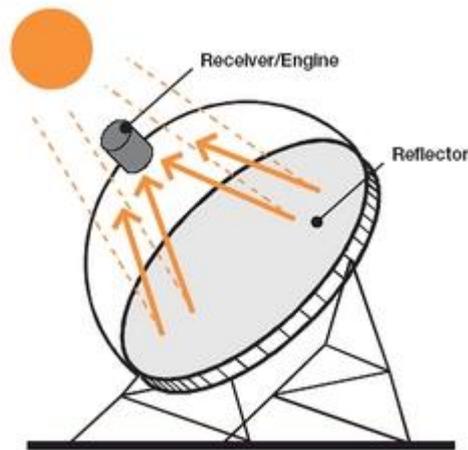


Figura 4: Tecnología de disco Stirling. Fuente: [3]

- Tecnología de concentradores lineales de Fresnel:

Se trata del uso de una serie de espejos lineales que pueden girar sobre su eje para dirigir los rayos reflejados a un receptor lineal situado encima de ellos, que puede ser único o doble. Los espejos generalmente son planos o ligeramente curvados. Por lo general, estos sistemas se proponen para la generación directa de vapor de baja temperatura con acoplamiento directo a turbinas de vapor, o para precalentar el agua de alimentación de calderas en centrales térmicas convencionales.

La temperatura con la que operan los primeros proyectos es generalmente de unos 300 °C, lo que permite el uso de reflectores eficientes y fiables, aunque algunos promotores de esta tecnología operan a temperaturas cercanas a los 500 °C [3] para que sea posible conectar estos sistemas a turbinas de alto rendimiento.

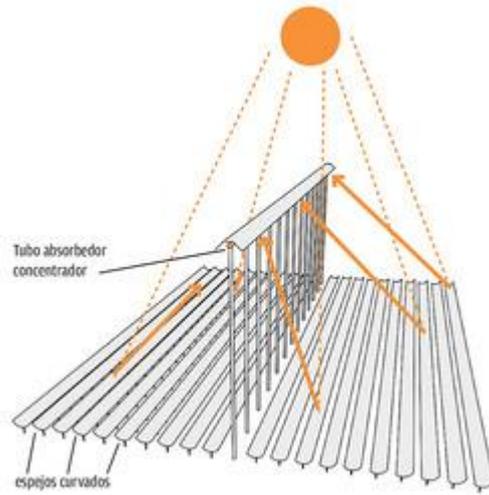


Figura 5: Tecnología de concentradores lineales de Fresnel. Fuente: [3]

1.2 Contexto

1.2.1 Sistema Eléctrico de México

La palabra México proviene del náhuatl Mēxihco, que significa el ombligo de la luna. El nombre oficial es Estados Unidos Mexicanos. Es un país situado en la parte meridional de América del Norte, y colinda al norte con Estados Unidos, al sureste con Belice y Guatemala, al oriente con el Golfo de México y el Mar Caribe, y al poniente con el Océano Pacífico. Es el décimo cuarto país más extenso del mundo, con una superficie cercana a los 2 millones de kilómetros cuadrados. Es el undécimo país más poblado del mundo, con una población de aproximadamente 118 millones de habitantes. [4]

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de México está organizado en nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico, como se muestra en la figura 6. La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de 9 Centros de Control Regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali y La Paz, así como un pequeño centro de control en Santa Rosalía en Baja California Sur, para el Sistema Mulegé. El Centro Nacional en la Ciudad de México coordina el Mercado Eléctrico Mayorista y la operación segura y confiable del SEN, con un Centro Nacional de respaldo en la Ciudad de Puebla. Las 7 regiones del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).



Figura 6: Regiones de control. Fuente: [4]

En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. El sistema de Baja California opera interconectado a la red eléctrica de la región oeste de EUA -Western Electricity Coordinating Council (WECC)- por medio de dos líneas de transmisión en 230 kV en corriente alterna. Los sistemas eléctricos Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados entre sí y del resto de la red eléctrica nacional. [5]

En la figura 7 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California se tienen 3 sistemas eléctricos separados eléctricamente del SIN.

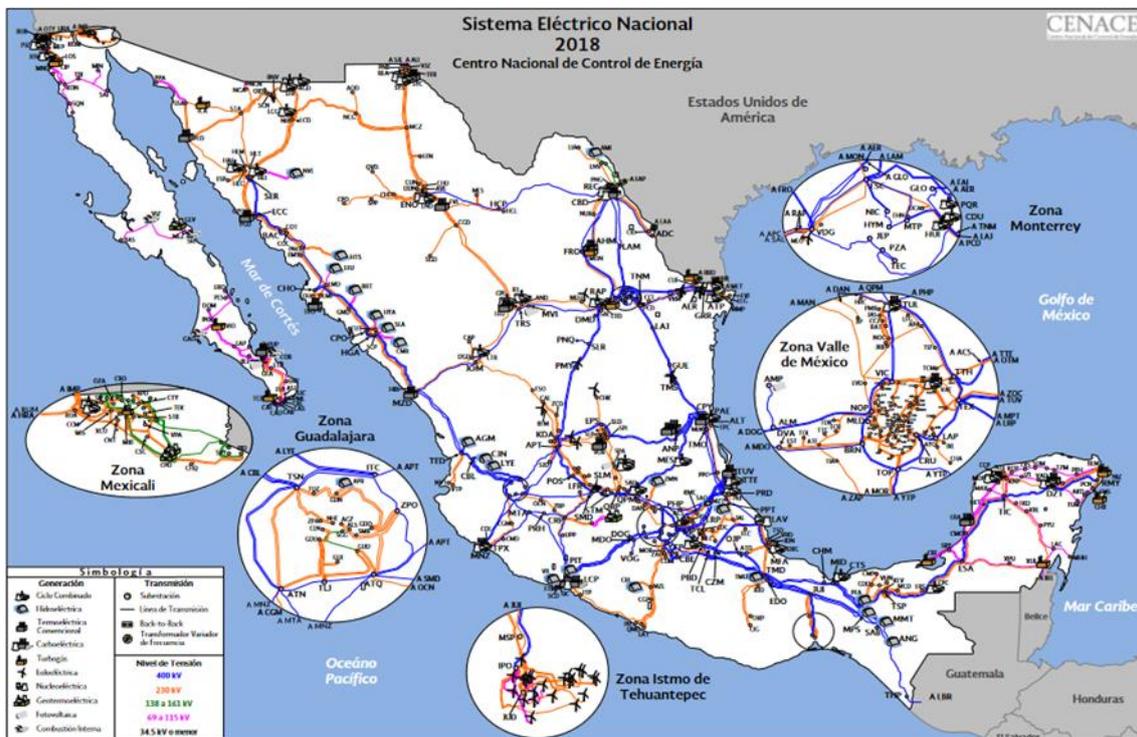


Figura 7: Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: [5]

Desde el año de 1960 [6], la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la empresa del Estado mexicano que se encarga de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

La CFE es una corporación pública sin fines de lucro que brinda servicios públicos de electricidad, un servicio esencial para el desarrollo de México. Es una Empresa Productiva del Estado, monopolizada por el Gobierno Federal, tiene personalidad jurídica y patrimonio



propios, y goza de autonomía técnica, operativa y de gestión, de conformidad con las disposiciones de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

La Comisión Federal de Electricidad tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario. (Art. 4to Ley de la Comisión Federal de Electricidad).

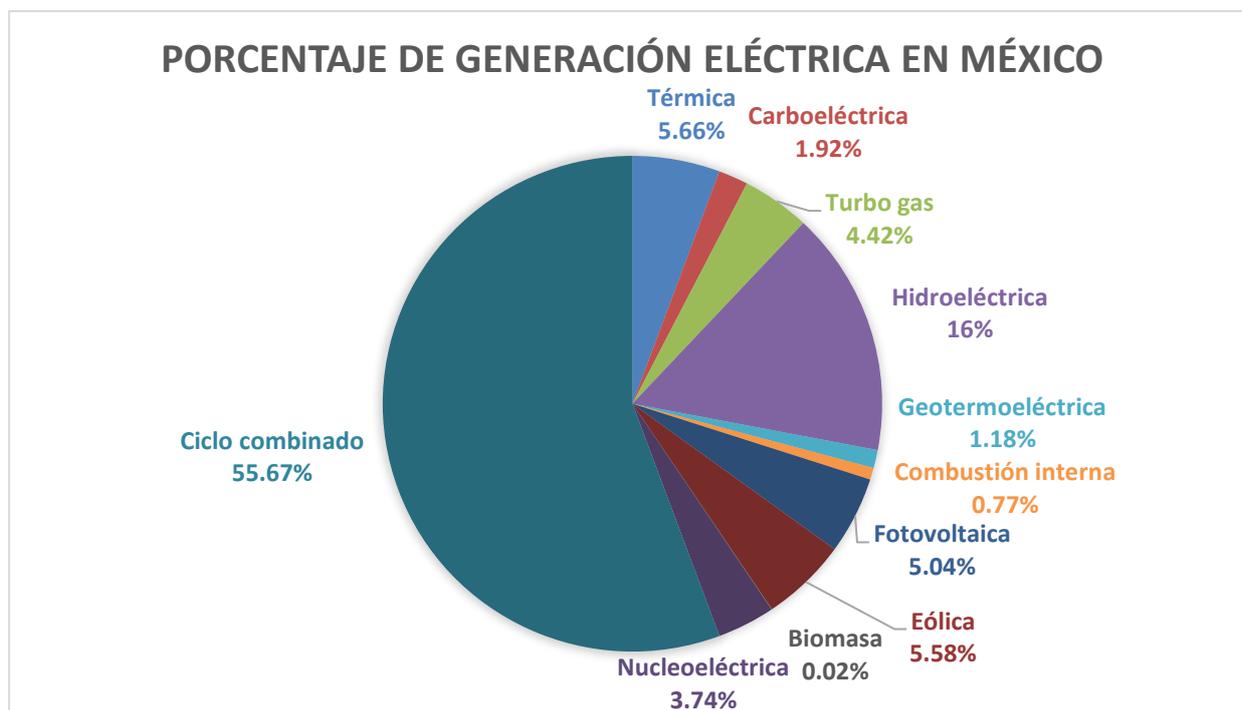
Su misión es suministrar insumos y bienes energéticos requeridos para el desarrollo productivo y social del país de forma eficiente, sustentable, económica e incluyente, mediante una política que priorice la seguridad y la soberanía energética nacional y fortalezca el servicio público de electricidad. [7]

Las inyecciones a la red de la generación propia de la CFE a través de tecnologías limpias han tenido un incremento sostenible a lo largo de los años, lo que ha permitido que a septiembre de 2021 la generación de energía eléctrica con base en energías limpias ascienda a 37.52% de un total de generación de 98,635 GWh.

A nivel nacional la generación limpia aportada por las centrales propias de la CFE representa el 55% de la generación limpia total en el Sistema Eléctrico. [8]

A continuación, se muestra una gráfica con la información detallada del porcentaje de generación por tecnología en el año 2021 de acuerdo con los datos proporcionados por el CENACE.

Se observa que la mayoría de la electricidad generada en México es mediante ciclo combinado y que solo un pequeño porcentaje es generado con energía solar fotovoltaica o energías renovables en general.



Gráfica 1. Porcentaje de generación eléctrica en México por tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

Podemos observar en la gráfica cómo el gas juega un papel fundamental en la generación de energía. El sector energético internacional se ha caracterizado en las últimas dos décadas por el rápido desarrollo del gas natural como fuente de energía.

1.2.2 Funcionamiento del ciclo combinado

Una planta de ciclo combinado funciona de la siguiente manera para producir electricidad y capturar el calor residual de la turbina de gas para aumentar la eficiencia y la producción eléctrica. En la figura 8 se ilustra el proceso.

1) La turbina de gas quema combustible: La turbina de gas comprime aire y lo mezcla con combustible que se calienta a una temperatura muy alta. La mezcla de aire caliente y combustible se mueve a través de las palas de la turbina de gas, haciéndolas girar. La turbina de giro rápido impulsa un generador que convierte una parte de la energía de giro en electricidad.

2) El sistema de recuperación de calor captura los gases de escape: Generador de vapor con recuperación de calor (HRSG) captura el calor de escape de la turbina de gas que, de otro

modo, escaparía a través de la chimenea de escape. El HRSG genera vapor a partir del calor de escape de la turbina de gas y lo entrega a la turbina de vapor.

3) La turbina de vapor proporciona electricidad adicional: La turbina de vapor envía su energía al eje de transmisión del generador, donde se convierte en electricidad adicional.

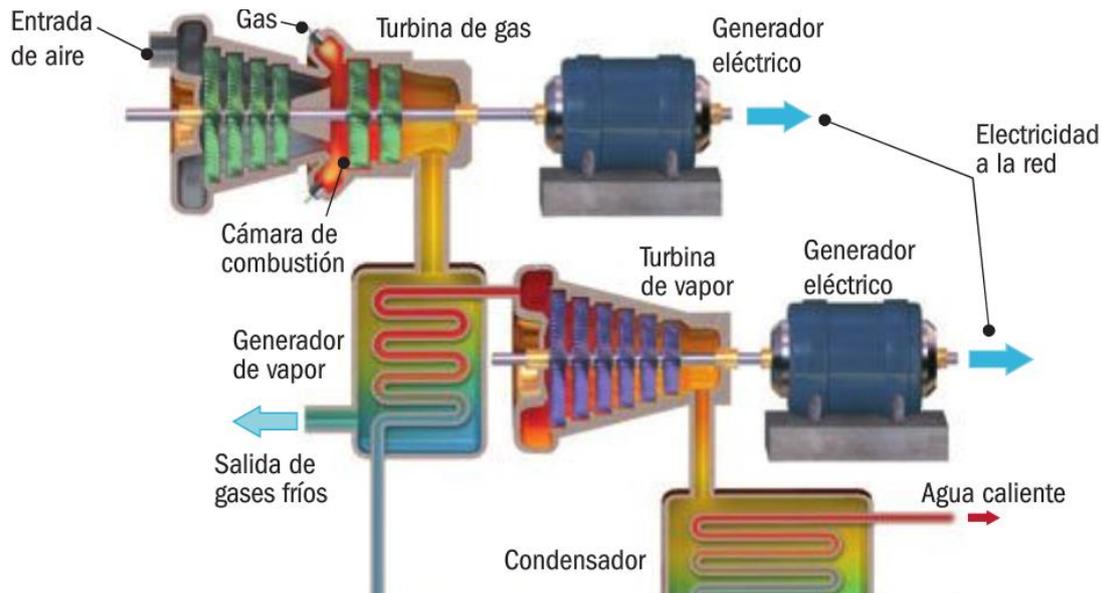


Figura 8: Esquema de una central de ciclo combinado. Fuente: [11]

Una central eléctrica de ciclo combinado utiliza una turbina de gas y una de vapor juntas para producir hasta un 50% más de electricidad con el mismo combustible que una central de ciclo simple tradicional [12]. El calor residual de la turbina de gas se dirige a la turbina de vapor cercana, que genera energía adicional.

1.3 Objetivos y alcance del trabajo

El objetivo de este trabajo es realizar el diseño de una hibridación múltiple PV+CSP+CCGT para la central termosolar Agua Prieta II, ubicada en Sonora, México. Con esto se pretende aumentar la eficiencia de la central, reducir los costes de generación, operación y mantenimiento, mejorar la gestionabilidad, y por último y no menos importante, mejorar la huella ecológica.



El objetivo de implementar almacenamiento mediante sales fundidas es acumular la energía generada mediante el sol durante periodos de baja demanda, para poder suministrarla cuando se necesite, es decir, en los periodos de mayor demanda.

La hibridación no es más que una solución energética que combina tecnologías de diferentes tipos en el proceso de generación de energía. Este concepto no es nada nuevo, de hecho, es muy común encontrar en el sector energético un híbrido de energía solar con diferentes tecnologías como biomasa, ciclo combinado o con el uso en conjunto con combustibles fósiles. Sin embargo, la hibridación de energía solar térmica con fotovoltaica, ciclo combinado y almacenamiento mediante sales fundidas es un concepto relativamente nuevo.

Se estudiará la viabilidad que puede tener esta hibridación, cuánta energía producirá la nueva configuración de la planta y si es rentable económicamente implementar esta novedosa tecnología.

1.4 Beneficios que aporta el trabajo

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha crecido significativamente hasta convertirse en una de las tecnologías importantes en la matriz energética de muchos países, México incluido. Por otro lado, en el caso de la energía solar térmica, se está trabajando para lograr el despegue requerido.

Como se mencionó anteriormente, la mayoría de la energía eléctrica de México proviene de ciclo combinado, el cual presenta un alto costo de mantenimiento, ya que presenta sistemas complejos y debe realizarse mantenimiento a cada una de sus partes con regularidad.

No hay que olvidar que las centrales de ciclo combinado impactan al ambiente con la emisión de gases contaminantes, aunque las emisiones por kilovatio-hora producidas sean inferiores a las de una central térmica convencional. Existen dos tipos de emisiones de gases de efecto invernadero: CO₂ y las emisiones de óxidos de nitrógeno. Una central eléctrica de 850 megavatios como la diseñada por Iberdrola en Moral de Sayago (Zamora) produciría 2.7 millones de toneladas anuales de dióxido de carbono [13], el principal gas causante del cambio climático. Estas emisiones son el resultado de la simple combustión de un gas, que inevitablemente contiene carbono. El utilizar gas a gran escala no permite la disminución de emisiones, a lo que se comprometió México al firmar el Protocolo de Kioto. La lucha contra el cambio climático requiere de una apuesta por fuentes de energía que no emitan gases de efecto invernadero.



Por otro lado, la electricidad producida por células solares es limpia y silenciosa. Debido a que no utilizan otro combustible que no sea la luz solar, los sistemas fotovoltaicos no liberan ningún tipo de contaminación nociva para el aire o agua en el medio ambiente, no agotan los recursos naturales ni ponen en peligro la salud animal o humana. Además, los sistemas fotovoltaicos son silenciosos y visualmente discretos.

La energía solar es un recurso renovable disponible localmente. No necesita ser importada de otras regiones del país o del mundo. Esto reduce los impactos ambientales asociados con el transporte y también reduce la dependencia de los combustibles fósiles. Y, a diferencia de los combustibles que se extraen y recolectan, cuando se utiliza energía solar para producir electricidad, no se agota ni altera el recurso.

Algunos productos químicos tóxicos, como el cadmio y el arsénico, se utilizan en el proceso de producción de energía fotovoltaica. Estos impactos ambientales son menores y se pueden controlar fácilmente mediante el reciclaje y la eliminación adecuada.

Otra ventaja que presenta la energía solar frente al ciclo combinado es que requiere muy poco mantenimiento, por lo que los costes son menores.

La principal finalidad de la hibridación de una planta de ciclo combinado con energía solar térmica y fotovoltaica es el aprovechamiento de las ventajas que presentan cada una de ellas por separado. Mientras que en la actualidad la energía solar fotovoltaica es la energía renovable que presenta los rendimientos más altos y los costos más bajos, su naturaleza intermitente puede crear oscilaciones en el voltaje y la frecuencia de la red, generando una curva de potencia de salida completamente inestable. Para solucionar este problema, se está apostando por diferentes métodos de almacenamiento de energía, como lo son las baterías de ion-litio, sodio-sulfuro, plomo-ácido, redox de zinc-bromo, etc. sin embargo, aún no son tecnologías competitivas debido a sus precios altos y a que no presentan suficiente rendimiento. Por otro lado, la ventaja principal de la energía termosolar reside en su gestionabilidad, gracias a sus sistemas de almacenamiento. Aunado a esto, al aprovechar la hibridación que ya existe actualmente con ciclo combinado, se asegura un suministro continuo.

La hibridación de tecnologías renovables, en la actualidad es una de las soluciones principales hacia una transición energética limpia, sostenible y estable. Si se consigue la independencia energética y además se alcanza este objetivo de forma limpia, se puede reducir en gran medida la dependencia a los combustibles fósiles y así amortiguar el problema de la volatilidad de los precios, y además se dejará de depender de otros países a la hora de la generación de



energía eléctrica. México cuenta con el potencial para hacerlo, solo necesita invertir lo suficiente en la tecnología para aprovechar el recurso energético del que dispone.

En el caso particular de México, este hidrocarburo ha cobrado importancia en el “mix energético”. Además de las ventajas medioambientales sobre otros combustibles fósiles, el gas natural tiene ventajas económicas basadas en reservas abundantes, precios históricamente bajos y alta eficiencia en muchas aplicaciones industriales.

El gas natural está adquiriendo progresivamente importancia a nivel mundial, debido a sus ventajas frente a otros combustibles fósiles. Entre ellos:

- Es abundante. Según algunos estudios [9], existen reservas para las necesidades de consumo de más de 50 años, y ahora los desarrollos tecnológicos permiten la explotación de nuevos tipos de yacimientos.
- Es limpio. El gas natural, en comparación con el carbón, produce la mitad del dióxido de carbono (CO_2) y una décima parte de sus contaminantes.
- Es muy versátil. Las centrales eléctricas de gas natural tienen ciclos de arranque/parada más cortos que las centrales eléctricas de carbón, por lo que es cada vez más importante complementar la generación de energía con tecnologías renovables. Esto es lo que se pretende hacer con este estudio, complementar el uso de gas natural con energía solar.

Las centrales térmicas de ciclo combinado convierten la energía térmica del gas natural en electricidad mediante el funcionamiento combinado de una turbina de gas y otra de vapor. Este proceso implica la puesta en marcha de dos ciclos consecutivos: el ciclo Brayton, que corresponde a una turbina de gas clásica, y el ciclo Rankine, que opera con turbinas de vapor. Sin embargo, el gas natural también presenta varias desventajas, que se enlistan a continuación:

- No es una fuente renovable y hace a los países dependientes energéticamente: Una de las principales desventajas del gas natural es que no es una fuente de energía renovable debido a sus reservas limitadas. Además, hace que los países que no posean gas natural dependan de otros para satisfacer sus necesidades energéticas.
- Toxicidad: Otra desventaja del gas natural es que es tóxico y altamente inflamable, pero gracias a regulaciones estrictas y pruebas frecuentes, es completamente seguro para su uso en hogares y negocios. Del mismo modo, es un producto inoloro, pero al que se le agrega un



producto llamado mercaptano para que pueda detectarse en caso de fuga.

- Contaminación e impacto geológico: El gas natural también tiene como desventaja que libera dióxido de carbono a la cuando hace combustión, a pesar de que es el combustible menos contaminante. Además, tiene un impacto geológico porque el proceso de extracción requiere excavaciones profundas y erosión del suelo.
- Precio: Por último, pero no menos importante, una de las grandes desventajas del gas natural es que su precio aumenta día con día, y ya que no es una energía renovable, es más caro a medida que las reservas disminuyen.

Las centrales térmicas de ciclo combinado son más flexibles que las centrales eléctricas convencionales. Esto significa que pueden operar a carga completa o parcial, con un mínimo de alrededor del 45% de la capacidad máxima [10]. Además, tienen menores emisiones, menor consumo de agua de refrigeración y ahorran energía en forma de combustible. Finalmente, se construyen más rápido que otras centrales eléctricas y requieren menos superficie por megavatio instalado, lo cual reduce el impacto visual. La central térmica de ciclo combinado está compuesta principalmente de tres elementos: turbina de gas, de vapor y caldera de recuperación.

1.5 Descripción de requerimientos y análisis del estado del arte

Para este proyecto, se decide que el sistema fotovoltaico tendrá una capacidad de 120 MW, ya que con esta generación es posible abastecer a 97412 hogares. Según datos del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) de México, el municipio de Sonora tiene una cantidad de 278,550 viviendas habitadas. Es decir, solamente con la implementación del sistema fotovoltaico, la planta tendría capacidad para abastecer al 35% de los hogares del municipio.

El pasado 6 de mayo de 2022 inició la construcción de la planta fotovoltaica más grande de Latinoamérica en Puerto Peñasco, Sonora, México.

El proyecto se desarrollará en cuatro fases:

1. En proceso: 120 MW
2. En proceso: 300 MW
3. Junio del 2024 a abril del 2026: 300 MW
4. Junio del 2026 a abril del 2028: 280 MW

Además, con esto se puede comprobar que el gobierno cuenta con la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto, la primera fase de la central en construcción podría haber sido implementada en la central ya existente y así llevar a cabo la hibridación.

1.5.1 Descripción de la central termosolar Agua Prieta II

El proyecto, llevado a cabo por Abengoa, contó con la financiación del Banco Mundial, que, mediante el Programa de Desarrollo de Naciones Unidas, Global Environmental Facility (GEF) que destinó 200 millones de dólares para promover la tecnología termosolar en cuatro países, uno de ellos México.

En México sólo existe una planta de energía termosolar en operación y ha sido desarrollada y construida por Abengoa.

Abengoa es una compañía internacional que aplica soluciones tecnológicas innovadoras para el desarrollo sostenible en los sectores de infraestructuras, energía y agua. En 2017 puso en servicio la central termosolar Agua Prieta II de 14 MW de potencia ubicada en Agua Prieta, Sonora, México. Esta planta cuenta con tecnología cilindro parabólica. El proyecto se integró a una planta de ciclo combinado denominado en su conjunto como Agua Prieta II. Es la primera planta híbrida solar-gas en México y Latinoamérica.

La planta de ciclo combinado de 464.4 MW de potencia fue puesta en marcha por SENER en 2013 e incluye dos turbinas de gas MITSUBISHI (501F), turbina de vapor MITSUBISHI y aerocondensador.



Figura 9: Central termosolar Agua Prieta II. Fuente: [14]



Los componentes necesarios principales para la puesta en marcha de la planta fotovoltaica en la hibridación son los siguientes:

-Sales fundidas para el almacenamiento de la energía generada por los colectores cilindro-parabólicos: esto con el fin de tener disponible durante la noche la energía que se genere en el día.

-Sistema fotovoltaico: para dar soporte y aumentar la producción de energía eléctrica.

1.5.2 Almacenamiento de calor mediante sales fundidas

La energía solar es una fuente de energía variable, cuya producción de energía depende del sol. Es posible que las instalaciones solares no produzcan energía en todo momento, lo que podría provocar una escasez de energía si una gran parte de la energía de una región proviene de la energía solar. Es por esta razón que es de vital importancia contar con un sistema de almacenamiento. Existen diferentes alternativas de almacenamiento para sistemas de alta temperatura, como lo son: sales fundidas, aceites sintéticos, vapor de agua, cemento, materiales cerámicos, materiales de cambios de fase (PCM), entre otros.

El almacenamiento de calor con sales fundidas es el factor diferenciador que hace más valiosa la energía termosolar a nivel mundial ya que permite guardar parte del calor generado en el día para utilizarlo por la noche cuando es más necesario. Por tanto, el almacenamiento térmico es la mayor ventaja que presenta la CSP frente a fuentes de energía renovable más económicas, como la eólica o la fotovoltaica.

La elección del sistema de almacenamiento idóneo depende de la demanda, del tipo de tecnología utilizada y de la localización de la planta. En el caso de las sales fundidas, la clave está en la capacidad que tienen sales como el nitrato de sodio o el de potasio para conservar el calor a altas temperaturas. Cuando se calientan por encima de los 240 °C, las sales se funden y se hacen líquidas, pudiéndose calentar hasta una temperatura máxima que dependerá de la tecnología implementada. Las temperaturas de almacenamiento son de la gama de 280 a 400 °C para plantas cilindro-parabólicas, o por encima de 550°C para plantas de torre. [15]

Las sales fundidas en colectores cilindro parabólicos son una tecnología con mucho potencial para producir calor y energía a partir de la radiación solar, evitando el uso de aceite térmico, aumentando significativamente la temperatura de operación. En la tabla 2 se observa una

pequeña comparación de las diferentes características principales de los fluidos de transferencia de calor utilizados en la energía solar térmica.

	Aceite sintético	Sales fundidas	Generación directa de vapor
Temperatura máxima de operación	400 °C	500-550 °C	480-500 °C
Presión del sistema	30-40 bar	10-20 bar	60-120 bar
Corrosión en el tubo absorbedor	no	-	no
Principal problema	estabilidad del fluido	congelación	alta presión, peso

Tabla 2: Características principales de los fluidos de transferencia de calor. Fuente: [2]

La viabilidad técnica de la utilización de sales fundidas fue demostrada en 2012 por la agencia italiana para nuevas tecnologías energía y desarrollo económico sostenible, ENEA en una pequeña planta experimental (350 kWt) instalada cerca de Roma (Casaccia) [2]. El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), en España, coordinó un proyecto internacional llamado “Validation of a dynamic model for Molten Salts Solar facilities”, que trató de validar un modelo de simulación de plantas cilindro-parabólicas que utilizaban sales fundidas como fluido de transferencia de calor.

Los participantes del proyecto eran investigadores europeos con amplia experiencia en aspectos relacionados con investigación, simulación y comercialización de proyectos de energía solar térmica.

CENER desarrolló una herramienta de simulación del comportamiento ante transitorios de colectores cilindro-parabólicos con varios tipos de fluido caloportador (HTF). El objetivo de esta herramienta consistía en estudiar el comportamiento de cada componente del campo solar en términos de temperatura, velocidad de flujo y pérdidas de presión, enfatizando el análisis del fenómeno de los transitorios. Se dio prioridad a una resolución detallada de los modelos físicos de transferencia de calor y los balances de calor en los colectores.

La campaña de ensayos de las instalaciones de ENEA-SOLTERM permitió:

- La recogida de datos para la validación del modelo midiendo caídas de presión y variaciones de temperatura a lo largo del lazo PCS con un amplio rango de condiciones ambientales (radiación directa, temperatura ambiente y condiciones de viento) y propiedades de entrada de las sales fundidas (temperatura, presión y flujo másico).

- Observar el comportamiento de la instalación durante la operación diaria incluyendo los procesos dinámicos tales como los procesos de arranque, parada, paso de nubes o fallos del sistema.

La duración del proyecto fue de cuatro meses (junio-septiembre de 2012) durante los cuales se efectuaron dos campañas de ensayos en la infraestructura SOLTERM de ENEA. [16]

El fluido de transferencia más utilizado con la tecnología cilindro-parabólica es el aceite térmico, sin embargo, cada fluido presenta sus ventajas y desventajas, que se ilustran en la tabla 3.

	Ventajas sobre el aceite	Desventajas sobre el aceite
Sales fundidas	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura de vapor más alta - Sin riesgo de contaminación o incendio - Mejor almacenamiento térmico 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta temperatura de cristalización (>125°C) - Diseño del campo solar más complejo - Mayores consumos
Generación directa de vapor	<ul style="list-style-type: none"> - Diseño simple de la planta - Temperatura de vapor más alta - Sin riesgo de contaminación o incendio 	<ul style="list-style-type: none"> - Falta de un almacenamiento térmico adecuado - Sistema de control del campo solar más complejo - Mayor presión en el campo solar
Gas	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura de vapor más alta - Se mejora el sistema de almacenamiento térmico - Sin riesgo de contaminación o incendio 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja refrigeración de los tubos receptores - Sistema de control del campo solar más complejo - Mayor presión en el campo solar

Tabla 3: Ventajas e inconvenientes de los fluidos de transferencia de calor. Fuente: [2]

Para este estudio se ha decidido implementar las sales fundidas como fluido caloportador ya que, aunque su uso en tecnología cilindro-parabólica no está tan extendido, se ha comprobado que es viable, tanto así que ya existe una planta termosolar en China a escala comercial que utiliza sales fundidas. La planta Gansu Akesai es la primera en el mundo en implementar esta tecnología. IDOM colaboró en el desarrollo de la ingeniería básica y la ingeniería de detalle para el sistema de almacenamiento de energía térmica de la planta de 50 MW de potencia.

1.5.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas solares fotovoltaicos son la solución más prometedora a la crisis energética a la que nos enfrentamos a nivel mundial. Existen 3 tipos diferentes de sistemas fotovoltaicos, los cuales se describen brevemente a continuación:

1) Sistema aislado/autónomo

Un sistema fotovoltaico autónomo o sin conexión a la red puede ser un sistema de alimentación de AC (corriente alterna) o DC (corriente directa). En ambos sistemas, la instalación fotovoltaica es independiente de la red eléctrica. Si se conectan cargas de DC al sistema solar fotovoltaico, los paneles solares pueden suministrar la tensión de DC o se puede utilizar un convertidor DC-DC para convertir la energía fotovoltaica en niveles de DC más altos. El convertidor DC-DC eleva la tensión a un valor adecuado para las cargas de DC. La incorporación del convertidor DC-DC puede reducir el número de paneles solares en el sistema fotovoltaico.

Cuando las cargas conectadas son dispositivos alimentados por AC, el sistema fotovoltaico sin conexión a la red utiliza inversores para la conversión del voltaje a AC. También se pueden incorporar convertidores DC-DC para reducir el número de paneles solares. Un convertidor DC-DC también puede ser útil en sistemas fotovoltaicos autónomos cuando se almacena la energía en baterías.

En la figura 10 se observa el diagrama de conexión y los diferentes elementos que lo componen.

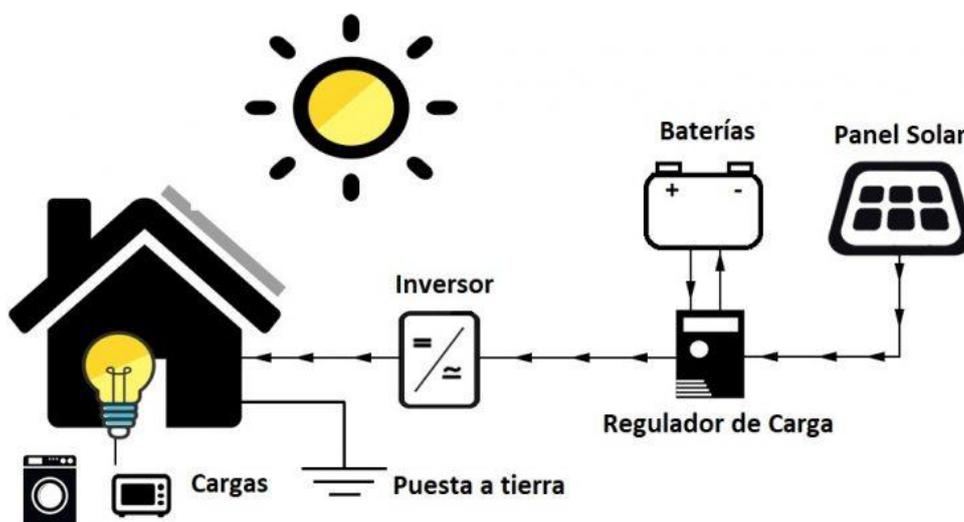


Figura 10: Diagrama sistema fotovoltaico aislado. Fuente: [17]

2) Sistema conectado a red

Un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, también llamado sistema interconectado, convierte la energía solar en corriente alterna. La irradiación solar que incide sobre los paneles solares genera energía fotovoltaica, que es de corriente continua. Mediante un convertidor DC-DC, el voltaje total continuo de los paneles solares se eleva a un nivel más alto.

Un convertidor DC-DC no es una parte esencial de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, pero puede controlar las variaciones del sistema fotovoltaico y regular la tensión DC. El inversor de un sistema fotovoltaico convierte la tensión de DC, ya sea el voltaje DC de los paneles solares o el voltaje de salida del convertidor DC-DC en voltaje AC. Cuando esta tensión de AC se integra a la red, el inversor convierte la energía fotovoltaica en corriente alterna con una frecuencia que coincide con la de la red pública, en el caso de México, son 60 Hz. Los requisitos de tensión y calidad de la energía de la red se satisfacen con la salida de AC del inversor.

Normalmente, se instala un sistema de medición junto con el sistema solar fotovoltaico. En las residencias, cuando la potencia del sistema fotovoltaico es capaz de suministrar toda la carga, no se consume la energía de la red pública. Cuando la energía fotovoltaica es escasa, la energía restante se consume de la red. Si la energía fotovoltaica generada es excesiva, se suministra a la red. El sistema solar fotovoltaico sólo suministra energía cuando la red está energizada.

En la figura 11 se ilustra la configuración y elementos que componen a un sistema fotovoltaico conectado a la red.

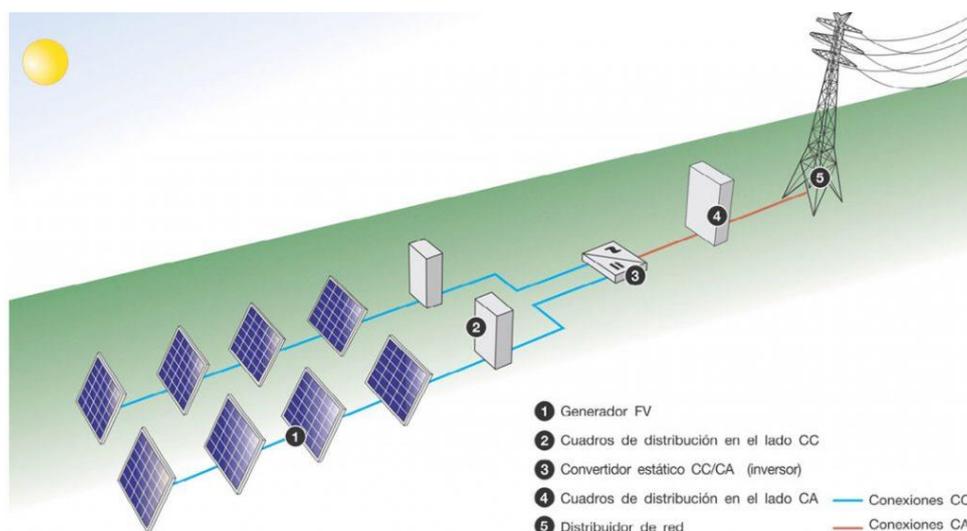


Figura 11: Diagrama sistema fotovoltaico conectado a red. Fuente: [18].

3) Sistemas híbridos

Por último, los sistemas híbridos son sistemas solares fotovoltaicos que se integran con otras fuentes de energía, como generadores diésel o fuentes renovables como el viento, para implementar un sistema fotovoltaico híbrido. Dependiendo del tipo de fuentes incorporadas con los paneles solares fotovoltaicos, en estos sistemas se utilizan diferentes convertidores para convertir la energía en corriente continua o alterna.

En todos los sistemas fotovoltaicos, incluidos los híbridos, se utiliza un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) para aprovechar al máximo la energía de los arreglos fotovoltaicos. No es un componente imprescindible en los sistemas solares fotovoltaicos, sin embargo, el MPPT puede ayudar a aumentar la eficiencia de todo el sistema.

En la figura 12 se muestra un ejemplo de un sistema híbrido.

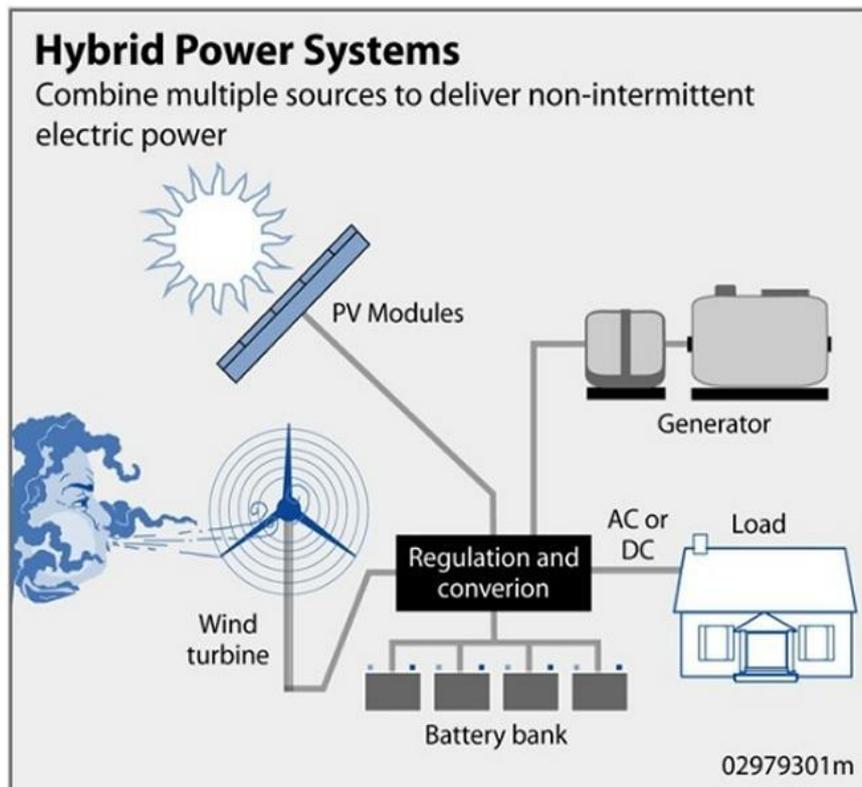


Figura 12: Disposición técnica de un sistema híbrido completo. Fuente: [19]



Este es el tipo de configuración que se plantea en este proyecto, en este caso, se utilizará la hibridación de ciclo combinado, energía solar térmica y fotovoltaica.

1.5.4 Elementos principales de un sistema fotovoltaico

Los elementos principales de un sistema fotovoltaico son los siguientes:

- Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos, comúnmente conocidos como paneles solares, son dispositivos que captan la energía solar para transformarla en energía sostenible. Un material semiconductor, normalmente silicio, es la base de cada célula solar. Es sensible a la luz y genera electricidad cuando le llegan los rayos del sol gracias a un fenómeno físico llamado efecto fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos están formados por muchas células fotovoltaicas individuales interconectadas. Para que los módulos estén correctamente inclinados y orientados hacia el sol, se colocan en estructuras de soporte. Cada módulo tiene dos terminales de salida que colectan la energía generada y la transfieren a los sistemas de gestión de la planta.

La eficiencia de un módulo fotovoltaico se cuantifica como la relación entre la potencia eléctrica producida por los terminales y la potencia de los rayos solares que inciden en la superficie del módulo. El valor estándar utilizado para indicar la radiación solar es de 1000 W/m². Si cada metro cuadrado recibe 1000 W de luz solar, el porcentaje de energía realmente convertido en electricidad utilizable es lo que constituye la eficiencia. La vida media de un módulo fotovoltaico es de unos 30 años, aunque la garantía de los fabricantes ronda los 12 años.

- Inversor

El inversor es la parte más importante de cualquier sistema conectado a la red. El inversor extrae la mayor cantidad posible de electricidad de DC de la planta fotovoltaica y la convierte en electricidad de corriente alterna con el voltaje y la frecuencia adecuados para inyectarla en la red o alimentar a las cargas domésticas.

Es importante elegir el inversor de mejor calidad posible para el presupuesto permitido, ya que las principales consideraciones a la hora de elegir un inversor conectado a la red son la potencia: la potencia máxima de alta y baja tensión que puede manejar el inversor y la eficiencia: la eficiencia con la que el inversor convierte la energía solar en corriente alterna.



- Estructura de soporte

Estas estructuras ayudan a que los paneles descansen cómodamente, evitan que se dañen y, sobre todo, los colocan en un ángulo de inclinación preciso para aprovechar al máximo la energía del sol.

Las estructuras de soporte se pueden hacer para tejados, montajes en el suelo, cocheras y soluciones de seguimiento solar que ahora han visto muchos avances en términos de peso, material, adaptabilidad y facilidad de instalación.

Se han producido muchas innovaciones tecnológicas que han permitido reducir los costes, acelerar y mejorar la instalación, aumentar la durabilidad y mejorar el rendimiento.

En general, las estructuras se dividen en 2 tipos: fijas y móviles. A su vez, existen 4 tipos de estructuras móviles: de dos ejes, de un eje polar, de un eje azimutal y de un eje horizontal. Los más utilizados en grandes plantas son los de un eje horizontal y dos ejes.

En este proyecto se propone utilizar estructuras con seguimiento a un eje horizontal, ya que éstos se adaptan a la mayoría de los terrenos, aumentan la producción y no son tan caros como los de seguimiento a dos ejes.

- Medidor

El medidor de electricidad, también llamado medidor de kilovatios-hora (kWh), se utiliza para cuantificar la energía inyectada a la red.

En el caso de sistemas que también consumen energía de la red, se pueden utilizar dos medidores de kWh, uno para indicar la energía eléctrica que se consume y el otro para registrar la electricidad solar que se envía a la red. También se puede utilizar un único medidor bidireccional para indicar la cantidad neta de electricidad consumida de la red.

- Panel de breakers y fusibles de AC

El panel de breakers o la caja de fusibles es el tipo normal de caja de fusibles que se proporciona con un suministro eléctrico doméstico y la instalación, con la excepción de los breakers adicionales para las conexiones del inversor.



- Protecciones y cableado

Un conjunto fotovoltaico siempre producirá una salida de tensión bajo la luz del sol, por lo que debe ser posible desconectarlo del inversor para su mantenimiento o prueba. Los interruptores de aislamiento con capacidad para la tensión y la corriente DC máximas del arreglo y los interruptores de seguridad del inversor deben estar separados y ser fácilmente accesibles para desconectar el sistema.

Otros elementos de seguridad imprescindibles son la puesta a tierra y los fusibles. Los cables eléctricos utilizados para conectar los distintos componentes también deben ser del tamaño y la capacidad correctos, se debe realizar un cálculo de sección correcto.

- Red eléctrica

Por último, pero no menos importante, la propia red eléctrica a la que hay que conectarse, ya que sin la red eléctrica no es un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Cada instalación fotovoltaica debe evaluarse económicamente y compararse con las alternativas existentes. En la actualidad, el costo de construcción de los sistemas fotovoltaicos es relativamente alto, pero con la reducción de los costos de construcción del sistema fotovoltaico y el aumento de los precios de la energía tradicional, los sistemas fotovoltaicos tendrán una fuerte competitividad económica.

1.6 Descripción de la solución propuesta

La central termosolar Agua Prieta II cuenta con una central de ciclo combinado y energía termosolar. Para este proyecto se propone implementar un sistema de almacenamiento mediante sales fundidas para tener disponible la energía en todo momento.

Del mismo modo se propone la implementación de un sistema fotovoltaico de 120 MW. Los cálculos realizados en este estudio se hacen para un solo subcampo fotovoltaico de 3780 kWp. A continuación, se muestra un resumen de la configuración adoptada.

- 6811 paneles fotovoltaicos Tiger Pro 72HC
- Inversor INGECON SUN 3Power de 3287 kW
- 25 paneles fotovoltaicos en serie por string
- 273 strings en paralelo



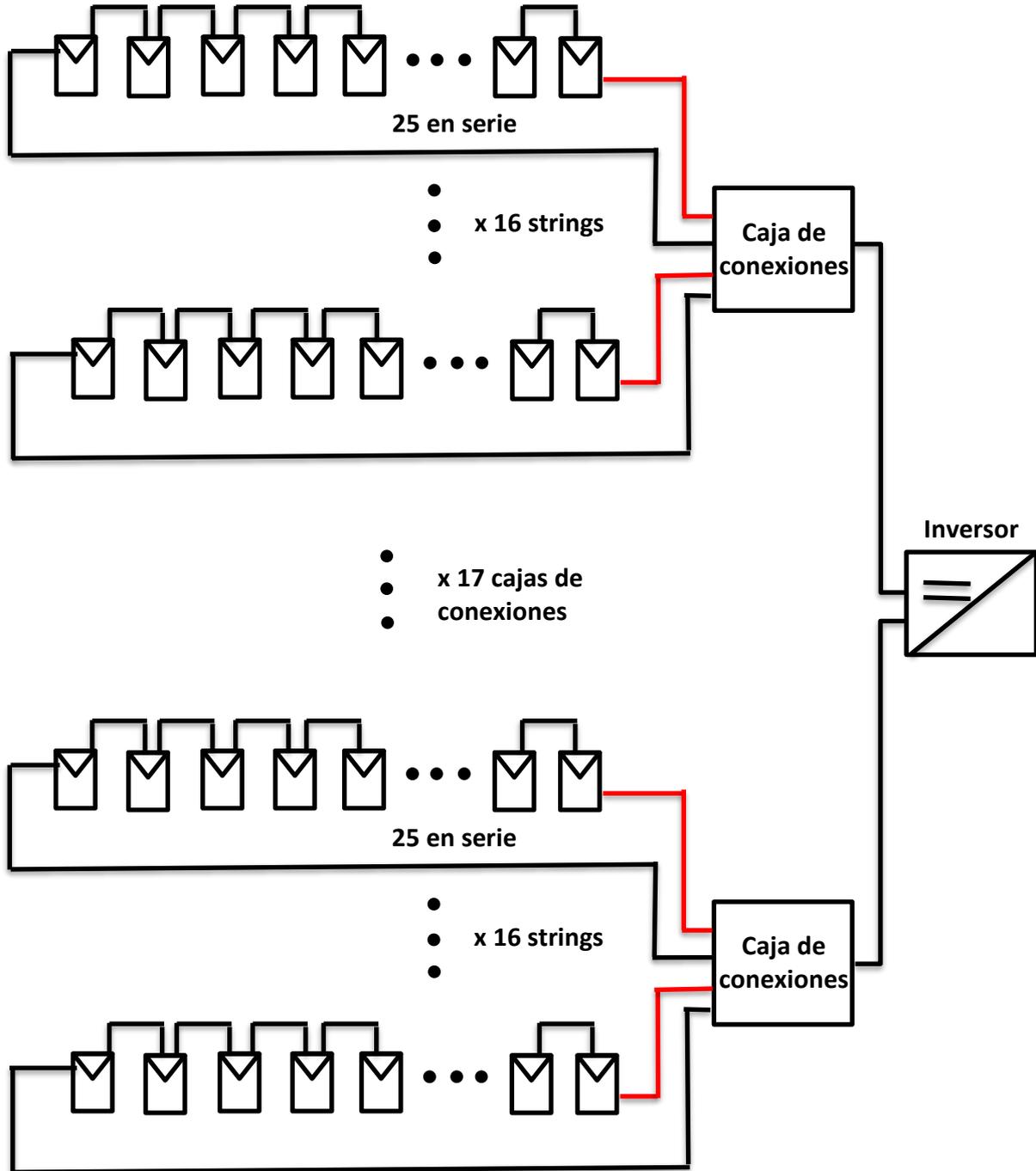
- 16 seguidores ESAtack-24 con seguimiento a un eje horizontal y sistema de backtracking.
- 16 strings por caja de conexiones del modelo SMA STRING-MONITOR SSM-U-XX10/SSM-U-XX15.
- Transformador de media tensión de la marca SMA, modelo MV POWER STATION 4600-S2

Los cables elegidos para la instalación son de la marca Prysmian. Para el cableado de corriente continua, específicamente el cableado de conexión de cada uno de los strings con las cajas de conexión, se calculó una sección de 10 mm^2 . Para el cableado de conexión de la caja de conexiones con un inversor la sección elegida es de 300 mm^2 .

En cuanto al cableado de corriente alterna, según los cálculos efectuados, es necesaria una sección de 400 mm^2 .

Para este proyecto son necesarios 37 subcampos. Todos los cálculos de la disposición adoptada serán justificados en la metodología.

El siguiente diagrama muestra la conexión de un subcampo.





En este proyecto también se propone la implementación en el sistema solar térmico de 2 tanques de almacenamiento mediante sales fundidas. Es necesario un tanque para almacenar las sales frías y otro para las calientes y se establecen 8 horas de almacenamiento.

Se fija como temperatura caliente del fluido caloportador 565°C y como temperatura fría 347.4°C . Esto debido a los márgenes de seguridad en la operación de las sales, para evitar la solidificación y degradación de estas.

En la metodología se presenta el diseño de construcción detallado de los tanques. El diseño resultante es un tanque de almacenamiento cilíndrico con un tanque de almacenamiento cilíndrico con una carcasa de acero al carbono SA-516 grado 70, utilizado tanto para la carcasa cilíndrica como para la tapa. Afuera de la carcasa de acero al carbono hay una capa de aislamiento cerámico. En el interior de la carcasa cilíndrica de acero al carbono, hay una capa de aislamiento de ladrillo refractario. Directamente por encima del aislamiento de ladrillos refractarios hay una placa de aislamiento cerámico soportado por la cubierta del tanque, que evita que el calor llegue a la cubierta.

Por último, hay una capa flexible de acero inoxidable AISI 321H dentro del aislamiento de ladrillos refractarios y el aislamiento cerámico superior, que se utiliza para proporcionar resistencia a la corrosión. Se fija la altura del tanque máxima en 16.594 metros.

Finalmente, se realiza un estudio económico para determinar la viabilidad del proyecto.



2. METODOLOGÍA

2.1 Características de la central Agua Prieta II

Elecnor desarrolló el diseño, ingeniería, suministro de equipos, construcción, instalación y puesta en marcha de la central de ciclo combinado Agua Prieta II. Situada en “Las Américas”, ubicada a la altura del km. 5 de la carretera federal no. 2 Agua Prieta-Cananea, a 6.2 km al suroeste de la ciudad fronteriza de Agua Prieta y a 7.7 al noroeste de la central Naco-Nogales, en Sonora, México. Sus coordenadas exactas son: 31.2656, -109.5911. El emplazamiento tiene una altitud de 1213 msnm.

La central genera energía mediante la utilización de dos turbinas de gas y sus generadores acoplados. Además, la planta incorpora un campo solar con una capacidad neta de 14 MW, estando el 100% de la generación de vapor del campo solar integrado al ciclo combinado. Esta interconexión del campo solar al ciclo combinado está incluida en el proyecto, formando así el primer sistema híbrido ciclo combinado-solar en México.

Otra característica principal de esta planta es que utiliza un aerocondensador que permite la utilización de un circuito de refrigeración cerrado, lo cual disminuye considerablemente el consumo de agua de la planta, un aspecto muy importante puesto que está situada en pleno desierto de Sonora.

Abengoa desarrolló el campo solar de la central Agua Prieta II, ubicado en la localidad de Agua Prieta, en el Estado de Sonora (México). Realizó la ingeniería, el diseño y la puesta en servicio de la innovadora tecnología híbrida solar-gas en la central termosolar de Agua Prieta II, compuesta por un campo solar de colectores cilindro parabólicos de 14 MW. La segunda fase del proyecto se completa con un ciclo combinado que es capaz de producir hasta 464.4 MW. La central termosolar de Agua Prieta II es la primera central híbrida solar-gas de México, y la tercera que Abengoa lleva a cabo en todo el mundo [20]. Dicha tecnología se denomina ISCC (Integrated Solar Combined Cycle). En el Anexo II se puede ver la hoja de proyecto para más detalles.

Sugimat desarrolló la caldera de HTF para la central termosolar. La caldera, que utiliza fluidos de transferencia de calor DowTherm A y es capaz de trabajar hasta 390 °C, se encuentra integrada en el bloque de producción del campo solar. Se trata de una caldera HTF de 6 MW que aumenta 10 puntos el rendimiento del ciclo combinado y utiliza un quemador de gas natural de bajas emisiones de NOx.

Gracias al uso de gas natural como combustible, esta central con tecnología de ciclo combinado de última generación evita el consumo de un millón 306 mil barriles de combustible, lo que significa 1.4 millones de barriles de diésel al año. De este modo, se dejan de emitir a la atmosfera más de 208 mil toneladas de dióxido de carbono al año, reduciendo el impacto medioambiental.

La vida útil del proyecto es de 25 años, y como ha estado en operación desde 2017, su vida útil terminará en 2042.

2.2 Cálculos del sistema fotovoltaico

2.2.1 Datos meteorológicos del emplazamiento

La localización de la planta, en el estado de Sonora ha sido una decisión estratégica. Se integra en lo que se conoce como “sun belt” (cinturón solar) y abarca la zona con mejor radiación solar del país, por lo que es ideal para la operación de centrales termosolares [21].

En la figura 13 se observa cómo el estado de Sonora es uno de los que presenta la mayor radiación global media diaria en el país, ésta es comparable con el desierto de Atacama en Chile o al Sáhara africano. Su potencial energético es tan grande que, si se aprovecha correctamente, podría abastecer de electricidad a todo México mediante energía solar.

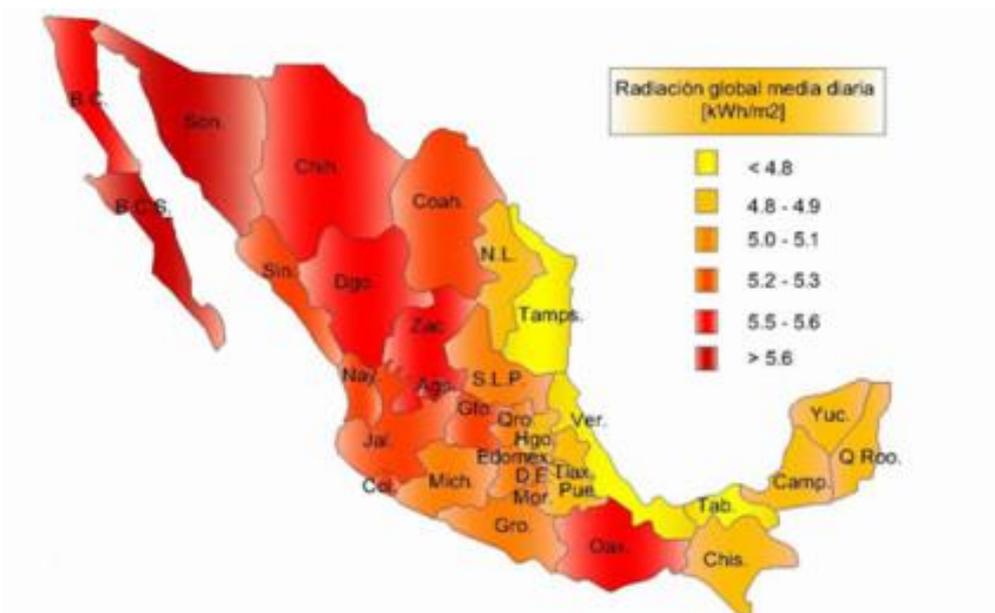


Figura 13: Radiación solar en México. Fuente: [22]



En la tabla 4 se muestran los datos promedio de radiación del emplazamiento de los últimos 37 años. Sonora tiene una radiación promedio de 5.76 kWh/m²/día. Los datos se obtuvieron del proyecto POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources) o Predicción de los Recursos Energéticos Mundiales de la NASA [23]. El Archivo de Energía Renovable de la NASA está diseñado para proporcionar acceso a parámetros específicamente diseñados para ayudar en el diseño de sistemas de energía renovable alimentados por energía solar y eólica.

Año	Radiación (kWh/m²/día)
1984	5.47
1985	5.58
1986	5.52
1987	5.6
1988	5.34
1989	5.8
1990	5.6
1991	5.59
1992	5.63
1993	5.55
1994	5.53
1995	5.8
1996	5.83
1997	5.67
1998	5.83
1999	5.84
2000	5.72
2001	5.8
2002	5.92
2003	5.9
2004	5.72
2005	5.81
2006	5.74
2007	5.87
2008	5.96
2009	5.79
2010	5.94
2011	6.03
2012	5.99
2013	5.94
2014	5.85
2015	5.62



2016	5.96
2017	5.89
2018	5.82
2019	5.69
2020	5.93
2021	5.82

Tabla 4: Radiación solar en Sonora. Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con la clasificación climática de Köppen, el tipo de clima característico de la zona de estudio corresponde al grupo B, al tipo de climas secos S_0 que presenta lluvias en verano y escasas a lo largo del año; al subtipo seco templado k, con lluvias en verano; y con un porcentaje de lluvia invernal mayor a 10.2, con verano cálido w (x'). Su fórmula climática es $BS_0kw(x')$. [24]

En el Anexo II se presentan detalladamente las temperaturas promedio en el emplazamiento desde el año 1981 hasta el 2021. En la tabla 5 se muestra un promedio de las temperaturas anuales promedio registradas en la base de datos de la NASA de estos últimos años.

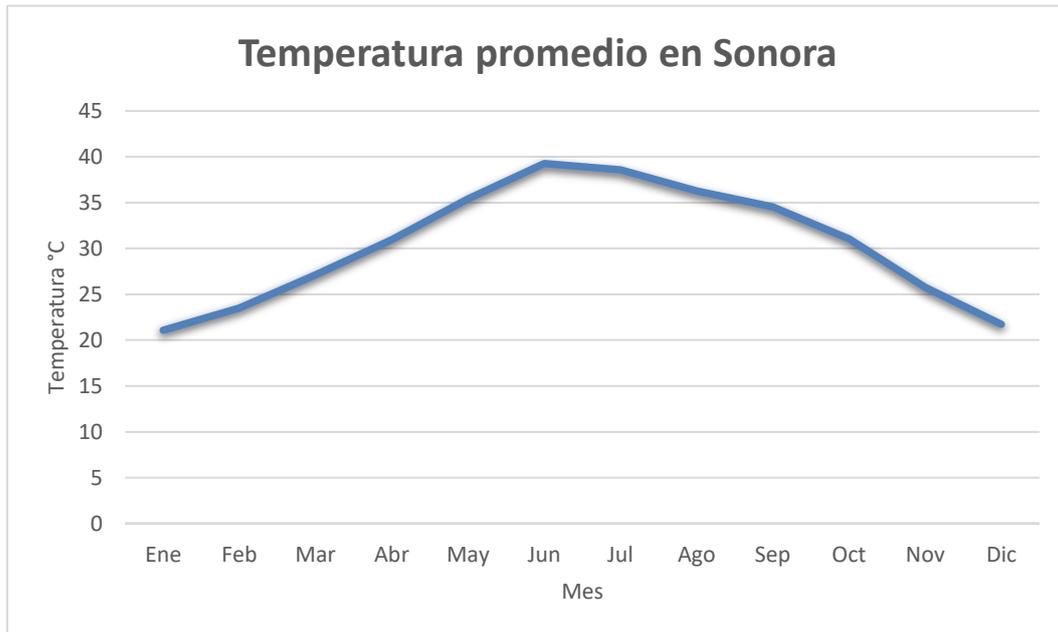
Año	Temperatura
1981	29.8 °C
1982	30.3 °C
1983	29.2 °C
1984	28.7 °C
1985	29.1 °C
1986	29.8 °C
1987	29.4 °C
1988	29.4 °C
1989	30.8 °C
1990	29.9 °C
1991	28.4 °C
1992	28.6 °C
1993	29.7 °C
1994	30.8 °C
1995	29.8 °C
1996	31.4 °C
1997	30.8 °C
1998	30.6 °C



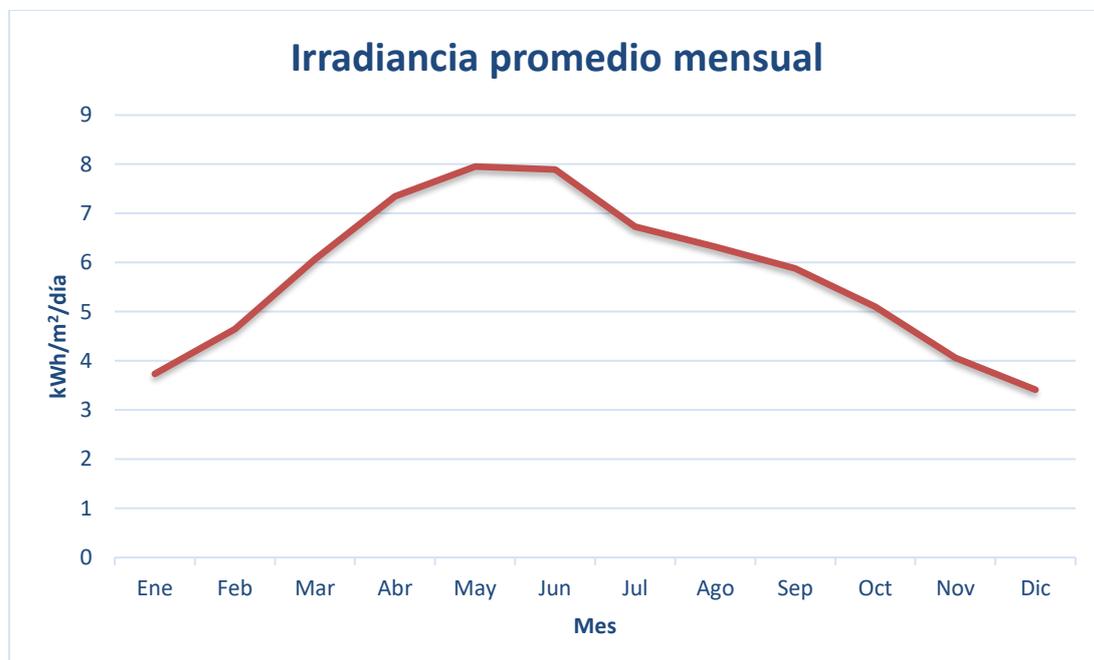
1999	31.2 °C
2000	31.8 °C
2001	30.6 °C
2002	31.2 °C
2003	31.5 °C
2004	30.3 °C
2005	30.6 °C
2006	30.3 °C
2007	30.4 °C
2008	30.2 °C
2009	30.4 °C
2010	29.8 °C
2011	31.8 °C
2012	31.6 °C
2013	30.1 °C
2014	30.8 °C
2015	30.6 °C
2016	31.4 °C
2017	32.1 °C
2018	31.4 °C
2019	30.5 °C
2020	31.8 °C
2021	31.2 °C
Promedio	30.4 °C

Tabla 5: Temperatura anual histórica promedio en Sonora. Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos anteriormente, en las siguientes gráficas se muestran las variaciones de temperatura e irradiancia mes a mes.



Gráfica 2. Temperaturas mensuales promedio históricas en Sonora. Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 3. Irradiancia histórica promedio mensual en Sonora. Fuente: Elaboración propia.



Se observa que las mayores temperaturas e irradiancias se presentan en los meses de mayo y junio. Esto no es precisamente bueno, ya que las temperaturas elevadas afectan al rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

En las siguientes secciones se muestran los cálculos pertinentes para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico a implementar.

2.2.2 Módulos fotovoltaicos

Como se mencionó anteriormente, la tecnología a utilizar en las células fotovoltaicas es del tipo monocristalino debido a que, en la actualidad, la diferencia de precios no es tan grande y el rendimiento es mayor, generando una mayor cantidad de energía.

Aunado a esto, se eligieron módulos de tecnología de célula partida (half-cell), que como su nombre lo indica, están formados por células que han sido partidas en dos mitades iguales antes de ser colocadas en la cubierta posterior de módulo. Esto presenta la ventaja de que la corriente de la célula se reduce a la mitad, por lo tanto, también se reducen las pérdidas; además de que tienen un mejor rendimiento con sombras parciales, ya que, si la sombra no incide sobre todo el módulo, se afecta solamente la parte sombreada.

De acuerdo con el ranking Tier 1 más reciente de las 10 mejores marcas de paneles solares en 2022 considerando las variables financieras, 8 son asiáticas y 2 de norte América [25]. Las marcas son:

1. LONGi (China)
2. Jinko Solar
3. JA Solar
4. Canadian Solar
5. Risen
6. Q-Cells (Corea del Sur)
7. Trina Solar
8. First Solar
9. Talesun
10. EGing PV

Tomando esta lista como referencia, se procede a evaluar las diferentes opciones.

Marca	Modelo	Potencia	Eficiencia	Garantía	Precio
LONGi	Hi- MO 5	550 W	21.3%	12 años	259 €
Jinko Solar	Tiger Pro 72HC	545 W	21.48%	12 años	223 €
JA Solar	JAM72S30-540/MR	540 W	20.9%	12 años	244. 55 €
Canadian Solar	HiKu6 Mono CS6W-540MS	540 W	21.5%	12 años	247 €
Risen	Tier 1 RSM110-8-550M	550 W	21%	12 años	244.90 €

Tabla 6: Comparación de paneles solares monocristalinos monofásicos de célula partida. Fuente: Elaboración propia

Se comparan paneles de potencia similar y después de analizar las mejores opciones, se observa que todos presentan una garantía de 12 años, por lo que se descarta como factor decisivo. Se opta por la segunda opción, ya que es el que presenta un menor precio y una mayor eficiencia.

Los paneles a utilizar en este proyecto son de la marca china Jinko Solar. El modelo es el Tiger Pro 72HC 535-555 Watt. En el Anexo II se muestra la ficha técnica.

En las siguientes tablas se muestra un resumen con las características más importantes.

Características mecánicas

<i>Tipo de célula</i>	Tipo P monocristalina
<i>Número de células</i>	144 (6x24)
<i>Dimensiones</i>	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 in)
<i>Peso</i>	28 kg (61.73 lbs)
<i>Vidrio frontal</i>	3.2mm, Recubrimiento Antirreflejante, Alta Transmisión, Bajo Hierro, Cristal Templado
<i>Marco</i>	Aleación de aluminio anodizado
<i>Caja de conexiones</i>	IP68 Rated
<i>Cables output</i>	TUV 1×4.0mm ² (+): 400 mm, (-): 200 mm o largo personalizado.

Tabla 7: Características mecánicas del panel Tiger Pro 72HC 535-555 Watt, Jinko Solar. Fuente: Elaboración propia

Especificaciones

<i>Temperatura de operación</i>	-40°C~+85°C
<i>Voltaje máximo del sistema</i>	1000/1500VDC (IEC)
<i>Capacidad máxima de los fusibles en serie</i>	25 A
<i>Tolerancia de potencia</i>	0~+3%
<i>Coeficientes de temperatura de Pmax</i>	0.35%/°C
<i>Coeficientes de temperatura de Voc</i>	-0.28%/°C
<i>Coeficientes de temperatura de Isc</i>	0.048%/°C
<i>Temperatura nominal de operación de la célula (NOCT)</i>	45±2°C
<i>Eficiencia del módulo (STC)</i>	21.48 %

Tabla 8: Especificaciones del panel Tiger Pro 72HC 535-555 Watt, Jinko Solar. Fuente: Elaboración propia

Datos eléctricos

Parámetro	STC	NOCT
<i>Potencia máxima (Pmax)</i>	555 Wp	413 Wp
<i>Voltaje en máxima potencia (Vmp)</i>	40.99 V	38.59 V
<i>Intensidad en Máxima Potencia (Imp)</i>	13.54 A	10.70 A
<i>Voltaje en circuito abierto (Voc)</i>	49.72 V	46.93 V
<i>Corriente de corto circuito (Isc)</i>	14.12 A	11.40 A

Tabla 9: Datos eléctricos del panel Tiger Pro 72HC 535-555 Watt, Jinko Solar. Fuente: Elaboración propia

En la figura 14 se muestran los paneles a utilizar.

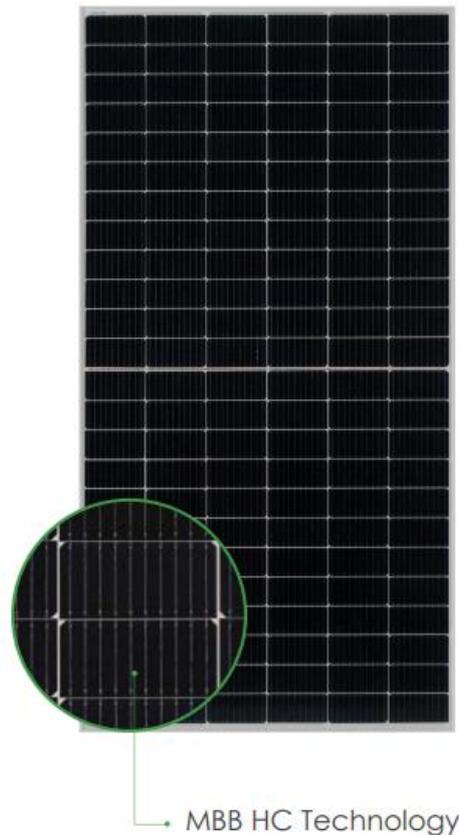


Figura 14: Panel solar Tiger Pro 72HC. Fuente: [26]

2.2.2.1 Cálculo de la potencia fotovoltaica

El generador fotovoltaico es el conjunto de paneles en serie y paralelo que se encargan de transformar la energía solar en electricidad. Es muy importante el sobredimensionamiento del generador fotovoltaico, ya que debe tener una potencia superior a la de los inversores. Esto es necesario para que sea posible optimizar el rendimiento de los inversores y generar la potencia para la que están diseñados ya que, por diferentes factores, el generador fotovoltaico produce menos potencia de la instalada. A continuación, se explican brevemente las principales razones [27]:

La temperatura es uno de los factores más influyentes en el funcionamiento de una instalación fotovoltaica. Cada módulo fotovoltaico tiene una potencia pico, dicha potencia pico se mide en laboratorio con una radiación solar de $1000 \frac{W}{m^2}$, una temperatura en la célula solar de $25^{\circ}C$ y un espectro solar tipo AM 1.5, que es el normal en Europa. Sin embargo, estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo



solar. En especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar, que normalmente está 20°C por encima de la temperatura ambiente. Este sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y, por lo tanto, la potencia útil que es capaz de generar disminuya.

Aunque la temperatura es de los factores más influyentes en el generador fotovoltaico, existen otro tipo de pérdidas que influyen también en que su potencia disminuya como pérdidas por sombras, suciedad, reflexión, inclinación óptima, etc.

Otra de las razones por las que se sobredimensiona el generador fotovoltaico es debido a las pérdidas de energía en el cableado por caídas de tensión en la parte de corriente continua.

Por lo anterior, se concluye que es necesario sobredimensionar el campo un porcentaje sobre la potencia instalada en inversores. Para esta planta se define un sobredimensionamiento del 11.5%.

$$P_{\text{inversores}} = 120 \text{ MW}$$
$$P_{\text{Generador fotovoltaico}} = \frac{120}{0.885} = 135.5932 \text{ MWp} \quad (1)$$

Como siguiente paso se va a definir la configuración de los paneles fotovoltaicos con el fin de que, aunque existan variaciones de temperatura en el emplazamiento, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico esté dentro del límite de tensión de entrada que admite el inversor.

Para determinar este rango, se debe diseñar una configuración en serie y paralelo de módulos por string de forma que cumpla con los criterios de tensión mínima de entrada del inversor, pero además la configuración serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos debe producir un rango de tensión que esté dentro del rango de tensión del seguimiento del punto de máxima potencia del inversor (MPPT), para obtener el máximo rendimiento.

Se definió la planta para una producción de 120 MW, y cada inversor tiene una salida de 3287 kVA, por consiguiente, se necesitan 37 subcampos en la instalación. Un subcampo es un conjunto de generadores fotovoltaicos que vierten su energía a un inversor y éste a su vez a un transformador.

$$\text{Número de subcampos} = \frac{120 \text{ MW}}{3287 \text{ kVA}} = 36.5074 = 37 \text{ subcampos} \quad (2)$$

$$\text{Potencia real generada} = 37 \text{ subcampos} \times 3.287 \text{ MW} = 121.619 \text{ MW} \quad (3)$$



Los cálculos que se muestran a continuación son de un solo subcampo, ya que los 36 restantes tendrán la misma configuración.

2.2.2.2 Cálculo del número máximo de módulos por string.

Siguiendo la metodología de [27], se procede a calcular el número máximo de módulos fotovoltaicos por string.

La menor temperatura registrada en Sonora fue en enero de 1991, con 15.1 °C y la mayor temperatura fue en junio de 2017 con 42.2 °C.

Para calcular la temperatura de trabajo de la célula se utiliza la ec. 4.

$$T_t = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20\text{ °C}}{800 \frac{W}{m^2}} \quad (4)$$

Donde:

T_t : Temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada en °C.

T_a : Temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares en °C.

G: Es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre en $\frac{W}{m^2}$. Para la siguiente expresión serán $100 \frac{W}{m^2}$.

TONC: O también conocido como NOCT, por sus siglas en inglés. Es la temperatura de operación nominal de la célula, es la temperatura de trabajo que alcanza un panel cuando se somete a una irradiancia de $800 \frac{W}{m^2}$ con distribución espectral AM 1.5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de $1 \frac{m}{s}$. Esta viene especificada por el fabricante y se puede encontrar en su ficha técnica. Para el caso del panel elegido es de 45°C.

$$T_t = 15.1\text{ °C} + 100 \frac{W}{m^2} \cdot \frac{45\text{ °C} - 20\text{ °C}}{800 \frac{W}{m^2}} = 18.225\text{ °C} \quad (5)$$



Para conocer el voltaje de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25 °C, se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (V_{OC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{OC} = V_{OC}(25^{\circ}C) + \beta * (T_t - 25^{\circ}C) \quad (6)$$

Donde:

V_{OC} : Es el voltaje en circuito abierto del panel a una temperatura dada.

$V_{OC}(25^{\circ}C)$: Es el voltaje en circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida. En nuestro caso son 49.72 V.

β : Es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel dada por el fabricante. $\beta = -0.28\%/^{\circ}C$ o $-0.139216 V$

$$V_{OC} = 49.72 V + (-0.139216 V) * (18.225^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 47.2435 V \quad (7)$$

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25 °C, también se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (I_{SC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{SC} = I_{SC}(25^{\circ}C) + \alpha(T_t - 25^{\circ}C) \quad (8)$$

Donde:

I_{SC} : Es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura dada.

$I_{SC}(25^{\circ}C)$: Es la corriente del cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida. En nuestro caso, $I_{SC}(25^{\circ}C) = 14.12 A$

α : Es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel dada por el fabricante. $\alpha = 0,048\%/^{\circ}C$ o $-0.006777 A$.

$$I_{SC} = 14.12 A + 0.006777 A (18.225^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 14.0740 A \quad (9)$$

De esta forma el número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y la tensión de circuito abierto del módulo a su temperatura mínima calculado en la ecuación anterior.



$$N_{\text{máximo paneles en serie}} = \frac{U_{\text{max MPP}}}{V_{\text{oc a la temperatura mínima}}} \quad (10)$$

Donde:

- $U_{\text{max MPP}}$: Tensión máxima de entrada recomendada por el fabricante (V): 1300 V

- V_{OC} : Tensión de circuito abierto a la temperatura mínima (V): 47.2435 V

- $N_{\text{máximo paneles en serie}}$: Número máximo de módulos fotovoltaicos por string conectados en serie.

$$N_{\text{máximo paneles en serie}} = \frac{1300 \text{ V}}{47.2435 \text{ V}} = 27.5170 = 27 \text{ paneles} \quad (11)$$

2.2.2.3 Cálculo del número mínimo de módulos por string

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión en el punto de máxima potencia, cuando la temperatura de los módulos es máxima. De nuevo, para conocer la temperatura máxima del panel tendremos en cuenta que esta corresponderá con la temperatura ambiente máxima que para las coordenadas de nuestra instalación se da en verano y tiene un valor de 42.2 °C para una irradiancia máxima considerada de $1000 \frac{W}{m^2}$.

Se realiza el mismo cálculo de tensión en circuito abierto y corriente de cortocircuito corregido para una temperatura ambiente de 42.2 °C, se utiliza la ecuación 4 para calcular la temperatura que alcanzarían las células del panel a la temperatura máxima.

$$T_t = 42.2 \text{ °C} + 1000 \frac{W}{m^2} \cdot \frac{45 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \frac{W}{m^2}} = 73.45 \text{ °C} \quad (12)$$

De igual manera, se calculan el voltaje en circuito abierto y la corriente de cortocircuito con las ecuaciones 6 y 8 respectivamente.

$$V_{\text{OC}} = 49.72 \text{ V} + (-0.139216 \text{ V}) * (73.45 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) = 42.9749 \text{ V}$$

$$I_{\text{SC}} = 14.12 \text{ A} + 0.006777 \text{ A} (73.45 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) = 14.4483 \text{ A}$$

De esta forma el número mínimo de módulos conectados en serie por string se obtiene mediante el cociente entre la tensión mínima de entrada del inversor en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y de la tensión mínima del módulo en el punto de máxima

potencia, el cual se da para la temperatura máxima que ha sido calculada en la expresión anterior.

$$N_{\text{mínimo paneles en serie}} = \frac{U_{\text{min MPP}}}{V_{\text{oc a la temperatura máxima}}} \quad (13)$$

$$N_{\text{mínimo paneles en serie}} = \frac{979 \text{ V}}{42.9749 \text{ V}} = 22.7807 = 23 \text{ paneles} \quad (14)$$

Es decir, en un string es posible tener entre 23 y 27 paneles.

2.2.2.4 Cálculo del número de strings en paralelo

El número de strings necesarios se determina como el cociente entra la potencia pico del generador FV de un subcampo y la potencia pico de un panel.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{pico del generador fotovoltaico}}}{P_{\text{pico de un panel}}} \quad (15)$$

Teniendo en cuenta que la potencia pico del generador fotovoltaico de la planta ha sido escogida un 11.5 % superior de acuerdo con los criterios mencionados anteriormente, el valor para un subcampo se muestra en la ec. 16.

$$P_{\text{pico del generador FV (subcampo)}} = 3287 \text{ kW} \times 11.5\% = 3780 \text{ kWp} \quad (16)$$

De esta forma, se obtiene un número total de paneles por cada inversor de:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{pico del generador FV (subcampo)}}}{P_{\text{pico de un panel}}} \quad (17)$$

$$N_{\text{paneles}} = \frac{3780050}{555} = 6,810.9009 \text{ paneles} = 6811 \text{ paneles} \quad (18)$$

Una vez determinado el número total de paneles necesarios para el generador fotovoltaico, como siguiente paso se selecciona un número de paneles en serie y paralelo que esté dentro del rango calculado anteriormente. Se determinó que se tienen varias configuraciones de paneles serie posibles desde 23 hasta 27 que cumplirían con los requisitos de tensión de entrada mínima y máxima del inversor en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).



Se eligen 25 paneles en serie por string, por lo tanto, el número de paneles en paralelo es:

$$N_{string} = \frac{N_{paneles\ generador\ fotovoltaico}}{N_{paneles\ por\ string}} \quad (19)$$

$$N_{string} = \frac{6811}{25} = 272.44 = 273\ strings \quad (20)$$

Este número de strings en paralelo, además, debe cumplir una condición más establecida por el inversor, la cual es que la corriente de cortocircuito máxima de un string por el número de strings en paralelo conectados sea menor que la corriente máxima admisible de entrada del inversor, es decir:

$$N_{string} * I_{sc\ máxima} \leq I_{entrada\ máxima\ del\ inversor} \quad (21)$$

Donde:

$I_{sc\ máxima}$: Corriente de cortocircuito máxima de un módulo fotovoltaico a la temperatura máxima.

$I_{entrada\ máxima\ del\ inversor}$: Corriente de entrada máxima admisible por el inversor. La corriente máxima del inversor elegido es de 3965 A.

Por lo tanto, en la ec. 22 se observa que se cumple la condición anterior

$$273\ strings * 14.4483\ A = 3,944.3859 \quad (22)$$

$$3,944.3859\ A < 3965\ A$$

2.2.2.5 Comprobaciones

En resumen, la configuración adoptada para cada inversor de 3287 kW y un generador fotovoltaico de 3,780,050 WP será de 25 paneles en serie por string y 273 strings en paralelo. Ya que se eligió la configuración de paneles serie-paralelo, se comprueba de nuevo que cumple con las ecuaciones que rigen el buen funcionamiento del inversor.

$$N_{paneles\ serie} * V_{CO(15.1^{\circ}C)} = 25 * 47.2435\ V = 1,181.0875\ V < 1300\ V \quad \checkmark$$

$$N_{paneles\ serie} * V_{CO(73.45^{\circ}C)} = 25 * 42.9749\ V = 1,074.3725\ V > 979\ V \quad \checkmark$$

$$N_{ramales\ paralelo} * I_{SC(73.45^{\circ}C)} = 273 * 14.4483\ A = 3,944.3859\ A < 3,965\ A \quad \checkmark$$



Se observa que todas las condiciones anteriores son correctas, por lo tanto, se garantiza un correcto funcionamiento del inversor.

En el Anexo III se muestran las simulaciones de la planta realizadas con el programa PVSYST.

En la tabla 10 se muestra un resumen de la configuración adoptada para el subcampo fotovoltaico de 3780 kWp para una mejor visualización de los resultados.

Resumen de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico		
Elemento	Número	Potencia (kW)
Paneles fotovoltaicos Tiger Pro 72HC	6811	3780
Inversor INGECON SUN 3Power	1	3287
Número de paneles fotovoltaicos en serie por string	25	13.875
Número de strings en paralelo	273	

Tabla 10: Resumen de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

Comprobación del rango de tensión de MPPT del inversor	Tensión (V)
Rango de tensión de MPPT (Inversor INGECON SUN 3Power)	979 - 1,300
Tensión mínima del subcampo fotovoltaico	1,074.3725
Tensión máxima del subcampo fotovoltaico	1,181.0875
Comprobación de corriente máxima de entrada del inversor	Corriente (A)
Corriente máxima de entrada (Inversor INGECON SUN 3Power)	3,965
Corriente máxima del subcampo fotovoltaico	3,944.3859

Tabla 11: Resumen de las comprobaciones de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

Se observa que la configuración elegida cumple con todas las ecuaciones que representan el funcionamiento apropiado del inversor.

A continuación, se muestran más detalladamente las características del inversor elegido.

2.2.3 Inversor

Las características que se buscan en un inversor son las siguientes: alta eficiencia, bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas, alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque, protección contra cortocircuitos, seguridad, buena regulación de la tensión y frecuencia de salida.

Dependiendo del tamaño de la instalación, se tienen diferentes configuraciones de los inversores, las cuales se ilustran en la figura 15.

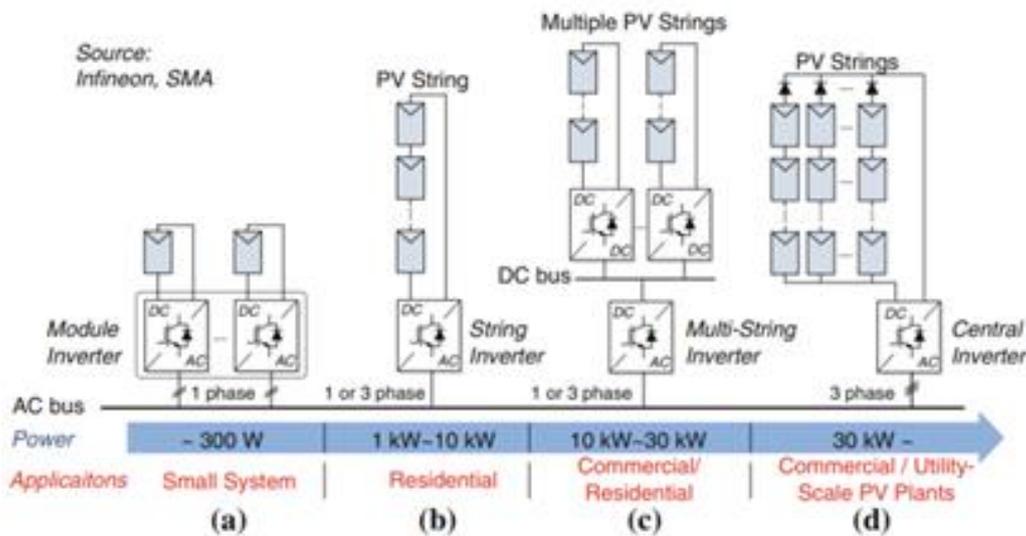


Figura 15: Tipos de configuraciones de inversores. Fuente: [28]

Como se observa en la imagen, para grandes potencias, se utiliza la configuración de un solo inversor central. Esta será la utilizada en el proyecto.

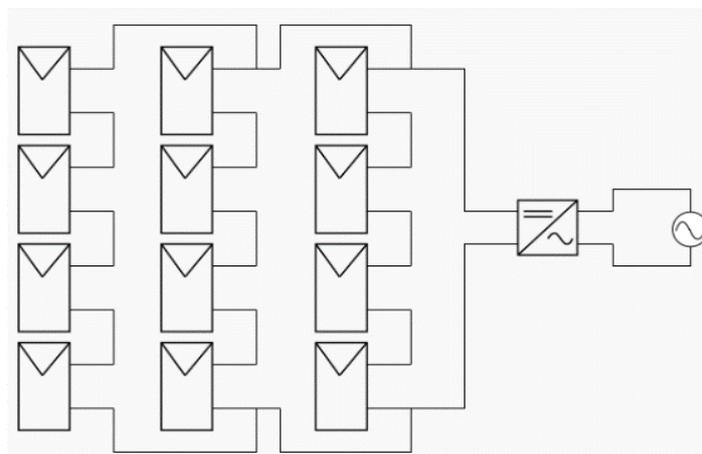


Figura 16: Inversor central. Fuente: [28]



El inversor elegido para la planta es el INGECON SUN 3Power (2600-3825 kVA) de la marca Ingteam debido a que presenta las siguientes características [29]:

Alcanza hasta un 98.9% de eficiencia máxima, con un grado de protección IP65 para el compartimento del equipo donde se encuentra la electrónica de potencia y de control, el stack de potencia, las fases, los IGBTs, los embarrados y las protecciones DC y AC. Además, estos inversores fotovoltaicos han sido diseñados para satisfacer los requerimientos de conexión a red de los estándares internacionales más exigentes, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico gracias a las siguientes funcionalidades:

- Soporte de huecos de tensión (LVRT/HVRT)
- Inyección de potencia reactiva (también por la noche)
- Reserva de potencia activa sin baterías
- Control de caídas de tensión
- Arranque en modo Black Start
- Operación tanto en modo Grid Following como en Grid Forming
- Regulación de la frecuencia y la tensión de forma automática

También cuenta con monitoreo y comunicación Ethernet dual para comunicarse con el SCADA y el PPC (controlador de planta de energía). Además, cuenta con comunicación Wi-Fi como punto de acceso para conectarse con el inversor durante la puesta en marcha y trabajos de O&M. Adicionalmente, se puede monitorear la planta fotovoltaica con la aplicación para teléfonos inteligentes: INGECON SUN Monitor.

Garantía estándar de 5 años, ampliable por hasta 25 años

Además de esto, posee electrónica de potencia de última generación: estos inversores fotovoltaicos integran una novedosa unidad de control más rápida, sofisticada y eficiente, gracias al uso de un procesador de señal digital de última generación. Además, el hardware de la unidad de control permite unas mediciones mucho más precisas y una protección más fiable [29].

El inversor incluye lo siguiente:

Accesorios integrados:

- Seccionador DC motorizado para desconectar automáticamente al inversor del campo

FV.

- Seccionador magnetotérmico AC motorizado.
- Descargadores DC y AC, tipo II.
- Hasta 24 pares de portafusibles
- Protección de hardware vía firmware.
- Protección adicional para la electrónica de potencia, ya que se refrigera a través de un circuito de agua cerrado.

Accesorios opcionales:

- Kit para alimentar los servicios auxiliares (Feeders Kit).
- Kit de puesta a tierra inteligente.
- Fusibles DC.
- Descargadores de sobretensión DC, tipo I+II.
- Descargadores de sobretensión AC, tipo I+II.
- Kit de caldeo para operar hasta una temperatura de $-30^{\circ}\text{C}/-22^{\circ}\text{F}$.
- Monitorización de las corrientes DC de string.
- Kit anti-PID.



Figura 17: INGECON SUN 3Power (2600-3825 kVA). Fuente: [29]



En la siguiente tabla se muestran las características más importantes del inversor.

Input (DC)	
<i>Modelo</i>	INGECON SUN 3825TL C690
<i>Rango de tensión PMP</i>	979-1300 V
<i>Máxima tensión de entrada</i>	1500 V
<i>Máxima corriente de entrada</i>	3965 A
<i>Número de entradas DC</i>	Hasta 24
Output (AC)	
<i>Potencia nominal 35 °C /50 °C</i>	3824 kVA / 3287 kVA
<i>Corriente 35 °C /50 °C</i>	3200 A / 2750 A
<i>Tensión Nominal de Salida</i>	690 V IT System
<i>Frecuencia de trabajo</i>	50/ 60 Hz
<i>Distorsión armónica</i>	<3%
Características físicas	
<i>Dimensiones</i>	3500mm X 1050mm X 2215mm
<i>Peso</i>	2800 kg

Tabla 12: Datos del inversor INGECON SUN 3825TL. Fuente: Elaboración propia

Se eligió este inversor por distintas razones, entre las que destacan que es una marca confiable que ofrece productos de muy buena calidad, es el inversor central más grande que ofrece la marca en estos momentos, trabaja a 60 Hz, la frecuencia de México, y, por último, que cuenta con los siguientes estándares de conexión a red:

IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code.

Se observa que cuenta con el Código de Red Mexicano, lo cual quiere decir que este inversor es apto para utilizar en México, ya que cumple con todas las especificaciones necesarias para inyectar energía a la red.

Como se calculó en la ecuación 2, se tendrán 37 inversores centrales.

El siguiente paso en el diseño de la planta es la configuración del posicionamiento de los paneles en el seguidor solar y sombras.



2.2.4 Posicionamiento de paneles en el seguidor solar.

En emplazamiento de la instalación fotovoltaica que se diseña en este proyecto no existen árboles ni edificaciones cerca que puedan producir sombras, por lo tanto, solo habrá que tener en cuenta las sombras que produzcan los propios paneles los unos sobre los otros.

Para esta planta fotovoltaica se eligen estructuras de soporte de los paneles con backtracking, es decir, cuentan con un sistema de seguimiento solar para un máximo aprovechamiento de la radiación solar durante todo el día. Becerra en su estudio [27] encuentra que un sistema con backtracking no tiene pérdidas de energía por el sombreado de los paneles, ya que es su misión principal, mientras que el sistema sin backtracking tiene unas pérdidas de energía mayores conforme menor es la distancia de separación.

Con respecto a la producción de energía eléctrica final, a medida que se aumenta la separación entre filas de paneles, aumenta la producción en mayor medida. El sistema backtracking a pesar de tener una captación menor de irradiancia, tiene una producción mucho mayor en distancias cortas que el sistema sin backtracking, aunque a medida que se van separando, ambos sistemas, con o sin backtracking, van teniendo producciones similares. Esto es debido a que el sistema con backtracking sacrifica algo de la captación de la irradiancia por reducir las pérdidas por el sombreado a 0.

El sistema backtracking evita las sombras que se puedan generar entre módulos en el amanecer y el anochecer. Por lo tanto, al no haber sombra en las filas del seguidor, los paneles se mantienen en situación de radiación homogénea, consiguiendo un mayor rendimiento de la instalación fotovoltaica.

El sistema backtracking “vuelve atrás” permite que el seguidor retroceda para mantener una irradiancia constante y sin sombras. En el caso de un sombreado parcial, se produce una disminución de la irradiancia o densidad de potencia incidente sobre el módulo, provocando una menor intensidad de cortocircuito y el sistema genera menor potencia [30].

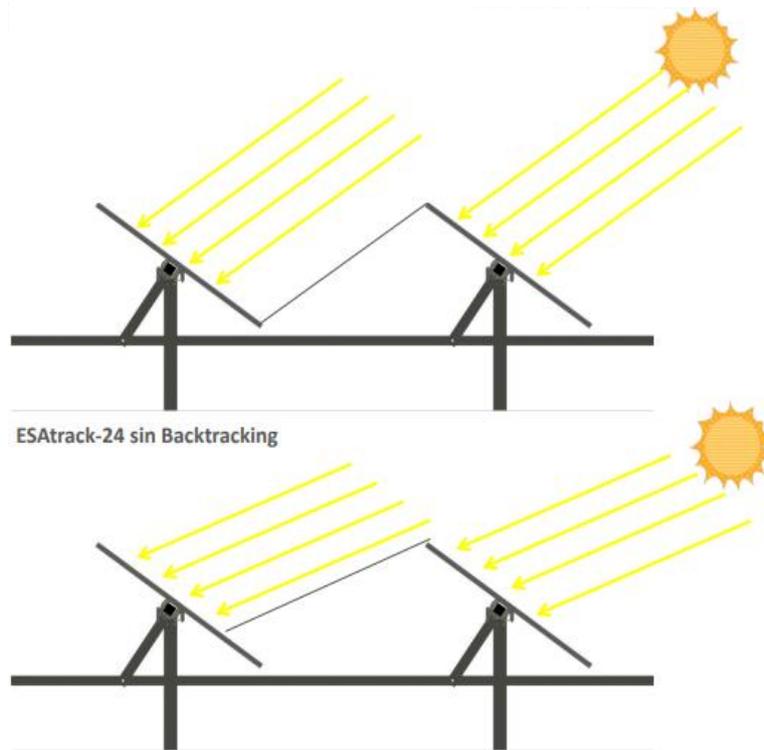


Figura 18: Sombreado entre paneles con estructura sin backtracking vs backtracking. Fuente:[30]

El seguidor elegido es el ESAttrack-24 diseñado por ESAsolar [30]. Es un seguidor monoaxial horizontal que presenta un mayor rendimiento energético respecto a una estructura fija. Gracias a su diseño, el seguidor de eje horizontal ESAttrack-24 permite una perfecta regulación y solventa los pequeños desajustes ocasionados en el proceso de hincado. A su vez, este proceso de hincado evita los costes de cimentación. Este sistema gira de este a oeste sobre un eje horizontal, siguiendo la trayectoria solar a lo largo del día. El rango de giro está comprendido entre $\pm 45^\circ$ con respecto a la horizontal.

En la figura 19 se muestra como es la trayectoria de seguimiento del sol.

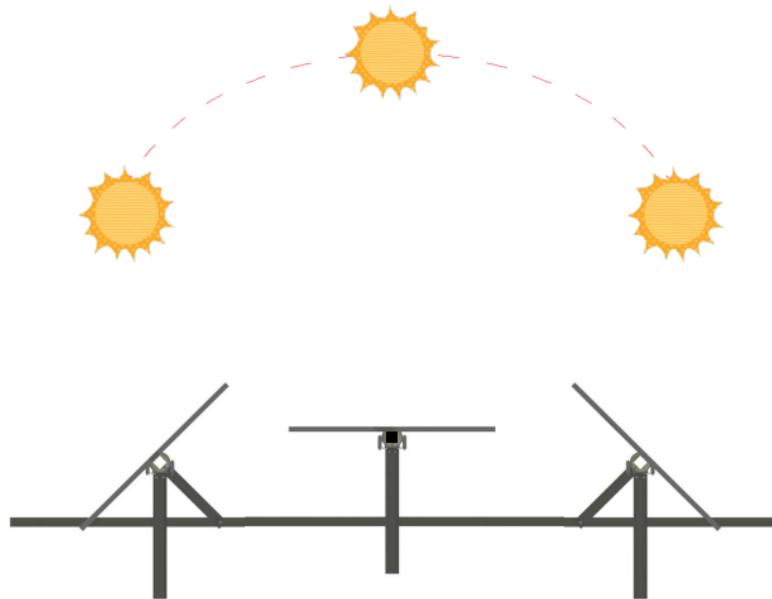


Figura 19: Trayectoria de seguimiento solar. Fuente:[30]

Ventajas y mantenimiento del seguidor ESAtack-24

Ventajas:

- Robustez
- Flexibilidad en la colocación de los módulos fotovoltaicos (máximo aprovechamiento de superficie disponible)
- Óptima ocupación del terreno, lo que da lugar a una mayor potencia instalada
- Sencillez en el montaje
- Mínimo mantenimiento, por lo que se realizarán menores costes de operación
- Funciones básicas integradas en el armario eléctrico
- Mínimo riesgo de averías y roturas por viento
- Sistema de seguimiento backtracking que permite la mejora de producción al reducir la sombra entre filas, además reduce la distancia entre filas del seguidor.

Mantenimiento:

- El mantenimiento es mínimo y no necesita de medios auxiliares de elevación.
- Con una inspección visual periódicamente es suficiente.
- No necesita lubricación

En la figura 20 se muestran las partes que componen al seguidor.

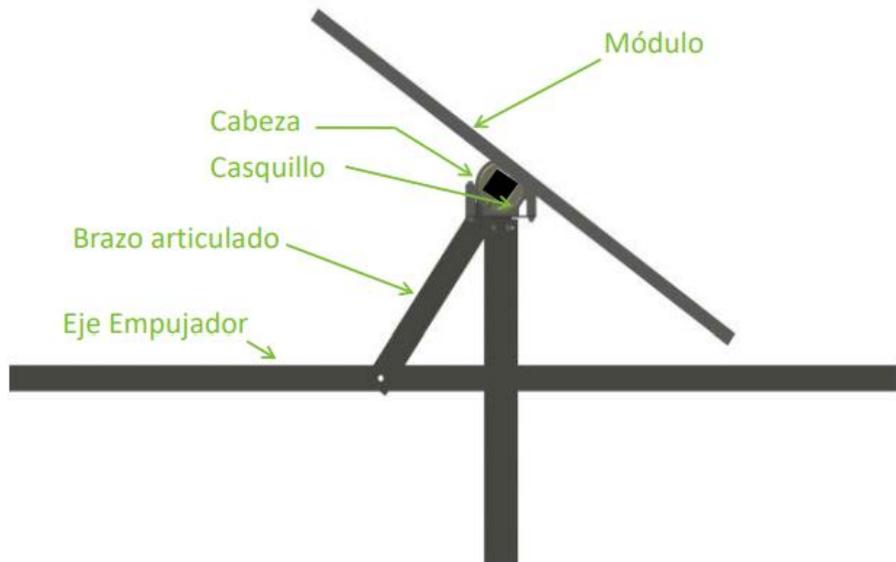
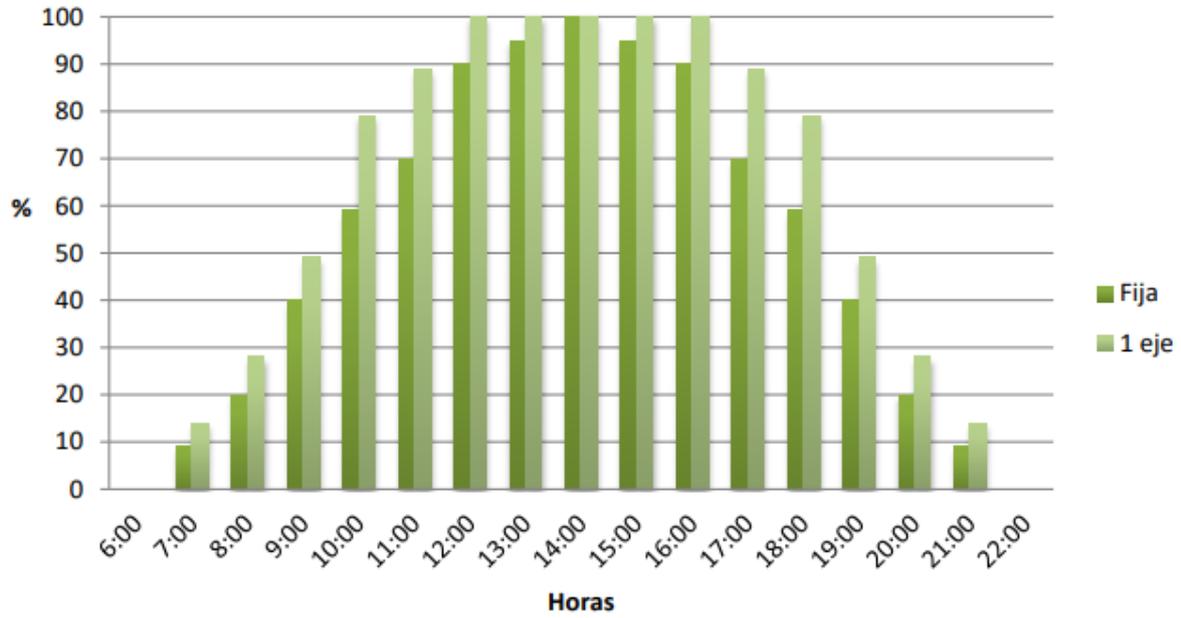


Figura 20: Partes del seguidor ESAtack-24. Fuente:[30]

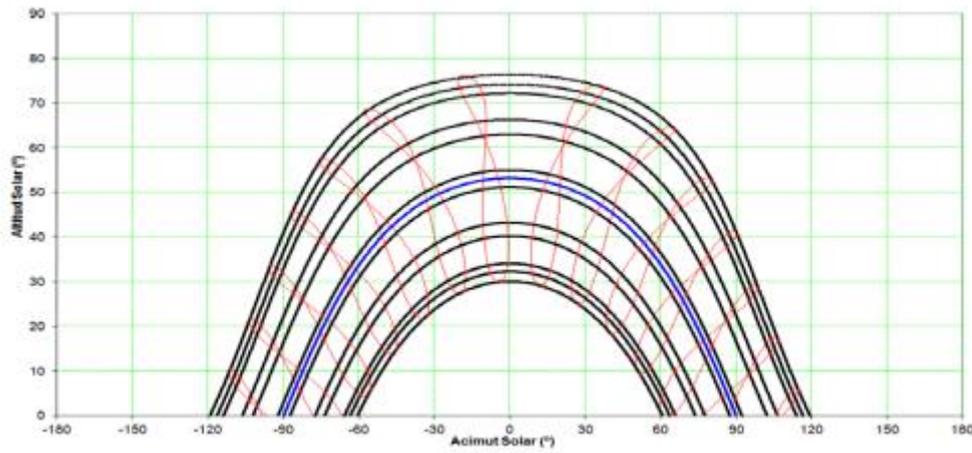
Rendimiento y rentabilidad del montaje del ESAtack-24

ESAtack-24 incrementa el rendimiento energético en 20-25%, pudiendo, en algunos casos concretos y ubicaciones, superar dichas cifras, por tanto, hace más rentable la inversión.

Como se observa en las siguientes gráficas, se comparan los distintos sistemas fotovoltaicos y se distingue el óptimo rendimiento del seguidor a 1 eje con respecto la estructura fija.



Gráfica 4. Comparación rendimiento energético de un sistema fotovoltaico con un seguidor a 1 eje vs. estructura fija. Fuente: [30]



Gráfica 5. Comparación sombreado seguidor a 1 eje vs. estructura fija. Fuente: [30]



Se elige esta estructura debido a que cumple con las normativas mexicanas correspondientes: CFE-2008 y NTC. Además de esto, los componentes fueron diseñados por el departamento técnico según normativa vigente (EUROCODIGO 3, 4 Y 9) aplicando las diferentes hipótesis de viento, nieve y sismo. En su producción se utilizan materiales resistentes a la corrosión que le proporcionan una larga vida útil, como lo son el acero galvanizado y el aluminio.

Aunado a esto, el montaje se realiza mediante el un proceso de hincado hidráulico: El montaje sobre perfiles omega de acero galvanizado ESAtrack-24 permite una rápida y precisa instalación de la estructura sobre el terreno. El hincado se realiza mediante máquinas hidráulicas obteniendo un rendimiento de 280 picas al día [30]. El proceso de hincado hidráulico es respetuoso con el medioambiente debido a que no se usa concreto, pudiendo ser desmontado el parque fotovoltaico en un futuro.

En el Anexo II se encuentra la ficha técnica de las estructuras de soporte, en la que se puede ver con más detalle sus características.

Cada panel tiene unas dimensiones de 2278×1134 mm, es decir, 2583252 mm² o 2.583252 m². Ya que cada fila de la estructura tiene una capacidad de 38 metros, la estructura a utilizar permite la disposición de hasta 33 paneles en configuración vertical por 17 filas, pero por la configuración de la planta, se colocarán 25 paneles por cada fila.

En total para toda la planta se necesitan 217952 paneles. En cada subcampo son necesarios 6811 paneles. Cada fila de módulos estará compuesta por 25 paneles en serie. Es decir, en total se tendrían 272 filas por cada subcampo. Por cada seguidor solar disponemos de hasta 17 filas con esta configuración. Teniendo en cuenta el número de paneles asignados a un inversor, será necesario calcular el número de seguidores solares para un solo subcampo como se realiza en la ec. 23.

$$N_{seguidores} = \frac{6811 \text{ paneles}}{425 \text{ paneles}} = 16.025 = 16 \text{ seguidores} \quad (23)$$

2.2.5 Caja de conexiones

Las cajas de conexiones tienen como objetivo la unificación del cableado y la introducción de protecciones eléctricas en el generador fotovoltaico. Para este proyecto se decide utilizar el modelo SMA STRING-MONITOR SSM-U-XX10/SSM-U-XX15.



Figura 21: Caja de conexiones SMA STRING-MONITOR SSM-U-XX10/SSM-U-XX15.

Fuente:[31]

Descripción de la caja de conexiones:

El SMA String-Monitor es una caja de conexión del generador destinada al uso en exteriores a la que se pueden conectar en paralelo varios strings. El SMA String-Monitor acumula, mide y monitoriza las corrientes de entrada de los strings, ayuda en la detección de averías y puede contribuir a minimizar pérdidas de potencia y rendimiento.

Los valores de medición se transmiten a través de ethernet de un SMA String-Monitor al siguiente SMA StringMonitor del bus de comunicación hasta llegar al inversor. Si se utilizan cables de cobre, los integrantes de la red pueden encontrarse a distancias de hasta 100 m. Pueden alcanzarse distancias mayores, de hasta 2000 m entre dos integrantes de la red, mediante fibra óptica.

El número de Sunny String-Monitor que puede conectarse a un inversor depende de las entradas de CC del inversor. Por cada entrada de DC puede conectarse al inversor un SMA String-Monitor.



A cada conexión de comunicación de monitorización de string del inversor pueden conectarse hasta 10 SMA String-Monitor en topología lineal.

El SMA String-Monitor está equipado con un interruptor-seccionador de potencia de DC. A través del interruptor seccionador de potencia de DC, el generador fotovoltaico conectado al SMA String-Monitor puede desconectarse del inversor.

El SMA String-Monitor solo debe operar si los strings están protegidos con fusibles. SMA Solar Technology AG garantiza que el SMA String-Monitor funciona con seguridad combinado con conectores con fusible integrado como fusibles de string y si los conectores con fusible integrado están conectados directamente al conector de enchufe de DC de los cables de string del SMA String-Monitor. SMA Solar Technology AG no puede garantizar que el SMA String-Monitor funcione con seguridad y que se mantengan los valores límite si la protección por fusible de los strings es de otro tipo y está en otro lugar [32].

El número de strings en cada subcampo es de 273 y el número de entradas máxima de DC del inversor es de 24, además el número de seguidores solares es 16, por lo tanto, la configuración adoptada para este proyecto es la formada por la caja de conexión de 16 entradas. Lo que delimita el número de cajas de conexión es la entrada del inversor.

En la tabla 13 se muestra un resumen de la configuración adoptada para las cajas de conexiones, recordando que esto es solamente para un subcampo.

<i>Elemento</i>	Número de entradas por CB	Número de CB en total	Número de entradas máxima del inversor
<i>String box 16</i>	16	17	24

Tabla 13: Resumen de la disposición adoptada de las cajas de conexiones. Fuente: Elaboración propia

2.2.6 Transformador de media tensión (MT)

Un transformador eléctrico es una máquina estática de corriente alterna que permite variar alguna función de la corriente como el voltaje o la intensidad, manteniendo la frecuencia y la potencia, en el caso de un transformador ideal. El transformador de MT es el elemento que se encuentra después del inversor. Existen transformadores tanto elevadores como reductores. En este caso es necesario un transformador elevador de tensión para compensar las pérdidas que se producen durante el transporte de energía, ya que cuanto más elevada es la tensión, éstas se reducen.

Se eligió este transformador debido a que garantiza una máxima seguridad de la planta con un rendimiento energético máximo y un mínimo riesgo comercial. Además, tiene un bastidor contenedor High Cube de 20 pies, ideal para el uso en centrales fotovoltaicas de nueva generación de 1500 VCC, destaca por su rápido montaje y rápida puesta en marcha, así como su transporte sencillo. Tanto la MVPS como el resto de los componentes han sido homologados y además la MV Power Station viene equipada para el acoplamiento de DC.

El transformador elegido es de la marca SMA, el modelo MV POWER STATION 4600-S2, que se ilustra en la figura 22. En la tabla 14 se muestran sus características principales y en el Anexo II se encuentra su ficha técnica. En total se necesitarán 37 para toda la instalación, debido a que existen 37 subcampos en la instalación.



Figura 22: MV POWER STATION 4600-S2. Fuente:[38]

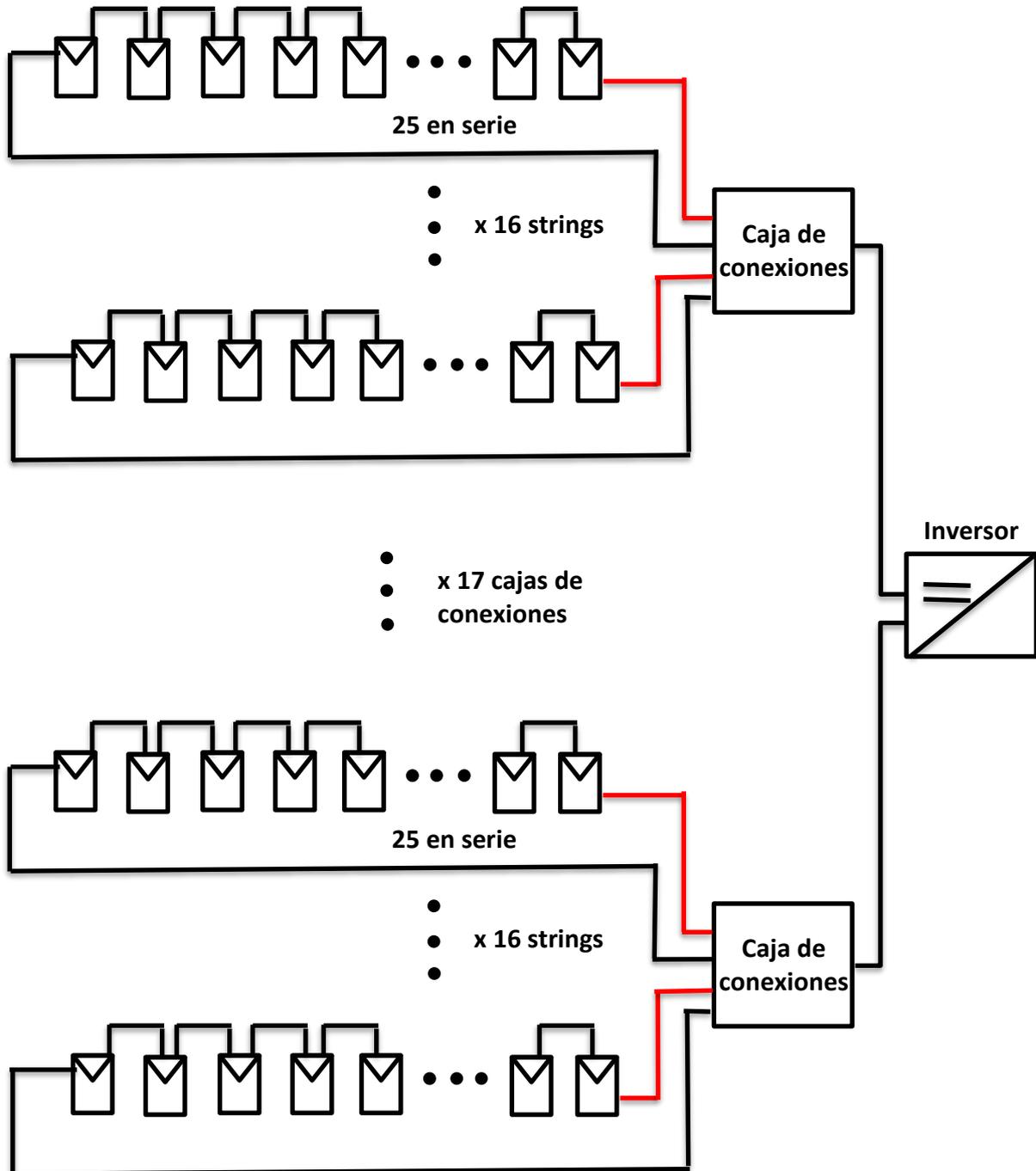


Datos de entrada (DC)		Valor
Modelo		MVPS-4600-S2
Potencia asignada a 25°C		3824 kVA
Tensión nominal		1500 V
Frecuencia de red		50 Hz / 60 Hz
Corriente máxima de entrada a tensión nominal		3200 A
Datos de salida (AC)		Valor
Tensión nominal		10 kV hasta 35 kV
Corriente máxima de salida a tensión nominal		4600 kVA
Rendimiento máximo		98.8 %
Características físicas		Valor
Grado de protección		Sala de distribución IP23D, electrónica del inversor IP54
Dimensiones (W/H/D)		6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
Peso		< 18 t

Tabla 14: Características principales de la MVPS-4600-S2. Fuente: Elaboración propia

2.3 Configuración de la planta

2.3.1 Diagrama de conexión para un subcampo





Se elige este tipo de agrupación de cables es la más correcta ya que la corriente continua tiene también un campo magnético continuo, al no variar prácticamente en el tiempo o variar muy lentamente no produce inducciones por lo que no es inconveniente agrupar conductores de la misma polaridad, ya que a diferencia de los sistemas eléctricos de corriente alterna no es necesario compensar los campos electromagnéticos para eliminar, en gran medida, los efectos inductivos [27].

Si se instalan juntos conductores de la misma polaridad, se sabe que, en caso de que se produzca un defecto de aislamiento, la diferencia de potencial entre los conductores en cortocircuito será por lo general muy pequeña o inexistente lo que redundará en mayor seguridad en la instalación. Además de esto, al reducir el área, se reduce la tensión inducida, y existe una menor probabilidad de que les caiga un rayo. De ahí, la utilidad de agrupar los cables con la misma polaridad.

2.3.2 Distancia entre filas

Para el correcto funcionamiento de los seguidores solares hay que determinar la distancia adecuada entre filas de paneles para reducir al máximo las pérdidas por sombras y optimizar la producción. Esta distancia entre filas debe ser tal que, con la misma, se produzca el mínimo de sombras y se aproveche adecuadamente la superficie disponible, además, dependerá principalmente de la longitud y ancho de los mismos módulos, ángulo de inclinación y del ángulo solar mínimo en el lugar de la instalación. La distancia entre filas deberá garantizar un mínimo de cuatro horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia se calcula con la siguiente ecuación:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \textit{latitud})} = k * h \quad (24)$$

Donde:

d: Distancia entre filas en m.

h: Altura máxima del obstáculo en m.

$$k = \frac{1}{\tan(61 - \textit{latitud})} \quad (25)$$

$$k = \frac{1}{\tan(61 - 31.2656)} = 1.7507 \quad (26)$$



Como en el emplazamiento no se tienen edificaciones u objetos que causen sombras, el único obstáculo son los otros paneles, es decir, la altura del obstáculo de delante corresponde con la altura de la fila de paneles. Con la ecuación 27 se calcula este dato en base a la longitud del panel y su inclinación.

$$h = A * \sin \alpha \quad (27)$$

Donde:

A: Longitud del panel en m.

α : Ángulo de inclinación

$$h = 2.278 \text{ m} * \sin 31.2656 = 1.1822 \text{ m} \quad (28)$$

Sustituyendo los datos en la ec.24 se tiene una separación mínima entre filas de 2.0698 m para evitar sombras.

$$d = 1.7507 * 1.1822 = 2.0698 \text{ m} \quad (29)$$

2.3.3 Orientación e inclinación

Los paneles estarán orientados al sur, debido a que la orientación sur garantiza que los paneles solares se encuentren ubicados perpendicularmente cuando el sol ofrece su mayor radiación solar durante el día. Como consecuencia, la producción energética del sistema fotovoltaico se maximizará.

Su inclinación óptima es igual a la latitud, es decir, 31.2656°, pero ya que la planta fotovoltaica cuenta con seguimiento solar, su inclinación variará durante el día.

2.4 Cálculo del cableado

Se denomina cableado a los elementos que se encargan del transporte o conducción de energía eléctrica, son fabricados generalmente en cobre debido a la excelente conductividad del material, pero también pueden ser de aluminio, aunque poseen menor conductividad, pero son más ligeros para la misma capacidad y generalmente de menor precio en comparación con los de cobre.

Los tipos de cableado que se encuentran en una instalación fotovoltaica son: baja tensión (BT), media tensión (MT) y alta tensión (AT).



Figura 23: Instalación tipo de un parque solar fotovoltaico. Fuente:[27]

En la figura 23 se aprecian los diferentes tramos de cableado necesarios en la instalación, los elementos que representan los números se describen a continuación:

1. Panel fotovoltaico.
2. Cableado de conexión entre los paneles fotovoltaicos en serie y cableado de conexión de un string con la caja de conexiones.
3. Caja de conexiones.
4. Cableado de conexión de las cajas de conexiones con inversor y representación del inversor.
5. Cableado de conexión inversor-transformador.
6. Cableado de conexión transformador-subestación elevadora.
7. Cableado de conexión con la red de transporte.

Es de vital importancia elegir la sección adecuada de los conductores, ya que una mala elección puede suponer una caída de tensión más elevada en el conductor o en un aumento de la corriente y su correspondiente aumento de la temperatura.

Un aumento de la temperatura puede repercutir tanto en un peligro de incendio como en el deterioro del material aislante que lo recubre, aumentando la posibilidad de un cortocircuito.



Primero hay que calcular el valor de la sección matemáticamente y, después, habrá que comprobar la corriente máxima admisible para la sección elegida y la canalización a utilizar.

El dimensionado de los conductores se realiza bajo el cumplimiento simultáneo de tres criterios principales que se explicarán a continuación:

- Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento
- Criterio de caída de tensión
- Criterio de intensidad de cortocircuito

Los cálculos que se presentan a continuación son una aproximación, ya que no se realizaron las mediciones reales en el emplazamiento.

2.4.1 Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

Para el cálculo de las secciones de un cable por el criterio de intensidad máxima admisible, es necesario recoger una serie de datos sobre el cable escogido y el tipo de instalación por la que se dispondrán los cables.

Para calcular el cableado, se tomará como referencia la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización). El criterio térmico limita la intensidad máxima admisible por el cable en régimen permanente. Tal y como exige la norma, en su artículo 690: Sistemas Solares Fotovoltaicos "Los conductores del circuito deben ser seleccionados para conducir cuando menos, la mayor corriente determinada en 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas sin ningún factor adicional de corrección por las condiciones de uso. [33]"

La norma NOM-001, apartado 8 considera que bajo ciertas condiciones debe aumentarse el coeficiente 1.25 a 1.4. Además, existe una serie de factores de corrección en función de diferentes criterios referidos al método de instalación de los conductores.

Para obtener las intensidades de corriente se aplican las siguientes fórmulas:

-Distribución monofásica:

$$I = \frac{P}{U * \cos \varphi} \quad (30)$$



Donde:

I: Intensidad de corriente en A.

P: Potencia en W.

U: Tensión fase-neutro (monofásica) o entre fases (trifásica) en V.

cos φ : Coseno del ángulo φ entre la tensión de fase y la intensidad.

-Distribución monofásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} \quad (31)$$

Para obtener las intensidades en corriente continua se aplica la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{U} \quad (32)$$

2.4.2 Criterio de caída de tensión

El cálculo de los conductores por este criterio se fundamenta en que dichos conductores tendrán la sección adecuada para evitar que la caída de tensión supere unos valores límites impuestos.

Por lo tanto, se deberá cumplir que, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua y alterna deberán tener la sección suficiente para que se cumpla la normativa referente a la caída de tensión límite.

Para calcular la sección de un cable por el criterio de la caída de tensión es conveniente tener en cuenta el efecto de la reactancia, cuya influencia es significativa, especialmente cuando el resultado es una sección elevada. A efectos del cálculo de secciones, se consideran de forma independiente la parte de la instalación que discurre en corriente continua y, a continuación, la parte por la que circula corriente alterna. Se consideran las siguientes fórmulas de cálculo de caída de tensión para corriente alterna teniendo en cuenta el efecto de la reactancia [27].

- Cálculo de la sección en monofásica:

$$S = \frac{2 * L * I * \cos \varphi}{\gamma * \left(e^{-2} * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \theta \right)} \quad (33)$$



-Cálculo de la sección en trifásica

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos \varphi}{\gamma * \left(e^{-1.732} * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \theta \right)} \quad (34)$$

Donde:

S: Sección del conductor en mm^2

L: Longitud de la línea en m

I: Intensidad de corriente en A

$\cos \varphi$: Coseno del ángulo φ entre la tensión de fase y la intensidad.

γ : Conductividad del conductor en $m/\Omega mm^2$

x: Reactancia de la línea en Ω/km

n: Número de conductores por fase

Despreciando el valor de la reactancia ($x = 0$) las expresiones se simplifican y quedan de la siguiente forma:

-Cálculo de la sección en monofásica ($x=0$):

$$S = \frac{2 * L * I * \cos \varphi}{\gamma * e} \quad (35)$$

-Cálculo de la sección en trifásico ($x=0$):

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos \varphi}{\gamma * e} \quad (36)$$

Sin embargo, para corriente continua donde no existe el factor de potencia, se tiene la siguiente fórmula:

- Cálculo de la sección en monofásica en función de la corriente:

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * e} \quad (37)$$



-Cálculo de la sección en monofásica en función de la potencia:

$$S = \frac{2 * P * L}{\gamma * e * U} \quad (38)$$

2.4.3 Criterio de intensidad de cortocircuito

Cuando se produce un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración en los conductores su temperatura se eleva, y ésta no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (máximo 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Este cálculo es implícito al criterio de la intensidad admisible pues se ha partido de la intensidad de cortocircuito para calcular la sección.

Además, al tratarse de strings de paneles en paralelo no es necesaria protección contra sobreintensidades, ya que si se produce un cortocircuito la intensidad en cualquiera de los strings no superará el valor de cortocircuito nominal [34].

2.4.4 Cables fotovoltaicos

En la figura 24 se muestran los tramos de cables que se elegirán para la instalación y se describen brevemente a continuación.

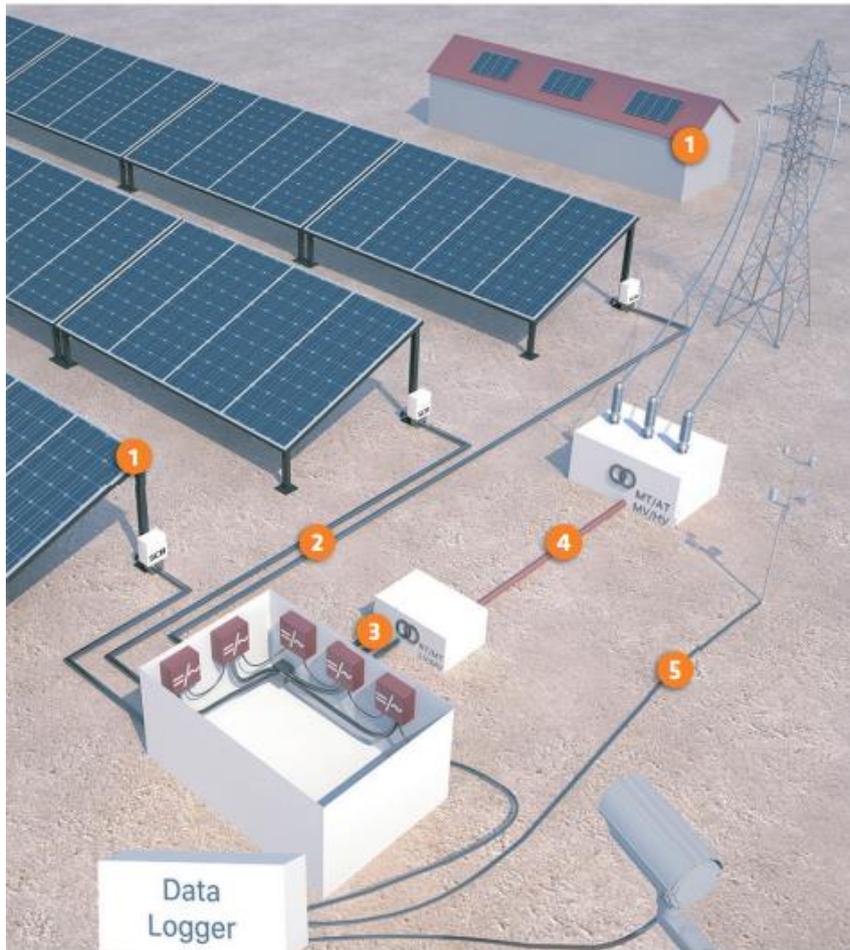


Figura 24: Tramos de cables fotovoltaicos. Fuente:[36]

1. Interconexión de paneles y campo solar
2. Red de baja tensión en corriente continua
3. Red de baja tensión en corriente alterna
4. Red de media tensión
5. Red de comunicaciones

En general, para esta instalación, se decide utilizar cables del grupo Prysmian, la compañía da servicio a través de una red global con representantes comerciales y centros de distribución



alrededor de todo el mundo. Los cables Prysmian colaboran con empresas del sector solar de todo el mundo.

Se decide utilizar esta marca debido a que tiene gran prestigio a nivel mundial, además de que ha sido utilizada en otros 3 proyectos fotovoltaicos en México, lo que garantiza que cumple con toda la normativa.

Se toma como referencia la guía de instalación de cables fotovoltaicos que tiene Prysmian [36] para elegir de su catálogo los cables para los diferentes tramos y niveles de tensión.

2.4.5 Cableado de baja tensión y conectores

El cableado de BT está comprendido entre el generador fotovoltaico hasta el cuadro de BT del transformador, en los que se encuentran los tramos de los paneles fotovoltaicos hasta las cajas de conexiones (1-2-3), que se ilustran en la figura 24, desde las cajas de conexión al inversor (3-4) y del inversor al transformador (4-5). Entre estos tramos se debe diferenciar, el circuito de corriente continua los dos primeros tramos indicados (1-2-3-4) y el circuito de corriente alterna el cual es el último tramo indicado (4-5).

En cuanto al tipo de cable a utilizar, conviene destacar una serie de puntos que se pueden aplicar de manera genérica para cualquier parque fotovoltaico. Una instalación fotovoltaica, debido a sus características particulares, está sometida a unas condiciones ambientales rigurosas.

Cabe destacar que el generador fotovoltaico se encuentra a la intemperie, de forma que los conductores discurrirán a la intemperie o por zanja. Una de las características particulares de la instalación fotovoltaica es la elevada temperatura que se alcanza en el dorso de los paneles, pudiendo llegar a ser superior de los 90°C. Esto imposibilita usar cables cuya temperatura máxima de servicio de su aislante sea de 90°C. La NOM-001-SEDE-2012 en el artículo 690, apartado D, establece las características de cables para instalaciones fotovoltaicas.

Tomando esto en cuenta, para este proyecto se decide utilizar el cable PRYSUN H1Z2Z2-K de Prysmian en el tramo que comprende la interconexión de paneles y campo solar éste es un cable diseñado específicamente para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica.

Las características principales de este cable se exponen en la siguiente tabla. En el Anexo II se encuentra su ficha técnica con todas sus características.

Datos	Valor
Denominación	H1Z2Z2-K
Tensión Asignada	1.5-1.8 kVdc
Conductor	Cobre electrolítico flexible clase 5
Aislamiento	Compuesto reticulado libre de halógenos.
Cubierta	Compuesto reticulado libre de halógenos

Tabla 15: Características principales del cable PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente: Elaboración propia



Figura 25: Cable PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente:[36]

Para la conexión de los paneles entre si se usaran los accesorios multi-contact MC4 que permiten obtener conexiones seguras entre el cable solar de alimentación y el conector. Los conectores MC4 son utilizados como el estándar en la industria para las conexiones fotovoltaicas y presentan las siguientes características [37]:

- Corriente máxima: 36 A
- Voltaje máximo: 1000 V
- IP68
- Resistencia típica: 0.25 mΩ
- Apto para cable 10-14 AWG
- Temperatura de operación: -40°C a 90°C



Figura 26: Conectores MC4 macho y hembra. Fuente:[37]

Para la red de baja tensión en corriente continua y corriente alterna, es decir, los tramos 2 y 3 que se muestran en la figura 24, se decide utilizar el cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS). En la tabla siguiente se muestran sus características principales. En el Anexo II se encuentra su ficha técnica.

Datos	Valor
Denominación	AFUMEX CLASS 1000 V (AS)
Tensión Asignada	1.2-1.8 kVdc
Conductor	Cobre electrolítico flexible clase 5
Aislamiento	Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3
Cubierta	Mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Tabla 16: Características principales del cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS). Fuente: Elaboración propia



Figura 27: Cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS). Fuente:[36]

Este cable además se utilizará tanto en los circuitos de AC que alimentarán a los motores de movimiento de los seguidores solares, como en los circuitos de iluminación perimetral y cámaras de seguridad, puesto que cumple con lo exigido en la NOM-001 para instalaciones bajo tierra.

2.4.6 Cableado de media tensión

Este tramo comprende los cables para el circuito de evacuación (MT/AT). Es la conexión en serie de los transformadores elevadores con la estación de salida y control. Es el tramo 4 que se muestra en la figura 24.

Para este tramo se elige el cable AL EPROTENAX H COMPACT, también de la marca Prysmian. En la tabla 17 se muestran sus características principales. En el Anexo II se puede encontrar su ficha técnica con todos sus datos.

Datos	Valor
Denominación	AL HEPRZ1
Tensión Asignada	18-30 kV
Conductor	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, flexibilidad clase 2
Aislamiento	Etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C)
Pantalla	Hilos de cobre en hélice con cinta de cobre
Cubierta	Poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex.

Tabla 17: Características principales del cable AL EPROTENAX H COMPACT. Fuente: Elaboración propia



Figura 28: Cable AL EPROTENAX H COMPACT. Fuente:[36]

2.4.7 Cableado de comunicaciones

Para el tramo 5 de la figura 24, que corresponde a la red de comunicaciones, se elige el cable ICS IE ToughCat.7 Armoured, sin embargo, en este estudio no se incluye el cálculo de su sección. En el Anexo II se encuentra su ficha técnica y sus características principales se recogen en la siguiente tabla:

Datos	Valor
Denominación	S/FTP
Material	Alambre de cobre sólido.
Flexibilidad	Rígido, Ø 0.56 mm (AWG 23)
Aislamiento	Polietileno de espuma, Ø 1.4 mm
Pantalla global	Trenza de cobre estañado
Pantalla individual	Aluminio poliéster
Cubierta interior	Resistente al aceite, ignífugo y libre de halógenos LSHF-FR (SHF1)

Tabla 18: Características principales del cable ICS IE ToughCat.7 Armoured. Fuente: Elaboración propia



Figura 29: Cable ICS IE ToughCat.7 Armoured. Fuente:[36]

2.4.8 Cableado de alta tensión

Por último, se sugiere el cableado de alta tensión, sin embargo, para este estudio no corresponde realizar los cálculos.

El tramo de alta tensión corresponde con la unión de la subestación transformadora elevadora con la red de transporte. Para alta tensión se utilizan los cables aéreos ACSR (Steel-reinforced aluminium conductors), ya que los conductores de aluminio presentan la ventaja con respecto al cobre de tener un menor coste. Esto es un aspecto muy importante para considerar debido a que se usarán en tramos de distancias muy grandes.

Para más información, revisar la ficha técnica que se encuentra en el Anexo II.



Figura 30: Cable de alta tensión ACSR. Fuente:[36]



2.4.9 Cálculo del cableado de corriente continua

En esta planta fotovoltaica hay dos tramos por los que circula corriente continua: en el cableado de conexión de los strings con las cajas de conexiones y en el cableado de conexión desde las cajas de conexión con el inversor.

La caída de tensión máxima dependerá de los tramos, pero según la normativa referente será como máximo del 2% entre el generador fotovoltaico y el inversor, se debe dividir esta caída en los dos tramos de conexión de manera que la caída de tensión total no supere el valor impuesto [27].

A continuación, se realiza el cálculo de cada uno de los tramos descritos anteriormente, seleccionando el más desfavorable posible en cuanto a la caída de tensión (mayor longitud), pero solo un ejemplo de cada uno para mostrar el procedimiento ejecutado.

2.4.10 Cálculo del cableado de conexión de cada uno de los strings con las cajas de conexión

En esta sección se calcula el cableado que une los módulos fotovoltaicos con las cajas de conexión, cada uno de estos strings circulará sobre bandeja desde el módulo más alejado de cada uno de los strings hasta la conexión con la caja de conexiones.

Para poder observar la aplicación de cada uno de los métodos de cálculo mencionados, a continuación, se llevará a cabo, como referencia, el cálculo del strings resultado de la fila del seguidor solar más alejado hasta la caja de conexiones, el cual se considera el tramo más desfavorable.

Criterio de intensidad máxima admisible

Como primer paso, se realiza el cálculo de la sección de cable necesaria por el criterio de intensidad máxima admisible, para ello se escoge la intensidad de cálculo como la intensidad de cortocircuito que puede haber en un string, la cual viene definida por la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico que se encuentra en su ficha técnica.

$$I_{\text{cálculo}} = 14.12 A \quad (39)$$

Según indica NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización) en su artículo 690: Sistemas Solares Fotovoltaicos, dicha intensidad se debe aumentar un 25%, entonces:



$$I_{\text{cálculo}} = 14.12 A \times 1.25 = 17.65 A \quad (40)$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, se deben considerar una serie de coeficientes de corrección propios que corregirán dicha corriente de cálculo, estos coeficientes de corrección se aplican por factores como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación, etc.

Como la línea recibe la acción solar directa por estar a la intemperie y además la temperatura ambiente más extrema puede llegar hasta 42.2 °C superior al estándar mexicano de 40 °C. La tabla 690-31(c) de la NOM-001-SEDE-2012, nos indica el factor de corrección para temperatura ambiente de 41-45°C y el cable PRYSUN H1Z2Z2-K elegido anteriormente, arroja un coeficiente de 0.71.

Temperatura ambiente ↕C	Temperatura máxima de operación del conductor			
	60 ↕C	75 ↕C	90 ↕C	105 °C
30	1.00	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96	0.97
36-40	0.82	0.88	0.91	0.93
41-45	0.71	0.82	0.87	0.89
46-50	0.58	0.75	0.82	0.86
51-55	0.41	0.67	0.76	0.82
56-60		0.58	0.71	0.77
61-70		0.33	0.58	0.68
71-80			0.41	0.58

Tabla 19: Factores de corrección de temperatura. Fuente: [33]

Para tendidos expuestos al sol se toma el valor 0.71 de factor de corrección adicional.

Además, debido a que por la bandeja circularan otros 15 cables más, se debe aplicar un factor de corrección por agrupamiento, por lo tanto, deberemos acudir a la tabla 310-15(b)(3)(a) de la NOM-001 que enlista los factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. De dicha tabla, el número de conductores por bandejas (16) se obtiene un factor de corrección por agrupamientos de 0.5.

Número de conductores ¹	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

Tabla 20: Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. Fuente: [33]

Ya que se justificó la instalación y se determinaron los coeficientes de corrección, el siguiente paso es aplicar los factores de corrección a la intensidad de cálculo de la ec. 40.

$$I_{\text{cálculo corregida}} = \frac{17.65 \text{ A}}{0.71 \times 0.71 \times 0.5} = 70.0257 \text{ A} \quad (41)$$

Una vez se tiene la intensidad de cálculo corregida, lo siguiente es seleccionar la intensidad admisible en la tabla A.52-1 bis de la norma UNE-HD 60364 que supere dicha intensidad de cálculo corregida.

Para el cable de cobre PRYSUN H1Z2Z2-K, como primer paso, se elige de la tabla 21 el método de instalación. En este caso es el tipo F. Posteriormente se elige la sección de cable de 4 mm² porque esa es la sección de los conectores de los paneles.

El segundo paso es elegir el tipo de aislamiento correspondiente, para el cable elegido, se mira la columna de XLPE2, que es polietileno reticulado. La tabla 22 arroja un valor de 82 A, es decir:

$$I_{\text{admisible}} = 82 \text{ A} \quad (42)$$

Finalmente, se comprueba que cumple con el criterio de intensidad admisible, que se enuncia en la ec. 43.

$$I_{\text{cálculo corregida}} < I_{\text{admisible}} \quad (43)$$

$$70.0257 \text{ A} < 82 \text{ A}$$

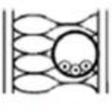
 Habitación	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo en una pared térmicamente aislante	A1		Cable unipolar o multipolar sobre una pared de madera	C
 Habitación	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2		Cable multipolar al aire libre	E
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo sobre una pared de madera	B1		Cables unipolares en contacto al aire libre	F
	Cable multipolar en un tubo sobre una pared de madera	B2			
			Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable		
			Distancia al muro no inferior al diámetro del cable		

Tabla 21: Tipos de métodos de instalación. Fuente: [34]

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
	PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)	PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)					
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
D1/D2*	VER SIGUIENTE TABLA																		
E																			
F																			
	mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1.5	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	2.5	15	15.5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	29	30	31	32
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
Cobre	50	86	94	103	116	121	127	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220

Tabla 22: Intensidades admisibles en amperios al aire. Fuente: [34]

Mediante este criterio, se determina que la sección necesaria del conductor es de 10 mm².

Criterio de caída de tensión

Con este criterio se verifica que la sección seleccionada en el criterio anterior es válida. Se cumple como norma que la caída de tensión entre el generador fotovoltaico y el inversor no será superior al 2%, según lo marca la NOM-001 en su art. 547, para la intensidad nominal, repartida entre el cableado de paneles a las cajas de conexión y desde las cajas de conexión al inversor.

La fórmula con la que se comprueba la sección de 10 mm² por el criterio de la caída de tensión para corriente continua fue definida en la ec. 37 y, si se aplica a la línea se obtiene:

$$e = \frac{2 * I * L}{\gamma * s} \quad (44)$$

Donde:

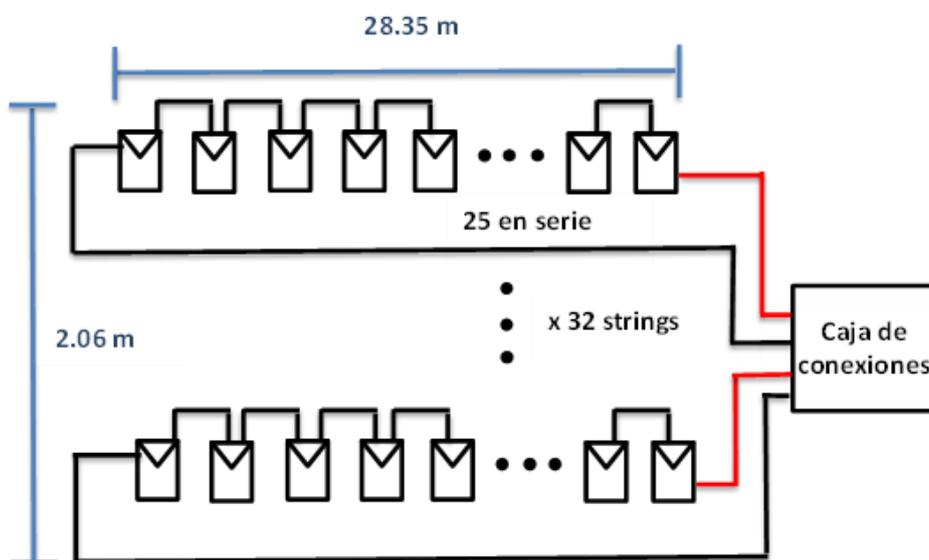
e: Caída de tensión máxima admisible en V

I: Corriente nominal del circuito= 13.54 A

γ : Conductividad del material (90°C), en este caso cobre= 45.5 m/ Ω mm²

s: Sección del cable= 10 mm²

L: Longitud de la línea= 292.03 m. Esta longitud es una aproximación de la máxima longitud del cable, en este caso, desde el inversor hasta el panel más alejado.





Sustituyendo:

$$e = \frac{2 * 13.54 * 292.03}{45.5 * 10} = 17.3805 V \quad (45)$$

Se calcula la caída de tensión en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{e}{U} = \frac{17.3805 V}{25 * 40.99V} = 1.6960\% \quad (46)$$

Se obtiene una caída de tensión de 1.6960%, y con esto se comprueba que está dentro del rango aceptable, por lo tanto, la sección elegida anteriormente es correcta.

2.4.11 Cálculo del cableado de conexión de la caja de conexiones con un inversor

Este es el tramo de cableado que discurre desde la caja de conexiones hasta el inversor. Esta línea recoge las corrientes generadas por cada string y las canaliza hasta el inversor con dos conductores, uno positivo y otro negativo. Esta línea irá enterrada en una zanja bajo tubo, por lo tanto, el tipo de instalación será D1. Al igual que en el caso anterior, se comienza con el cálculo de la sección del cable necesaria por el criterio de intensidad máxima admisible.

Criterio de intensidad máxima admisible

Se calcula la tensión en el punto de máxima potencia para obtener la sección del cable a emplear. Como los paneles están conectados en serie en cada string, la tensión de cada string y, por consiguiente, la de la línea principal de corriente continua será la suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de cada panel.

$$U = U_{pmp} * 25 = 40.99 * 25 = 1024.75 V \quad (47)$$

Por otro lado, la intensidad de la línea es el producto de las intensidades de cortocircuito de cada panel multiplicado por el número de strings. En los paneles en serie se tiene la misma intensidad.

$$I_{cálculo} = I_{CC} * 16 = 14.12 A * 16 = 225.92 A \quad (48)$$

Como se comentó anteriormente, la NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización) indica en su artículo 690: Sistemas Solares Fotovoltaicos, que dicha intensidad se debe aumentar un 25%, entonces:

$$I_{\text{cálculo}} = I_{\text{cálculo}} * 1.25 = 225.92 \text{ A} * 1.25 = 282.4 \text{ A} \quad (49)$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, nuevamente se deben considerar los coeficientes de corrección propios para obtener la intensidad de cálculo corregida.

El primero de los factores de corrección a aplicar es el factor de corrección para intensidad admisible para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 30 °C para cables en conductos enterrados. Según la Tabla 310-15(b)(2)(a) de la NOM-001, el factor de corrección es 0.96.

Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:			
Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
91-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

Tabla 23: Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

Fuente: [33]

No se aplicará un factor de corrección por la acción de la resistividad del terreno ya que se tomará la estándar, que es de $1.5 \text{ k}^* \text{m/W}$, cuyo factor de corrección es 1.

Por último, se aplica el factor de corrección por agrupamiento de cables unipolares en un solo conducto incluido en la tabla 24. En la línea circula un tubo, dos cables por tubo (positivo y negativo) y en la misma zanja circulan 9 tubos más para el caso más desfavorable. En esta instalación se tienen dos zanjas principales:

1. La de corriente continua que se diferencia en dos casos, el primero de ellos es la zanja que alojará únicamente los circuitos del cableado correspondiente a la conexión de la caja de conexiones con la estación central de media tensión. En estas zanjas se alojarán 8 circuitos correspondientes a 8 seguidores solares, por cada seguidor solar se tiene una caja de conexión. El segundo caso son aquellas zanjas que además de alojar los 8 circuitos correspondientes a 8 seguidores solares, se alojarán en ellas un circuito adicional para la alimentación de los motores de seguidores solares y uno más para las comunicaciones del inversor. Por lo tanto, es el caso más desfavorable con 10 circuitos por zanja y su factor asociado por agrupación es de 0.72, según la tabla 24.

2. La de corriente alterna, que se comentará en las siguientes secciones.

NÚMERO DE CABLES MULTICOLORES O DE GRUPOS DE 2 O 3 CABLES UNIPOLARES (UN CIRCUITO POR CONDUCTO)	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)			
	Nóla (tubos en contacto)	0,25m	0,50m	1,0m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

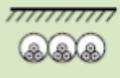


Tabla 24: Factor de corrección para circuitos de cables enterrados bajo tubo. Fuente: [27]

El siguiente paso, ya que se justificó la instalación y determinaron los coeficientes de corrección, se procede a aplicar los factores de corrección a la intensidad de cálculo.

$$I_{\text{cálculo corregida}} = I_{\text{cálculo}} = \frac{282.4}{0.96 * 1 * 0.72} = 408.5648 \text{ A} \quad (50)$$

Una vez se tiene la intensidad de cálculo, el siguiente paso es calcular la intensidad admisible en la tabla C.52- 2 bis de la norma UNE-HD 60364. Se trata de un cable bajo tubo enterrado de cobre y con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE2), por lo tanto, se selecciona una sección con una intensidad admisible superior a la intensidad de cálculo corregida. Se obtiene una sección de 300 mm².

* Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	197	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
Aluminio	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Tabla 25: Intensidades admisible según método de instalación enterrado para cobre y aluminio.

Fuente: [27]

Criterio de caída de tensión

Seguidamente, se recurre al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida. Para ello se debe cumplir con lo impuesto por la NOM-001 de un 2% máximo de caída de tensión entre los paneles y el inversor para cada uno de los circuitos de la instalación. Lo primero es calcular la intensidad que circulará en el circuito, para esto, se recurre a la intensidad de seguimiento del punto de máxima potencia del panel:

$$I = I_{\text{mp}} * 16 = 13.54 \text{ A} * 16 = 216.64 \text{ A} \quad (51)$$

Se calcula la caída de tensión para la sección de 300 mm² calculada con el criterio anterior y la línea más desfavorable, que corresponde a aquella que está más alejada del inversor. Se utiliza la ec. 44 anteriormente descrita.

$$e = \frac{2 * 216.64 * 525.65}{45.5 * 300} = 16.6853 \text{ V} \quad (52)$$

Por último, para comprobar que la sección elegida sea correcta, se calcula la caída de tensión en porcentaje con la ecuación 46.

$$e(\%) = \frac{e}{U} = \frac{16.6853 \text{ V}}{25 \times 40.99\text{V}} = 1.6282\% \quad (53)$$

Se observa que la sección cumple con lo establecido, por lo tanto, es correcta.

2.4.12 Cableado de corriente alterna

El tramo de cableado de corriente alterna es el que se ubica desde la salida de la estación de potencia de MT hasta la estación de salida y control, el cual discurrirá entrado bajo tubo en una zanja. Hay que recordar que cada estación alberga celdas de protección, control y medida, un inversor INGECON SUN 3Power y un transformador elevador a 35 kV.

La configuración de las estaciones centrales de MT es radial y se conectarán en serie hasta alcanzar el centro de seccionamiento dispuesto en la estación de salida y control. Dentro de esta central fotovoltaica se tendrá la misma configuración de estaciones de MT que será la englobada por tres estaciones de MT conectadas en serie. Su conexión se muestra en la siguiente figura.

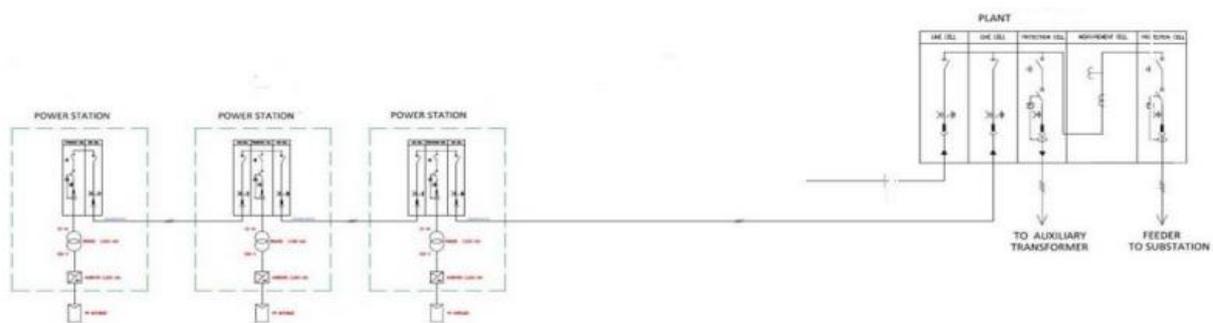


Figura 31: Esquema de tres estaciones de media tensión en serie. Fuente:[27]

Tal y como se aprecia en la figura 31, las estaciones de MT se conectan en serie, por lo que las corrientes de cada una de las estaciones se van sumando hasta llegar a la estación de salida y control. Para demostrar la ejecución del cálculo de la sección de MT, se dimensionará a continuación el tramo más desfavorable de MT de la instalación, el cuál es el tramo que reúne la corriente de las dos estaciones anteriores más la suya propia. En la figura 31 se observa que en este caso es el tramo que va desde la tercera estación hasta el centro de seccionamiento.

Repitiendo el procedimiento anterior para el cableado de corriente continua, se calcula la sección necesaria tanto por el criterio de intensidad máxima admisible como por el de caída de tensión.

Criterio de intensidad máxima admisible

Se debe tener en cuenta que todas las estaciones están dimensionadas para la misma potencia, por lo que la intensidad de cada estación se calcula como:

$$I_{estación} = \frac{\text{Potencia del transformador}}{\sqrt{3} \times \cos \varphi \times \text{Tensión nominal}} \quad (54)$$

$$I_{estación} = \frac{3824000 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 0.8 \times 35000} = 78.8495 \text{ A} \quad (55)$$

Una vez se tiene la intensidad de línea de cada estación, para calcular la corriente de línea más desfavorable propuesta a dimensionar se tendrá en cuenta la corriente de las 3 estaciones de MT, puesto que están en serie, por lo tanto:

$$I_{cálculo} = 78.8495 \text{ A} * 3 = 236.5486 \quad (56)$$

Según indica la NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización) indica en su artículo 690, dicha intensidad se debe aumentar un 25%, entonces:

$$I_{cálculo} = 236.5486 * 1.25 = 295.6858 \text{ A} \quad (57)$$

El siguiente paso es calcular y seleccionar los coeficientes de corrección aplicables a esta línea, para ello se debe tener en cuenta que el RLAT (Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión) fija como estándares para tendidos subterráneos de media tensión bajo tubo las siguientes condiciones:

- Terno de cables unipolares directamente enterrados
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/ W
- Profundidad de instalación: 1 m

Debido a que se demostró en apartados anteriores el cálculo de factores de corrección y que se dispondrá de la línea de MT subterránea según los estándares del RLAT, únicamente se va a tener en cuenta un factor de corrección por agrupamiento debido a la presencia de 3 tubos más en la misma zanja como máximo, dichos tubos alojan las líneas de MT que conectan a la estación de salida y control provenientes de otras estaciones de potencia finales que recogen la energía eléctrica de dos estaciones en serie más la suya propia.

Observando la tabla 25 donde se muestran los factores de corrección por agrupamiento para instalaciones enterradas de MT, para una zanja con 4 ternas en la zanja de cables bajo tubo y una separación de 0.4 m, se tiene un factor de corrección de 0.77.

COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

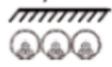
		Factor de corrección								
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos en la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
 Cables directamente enterrados	En contacto (d = 0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
 Cables bajo tubo	En contacto (d = 0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 26: Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados. Fuente: [27]

Una vez justificada la instalación y determinados los coeficientes de corrección, el siguiente paso es aplicar los factores de corrección a la intensidad de cálculo.

$$I_{\text{cálculo corregida}} = \frac{295.6858 A}{0.77} = 384.0075 A \quad (58)$$

Una vez determinada la intensidad de cálculo corregida, se selecciona de la tabla de intensidades admisibles para el cable de MT seleccionado anteriormente, aquella sección mínima que supere la intensidad de cálculo corregida, para ello se recurre a la tabla de intensidades admisibles para el cable AL EPROTENAX H COMPACT que se muestra a continuación.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS | ELECTRICAL PROPERTIES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²) 1x CONDUCTOR CROSS-SECTION (Al) / SHIELD CROSS-SECTION (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A) MAXIMUM PERMITTED CURRENT IN CONDUIT & BURIED* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A) MAXIMUM PERMITTED CURRENT DIRECTLY BURIED* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A) MAXIMUM PERMITTED CURRENT SURFACE-MOUNTED** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A) MAXIMUM SHORT CIRCUIT CURRENT IN CONDUCTOR DURING 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A) MAXIMUM SHORT CIRCUIT CURRENT IN SHIELD DURING 1s**** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

Tabla 27: Intensidad máxima admisible para cable AL EPROTENAX H COMPACT. Fuente: [36]

La instalación es cable bajo tubo y según la tabla 27 se escogería la columna 1, y a continuación se elige la primera intensidad admisible que supere la intensidad de cálculo, en este caso, serían 450 A; es decir, se necesitaría una sección mínima de 400 mm² para soportar los 384.0075 A por fase para la línea más desfavorable.

$$I_{\text{cálculo corregida}} = 384.0075 \text{ A} < I_{\text{admisible}} = 450 \text{ A} \quad \checkmark \quad (59)$$

Criterio de caída de tensión

Para la aplicación del criterio de caída de tensión se parte de los datos de la línea anteriormente calculada y se realiza una aproximación de las longitudes de cable entre centros y desde la última estación de media potencia a calcular hasta el centro de seccionamiento de la estación de salida y control. Se debe tener en cuenta que la caída tensión máxima establecida por la normativa mexicana es un 2%. Para corriente alterna trifásica se calcula la caída tensión máxima de una línea con la siguiente formula:

$$e = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi) \quad (60)$$

Donde:

e: Caída de tensión en V

L: Longitud de la línea en km

R: Resistencia del conductor en Ω/km

X: Reactancia de la línea en Ω/km

I: Intensidad de corriente que recorre la línea en A

Se plantea que la longitud desde la estación de potencia de MT hasta el centro de seccionamiento de la estación de salida y control es 1648.75 m y mediante la aplicación de la tabla 28 se toman los valores de R y X que, para cable AL EPROTENAX H COMPACT de 18/30 kV es de 1x400.

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²) 1 x CONDUCTOR CROSS-SECTION (Al) / SHIELD CROSS-SECTION (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a T 20 °C (Ω/km) RESISTANCE IN CONDUCTOR at T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a T MÁX (105 °C) (Ω/km) RESISTANCE IN CONDUCTOR at T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km) INDUCTIVE REACTANCE (Ω/km)		CAPACIDAD (μF/km) CAPACITY (μF/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,078	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

Tabla 28: Características eléctricas del cable AL EPROTENAX H COMPACT. Fuente: [36]

En este caso, los valores obtenidos son: 0.105 para la resistencia y 0.103 para la reactancia.

Sustituyendo los datos en la ec. 60, se tiene:

$$e = \sqrt{3} * 1.6487 * 384.0075 * (0.105 * 0.8 + 0.103 * 0.6) = 159.8819 \text{ V} \quad (61)$$

Expresado porcentualmente, sabiendo que la tensión de línea es de 30 kV:

$$e = \frac{159.8819}{30000} * 100 = 0.5329 \% \quad \checkmark \quad (62)$$

Esta caída de tensión debe ser sumada a las caídas de tensión que se producen en las líneas aguas arriba de esta estación de potencia de MT, ya que se han dispuesto 3 en serie, la caída tensión final será la suma de las tres caídas de tensiones que se producen en cada línea, es decir:

$$e = 0.5329 \% \times 3 = 1.5988 \% < 2\% \quad \checkmark \quad (63)$$

Está dentro del rango fijado por normativa, por lo tanto, el diseño planteado es correcto.



2.4.13 Protecciones eléctricas

El SFV (Sistema Fotovoltaico) deberá contar con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad tanto de los equipos como de las personas que realicen algún tipo de mantenimiento.

El sistema de protecciones deberá garantizar la desconexión en caso de faltas, ya sean por causas internas del sistema o de la red de distribución.

La instalación deberá contar con los siguientes interruptores:

- Un interruptor termomagnético.
- Un interruptor automático diferencial.
- Un interruptor automático de la interconexión

Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máximo y mínimo voltaje.

Además, todos los elementos metálicos relacionados con la instalación del SFV, tanto de la sección de corriente continua, como de la de corriente alterna, deberán estar conectados a un único sistema de puesta a tierra. Debido a que la central Agua Prieta II ya cuenta con un sistema de puesta a tierra, se puede plantear el redimensionar este sistema para poder ampliarlo; estos cálculos no son competencia de este estudio.

El sistema de protecciones y equipos de seccionamiento se componen de fusibles conectados en la polaridad positiva y negativa del arreglo de paneles solares, además, la salida de corriente continua deberá contar con interruptores termomagnéticos de DC para proteger el inversor. La salida de corriente alterna del inversor deberá contar con interruptores termomagnéticos de AC por cada fase, esto garantiza la conexión y desconexión del SFV. Todas las carcasas de los paneles solares deberán estar conectados a tierra, así mismo, se debe contar con varistores conectados a tierra. Además, se deben seguir las pautas marcadas por la NOM-001, art. 690 Sistemas Solares Fotovoltaicos.

Los interruptores termomagnéticos de DC deberán proteger al SFV en el caso de que ocurra alguna falta o existan altos niveles de corriente que puedan afectar al inversor, se deben tener en cuenta aspectos climáticos que podrían causar variaciones de energía.

Los interruptores de AC permitirán la conexión y desconexión con la red en caso de falta en el SFV o en el inversor.



Los varistores protegerán a los circuitos cuando se presenten variaciones de voltaje, son necesarios en el lado de DC y de AC del sistema [45].

Los fusibles son necesarios en la polaridad negativa y positiva de cada rama en paralelo de la configuración de los paneles fotovoltaicos. Las conexiones de los strings permanecen fuera de la carcasa de la caja de conexiones. El SMA String-Monitor cuenta con 3 diferentes opciones para interconectar y proteger por fusible los strings:

1. Protección de un solo lado con conector con fusible integrado en el polo positivo o negativo.
2. Protección de ambos lados con conectores con fusible integrado en el polo positivo y el polo negativo.
3. Dos strings conectados a un fusible mediante un adaptador en Y.

Para este sistema, se decide utilizar la opción 2, cuya conexión se ilustra a continuación.

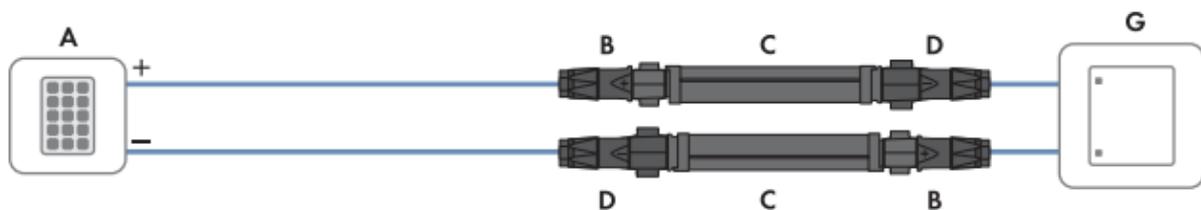


Figura 41: Protección de ambos lados con conectores con fusible integrado en el polo positivo y el polo negativo. Fuente: [32]



2.5 Funcionamiento actual de la planta

En esta sección se describirá el funcionamiento de la planta en la actualidad, es decir, el ciclo combinado y la planta termosolar en conjunto.

En general, el ciclo combinado cuenta con los siguientes sistemas o equipos principales y secundarios:

Sistemas o equipos principales

- Turbogás. (Ciclo Brayton)
- Ciclo vapor/ condensado (Ciclo Rankine)
- Turbina de vapor con generador
- Sistema Integrado Ciclo Combinado — Campo Solar

Sistemas o equipos secundarios

- Recorrido de gases de combustión. (Recuperador)
- Circuito de alimentación de gas
- Sistema de suministro de agua
- Circuito de enfriamiento principal
- Circuito de enfriamiento de equipo auxiliar
- Sistema de tratamiento de efluentes
- Planta de tratamiento de agua de repuesto al ciclo vapor — condensado (Sistema de Agua Desmineralizada)
- Sistema de dosificación de insumos químicos
- Transformadores y líneas de entrega de energía.

La CFE nos explica en su documento “Datos generales del promovente y del responsable de la elaboración del estudio de riesgo ambiental” [24], una breve explicación del funcionamiento de los sistemas y equipos principales se enlistan a continuación.

2.5.1 Ciclo Brayton (Turbogás)

Este sistema también conocido como aire-gas (Turbogás), tiene como propósito generar energía eléctrica mediante el giro de un generador asociado a una turbina a la que se alimenta los gases de la cámara de combustión. En este sistema se producen aproximadamente 2/3 de la energía eléctrica del Ciclo Combinado.



El proceso inicia cuando el sistema succiona aire a través del filtro a un compresor. El aire es comprimido y conducido a la cámara de combustión (combustor), donde el combustible, en este caso gas natural, alimentado en las toberas, se mezcla con el aire comprimido, produciendo su ignición. De ello resultan gases de combustión que, debido a las altas temperaturas alcanzadas, (que pueden ser del orden de 1288 °C, para una turbina de capacidad de aproximadamente 181 MW) se expanden haciendo girar la turbina. El generador eléctrico, acoplado a la turbina de gas, transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

Para el enfriamiento del generador eléctrico se usa hidrógeno, debido a que este gas proporciona una mínima fricción al giro sin perder capacidad para absorber el calor generado. El hidrógeno es impulsado al interior del generador, el que a su vez es enfriado a través de agua fría a contracorriente, mediante un intercambiador de calor.

La presión del hidrógeno en el sistema se mantiene gracias a un banco de cilindros y a un sistema de alimentación que reemplaza las pérdidas. Un subsistema que realiza una función crítica al respecto es el Sistema de Sellos de aceite, el cual mantiene al hidrógeno dentro del generador evitando que fugue por las chumaceras del eje, a través de asegurar una presión en el aceite, superior a la del hidrógeno contenido. El agua utilizada para enfriamiento es enviada al aerocondensador, para su enfriamiento y reintegrarla al sistema.

2.5.2 Ciclo vapor -condensado (Rankine)

Los gases de desecho generados durante el ciclo Brayton, poseen un importante contenido energético, manifestado en alta temperatura. Esta energía es aprovechada en el ciclo Rankine a través de un recuperador de calor-generador de vapor, para calentar agua por transferencia de calor y llevarla a la fase de vapor.

Este vapor, ya sobrecalentado, es conducido a la turbina de vapor donde su energía cinética es convertida en trabajo mecánico, mismo que es transmitido al generador para producir energía eléctrica (el ciclo térmico de esta etapa es el denominado Rankine).

El vapor después de haber trabajado en la turbina de vapor se conduce a través de un condensador de superficie el cual produce el vacío necesario para extraer el vapor expandido de la turbina y unas bombas envían el condensado de regreso al generador de vapor, cerrando el ciclo agua - vapor. En este ciclo se produce aproximadamente 1/3 de la energía eléctrica.



En el aerocondensador, el vapor pasa a través de haces de tubos con superficies extendidas que son enfriadas con agua de las lagunas de oxidación, logrando así su condensación. En el fondo del aerocondensador se colecta el condensado; de aquí, las bombas de condensado lo envían al desgasificador y de ahí con bombas de agua de alimentación al recuperador para cerrar el ciclo. El sistema tiene purgas y pérdidas de agua, razón por la que el aerocondensador recibe agua desmineralizada como repuesto, compensando así dichas pérdidas.

Los gases de combustión, después de haber pasado por el recuperador de calor, se descargan a la atmósfera mediante una chimenea.

La energía eléctrica de los generadores eléctricos se transmitirá al Sistema Eléctrico a través de la subestación eléctrica de 400 kV ya existente dentro del predio.

2.5.3 Turbina de vapor

Para el enfriamiento del generador eléctrico se utiliza hidrógeno, debido a que este gas proporciona la mínima fricción al giro sin perder, con esto, su capacidad para absorber el calor generado. El hidrógeno es impulsado a través del interior del generador y, después, se pasa por un intercambiador de calor en el cual una corriente de agua fría absorbe el calor generado en este sistema.

2.5.4 Sistema Integrado Ciclo Combinado -Campo Solar

El sistema de generación ciclo combinado—solar está compuesto básicamente por dos elementos que operan en conjunto para generar electricidad.

El primer elemento es una planta de generación eléctrica tipo ciclo combinado y el segundo elemento es un componente solar que aprovecha la energía del sol para transmitirla al ciclo combinado mediante un aceite térmico.

La energía térmica solar (calor) contenida en el aceite térmico es conducida a través de una red de tubería hacia un intercambiador de calor, en donde se transfiere el calor al agua alimentada por el lado de la coraza del intercambiador de calor, generándose vapor y éste es agregado a la corriente de vapor en el recuperador de calor para adicionar a la producción de vapor en su componente de ciclo Rankine.



Un sistema de rastreo y seguimiento solar permite que los concentradores solares se orienten siempre en una posición normal a los rayos del sol. Con este mecanismo los colectores solares van siguiendo al sol durante su recorrido diario. Este sistema de seguimiento se emplea con la finalidad de minimizar el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre la superficie de los colectores y de esta manera incrementar la incidencia de la radiación directa.

En el ciclo de vapor y en un punto termodinámicamente definido se incorpora la carga térmica solar proveniente del campo solar y es aprovechada para generar vapor a través de un intercambiador de calor. De esta manera se integra la tecnología solar para agregar vapor al ciclo Rankine y generar energía eléctrica a través de la turbina de vapor y del generador eléctrico asociado.

El segundo elemento del sistema, el campo solar está compuesto por filas de concentradores solares que tienen su eje horizontal alineado en dirección Norte-Sur.

Los concentradores siguen la trayectoria del sol de Este a Oeste durante el día, mediante un mecanismo electromecánico, para garantizar que la radiación solar incida en el receptor lineal durante todas las horas de insolación. Un fluido transmisor de calor HTF es calentado cuando circula por el receptor lineal a lo largo de los espejos y retorna a unos intercambiadores de calor ubicados en el bloque de fuerza, donde es utilizado para generar vapor. El vapor es conducido a una turbina que acciona un generador eléctrico. El HTF frío, después de pasar por los intercambiadores de calor, es recirculado nuevamente al campo solar.

2.6 Plan de proyecto

A continuación, en la figura 32 se muestra el diagrama de flujo actual de la central.

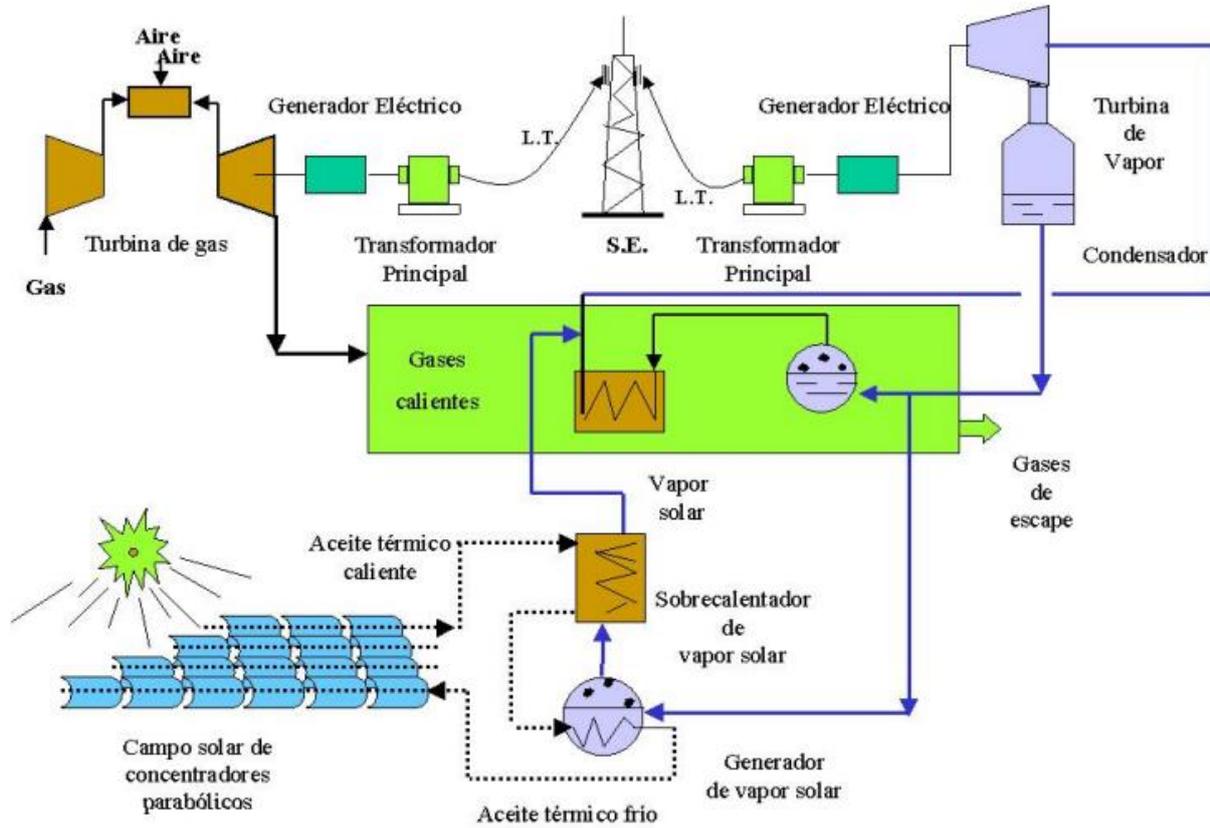


Figura 32: Diagrama de flujo de la central Agua Prieta II. Fuente: [24]

En la figura 33 se muestra el diagrama de la nueva propuesta de la central. Se observa que se agrega almacenamiento mediante sales fundidas y un campo fotovoltaico, esto para mejorar la gestionabilidad de la energía y aumentar la producción.

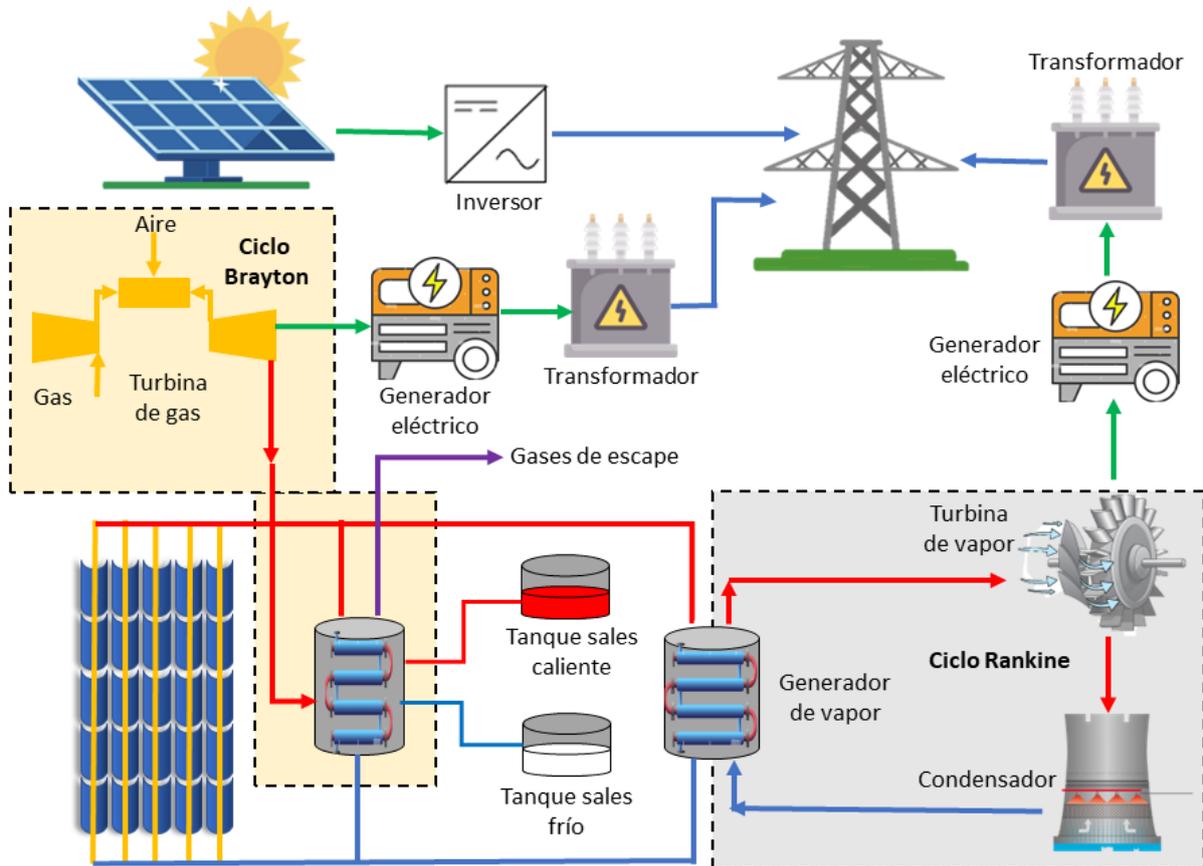


Figura 33: Nueva propuesta de la central Agua Prieta II. Fuente: Elaboración propia

2.7 Almacenamiento mediante sales fundidas

Las sales fundidas tienen una capacidad considerable de almacenamiento de calor, lo que las hace eficaces para almacenar el exceso de energía. Los grandes tanques proporcionan un sistema cerrado para que estas sales fundidas estén bien contenidas. En esta sección se definen los parámetros del sistema de almacenamiento térmico.

Para este proyecto existirán 2 tanques de almacenamiento mediante sales, uno para la temperatura caliente y otro para las sales frías.



Se fija como temperatura caliente del fluido caloportador 565°C y como temperatura fría 347.4°C . Esto debido a los márgenes de seguridad en la operación de las sales, para evitar la solidificación y degradación de estas.

Para el TES (Sistemas de Almacenamiento de Energía Térmica) se establecen 8 horas de almacenamiento.

Se elige una altura del tanque de 12m, debido a las limitaciones mecánicas que presentan los vástagos [39].

2.7.3 Funcionamiento

En esta sección se describe brevemente el funcionamiento del sistema. Este proceso se ilustra mediante la figura 34.

-Carga: La sal líquida almacenada en el tanque frío a unos 347.4°C se bombea a través de un calentador eléctrico que la calienta a 565°C para almacenarla en el tanque caliente. A esta temperatura, el acero al carbono es adecuado para los recipientes y las tuberías, además de que presenta un bajo costo.

-Almacenamiento: La sal se mantiene en tanques de almacenamiento aislados, con pérdidas de calor que suelen ser inferiores a 1°C al día. Este tipo de tanques ha sido utilizado durante décadas por la industria CSP en Estados Unidos, España y el norte de África para proporcionar miles de megawatts-hora de almacenamiento de energía. Se suele utilizar una sal eutéctica con un bajo punto de congelación, 142°C aprox., para proporcionar meses de reserva sin riesgo de congelación en los tanques.

-Descarga: La sal líquida caliente se bombea desde el tanque caliente, a través de un generador de vapor, y luego al tanque frío. En el lado del vapor, el agua de alimentación se precalienta con los gases de escape, se evapora en el generador de vapor utilizando la energía almacenada y luego se sobrecalienta con los gases de escape. El vapor sobrecalentado produce energía en el generador de turbina de vapor, se condensa y se recicla como agua de alimentación. Paralelamente, una turbina de combustión produce energía y gases de escape, que se utilizan como se ha descrito anteriormente.

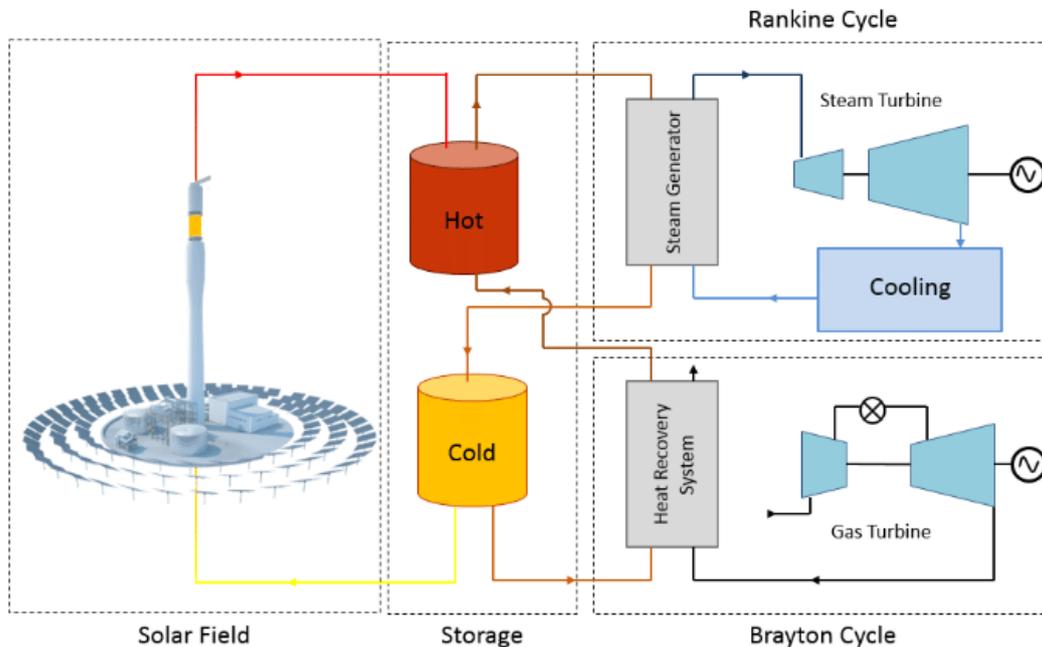


Figura 34: Diagrama de funcionamiento de almacenamiento mediante sales fundidas.
Fuente: [40]

2.7.2 Diseño óptimo de los tanques de almacenamiento de sales fundidas

Ladkany, Culbreth y Loyd [41] presentan un diseño óptimo para tanques de almacenamiento de sales fundidas. Basándose en su proceso, el primer paso es determinar la altura y el diámetro del tanque, seguido de la determinación de todas las capas de la carcasa que limitan mejor la pérdida de calor. Una vez determinada esta información, se realiza un análisis del modelo de elementos finitos (FEM) para comprobar el diseño estructural y, a continuación, se realiza un análisis de costes para determinar si el diseño es factible.

Basándose en este procedimiento, el diseño resultante es un tanque de almacenamiento cilíndrico con un tanque de almacenamiento cilíndrico con una carcasa de acero al carbono SA-516 grado 70, utilizado tanto para la carcasa cilíndrica como para la tapa, como se muestra en la figura 35. Afuera de la carcasa de acero al carbono hay una capa de aislamiento cerámico. En el interior de la carcasa cilíndrica de acero al carbono, hay una capa de aislamiento de ladrillo refractario. Directamente por encima del aislamiento de ladrillos refractarios hay una placa de aislamiento cerámico soportado por la cubierta del tanque, que evita que el calor llegue a la cubierta.

Por último, hay una capa flexible de acero inoxidable AISI 321H dentro del aislamiento de ladrillos refractarios y el aislamiento cerámico superior, que se utiliza para proporcionar resistencia a la corrosión. Basándose en su proceso de diseño, la altura del tanque no debe no debe superar los 17 metros, ya que esa es la longitud máxima de las tuberías que permiten las bombas que están disponibles en el mercado.

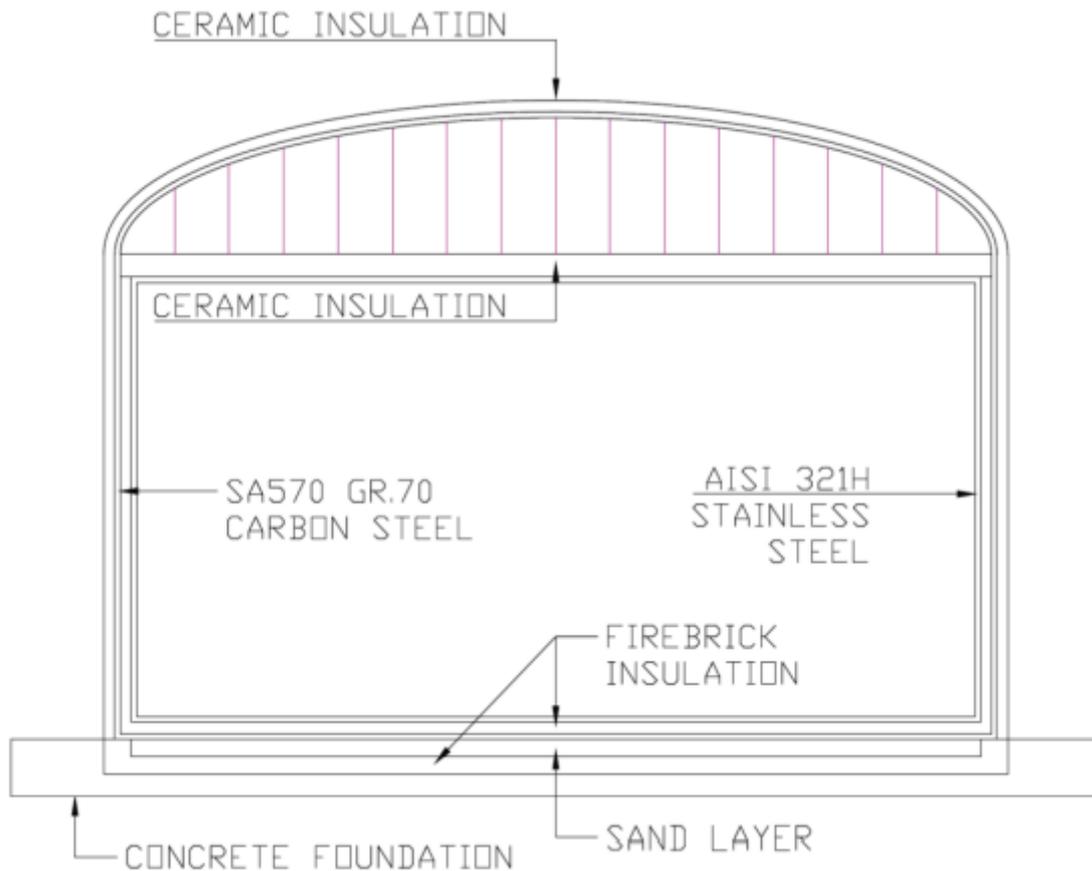


Figura 35: Diseño óptimo del tanque de almacenamiento. Fuente: [41]

2.7.3 Corrosión de sales fundidas

Las sales fundidas también son conocidas tanto por su naturaleza corrosiva como por su capacidad de almacenar calor. Las propiedades de corrosión del acero inoxidable expuesto a varias sales fundidas se presentan en la tabla 29.

Compuesto o mezcla	Temperatura (°C)	Tasa de corrosión (mm/año)	
		SS 304	SS 316
Sal solar (60:40 Na:K nitrato en peso)	580		0.05
Cloruro de sodio—NaCl	845	7.2	7.2
Sal Hitec (7:53:40 NaNO ₃ :KNO ₃ : NaNO ₂ en peso)	538	0.21	<0.03
	430		0.007
	505		0.008
	550		0.074

Tabla 29: Propiedades de corrosión del acero inoxidable utilizando sales fundidas. Fuente: Elaboración propia

De esta tabla se observa que, a una temperatura de 580°C, la mezcla de sal solar corroe el acero inoxidable SS 316 a razón de 0.05 milímetros por año. A 845°C, el cloruro de sodio corroe ambos tipos de tipos de acero inoxidable a 7.2 milímetros por año. Además de ser altamente corrosivo, el cloruro de sodio es también peligroso en caso de descomposición. La sal Hitec corroe a 538°C el acero SS 304 a 0.21 milímetros al año, y en el caso del acero SS 316 a menos de 0.03 milímetros por año. Por último, la sal Hitec se corroe a 430°C a través del acero SS 316 0.007 milímetros por año, 0.008 milímetros por año a 505°C y 0.074 milímetros por año a 550°C. Aunque las sales de nitrato son oxidantes fuertes, son generalmente contenidas fácilmente con materiales convencionales.

A temperaturas de hasta unos 400°C, se utilizan los aceros al carbono económicos para tuberías de sal fría, tanques fríos y calientes en aplicaciones de canales. Por encima de 400°C, la mayoría de los aceros inoxidables de la serie 300 y aleaciones con alto contenido de níquel tienen tasas de corrosión muy bajas en contacto con sal caliente y son aceptables como materiales de contención. Los tanques de almacenamiento para aplicaciones de torre son generalmente fabricados a partir de uno de los aceros inoxidables de las series 300.

Los materiales de nitrato de grado industrial se pueden extraer y purificar, o producir sintéticamente, que es típico del KNO₃. La pureza de la sal se especifica en términos de niveles de contaminantes, con niveles de cloruro y Mg(NO₃)₂ típicamente más importantes. Los altos niveles de cloruro pueden provocar a la corrosión acelerada, mientras que el Mg(NO₃)₂ se descompone en el calentamiento inicial a temperatura de sal caliente, liberando NO₂, un peligro ambiental y personal durante la puesta en marcha de la planta [41].

Los niveles de impurezas para la sal Solar Two se muestran en la tabla 30.

<i>Impureza</i>	<i>Concentración (%)</i>
<i>Magnesio</i>	0.045
<i>Cloruro</i>	0.36
<i>Perclorato</i>	0.26
<i>Carbonato</i>	0.00234
<i>Hidróxido</i>	0
<i>Sulfato</i>	0.12
<i>Nitrito</i>	0
<i>Cromo</i>	0

Tabla 30: Niveles de impureza de Solar Two. Fuente: Elaboración propia

Según estudios realizados por [41], este material resultó completamente satisfactorio, excepto por el contenido de magnesio, lo que resultó en una evolución del NO₂ durante el calentamiento inicial del inventario de sal para temperaturas calientes. Una vez finalizado el calentamiento inicial y todo el Mg(NO₃)₂ convertido en MgO, la evolución del NO₂ se detuvo y no se observaron otros problemas.

Una especificación de impureza típica actual para la sal solar se muestra a continuación en la tabla 31. 60/40 Na/KNO₃ debe estar al menos en 98%. Tenga en cuenta que la especificación de magnesio es mucho más estricta desde la experiencia de Solar Two.

<i>Impureza</i>	<i>Máximo permisible (%)</i>
<i>Cloruro Total</i>	0.60%
<i>Perclorato</i>	0.25%
<i>Magnesio</i>	0.005%
<i>Nitrito</i>	1%
<i>Sulfato</i>	0.75%
<i>Carbonato</i>	0.10%
<i>Hidroxilo</i>	0.20%
<i>Cualquier otra impureza</i>	< 0.04 %

Tabla 31: Especificación típica de sal solar por peso. Fuente: [41]

Como se discutió anteriormente, los materiales de nitrato y nitrito son compatibles con aceros comunes y aceros inoxidable en condiciones típicas de operación solar, y, por lo tanto, no es un problema. Cloruros y otros materiales de potencialmente más alta temperatura tendrían que ser muy cuidadosamente evaluados y probados para asegurar la compatibilidad. Mientras algunas cerámicas tienen potencial como materiales de contención, la fragilidad cerámica y



falta de conexión simple hacen su uso problemático. Los autores [41] consideran el uso de cemento refractario de alta temperatura como aislante y materiales de aislamiento entre un contenedor interior de acero inoxidable y una estructura de soporte exterior.

2.7.4 Aislamiento de sales fundidas

Las técnicas de aislamiento y trazado de calor fueron inicialmente desarrolladas por los laboratorios Sandia durante las pruebas en el NSTTF (National Solar Thermal Test Facility) en la década de 1980, y se emplearon por primera vez a gran escala en Solar Two [41]. El trazado de calor generalmente se realiza con cable de mineral aislado amarrado a un tubo desnudo, instrumentado con termopares para propósitos de control, y cubiertos con una lámina de acero inoxidable para evitar capas posteriores de aislamiento entre el cable y el tubo. El control por computadora mantiene la tubería en el nivel de temperatura deseado (dependiendo del tamaño de la tubería, pero siempre cerca o por encima de las temperaturas de congelación de la sal). El trazado de calor en las zonas de control varía en tamaño desde zonas individuales en largas tuberías hasta zonas de control individuales en cada válvula [41].

El aislamiento es relativamente estándar, con una capa blanda de aislamiento envuelto alrededor de la tubería y luego típicamente cubierto con un tipo de aislamiento de silicato de calcio industrial rígido. Se utiliza una capa exterior de revestimiento de aluminio para proteger el aislamiento de la intemperie. Además, para prevenir la congelación y minimizar la pérdida de calor, el aislamiento debe ser adecuado para mantener la temperatura de la superficie dentro de los requisitos de la OSHA (Occupational Safety and Health Administration) para seguridad del personal.

Los propios tanques de almacenamiento de sales fundidas son aislados similarmente externamente con aislamiento de guata flexible y rezagado. Los calentadores internos se utilizan para evitar el congelamiento de sal en los tanques durante interrupciones prolongadas (aunque generalmente los tanques son tan grandes que pueden durar semanas, si no meses, sin caer la temperatura de congelación de la sal durante un apagón).

Cuando se instala correctamente, el aislamiento y el trazado de calor funcionan según lo previsto y no existen problemas significativos de rendimiento o mantenimiento. Sin embargo, se debe tener sumo cuidado para asegurar la instalación para especificaciones exactas, de lo contrario pueden resultar problemas en el sobrecalentamiento local y corrosión de la tubería causada por temperaturas locales excesivamente altas. Técnicas pobres de aislamiento pueden causar brechas, lo que puede resultar en la congelación, especialmente en tuberías más pequeñas.



Algunas mezclas ternarias tienen puntos de fusión entre 100 y 200°C, lo que disminuiría los problemas asociados con la congelación de sal, pero no los eliminaría. Seguiría siendo necesario el trazado de calor y el aislamiento, aunque quizás se podrían aplicar estándares menores. Eso es notable que la investigación futura puede involucrar mezclas de sal ternaria, que podrían utilizarse para reducir el punto de fusión o la temperatura alta en los 700°C o superior y permitir operaciones de planta más eficientes.

Los aceites sintéticos utilizados como fluido de trabajo en el canal se congelan a temperaturas ligeramente superiores a la temperatura ambiente; el trazado de calor generalmente no se requiere, aunque el aceite debe ser circulado a través de los elementos de tubería del receptor y del campo durante las horas no solares para evitar la congelación.

Tenga en cuenta que la congelación de sal es uno de los principales problemas con el uso de sal como fluido de trabajo en canales o CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector). Tramos de tubería del campo extremadamente largos, particularmente del tubo del receptor expuesto, son muy difíciles de drenar o evitar que se congelen.

2.7.5 Métodos de diseño estructural para tanques de almacenamiento de sales fundidas de acero

Por lo general, las carcasas cilíndricas de un híbrido de carbono y aceros inoxidables se utilizan para fabricar tanques de almacenamiento de sales fundidas. El acero al carbono A588 sirve como capa estructural exterior y la capa interior de acero inoxidable 316 sirve para proteger contra la corrosión. El grosor para el acero inoxidable va de 1.52 mm para una vida útil de la planta de 30 años a 2.54 mm para una vida útil de la planta de 50 años. Como factor de seguridad de diseño del acero inoxidable, se utilizarán 6.35 mm como espesor.

2.7.6 Requisitos del tanque

Al desarrollar un diseño para los tanques cilíndricos de acero, la cantidad de energía almacenada debe calcularse para determinar el tamaño adecuado de los tanques. La investigación realizada por Loyd [41] muestra los cálculos de energía de almacenamiento para los tanques.

Para esta etapa de investigación del proyecto, los tanques necesitan para almacenar una mezcla suficiente de sal solar fundida de un 60:40 de nitrato de sodio (NaNO_3) y nitrato de potasio (KNO_3), para proporcionar energía para la planta de Agua Prieta de 14 MW durante



ocho horas cada noche. Mediante las siguientes ecuaciones se determinó que, para satisfacer los requisitos, los dos tanques necesitan poder almacenar 285.0694 m^3 de sal.

Para determinar la masa total de sal necesaria para operar la planta de energía, se utiliza la ecuación básica de energía, mostrada en la ec. 64.

$$E = P_{\text{térmica}} * \Delta t_{\text{almacenamiento}} = m * C_p * \Delta t \quad (64)$$

Donde:

E: Energía total del sistema

$P_{\text{térmica}}$: Potencia generada por la planta, en este caso son 14 MW.

$\Delta t_{\text{almacenamiento}}$: Tiempo de almacenamiento, el cual es 8 horas o 28800 segundos.

m: Cantidad requerida de sal solar

C_p : Calor específico de la sal, el cual es 1,540 joules por kilogramo de sal por grado kelvin.

Δt : Rango de temperatura de la sal en el sistema, el cual se calcula con la ec. 65.

$$\Delta t = T_{\text{sal,máx}} - T_{\text{sal}} - 20 \text{ K} \quad (65)$$

Donde:

$T_{\text{sal,máx}}$: Temperatura máxima de la sal en el sistema= 853.15 K.

$-T_{\text{sal}}$: Temperatura del ciclo Rankine= 620.55 K

Sustituyendo los datos en la ecuación, se tiene:

$$\Delta t = 853.15 \text{ K} - 620.55 \text{ K} - 20 \text{ K} = 212.6 \text{ K} \quad (66)$$

Para determinar la masa requerida de sal, se despeja la m de la ec. 64, quedando de la siguiente manera:

$$m = \frac{P_{\text{térmica}} * \Delta t_{\text{almacenamiento}}}{C_p * \Delta t} \quad (67)$$

Sustituyendo:

$$m = \frac{14 * 28800}{1540 * 212.6} = 1.2315 \times 10^6 \text{ kg de sal} \quad (68)$$

Para determinar el volumen de sal sólida requerido se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_{sal} = \frac{m}{\rho_{sal}} \quad (69)$$

Sustituyendo los datos:

$$V_{sal} = \frac{1.2315 \times 10^6 \text{ kg}}{2160 \text{ kg/m}^3} = 570.1388 \text{ m}^3 \quad (70)$$

Este volumen de sal se divide en los dos tanques, es decir, son necesarios 285.0694 m^3 de sal para cada tanque.

Aunque se recomiendan un tercer y cuarto tanques para el almacenamiento de las sales fundidas enfriadas después de la generación de energía y por seguridad y operaciones continuas durante el mantenimiento de los otros tanques; en esta central no se van a implementar, ya que aumentaría el costo.

Todo el acero estructural utilizado es acero A588 grado 50. Los tanques cilíndricos son diseñados con 12.192 metros de radio en la base. Esto da como resultado una altura de 16.594 metros para el tanque cilíndrico. Estas medidas se eligen en base a los estudios realizados por [41] que nos dice que estas son dimensiones seguras y factibles de construir.

2.7.7 Diseños estructurales de tanques cilíndricos

Como siguiente paso, se realizó el diseño de un tanque con carcasa de acero. En la realización del diseño estructural para el tanque cilíndrico, el tanque se divide en cinco elementos diferentes. Los cinco elementos para el diseño del tanque son la pared de la carcasa, la cubierta superior que incluye una cúpula central de acceso de acero de 3.048 metros de diámetro, columnas de soporte de acero, un fondo de acero y la losa de concreto debajo de una capa de arena. La cubierta superior está diseñada con acero al carbono.

Al diseñar el tanque de acero, el primer paso es diseñar la pared de la carcasa de acero. Bajo la teoría de la carcasa, la flexión axial en un caparazón cilíndrico ocurre principalmente en la base de la pared de la carcasa, donde la base y la pared de la carcasa se cruzan, antes la flexión se disipa más arriba en la pared. Un análisis usando la teoría de la carcasa [41] determinó que la flexión axial disipa 2.374 metros sobre el suelo en la pared de la carcasa de acero. El primer paso fue determinar la flexión en la pared de la carcasa de acero para la pared. Para la pared de acero, el máximo momento de flexión axial positivo en el fondo de la carcasa fue de $18.17 \text{ kN}\cdot\text{m/m}$, y el máximo momento de flexión negativo fue de $942 \text{ kN}\cdot\text{m/m}$ a una altura de 826

mm por encima la parte inferior de la carcasa. Momentos circunferenciales son iguales a la relación de Poisson multiplicada por los momentos axiales. Para la pared de la carcasa de acero, la máxima fuerza circunferencial se produce en la parte inferior de la pared de la carcasa. En la pared de acero, la fuerza de circunferencia máxima es 2.593 kN/m [41].

La figura 36 detalla el diseño de la carcasa cilíndrica de acero y la cúpula superior y la figura 37 presenta un diseño de un tanque cilíndrico de acero del con una cubierta de techo alternativa. El grosor de la pared de la carcasa de acero se varía para acomodar la carga. En el fondo del tanque, donde hay fuerzas de flexión y axiales combinadas, los últimos 2.734 metros de la carcasa requieren una estructura de acero de 38.1 mm de espesor. La sección de la pared de la carcasa que está entre 2.734 y 4.572 metros sobre el suelo requiere una estructura de acero de 15.9 mm de espesor. La sección de la pared de la carcasa que tiene entre 4.572 y 6.706 metros sobre el suelo requiere un espesor de acero estructural de 12.7mm, según estudios realizados por [41].

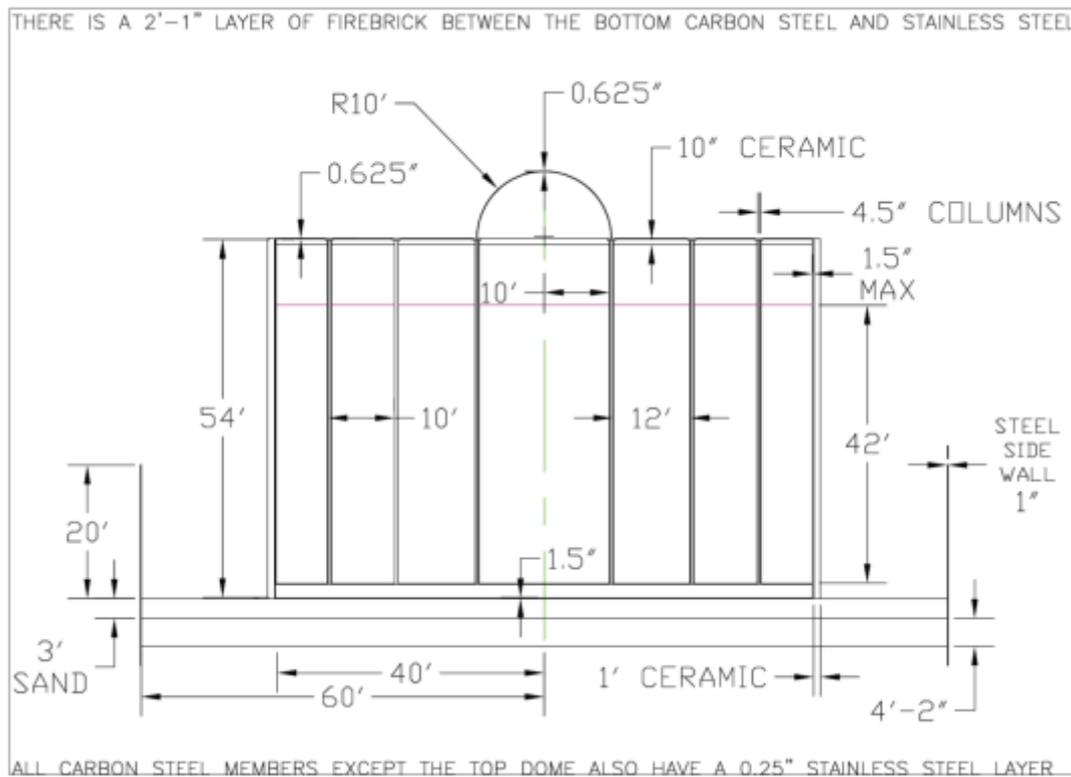


Figura 36: Diseño del modelo de la carcasa cilíndrica de acero. Fuente: [41]

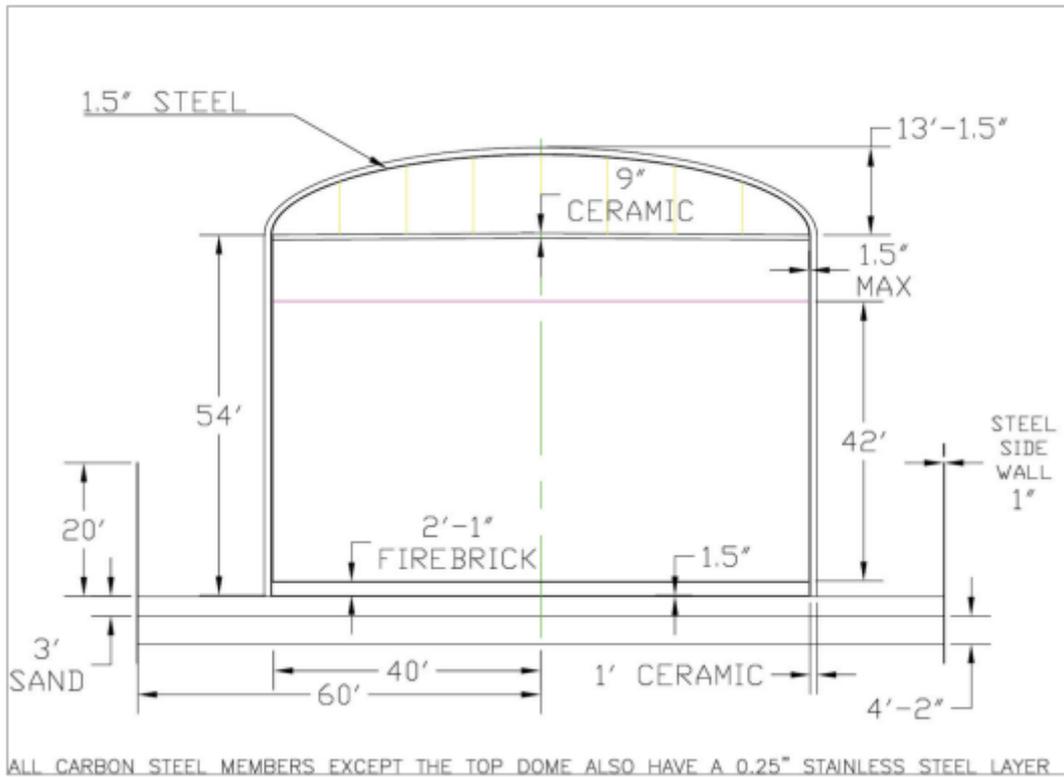


Figura 37: Diseño de un tanque cilíndrico de acero del con una cubierta de techo alternativa. Fuente: [41]

Según estudios realizados por [41], la sección de la pared de la carcasa que está entre 6.706 y 8.839 metros sobre el suelo requiere un espesor del acero estructural de 9.5mm. La sección de la pared de la carcasa que está entre 8.839 y 10.973 metros sobre el suelo requiere un espesor del acero estructural de 6.4mm. Todas las secciones de la pared de la carcasa por encima de los 10.973 m requerirán un espesor de acero estructural de 3.2mm. Por último, para combatir los efectos de la corrosión, un revestimiento de acero inoxidable 316 de 6.35mm de espesor revestirá el interior de la pared de la carcasa.

Después de diseñar la pared de la cáscara, el diseño siguiente de elementos para el tanque cilíndrico fueron la placa superior y las columnas que soportan la placa. El diseño de la carcasa de acero utiliza acero al carbono para diseñar la placa superior mientras el diseño de la carcasa de concreto utiliza una placa superior de concreto. Tres filas circulares de columnas de acero al carbono, con revestimiento de acero inoxidable, soportan la placa superior. En el diseño de las columnas, un factor extra de seguridad tuvo que ser incluido debido a las altas temperaturas asociadas con sales fundidas, que alcanzarán temperaturas tan altas como 565°C. A esta temperatura, el rendimiento de la resistencia del acero es aproximadamente el 60% de su límite elástico nominal [41].



Las dos primeras filas contienen cada una ocho columnas igualmente espaciadas, con las dos filas ubicadas a 3.048 y 6.706 metros en el centro del centro del tanque respectivamente. La ubicación de la primera fila ocurre donde el domo de servicio de 15.9 mm de espesor interseca con la placa superior del tanque. La última fila de columnas contiene 16 columnas igualmente espaciadas, que se encuentran a 9.754 metros en el centro desde el centro del tanque. La placa superior de acero tiene un diseño de espesor de 15.9mm. Las cargas de diseño resultantes para las columnas que soportan la placa superior de acero son 28.9 kN para cada columna de la primera fila, 87.2 kN para las columnas de la segunda fila y 52 kN para las columnas de la tercera fila, según [41].

Basándose en el manual de construcción de acero AISC (American Institute of Steel Construction) las columnas de la primera fila serán HSS (High Speed Steel) $4\frac{1}{2} \times 4\frac{1}{2} \times 1/8''$ en el tanque de acero, las columnas de la segunda fila serán HSS $4\frac{1}{2} \times 4\frac{1}{2} \times 1/4''$ en el tanque de acero y las columnas de la tercera fila será HSS $4\frac{1}{2} \times 4\frac{1}{2} \times 1/8''$ en el tanque de acero. En última instancia, todas las columnas se alinearán con 6.35 mm de revestimiento de acero inoxidable 316 para proteger contra la corrosión. Por último, las columnas serán conectadas a la placa superior con una placa cuadrada de 50.8 mm de grosor y 356 mm de ancho.

El siguiente elemento de diseño fue el diseño del curvado de la placa superior en cada tanque, en la que se trató la placa como una placa continua simplemente apoyada sobre el borde de la placa y en las columnas, permitiendo el uso del método de Timoshenko para diseñar la placa superior en cada tanque. Usando los arreglos anulares de columnas y normalizándolos en arreglos rectangulares, los momentos en las columnas de soporte para la placa superior fueron calculados utilizando la teoría de Timoshenko (1959) [41]. Basado en Timoshenko, los momentos positivos máximos, que son los momentos radiales, ocurren en el centro del anillo normalizado, mientras que el máximo momento circunferencial se produce en el punto medio entre cada columna. El momento negativo máximo para ambas direcciones se produce en la columna. Basado en el diseño de placa de acero, el momento positivo máximo radial es de 4.626 kN·m/m, mientras que el momento negativo máximo es de 7.940 kN·m/m.

Una consideración de diseño adicional es que la placa superior tiene una abertura de 3.048 metros excavada en la placa. Esto permite la colocación de un domo superior extraíble que permitirá que las tuberías entren en la carcasa y proporcionen un servicio de acceso para el tanque.

Para un diseño de techo alternativo como se muestra en la figura 37, una carcasa de techo elíptico de acero al carbono con un espesor de 38.1 mm en lugar de un techo plano es presentado en el diseño tradicional. En este diseño, el techo elíptico tiene una altura de 3.658 metros.

2.7.8 Diseño de cimientos

Según estudios realizados por [41], los cimientos deben tener las siguientes características: El tanque cilíndrico tiene un diseño de base completa con los cimientos asentados sobre arena densa. Además, hay una capa de arena de 610 mm entre cada base y el tanque. La base de la estera está diseñada para no exceder los 90°C para evitar la evaporación del agua de hidratación dentro del concreto dada la larga vida del tanque.

La losa circular requiere un espesor de 1270 metros. La figura 38 detalla la configuración de la disposición radial del cable de postensado y la conexiones al anillo de acero, así como el refuerzo circunferencial, para la losa de concreto circular. El anillo de acero se utiliza en la losa circular para evitar que los cables de postensado se intercepten entre sí.

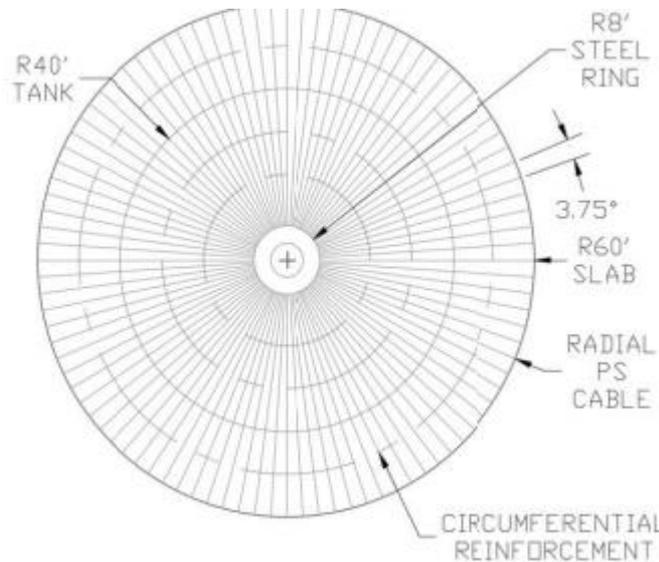


Figura 38: Cable de postensado y disposición del reforzamiento circunferencial para la losa de concreto circular incluyendo el anillo de acero interior. Fuente: [41]



2.7.9 Pretensado radial de la cimentación circular

El pretensado radial de la losa circular fue el primer elemento estructural de diseño de la base de la losa circular. Se utilizaron las siguientes ecuaciones para determinar el pretensado de la losa requerido. Los valores se eligieron de acuerdo a estudios realizados por [41].

$$M_{rm} = \frac{kqR^2}{6\varphi} \quad (71)$$

$$d_{min} = \sqrt{\frac{M_{rm}}{w_p f'_c (1 - 0.5w_p)}} \quad (72)$$

$$f_{ps} = f_{py} (1 - 0.5w_p) \quad (73)$$

$$A_{ps} = \frac{2\pi a M_{rm}}{f_{ps} d (1 - 0.5w_p)} \quad (74)$$

Donde:

M_{rm} : Momento radial máximo al borde del tanque= 7512 kN-m/m

k: Factor de condición de soporte= 0.410

q: Carga de diseño= 295.8 kPa

R: Radio de la losa= 18.288 m

φ : Factor phi de flexión= 0.9

d_{min} : Profundidad mínima= 984 mm

w_p : Relación del acero= 0.21

f'_c : Fuerza compresiva del concreto= 41.4 MPa

f_{ps} : Pretensado inicial máximo= 1666.1 MPa

A_{ps} : Área requerida para todas las hebras de pretensado= 0.588 m²

Un valor negativo corresponde a una excentricidad positiva y viceversa. Esto se hace para mostrar la ruta del cable. Con base en esta información, y los estudios realizados por [41], la



base circular requerirá un postensado radial de 96 cables 55/0.5 WG, que se conectarán a un anillo de acero. En última instancia, el pretensado proporciona una fuerza de pretensado de 986.438 kN en la losa. Esta es una fuerza de 10.275 kN por cable, que provoca una tensión de pretensado de 1664.3 MPa en cada cable. En el borde de la cimentación circular, la profundidad mínima de los cables de postensado es de 324 mm, mientras que la profundidad máxima de los cables es de 984 mm.

2.7.10 Refuerzo circunferencial de la cimentación circular

El refuerzo circunferencial fue el siguiente elemento de diseño estructural de la base circular de la losa. Las siguientes ecuaciones se utilizan para determinar el refuerzo circunferencial requerido de la losa.

$$M_{cm} = M_{rm} \left(\frac{(3 - \nu_c)R^2 - (1 + 3\nu_c)r^2}{(3 - \nu_c)R^2 - (3 - \nu_c)r^2} \right) \quad (75)$$

$$c = \frac{d\varepsilon_c}{\varepsilon_s + \varepsilon_c} \quad (77)$$

$$a = 0.8c \quad (78)$$

$$A_s = \frac{0.85f'_c a}{f_y}$$

Donde:

M_{cm} : Momento circunferencial máximo= 10516 kN·m/m

ν_c : Razón de Poisson para el concreto= 0.2

r : Radio del tanque= 12.192 m. Radio de la base circular= 18.288 m

c : La profundidad del eje neutro= 420 mm

ε_c : Deformación máxima del acero= 0.005

ε_c : Deformación máxima del concreto= 0.003

La profundidad de refuerzo circunferencial requerida es de 1.083 m en el borde del tanque.

Para este diseño, todo el refuerzo circunferencial se encuentra a una profundidad de 1.121 metros.

La profundidad resultante del bloque de compresión (a), es de 336 mm.

El área resultante de la sección transversal del acero por pie (A_s) es de 0.009 m². Como se muestra en la figura 39, esto da como resultado seis barras de refuerzo #14 Grado 60 por pie lineal [41].

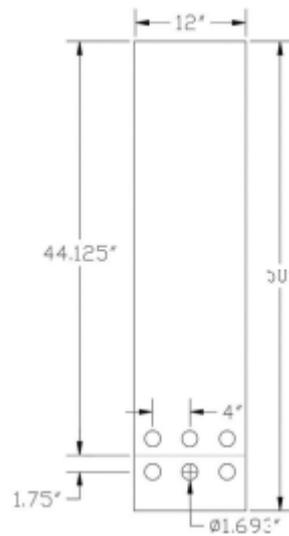


Figura 39: Diseño de refuerzo circunferencial por pie. Fuente: [41]

2.7.11 Anillo de acero para la cimentación circular

El anillo de acero que conecta el pretensado entre sí es el último elemento estructural de diseño para la base circular de la losa. Como se muestra en la figura 40, el anillo de acero tiene 2.438 m de radio, que es r_r en las ecuaciones 79 y 80.

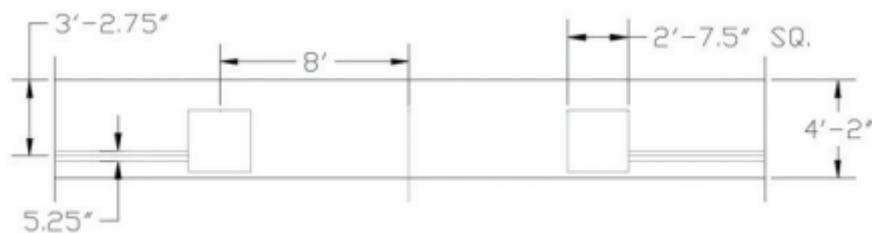


Figura 40: Disposición de la conexión del cable y el anillo de acero. Fuente: [41]

Las siguientes ecuaciones se utilizan para determinar la fuerza en el anillo, así como el tamaño de éste.



$$q_r = \frac{P}{2\pi r_r} \quad (79)$$

$$T = q_r r_r \quad (80)$$

$$A = \frac{T}{f_a} \quad (81)$$

La carga total de pretensado (P) sobre el anillo es 986.438 kN, lo que resulta en una carga uniforme del anillo (q_r) de 64.385 kN/m. Esto produce una fuerza de tracción del anillo (T) de 156.996 kN. El anillo está hecho de acero de carbono de grado 60 y utilizando un esfuerzo permisible (f_a) de 248.11 MPa.

El área de sección transversal requerida (A) del anillo mide 0.633 m². Para este diseño, el anillo es una sección transversal cuadrada de 800 mm de espesor, lo que da como resultado un área de sección transversal de 0.640 m².

2.7.12 Propiedades del suelo consideradas en el diseño de la cimentación

Al considerar el diseño de suelos granulares para el uso en un diseño de cimentación, el ángulo de fricción debe ser considerado para determinar las condiciones de corte. Las tablas 32-34 presentan varios resultados para determinar el ángulo de fricción del tipo de suelo y la penetración del suelo. Por el diseño de ambas cimentaciones presentadas, se utiliza arena densa, que es el tipo de suelo que se encuentra en Agua Prieta, Sonora.

<i>Penetración SPT Valor-N (golpes/pie)</i>	<i>f (grados)</i>
0	25-30
4	27-32
10	30-35
30	35-40
50	38-43

Tabla 32: Valores empíricos para f de suelos granulados basados en el número de penetración estándar. Fuente: [41]



Penetración SPT Valor-N (golpes/pie)	Densidad de la arena	f (grados)
<4	Muy suelta	<29
4-10	Suelta	29-30
10-30	Media	30-36
30-50	Densa	36-41
>50	Muy densa	>41

Tabla 33: Relación entre f, y el número estándar de penetración para arenas de acuerdo con Peck. Fuente: [41]

Penetración SPT Valor-N (golpes/pie)	Densidad de la arena	f (grados)
<4	Muy suelta	<30
4-10	Suelta	30-35
10-30	Media	35-40
30-50	Densa	40-45
>50	Muy densa	>45

Tabla 34: Relación entre f, y el número estándar de penetración para arenas de acuerdo con Meyerhof. Fuente: [41]

2.7.13 Expansión térmica del tanque cilíndrico

La última consideración importante para el diseño de la cimentación es determinar los esfuerzos cortantes entre la capa de soporte de la arena y el fondo del tanque debido a la expansión térmica del tanque de acero cilíndrico.

La ecuación 82 muestra el cambio en el radio debido a la expansión térmica.

$$\Delta R = \alpha R \Delta T \quad (82)$$

Donde:

ΔR : Cambio en el radio de la cimentación

α : Coeficiente de expansión térmico del acero= $13 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

R: Radio del diseño de la cimentación

ΔT : Cambio en la temperatura del acero= 560°C

En última instancia, esto resulta en una expansión del radio del tanque de 88.7 mm.



Por otro lado, la ecuación 83 muestra el esfuerzo cortante basado en el esfuerzo de compresión ejercido sobre el suelo.

$$\tau = c + \sigma \tan \varphi \quad (83)$$

Donde:

τ : Esfuerzo cortante

c : Cohesión

σ : Esfuerzo de compresión

φ : Ángulo interno de fricción en el suelo

De acuerdo con [41], el esfuerzo compresivo del suelo, que es igual al peso del tanque y de las sales fundidas dividido entre el área de su base por encima de los cimientos, es de 240.2 kPa. La cohesión en el suelo es el 5% del esfuerzo de apoyo (6000 psf), por lo que resulta en un valor de cohesión de 300 psf. Usando un ángulo de fricción interno de 35° para arena suelta y gruesa, el esfuerzo cortante debido a la expansión térmica es de 182.6 kPa. Si el grueso de la arena se compacta con el tiempo bajo la carga del tanque, un ángulo interno de fricción podría aumentarse a 45°, que da como resultado un esfuerzo cortante máximo de 254.6 kPa. El esfuerzo cortante producido por la capa de arena es de 36.926 psi al cual el suelo se romperá debajo del fondo del tanque, que es despreciable en comparación con la fuerza cortante del fondo de acero (21.6 ksi) o de la base de concreto (348.6 psi).

La conductividad térmica de la arena según [41] a 250 °C es de 0.31 W/m-K y de 0.48 W/m-K a 560°C, con una estrecha variación lineal en medio.

En conclusión, la capa de arena permitirá una expansión sin obstáculos del tanque de sales fundidas sin cualquier daño al fondo del tanque o a la cimentación de concreto.

2.7.14 Análisis de transferencia de calor inicial

Las siguientes son consideraciones iniciales utilizadas para el análisis de transferencia de calor utilizado en el diseño de la estructura del tanque de sales fundidas. Basado en estudios experimentales desarrollados por Halotechnics, Jonesmann en NREL [41] en el tanque de almacenamiento de la sal fundida, el máximo flujo de calor observado para el sistema era de 300 W/m². Dado que la investigación experimental fue para un tanque pequeño de sales

fundidas, este diseño utiliza un flujo de calor máximo inicial de 250 W/m^2 . Por lo tanto, dado que la vida útil de la instalación de almacenamiento de sales fundidas se fijó en 25 años, se alcanzará un estado estacionario con el tiempo, lo que justifica el uso de las ecuaciones que se muestran a continuación en el análisis y diseño de la carcasa para las sales fundidas.

Como se mencionó anteriormente, dos diseños de tanque diferentes fueron mostrados en las figuras 36 y 37. En la figura 36, el tanque cilíndrico de acero se muestra con un diseño de techo plano, mientras que la figura 37 muestra el tanque de acero con techo elíptico. El exterior de la pared de la carcasa del tanque de acero es Kaowool, que está disponible comercialmente en Amazon. Para la configuración del techo plano del tanque, el aislamiento Kaowool está soportado directamente por las columnas debajo del techo. Cuando el tanque de acero tiene un techo elíptico, el aislamiento Kaowool cuelga directamente del techo por encima de las paredes de la carcasa. Además, la parte inferior del tanque contendrá aislamiento de ladrillo refractario G-23, que es cementado con concreto caliente y colocado entre la capa de acero inoxidable y la capa de acero al carbono. Los valores de conductividad térmica para estos materiales se muestran en la tabla 35.

Material	Conductividad térmica (W/m^2)
Kaowool	0.12
Arena granular	0.40
Acero al carbono	16
Acero inoxidable	43
Ladrillo refractario G-23	0.33

Tabla 35: Valores de conductividad térmica para aislamiento y material estructural utilizado en el diseño del tanque. Fuente: Elaboración propia

El primer paso para realizar un análisis de transferencia de calor es determinar la conductividad térmica a través del fondo del tanque. La conductividad térmica lineal tradicional, que se muestra en la ecuación 84, se utiliza para determinar la disipación de calor a través del aislante de ladrillo refractario en el fondo del tanque, que está revestido con 6.35 mm de acero inoxidable y 38.1 mm de acero al carbono. Desde el fondo del tanque en adelante, el suelo puede ser tratado como un medio semi-infinito, que requiere el uso de la ecuación 85 para describir su comportamiento en el tiempo.

$$q = kA \frac{dT}{dx} \quad (84)$$

$$\frac{T(x, t) - T_o}{T_s - T_o} = \text{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{\alpha t}}\right) \quad (85)$$

En la determinación de este comportamiento, la temperatura del suelo (T_o) se establece en 15°C, mientras que la temperatura de la sal (T_s) se establece en 565°C. Como se dijo anteriormente, la vida útil es de 25 años, que se utiliza como el tiempo (t) en la ec. 85. Por último, la profundidad de la capa de arena (x) entre el tanque y el soporte la losa de concreto de es de 914 mm.

Con base en estas ecuaciones, el espesor requerido de aislamiento de ladrillo refractario que permitiría a la losa de concreto permanecer por debajo de 90 °C durante la vida útil del tanque es de 635 mm. La razón para mantener la base de concreto a esta temperatura es para evitar el agrietamiento debido a la evaporación del agua de la hidratación dentro del concreto dada la larga vida del tanque.

El siguiente paso para realizar un análisis de transferencia de calor es determinar cómo se disipa el calor por los costados de las paredes. Este comportamiento exhibe la conducción de calor radial, que se detalla en la ec. 84.

$$q = 2\pi krL \frac{dT}{dr} \quad (86)$$

Usando la ec. 84, se realizó un diseño para el aislamiento de la coraza del tanque de acero utilizando el espesor de la estructura de la coraza como se indicó anteriormente. Para el tanque de acero, se requieren 305 mm de aislamiento Kaowool a lo largo del exterior del tanque para satisfacer el máximo requerimiento de flujo.

El último paso en el análisis de transferencia de calor es determinar la disipación de calor a través de la parte superior del tanque. Las ecuaciones 85-87 se utilizan para describir este comportamiento. La ecuación 87 se utiliza para calcular el flujo debido a la convección libre. La ecuación 88 se utiliza para calcular el coeficiente de convección para el bolsillo de convección inmediatamente encima de las sales fundidas. Finalmente, la ecuación 89 se utiliza para calcular el coeficiente de convección para el bolsillo de convección inmediatamente debajo del techo elíptico.

$$q = h\Delta T \quad (87)$$

$$h = 1.52\sqrt[3]{\Delta T} \quad (88)$$

$$h = 1.31\sqrt[3]{\Delta T} \quad (89)$$



Basado en las ecuaciones 84 y 87-89, el espesor del aislamiento Kaowool se puede determinar usando el flujo máximo permitido de 250 W/m^2 . La configuración del tanque en un techo plano requiere 254 mm de aislamiento Kaowool debajo del techo. El tanque usando un techo elíptico requiere 229 mm de aislamiento Kaowool según [41].

2.7.15 Contención y seguridad de la sal solar

Las sales de nitrato fundidas tienden a absorber vigorosamente y son, por lo tanto, difíciles de contener. En general, todas las uniones de tubería deben ser soldadas, ya que las bridas siempre tienen fugas. Sin embargo, las conexiones de la bomba están bridadas para permitir un reemplazo rápido de bomba cuando sea necesario. Sin embargo, las bombas normalmente cuelgan de los techos de los tanques y, por lo tanto, cualquier fuga de la brida gotea directamente en los tanques.

Mientras que las válvulas teóricamente se pueden soldar por completo usando sellos de fuelle, el fuelle se romperá si opera accidentalmente con sal congelada. Así, un empaque más tradicional de válvula se prefiere ahora y es razonablemente más fiable a temperaturas salinas frías. El teflón impregnado con fibra de carbono se suele utilizar como el material de empaque de la válvula para las válvulas de sal fría, aunque las tuercas del empaque deben apretarse periódicamente y el material de empaque debe reemplazarse anualmente. No hay material de empaque práctico que pueda sobrevivir a temperaturas de sal caliente de 565°C durante periodos largos de tiempo, por lo que las válvulas calientes suelen tener bonetes extendidos que, con la pérdida natural de calor, el calor puede ser atribuido a temperaturas salinas frías.

Deben tomarse cuidados similares con la instrumentación de la instalación (por ejemplo, termopozos soldados para termopares y empaques similares a las válvulas para otra instrumentación). Se debe tener en cuenta que pequeñas fugas de los vástagos de las válvulas y la instrumentación son no necesariamente un problema serio; la sal se congela mientras gotea y puede soltarse y regresar al depósito de frío manualmente.

La contención de la sal es otro de los problemas primordiales con el uso de sal como fluido de trabajo en los colectores. Como éstos deben seguir el sol, se requieren conexiones flexibles en los extremos del colector. A pesar de que se utilizaron fuelles sellados en los primeros sistemas, se tuvieron problemas y fallaron catastróficamente (con fugas importantes asociadas) y caídas de presión muy altas. Los colectores ahora usan rótulas giratorias entre las secciones de los colectores con el fin de abordar estos problemas mediante el uso de un aceite como fluido de trabajo. Sin embargo, los aceites son totalmente inadecuados para las sales



fundidas debido a la fuga y a la congelación de la sal filtrada que puede restringir el movimiento.

Cualquier fluido que opere a las temperaturas de un sistema de sales fundidas CSP tiene el peligro inherente asociado con un material caliente. Además, las sales de nitrato son oxidantes agresivos. Si bien, no son combustibles, contribuirán a la combustión de materiales orgánicos, lo que requiere un buen sitio limpieza tales como la remoción de combustibles tales como tarimas de madera, papel y aceites. Sandia [41] recomienda usar algún tipo de traje contra incendios para el personal que trabaja muy cerca de sistemas de sal presurizados con potencial de fuga como el sistema de generación de vapor con sus muchas válvulas y conexiones, aunque esta precaución generalmente no es necesaria en todas las áreas de la planta.

Desde una perspectiva ambiental, las sales de nitrato son esencialmente fertilizantes, por lo que las pequeñas liberaciones no son un problema importante. Además, las fugas de sal y los derrames menores se congelarán rápidamente y antes de migrar al ambiente que las rodea. En este sentido, la limpieza es relativamente simple, recogiendo la sal congelada y regresándola a los tanques para que se vuelva a fundir. Sin embargo, las sales de nitrato son altamente solubles en agua, por lo que la lluvia puede esparcir el material si no se limpia a tiempo. Nótese que se requieren bermas alrededor de los tanques de almacenamiento, para contener la sal en el caso extremadamente improbable de un fuga o ruptura importante del tanque. Una idea para ayudar en el proceso de limpieza es construir una pared lateral de acero alrededor de cualquier tanque de sales fundidas para contener las sales y evitar el contacto humano con éstas inmediatamente después de un incidente.

Martin Marietta [41] realizó un estudio importante de seguridad en el uso de las sales fundidas en 1980, y el laboratorio Sandia ha desarrollado procedimientos operativos seguros para las operaciones de MS.



2.8 Cálculo de la producción energética

Para conocer en cuánto tiempo se amortizará el proyecto, primero es necesario conocer cuál será la producción de la planta fotovoltaica, lo cual se calculará en los siguientes apartados. Se realiza una estimación de la energía que se inyectará a la red.

2.8.11 Performance ratio de la instalación

El performance ratio (PR) o factor de rendimiento, es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, es decir, el cociente entre la energía que produce la instalación y la energía teórica que puede generar la instalación [27]. Este rendimiento tiene en cuenta diversos factores que se enlistarán a continuación y se calcula mediante la ecuación 90.

El valor del PR no es un valor fijo, debido a que dependiendo del mes se tienen diferentes pérdidas, especialmente por temperaturas, ya que es el factor que varía en mayor medida.

$$PR = n_{ptrabajo} * n_{pT^{\circ}} * n_{psuciedad} * n_{reflectancia} * n_{inversor} * n_{cCC} * n_{trafo} \quad (90)$$

Donde:

$n_{ptrabajo}$: Pérdidas por el seguimiento del punto de trabajo= 0.98

$n_{psuciedad}$: Pérdidas por suciedad= 0.96

$n_{reflectancia}$: Pérdidas por reflectancia angular y espectral= 0.97

$n_{inversor}$: Pérdidas por eficiencia energética del inversor= 0.989

n_{cCC} : Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua= 0.985

n_{trafo} : Pérdidas por eficiencia del transformador= 0.97

$n_{pT^{\circ}}$: Pérdidas por temperatura. Este valor se calcula mes a mes.

2.8.1.1 Pérdidas por temperatura

Para obtener las pérdidas por temperatura por cada mes, es necesario revisar la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos y obtener las condiciones NOCT, que en el caso del panel elegido Tiger Pro 72HC, son:

-Temperatura nominal de operación (TONC): 45°C



-Irradiancia: $800\text{W}/\text{m}^2$

-Temperatura ambiente: 20°C

-Velocidad del viento: 1 m/s

-Distribución espectral (AM)=1.5

La temperatura en cada célula depende únicamente de la temperatura ambiente y de la radiación solar. La diferencia entre ellas se define como:

$$T_c - T_{amb} = C * G_{dm}(\alpha, \beta) \quad (90)$$

Donde C es una constante que se calcula de la siguiente forma:

$$C = \frac{TONC - 20}{800\text{ W}/\text{m}^2} = \frac{45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800\text{ W}/\text{m}^2} = 0.03125\text{ m}^2/\text{W} \quad (91)$$

Despejando T_c de la ec. 90, la fórmula para calcular la temperatura en cada célula es la siguiente:

$$T_c = C * G_{dm}(\alpha, \beta) + T_{amb} \quad (92)$$

En condiciones estándar, para el panel elegido por cada grado centígrado que aumente la temperatura en la célula respecto a 25°C , el voltaje con respecto al seguimiento del punto de máxima potencia se reducirá en 0.143 V . En el Anexo II se encuentra la ficha técnica del panel, donde se puede verificar que el coeficiente de temperatura $P_{max} = -0.35\%/^\circ\text{C}$.

En la siguiente tabla, se calcula el incremento o reducción del voltaje de la célula en función de la temperatura a la que se encuentre y, por último, se compara con el voltaje a la temperatura de referencia, que en el caso del panel elegido Tiger Pro 72HC es de 40.99V . Se calcula el rendimiento para cada mes, obteniendo finalmente un rendimiento promedio, con el cual se procede a calcular el rendimiento global del sistema.



Mes	Temperatura media en °C	TONC	C	Gdm(seg) [W/m ²]	Temperatura de la célula en °C	Diferencia con respecto a 25 °C	dVco (V)	η (%)
Enero	21.1	45	0.03125	373.42	32.8	7.8	-1.1	0.97
Febrero	23.5	45	0.03125	373.42	35.2	10.2	-1.5	0.96
Marzo	27.1	45	0.03125	373.42	38.8	13.8	-2.0	0.95
Abril	30.9	45	0.03125	373.42	42.6	17.6	-2.5	0.94
Mayo	35.4	45	0.03125	373.42	47.1	22.1	-3.2	0.92
Junio	39.3	45	0.03125	373.42	51.0	26.0	-3.7	0.91
Julio	38.6	45	0.03125	373.42	50.3	25.3	-3.6	0.91
Agosto	36.3	45	0.03125	373.42	48.0	23.0	-3.3	0.92
Septiembre	34.5	45	0.03125	373.42	46.2	21.2	-3.0	0.93
Octubre	31.0	45	0.03125	373.42	42.7	17.7	-2.5	0.94
Noviembre	25.8	45	0.03125	373.42	37.5	12.5	-1.8	0.96
Diciembre	21.7	45	0.03125	373.42	33.4	8.4	-1.2	0.97
Prom. anual	30.4	45.0	0.0	373.4	42.1	17.1	-2.4	0.9403

Tabla 36: Cálculo del rendimiento de temperatura. Fuente: Elaboración propia

De esta tabla se puede concluir que se tiene un rendimiento promedio por temperatura (n_{pT^o}) de 0.9403.

Una vez obtenido el rendimiento de temperatura de cada mes, se proceden a calcular los valores de PR para cada uno de los meses siguiendo la ecuación 90, los valores de las pérdidas se toman arbitrariamente tomando en cuenta cuáles son los rangos de valores típicos para cada tipo de pérdida.

Cálculo del Performance Ratio	
Mes	PR
Enero	0.8390
Febrero	0.8317
Marzo	0.8209
Abril	0.8095
Mayo	0.7959
Junio	0.7842
Julio	0.7863
Agosto	0.7932
Septiembre	0.7986



Octubre	0.8092
Noviembre	0.8248
Diciembre	0.8372
Promedio anual	0.8109

Tabla 37: Cálculo del performace ratio mensual. Fuente: Elaboración propia

Es decir, el rendimiento global del sistema sería: PR=0.8109.

2.8.2 Cálculo de la producción anual esperada

Una vez obtenido el rendimiento total de la instalación para cada uno de los meses del año y con los datos de la radiación solar incidente que se encuentran en el Anexo II se procede a calcular la producción anual esperada del sistema fotovoltaico, recordando que se tiene una potencia pico del generador fotovoltaico de 121,619 kWp.

CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN TEÓRICA ANUAL						
Mes	Gdm (seg)[kWh/m ²]	Potencia instalada (kWp)	PR	Producción teórica		
				kWh*día	Días del mes	kWh*mes
Enero	3.7342	121619	0.8390	381012.87	31	11811398.9
Febrero	4.6447	121619	0.8317	469838.09	28	13155466.7
Marzo	6.0658	121619	0.8209	605595.04	31	18773446.2
Abril	7.3500	121619	0.8095	723588.89	30	21707666.7
Mayo	7.9526	121619	0.7959	769822.93	31	23864510.8
Junio	7.8921	121619	0.7842	752702.57	30	22581077.2
Julio	6.7289	121619	0.7863	643490.78	31	19948214.3
Agosto	6.3184	121619	0.7932	609549.09	31	18896021.8
Septiembre	5.8816	121619	0.7986	571279.63	30	17138389
Octubre	5.1026	121619	0.8092	502154.47	31	15566788.5
Noviembre	4.0632	121619	0.8248	407589.31	30	12227679.3
Diciembre	3.4132	121619	0.8372	347505.62	31	10772674.1
Total				6784129.30		206443334

Tabla 38: Estimación teórica de la producción anual esperada. Fuente: Elaboración propia



2.9 Descripción de tareas, fases, equipos y procedimiento

A manera de resumen, la realización de este estudio ha tenido las siguientes etapas:

1. Identificación de la necesidad
2. Realización del estado del arte
3. Análisis de la configuración actual de la central Agua Prieta II
4. Elección de los equipos del sistema fotovoltaico
5. Cálculos del sistema fotovoltaico
6. Cálculos del cableado para el sistema fotovoltaico
7. Investigación de la tecnología de sales fundidas
8. Diseño de los tanques de almacenamiento
9. Análisis económico
10. Resumen
11. Formato del trabajo
12. Revisión del trabajo y realización de correcciones

Fueron necesarias 300 horas de trabajo divididas en 6 meses, más concretamente, en 194 días. El equipo necesario fue una computadora, acceso a internet y una calculadora científica.



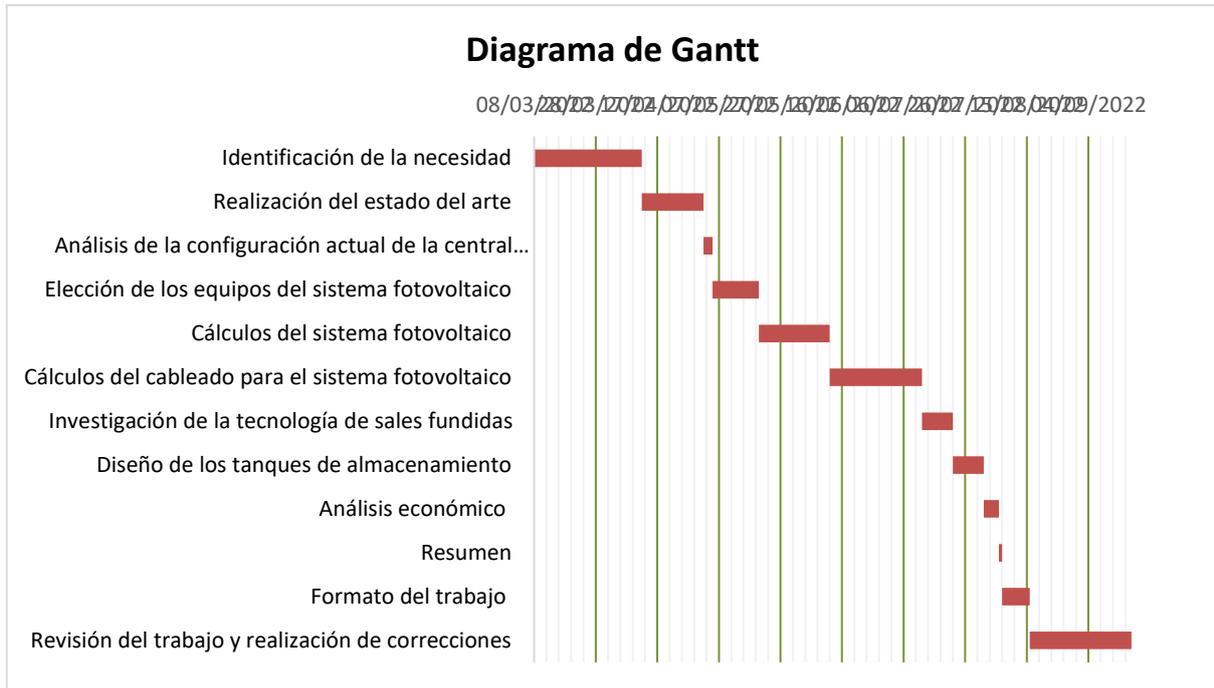
2.10 Diagrama de Gantt

A continuación, se muestra el diagrama de Gantt de la realización del estudio. Se fija como fecha de inicio el 8 de marzo de 2022 y como fecha de fin el 18 de septiembre de 2022.

En la tabla 39 se muestra a detalle la duración de todas las actividades realizadas para la elaboración de este estudio. Con estos datos se procedió a realizar el diagrama de Gantt.

Nombre de la actividad	Fecha inicio	Duración en días	Fecha fin
Identificación de la necesidad	08/03/2022	35	12/04/2022
Realización del estado del arte	12/04/2022	20	02/05/2022
Análisis de la configuración actual de la central Agua Prieta II	02/05/2022	3	05/05/2022
Elección de los equipos del sistema fotovoltaico	05/05/2022	15	20/05/2022
Cálculos del sistema fotovoltaico	20/05/2022	23	12/06/2022
Cálculos del cableado para el sistema fotovoltaico	12/06/2022	30	12/07/2022
Investigación de la tecnología de sales fundidas	12/07/2022	10	22/07/2022
Diseño de los tanques de almacenamiento	22/07/2022	10	01/08/2022
Análisis económico	01/08/2022	5	06/08/2022
Resumen	06/08/2022	1	07/08/2022
Formato del trabajo	07/08/2022	9	16/08/2022
Revisión del trabajo y realización de correcciones	16/08/2022	33	18/09/2022

Tabla 39: Duración de las actividades realizadas en la ejecución del estudio. Fuente: Elaboración propia



Gráfica 6. Diagrama de Gantt. Fuente: Elaboración propia.

3. ASPECTOS ECONÓMICOS

3.1 Descripción del presupuesto requerido

El esquema de financiamiento de Agua Prieta II, tal y como se encuentra actualmente, es de modalidad de Obra Pública Financiada y la inversión de la unidad híbrido solar, fue donada por el Banco Mundial.

En la tabla 40 se observa la inversión que se realizó para la construcción de la central Agua Prieta II. Los datos fueron obtenidos del documento de la CFE “Datos generales del promovente y del responsable de la elaboración del estudio de riesgo ambiental”.

Costo de etapa de proyecto	Millones de euros
Costo total del proyecto (central ciclo combinado)	294.42
Costo total del proyecto (incluyendo campo solar)	340.99
Costo de medidas de prevención y mitigación de impactos	28.75
Total	664.16

Tabla 40: Inversión requerida para la construcción de la central Agua Prieta II. Fuente: Elaboración propia

El sistema del campo solar es una donación del Global Environmental Facility (GEF), a través del Banco Mundial. Cabe destacar que esta donación asciende a 48.82 millones de euros, se fundamenta en los beneficios que la operación del proyecto híbrido produce en términos de reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Para este proyecto no se realizará un estudio detallado del presupuesto necesario para la implementación del sistema fotovoltaico y el almacenamiento mediante sales fundidas. Para tener un cálculo muy aproximado a la realidad de lo que costaría el proyecto, se toma como referencia el costo de una planta fotovoltaica existente en el estado de San Luis Potosí, cercano al emplazamiento de este estudio, que además posee una capacidad instalada muy similar a la de este estudio.

La planta fotovoltaica de Santiago, tras su entrada en funcionamiento en 2018 cuenta con una capacidad instalada de 170 MW, genera una producción energética de 460 GWh anuales (capaz de abastecer a 138,000 hogares) y ocupa una extensión de 750 hectáreas. La

construcción del parque ha necesitado una inversión de alrededor de 250 millones de euros y la participación de aproximadamente unas 750 personas, en su mayoría locales [42].

Entonces, para este proyecto, se aproxima que sería necesaria una inversión de 250 millones de euros para la parte fotovoltaica. Aunque la capacidad de la planta es menor, se toma este costo teniendo en cuenta que ese proyecto fue puesto en marcha hace varios años, y que, con la inflación, llevar a cabo ese mismo proyecto sería más costoso.

En cuanto al almacenamiento mediante sales fundidas, un estudio realizado por el Departamento de Energía de Estados Unidos [43] nos da una aproximación detallada del costo de la implementación de estos sistemas. En este proyecto se crea una aproximación del costo total tomando los elementos necesarios para la instalación, que se describen en la tabla 41. Cabe destacar que, al ser una aproximación, los costos pueden ser reducidos si se buscan diferentes proveedores.

Descripción	Mano de obra	Material	Total
Civil/Estructura			
Trabajo en el sitio	525,000 €	224,000 €	749,000 €
Cimientos y concreto	802,000 €	829,000 €	1,631,000 €
Acero	396,000 €	677,000 €	1,073,000 €
Sales	108,000 €	30,000,000 €	301,080,00 €
Mecánico			
Proceso y equipo mecánico	1,214,000 €	19,914,000 €	21,128,000 €
Tuberías especiales	2,054,000 €	10,883,000 €	12,937,000 €
Eléctrica y Control			
Equipos eléctricos	189,000 €	5,515,000 €	5,704,000 €
Materiales eléctricos	6,928,000 €	4,118,000 €	11,046,000 €
Equipo de instrumentación	213,000 €	1,010,000 €	1,223,000 €
Aislamiento	24,000 €	693,000 €	717,000 €
Costos indirectos			
Oficina central y servicios de ingeniería	4,410,000 €	0 €	4,410,000 €
Margen del subcontratista	15,882,000 €	0 €	15,882,000 €
Total			106,608,000 €

Tabla 41: Costo del sistema de almacenamiento mediante sales fundidas. Fuente: Elaboración propia

Es decir, la inversión total requerida para la implementación del sistema fotovoltaico y el almacenamiento mediante sales fundidas sería de 356,608,000 €.



3.2 Análisis de rentabilidad

Se definió la vida útil del proyecto en 25 años. La mayor ventaja económica que presenta este proyecto es que, al ser público, está exento de impuestos, además de tener facilidades a la hora de realizar los permisos y trámites administrativos.

La ficha técnica de los paneles nos indica que tienen una degradación anual de la eficiencia del 0.55%, la cual se toma en cuenta para calcular la producción que tendrá la planta con el paso de los años.

El kW/h en México se vende a 0.042€.

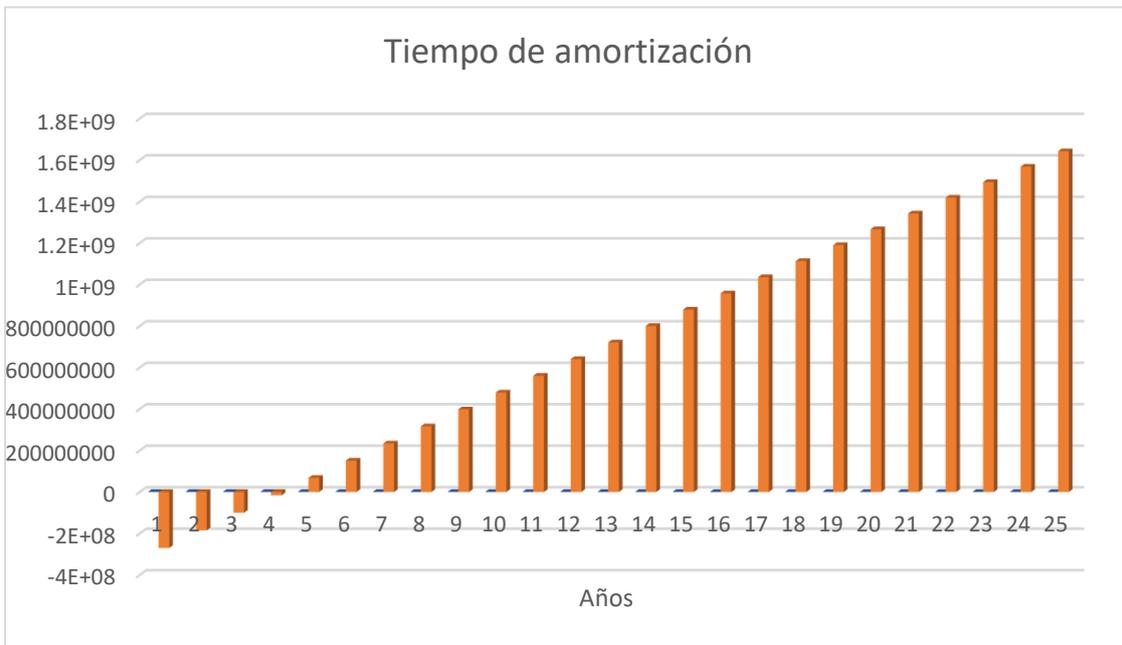
En la siguiente tabla se observa el cálculo de la amortización del proyecto.

Año	Producción (kWh/año)	Rendimiento de la instalación	Gastos de operación y mantenimiento (en €)	Ganancias anuales (en €)	Ganancia acumulada (en €)	Balance de beneficios (en €)
1	2064433334	1	1055000	86600700	86600700	-270007300
2	2053078951	0.9945	1055000	85174315.9	171775016	-184832984
3	2041724567	0.989	1055000	84697431.8	256472448	-100135552.2
4	2030370184	0.9835	1055000	84220547.7	340692996	-15915004.49
5	2019015801	0.978	1055000	83743663.6	424436659	67828659.14
6	2007661417	0.9725	1055000	83266779.5	507703439	151095438.7
7	1996307034	0.967	1055000	82789895.4	590493334	233885334.1
8	1984952651	0.9615	1055000	82313011.3	672806345	316198345.4
9	1973598267	0.956	1055000	81836127.2	754642473	398034472.6
10	1962243884	0.9505	1055000	81359243.1	836001716	479393715.8
11	1950889501	0.945	1055000	80882359	916884075	560276074.8
12	1939535117	0.9395	1055000	80405474.9	997289550	640681549.7
13	1928180734	0.934	1055000	79928590.8	1077218141	720610140.6
14	1916826351	0.9285	1055000	79451706.7	1156669847	800061847.3
15	1905471967	0.923	1055000	78974822.6	1235644670	879036669.9
16	1894117584	0.9175	1055000	78497938.5	1314142608	957534608.4
17	1882763201	0.912	1055000	78021054.4	1392163663	1035555663
18	1871408817	0.9065	1055000	77544170.3	1469707833	1113099833
19	1860054434	0.901	1055000	77067286.2	1546775119	1190167119
20	1848700051	0.8955	1055000	76590402.1	1623365522	1266757522
21	1837345667	0.89	1055000	76113518	1699479040	1342871040
22	1825991284	0.8845	1055000	75636633.9	1775115673	1418507673
23	1814636901	0.879	1055000	75159749.8	1850275423	1493667423
24	1803282517	0.8735	1055000	74682865.7	1924958289	1568350289

25	1791928134	0.868	1055000	74205981.6	1999164271	1642556271
Ganancia total				1999164271		

Tabla 42: Amortización del proyecto. Fuente: Elaboración propia

En la gráfica que se muestra a continuación, se observa que a partir del 5to. año se recupera la inversión inicial y la planta comienza a dar beneficios. Esto se calculó solamente tomando en cuenta la generación del sistema fotovoltaico, si se tiene en cuenta el almacenamiento mediante las sales fundidas, el tiempo de amortización podría reducirse aún más, pero ya con esto se puede comprobar que el proyecto es viable.



Gráfica 7. Tiempo de amortización del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 43 se muestra el costo de realización de este estudio.



Concepto	Costo
300 horas de trabajo de ingeniera graduada	7000 €
Licencia PVsyst	557 €
Uso laptop	20 €
Luz, internet	40 €
Total	7,617 €

Tabla 42: Costo de realización del estudio. Fuente: Elaboración propia



4. CONCLUSIONES

Los sistemas de energía híbridos ofrecen múltiples beneficios, entre los más evidentes están la reducción de la huella de carbono y la sostenibilidad. La hibridación permite una mayor penetración de las energías renovables en el mix energético al compensar las variaciones de energía de las fuentes renovables intermitentes. Mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía evita las fluctuaciones de voltaje y frecuencia, proporcionando una mejor calidad de la energía para los consumidores.

Un sistema de energía híbrido con almacenamiento de energía puede reducir los costos de energía al reducir la demanda máxima, mejorar el factor de potencia y reducir el uso de energía de tarifa máxima, pero también puede hacer más. Con el diseño propuesto, se está asegurando la continuidad del suministro porque, además de que la planta cuenta con ciclo combinado, el almacenamiento de energía mediante sales fundidas convierte a la planta en una fuente de alimentación ininterrumpida.

En el diseño de tanques de almacenamiento de sales fundidas, las consideraciones de diseño más importantes son el diseño de la estructura, aislamiento y cimentaciones. Una ventaja que presenta la planta Agua Prieta II es que está ubicada en un lugar estratégico donde existe suficiente espacio para su expansión.

La puesta en marcha de la central fotovoltaica evitará la emisión de 300 mil toneladas de CO₂ de forma anual. Sumándole que la planta con su configuración actual evita la emisión de 208 mil toneladas de CO₂, en total la central evitaría la emisión de 508 mil toneladas de CO₂, lo que acerca un paso más a México a la sostenibilidad.

El estudio económico realizado muestra que es un proyecto altamente viable, ya que el tiempo de amortización del proyecto es de 4 años, además de que al realizar este proyecto se daría empleo a muchas personas, favoreciendo la economía de la región.

México es un país que posee un gran potencial solar y recursos naturales en general. Es capaz de lograr la transición energética hacia fuentes de energía limpias y sostenibles. La hibridación es una de las principales soluciones al problema actual de la descarbonización del sector eléctrico a nivel mundial. Es evidente que el emplazamiento presenta un buen recurso solar y combinándolo con una tecnología de combustibles fósiles, que también son abundantes en el país, se logra una generación de energía a un precio más competitivo, además de que se garantiza la estabilidad de la red eléctrica y el suministro las 24h del día.



5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Elon. (31 de mayo de 2022). Ventajas de las energías renovables sobre los combustibles fósiles. Obtenido de <https://elon.es/ventajas-de-energias-renovables-sobre-combustibles-fosiles/>
- [2] Martínez, M. R. (s.f.). Análisis de las Tecnologías Termosolares. Obtenido de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70221/fichero/4+Analisis+de+las+Tecnologías+Termosolares.pdf>
- [3] Enerstar. (s.f.). Centrales Solares Termoeléctricas. Obtenido de <https://www.enerstar.es/ver/179/Centrales-Solares-Termoeléctricas-CSP.html>
- [4] Exteriores, S. d. (octubre de 2013). Información general sobre México. Obtenido de <https://embamex.sre.gob.mx/republicadominicana/index.php/avisos/2-uncategorised/127-informacion-general-sobre-mexico#:~:text=El%20nombre%20oficial%20es%20Estados,poniente%20con%20el%20Océano%20Pacífico>.
- [5] CENACE, C. N. (2019). Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. Obtenido de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliación%20y%20Modernización%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf>
- [6] Montenegro-Fragoso, L. d.-G. (22 de mayo de 2012). La generación de energía eléctrica en México. Scielo, Vol. 3. Obtenido de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-24222012000400012
- [7] CFE, C. F. (s.f.). La Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado. Obtenido de <https://www.cfe.mx/nuestraempresa/pages/queeslacfe.aspx>
- [8] CFE, C. F. (11 de noviembre de 2021). GENERACIÓN DE ENERGÍA DE LA CFE CON BASE EN TECNOLOGÍAS LIMPIAS. Obtenido de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2383>
- [9] Torre, R. C. (2019). Gas Natural en México. Obtenido de <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/finance/2019/Gas-Natural-en-Mexico.pdf>.



- [10] Endesa, F. (2022). Central térmica de ciclo combinado. Obtenido de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>
- [11] Landín, P. (2 de noviembre de 2012). Centrales de ciclo combinado. Animaciones flash. Obtenido de <http://pelandintecno.blogspot.com/2012/11/centrales-de-ciclo-combinado.html>
- [12] Power, G. G. (2022). Combined cycle power plant: how it works. Obtenido de <https://www.ge.com/gas-power/resources/education/combined-cycle-power-plants>
- [13] Castejón, F. (octubre de 2005). Centrales de gas de ciclo combinado. Razones de una oposición. Obtenido de <http://www.pensamientocritico.org/fracas1105.htm>
- [14] SENER. (2022). Planta de Ciclo Combinado Agua Prieta II. Obtenido de <https://www.energy.sener.es/proyecto/planta-ciclo-combinado-agua-prieta-2>
- [15] Ríos, C. P. (7 de abril de 2015). Almacenamiento de energía en sales fundidas. Obtenido de <http://www.laenergiadelcambio.com/almacenamiento-de-energia-en-sales-fundidas/>
- [16] CENER, C. N. (2012). Proyecto para optimizar sales fundidas en plantas cilindro parabólicas. Obtenido de <https://www.cener.com/proyecto-para-optimizar-sales-fundidas-en-plantas-cilindro-parabolicas/>
- [17] Engi. (19 de marzo de 2020). ¿Cuáles son los componentes necesarios para hacer un proyecto de energía solar en Colombia? Obtenido de <https://engi.co/componentes-energia-solar/>
- [18] M, A. L. (septiembre de 2015). ResearchGate. Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/Figura-5-A-Esquema-de-una-planta-FV-aislada-B-Diagrama-de-una-planta-FV-conectada-a_fig5_282436371
- [19] Wyoming, M. S. (2011). E3A: Understanding Energy. Obtenido de <https://extension.tennessee.edu/publications/Documents/SP757-D.pdf>
- [20] Saidi. (s.f.). Planta termosolar AGUA PRIETA II Sonora (México). Obtenido de <https://www.saidi.es/PDF/Project Profiles/Project profile AGUA PRIETA II.pdf>
- [21] Sugimat. (14 de marzo de 2018). Sugimat forma parte del megaproyecto Agua Prieta II, la primera central híbrida solar-gas en México. Obtenido de <https://www.sugimat.com/sugimat-forma-parte-del-megaproyecto-agua-prieta-ii-la-primera-central-hibrida-solar-gas-en-mexico/>
- [22] Blanco, V. (30 de junio de 2014). Termosolar y energía solar fotovoltaica en Durango



tiene un gran potencial. Obtenido de <https://www.evwind.com/2014/06/30/durango-con-un-potencial-de-energia-solar-fotovoltaica-y-termsolar-superior-a-paises-europeos/>

- [23] NASA. (2021). POWER | Data Access Viewer. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [24] CFE. (2005). Datos generales del promovente y del responsable de la elaboración del estudio de riesgo ambiental. Obtenido de <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgiraDocs/documentos/son/estudios/2006/26SO2006E0013.pdf>
- [25] Energy, E. f. (16 de febrero de 2022). ¿Cuáles son las mejores marcas de paneles solares en 2022? Estos son los más comprados. Obtenido de <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/mejores-marcas-paneles-solares-2022>
- [26] Solar, J. (2020). Jinko Solar. Obtenido de [https://jinkosolarcdn.shwebspace.com/uploads/JKM535-555M-72HL4-\(V\)-F3-EN.pdf](https://jinkosolarcdn.shwebspace.com/uploads/JKM535-555M-72HL4-(V)-F3-EN.pdf)
- [27] Valenzuela, F. J. (2018). Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW. Obtenido de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71213/fichero/TFM-1213-BECERRA.pdf>
- [28] Medina, Jorge, & Ávila, Eduardo, & Vargas, Juan, & Salazar, Gabriel, & Pozo, Marcelo, & Pozo, Nataly (2019). Análisis del uso de micro convertidores DC/DC enfocados en la extracción máxima de energía en una granja fotovoltaica. Enfoque UTE, 10(1),205-217. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=572262171017>
- [29] Ingeteam. (s.f.). INGECON SUN 3Power (2600-3825 kVA). Obtenido de https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_256/ingecon-sun-3power.aspx
- [30] Solar, E. (s.f.). Seguidor 1 eje ESAttrack-24. Obtenido de <http://esasolar.com/wp-content/archivos/catalogoESAttrack24-1.pdf>
- [31] Solar, S. (s.f.). Información técnica SMA STRING-MONITOR SSM-U-XX10/SSM-U-XX15. Obtenido de <https://lm8solar.com/wp-content/uploads/2018/06/SMA-String-Monitor-LM8-Solar.pdf>
- [32] SMA. (s.f.). SMA STRING-MONITOR SSM-U-XX10/SSM-U-XX15. Obtenido de <https://lm8solar.com/wp-content/uploads/2018/06/SMA-String-Monitor-LM8-Solar.pdf>
- [33] SENER. (19 de noviembre de 2019). NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012,



Instalaciones Eléctricas (utilización). Obtenido de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512096/NOM-001-SEDE-2012.pdf>

- [34] Sainz-Mazón, Á. J. (2022). Tema 6: Dimensionado de instalaciones fotovoltaicas.
- [35] Cable, G. (s.f.). Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica. Obtenido de <https://www.aunadistribucion.com/mostrar-catalogo/1437>
- [36] Group, P. (2021). Cables y accesorios para instalaciones fotovoltaicas. Obtenido de <https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2021/03/Ei-CatalCablesAccesoriosFotovoltaicos-alta.pdf>
- [37] García, L. G. (2017). Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira. Altamira, Tamaulipas: CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS, S.C.
- [38] SMA. (s.f.). MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2. Obtenido de <https://files.sma.de/downloads/MVPS-S2-SC4xxxUP-DS-es-13.pdf>
- [39] Fernández, R. S. (2020). Estudio de nueva configuración de planta híbrida con tecnología solar. Obtenido de <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/105138/TFG-3157-SANCHEZ%20FERNANDEZ.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [40] Jorge Servert, E. C. (2018). Smart Renewable Hubs: Multi-Hybridization to Achieve High RE Penetration in a Grid-Friendly Manner. International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems (pág. 8). AIP Conference Proceedings.
- [41] Samaan Ladkany, W. C. (2018). Molten Salts and Applications II: 565 °C Molten Salt Solar Energy Storage Design, Corrosion, and Insulation. Journal of Energy and Power Engineering , 517-532.
- [42] Iberdrola. (s.f.). Santiago, la planta fotovoltaica más grande del mundo construida por Iberdrola. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/plantas-energia-solar-fotovoltaica-mexico>
- [43] Energy, U. D. (30 de junio de 2016). MOLTEN SALT Concept Definition & Capital Cost Estimate. Obtenido de <https://www.osti.gov/servlets/purl/1335150>
- [44] Abengoa. (2019). Central termosolar Agua Prieta II – 14 MW. Obtenido de <http://www.abengoa.com.mx/web/es/areas-de-actividad/ingenieria-y-construccion-industrial/energia-renovable/obra/Central-termosolar-Agua-Prieta-II-14-MW/>
- [45] García Pesántez, L. E. (2020). Estudio de prefactibilidad para la aplicación de un sistema



fotovoltaico para el edificio administrativo de la Central Termoeléctrica El Descanso, de acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18 (Bachelor's thesis). Retrieved from <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/34519>

- [46] Acciona. (15 de octubre de 2019). Bajo el sol del desierto. Obtenido de <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/2019/10/bajo-el-sol-del-desierto>
- [47] C. Turchi, Z. M. (1 de agosto de 2011). Gas Turbine/Solar Parabolic Trough Hybrid Design Using Molten Salt Heat Transfer Fluid: Preprint. Obtenido de <https://www.semanticscholar.org/paper/Gas-Turbine%2FSolar-Parabolic-Trough-Hybrid-Design-Turchi-Ma/69235e377a990fac47a4474d58427b6060653e03#citing-papers>
- [48] Energy, U. D. (2022). Aerogeneradores y paneles solares, la solución híbrida. Obtenido de <https://noticiadelaciencia.com/art/36934/aerogeneradores-y-paneles-solares-la-solucion-hibrida>
- [49] Esfera, H. (12 de diciembre de 2021). TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS Y SUS PANELES. Obtenido de <https://www.helioesfera.com/tipos-de-celulas-fotovoltaicas-y-sus-paneles/>
- [50] IDOM. (2022). Gansu Akesai (Hito mundial; 50 MW) y Lanzhou Dacheng (50 MW). Obtenido de <https://www.idom.com/proyecto/hito-mundial-en-china-gansu-akesai-sales-fundidas-con-tecnologia-cilindroparabolica/>
- [51] Market, E. (9 de marzo de 2018). ¿Cómo funcionan los paneles solares? Obtenido de <https://www.efimarket.com/blog/pero-como-funcionan-los-paneles-solares/>
- [52] Monitor, G. E. (16 de junio de 2021). Planta CC Agua Prieta II. Obtenido de https://www.gem.wiki/Planta_CC_Agua_Prieta_II
- [53] Power, P. (2019). Liquid Salt Combined Cycle. Obtenido de <https://www.pintailpower.com/technology/liquid-salt-combined-cycle/>
- [54] Rica, T. d. (s.f.). Inversores conectados a red: tipos. Obtenido de http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html
- [55] Solar, E. (2019). Plantas conectadas a red. Obtenido de <https://enaltiasolar.es/plantas-conectadas-a-red/>
- [56] Torre, R. C. (2019). Gas Natural en México. Obtenido de <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/finance/2019/Gas-Natural-en-Mexico.pdf>.



- [57] Zarco, J. (14 de junio de 2022). Central fotovoltaica Puerto Peñasco. Obtenido de <https://www.pv-magazine-mexico.com/2022/06/14/central-fotovoltaica-puerto-penasco/>
- [58] Tecnosol. (2019). Distancia entre filas de paneles solares para evitar el sombreado. Obtenido de <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>



6. ANEXO I: Normativa aplicable.

A continuación, se enlistan las normas requeridas para realizar el proyecto de acuerdo a los datos generales del promovente y del responsable de la elaboración del estudio de riesgo ambiental (CFE, 2005). Los sistemas e instalaciones deben ser diseñados de acuerdo con la última edición de las Normas, Reglamentos, Leyes, Criterios, Códigos, Especificaciones Técnicas de la CFE y Reglamentos Internacionales; de entre los cuales destacan los siguientes:

Leyes, Reglamentos, Criterios, Normas y Códigos Mexicanos

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento (LSPEE).
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).
- Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA).
- Ley Forestal.
- Ley Federal de Derechos en Materia de Agua.
- Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento.
- Ley Federal del Trabajo.
- Ley General de Salud.
- Ley del Seguro Social.
- Ley de Protección Civil.
- Reglamento para la Constitución y Funcionamiento de las Comisiones de Seguridad e Higiene.
- Reglamento de la LCEEPA de Materia de Impacto Ambiental.
- Reglamento de la LCEEPA de Materia de Residuos Peligrosos.
- Reglamento de la LCEEPA de Materia de Protección y Control de la Atmósfera.
- Reglamento para protección del ambiente contra la contaminación originada por la emisión del ruido.
- Leyes y reglamentos del municipio o del estado, aplicables a los temas no cubiertos en estas especificaciones.
- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente del Trabajo de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS, México).
- Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono en su forma ajustada y enmendada en la segunda reunión de las partes celebrada en Londres 27 al 29 de junio de 1990, y enmendada nuevamente en la tercera reunión de las partes, celebrada en Nairobi, del 19 al 21 de junio de 1991.
- Criterios Ecológicos en Calidad del Agua (CE-CCA-OOI).
- Criterios Ecológicos para la Selección y Preparación de Sitios Destinados a la Instalación de Centrales Termoeléctricas Convencionales, así como la Construcción y Operación



de estos Sistemas (CE-OESE-002).

- Acuerdo que establece los lineamientos para determinar el criterio que servirá de base para evaluar la calidad del aire en un determinado momento. Diario Oficial, página 84, Secretaría de Salubridad y Asistencia, del 29 de noviembre de 1982.

Relación de Normas y Proyectos de Normas

- NOM Serie B - Métodos de pruebas mecánicas para productos de acero estructural de alta resistencia.
- NOM Series 1-7 y 1-63, Equipo y componentes electrónicos, métodos de prueba para fuentes de alimentación utilizadas en telefonía, cargadores de baterías para uso industrial y de telecomunicaciones. Métodos de prueba ambientales y de durabilidad.
- NOM Series EE. Carretes de Madera para Conductores Eléctricos y Telefónicos.
- NOM Serie J. Motores de inducción, transformadores de corriente, transformadores de potencia, productos eléctricos conductores, técnicas de prueba de alta tensión, cordones desnudos flexibles de cobre para usos eléctricos y electrónicos. Método de prueba de aislamiento.
- NOM Serie W — Clasificación de Cobre.
- NOM Serie Z —Muestreo para inspección por atributos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-CCA-001-SEMARNAT-1996. Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de las centrales termoeléctricas convencionales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997. Calidad del gas natural.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999. Instalaciones eléctricas (utilización).
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994. Instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-STPS-1999. Relativa a las condiciones de edificios locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad e higiene.
- Norma Oficial Mexicana NOM-002-SEMARNAT-1996. Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales, a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.
- Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2000. Relativa a las condiciones de seguridad para la prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-003-STC2-1994. Para el transporte de materiales y residuos peligrosos. Características de las etiquetas de envases y embalajes destinadas



al transporte de materiales y residuos peligrosos.

- Norma Oficial Mexicana NOM-004-CNA-1996. Requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general.
- Norma Oficial Mexicana NOM-004-STC2-2000. Sistema de identificación de Unidades
- destinadas al transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-006-STC2-2000. Aspectos básicos para la revisión ocular diaria de la unidad destinada al auto-transporte de materiales y residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999. Transporte de gas natural.
- Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002. Sistema General de Unidades de Medida.
- Norma Oficial Mexicana NOM-008-SECRE-1999. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.
- Norma Oficial Mexicana NOM-009-ENER-1995. Eficiencia Energética en Aislamientos Térmicos Industriales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-009-SCT2-1994. Compatibilidad para el almacenamiento y transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos de la clase 1 explosivos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-OII-STPSQOOI. Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
- NRF-014-CFE-2001 Derechos de Vía.
- Norma Oficial Mexicana NOM-019-STPS-1993. Relativa a la constitución y funcionamiento de las comisiones de seguridad e higiene en los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-021-STPS—1993. Relativa a los requerimientos y características de los informes de los riesgos de trabajo que ocurran, para integrar las estadísticas.
- Norma Oficial Mexicana NOM-022-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire, bióxido de azufre (SO₂), valor permisible para la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-023-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire, bióxido de nitrógeno (NO₂) valor permisible para la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire
- ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-024-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire,
- partículas suspendidas totales PTS valor permisible para la concentración de partículas
- suspendidas totales en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.



- Norma Oficial Mexicana NOM-025-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire, partículas menores de 10 micras (PM10) valor permisible para la concentración de partículas menores de 10 micras en el aire ambiente como medida de protección para salud de población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS—1999. Relativa a las condiciones de iluminación que deben tener los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-1998. Relativa a colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos por tuberías.
- Norma Oficial Mexicana NOM-028-SCT2-1994. Disposiciones especiales para los materiales y residuos peligrosos de la clase 3 líquidos inflamables transportados.
- NRF-030-PEMEX-2003, Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de Hidrocarburos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-034-SEMARNAT-1993. Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de monóxido de carbono en el aire de ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-035-SEMARNAT-1993. Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-037-SEMARNAT-1993. Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-038-SEMARNAT-1996. Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-043-SCT2-1994. Documento de embarque de sustancias, materiales y residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-048-SSA1-1993. Establece el método normalizado para la evaluación de riesgos a la salud como consecuencia de agentes ambientales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005. Que establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
- Norma Oficial Mexicana NOM-053-SEMARNAT-1996. Que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
- Norma Oficial Mexicana NOM-054-SEMARNAT-1993. Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005.



- Norma Oficial Mexicana NOM055-SEMARNAT-1993. Que establece los requisitos que deben reunir los sitios destinados al confinamiento controlado de residuos peligrosos, excepto de los radioactivos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-056-SEMARNAT-1993. Que establece los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-057-SEMARNAT-1993. Establece los requisitos que deben observarse en el diseño, construcción y operación de celdas de un confinamiento controlado para residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-058-SEMARNAT-1993. Que establece los requisitos para la operación de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2001. Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-lista de especies en riesgo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-080-SEMARNAT-1994. Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente del escape de los vehículos automotores, motocicletas y triciclos motorizados en circulación y su método de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-081-SEMARNAT-1994. Establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994. Contaminación atmosférica, para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales (PST), bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.
- Norma Oficial Mexicana NOM-113-SEMARNAT-1998. Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones de fuerza eléctrica o distribución localizadas en áreas urbanas, suburbanas, rurales, fincas, industrial o áreas de servicio a turistas.
- Norma Oficial Mexicana NOM-117-SEMARNAT-1998. Que establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía existentes ubicadas en



zonas agrícolas, ganaderas o rurales.

- Norma Oficial Mexicana Relativa a condiciones de seguridad e higiene para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y generadores de vapor o calderas que operen en los centros de trabajo.

NMX Normas Mexicanas

- NMX-CC-001: 1995 IMNC (equivalente a ISO-8402: 1994) - Administración de la calidad y aseguramiento de la calidad. Vocabulario.
- NMX-CC-002,'4: 1996 INMC (equivalente a ISO 9000-4: 1993) - Administración de Calidad - Parte 4: Seguridad de Funcionamiento.
- NMX-CC-003 1995 IMNC (equivalente a ISO 9001: 1994) - Sistema de Calidad-Modelo para el Aseguramiento de Calidad en Diseño, Desarrollo, Producción, Instalación y Servicio.
- NMX-CC-007/1: 1993 SCFI (equivalente a ISO 10011-1: 1990) - Directrices para Auditar Sistemas de Calidad. — Parte 1: Auditorías.
- NMX-CC-007,'2: 1993 SCH (equivalente a ISO 10011-3: 1991) - Directrices para Auditar Sistemas de Calidad. — Parte 2: Administración del Programa de Auditorías.
- NMX-CC-008: 1993 SCH (equivalente a SO 10011-2: 1991) - Criterio de Calificación por los Auditores de Sistemas de Calidad.
- NMX-CC-017/1: 1995 INMC (equivalente a ISO 10012-1:1992) - Requisitos de Aseguramiento de Calidad para Equipos de Medición — Parte I: Sistema de Confirmación Metrológica para Equipo de Medición.
- NMX-CC-018: 1996 INMC (equivalente a ISO 10013: 1995) - Directrices para Desarrollar Manuales de Calidad.
- NMX-CC-019: 1997 INMC (equivalente a ISO 10005: 1995) Administración de Calidad - Parte 5: Guía para Planes de Calidad.
- NMX —SAST-001-IMNCQ000. Sistema de Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo. - Especificación o la norma internacional BSI OHSAS 18001:1999 Occupational Health and Safety Management System.- Specification.
- NMX-SSA-001-1998 INMC — Sistema de Administración Ambiental - Especificación, con guía para su uso.
- NMX-SSA-14001-INMC-2002. Sistemas de Gestión Ambiental - Especificación con guía para su uso.



Secretaría de Comunicaciones y Transportes

- SCT-2.01.01 - Normas de Servicios Técnicos. Proyecto Geométrico de Carreteras.
- SCT-3.02.02 - Normas para Construcción e Instalación. Terracerías.
- SCT-3.02.03- Normas para la Construcción e Instalación de Estructuras y Obras de Drenaje.
- SCT-6.01.03 - Pavimento, Volúmenes I y II. Normas Técnicas de Instalaciones Telefónicas de Teléfonos de México, Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT).
- Normas Técnicas de Instalaciones telefónicas de Teléfonos de México, Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT).

Normas Internacionales

ISO — International Standard Organization

- ISO-9000-3: 1991 - Quality Management and quality assurance standards — Part 3: Guidelines for the application of ISO-9001 to the development, supply and maintenance of software.
- ISO 14001-1996 - Norma Internacional para la Administración Ambiental.

IEC — International Electrotechnical Commission

- IEC-45 — International Electrotechnical Commission. Part for Steam.

Normas y Códigos para el Hardware y Software

Asimismo, para el hardware y el software necesarios en la Central; el equipo, materiales, servicios, trabajos y pruebas se efectuaron de acuerdo con las normas y códigos de CFE, aplicándose adicionalmente los siguientes estándares y códigos:

- ANSI/IEEE 1050 -1989 Guía para "poner a tierra" Instrumentación y Equipos de Control de Estaciones de Generación.
- ANSI/ISA-S5.3 Simbología Gráfica para Control Distribuido en Desplegados de Instrumentación, Lógicos y Sistemas de Control.
- ANSI/ISA-RP55.1 Pruebas del Hardware de Controladores Digitales de Procesos.
- ANSI/ISA-RP60.3 Ergonomía para Centros de Control.
- ANSI/ISA-RP60.6 Identificaciones Leyendas y Etiquetas en Centros de Control.
- ANSI/ISA-RP60.8 Guía Eléctrica para Centros de Control.
- ANSI/ISA-S71.01 Condiciones Ambientales para Sistemas de Medición y Control: Humedad y Temperatura.
- KKS Sistema Kraftwerk-kennzeichen (solo turbinas de vapor y gas).



Especificaciones de la Comisión Manual de Diseño de Obras Civiles (CFE)

- Capítulo 1 Criterios de diseño
- Capítulo 2 Acciones
- Capítulo 3 Diseño por sismo
- Capítulo 4 Diseño por viento

Normas y Códigos del país de Origen

Para la fabricación del equipo se aplican las normas del país de origen, siempre y cuando no se contrapongan a lo indicado en las Leyes, Reglamentos y Normas Mexicanas.

- AASHTO American Association of State Highway and Transportation Officials
- AGA American Gas Association.
- ACI American Concrete Institute.
- AISC American Institute of Steel Construction.
- AISI American Iron and Steel Institute.
- ANSI American National Standards Institute.
- API American Petroleum Institute.
- ASHRAE American Society of Heating, Refrigeration & Air Conditioning Engineers.
- ASME American Society of Mechanical Engineers.
- ASTM American Society for Testing and Materials.
- AWS American Welding Society.
- AWWA American Water Works Association.
- BSI British Standard Institute.
- DIN German Standards Institute.
- HEI Heat Exchange Institute.
- HIS Hydraulic Institute Standards.
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IP Institute of Petroleum.
- ISA Instrument Society of America.
- JIS Japanese Industrial Standards.
- MSS Manufacturer's Standardization Society.
- NEC National Electrical Code
- NEMA National Electrical Manufacturers Association.
- NFPA National Fire Protection Association.
- TEMA Tubular Exchanger Manufacturers Association.



- TRD Technical Rules for Steam Generators.
- UBC Unified Building Code
- VDI Association of German Engineers.
- VGB Society of Large Utility Owners.



ANEXO II: Fichas técnicas, diseño de detalle.

HOJA DE PROYECTO				
CENTRAL TERMOSOLAR AGUA PRIETA II (Sonora, México)				GREEN ENERGY
Cliente final	TEYMA	Ingeniería	ABEINSA EPC MEXICO	
Localización	Sonora (México)	Fecha	2012	
TIPO DE VALVULA	RATING	DIAMETRO	MATERIALES	
Compuerta Globo Retención	SUFA 1500LBS Forjadas 300 a 2500LBS	4" - 6" 1/2" - 2"	WCB A105	
Bola	RK (Trunnion mounted) e ISO (Bola flotante) 150 y 800LBS	1/2" - 4"	A105	
Mariposa	KLINGER CONVEY (Triexcéntrica) 300/600LBS	8" - 14"	WCB y A105	
Seguridad	-	-	-	
Otros	-			
Notas	-			
Instrumentación	Finales de carrera con sello U.L.	Sellado	-	
Claves de éxito				
<ul style="list-style-type: none"> - Project management - EPC-Global Partner - Industry Solution Experience 				

Irradiación histórica en Sonora (en kWh/m ² /día)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Prom
1984	3.7	4.8	6.1	6.9	7.2	7.0	6.8	6.1	5.9	4.3	3.7	3.1	5.5
1985	3.3	4.4	5.9	6.8	7.6	7.9	7.1	6.3	5.7	4.5	3.7	3.7	5.6
1986	3.9	4.5	5.7	6.6	7.7	7.4	6.5	6.1	6.2	4.8	3.6	3.2	5.5
1987	3.7	4.3	6.0	6.8	7.4	7.9	7.1	6.4	5.6	4.8	4.1	3.2	5.6
1988	3.4	4.3	6.1	6.2	7.1	7.0	6.4	5.8	5.8	4.7	4.0	3.3	5.3
1989	3.4	4.6	5.8	7.4	7.9	8.1	7.2	6.5	6.2	5.0	4.2	3.4	5.8
1990	3.8	4.5	5.6	7.0	7.5	8.0	6.5	6.3	5.6	5.2	4.0	3.2	5.6
1991	3.5	4.3	5.7	7.6	8.0	7.8	6.4	5.9	5.7	5.0	4.0	3.1	5.6
1992	3.5	4.5	5.7	7.4	6.7	8.0	7.2	6.5	6.2	5.0	4.2	2.9	5.6
1993	3.1	4.0	5.9	7.3	7.8	8.1	6.6	5.6	6.1	4.9	3.8	3.3	5.6
1994	3.8	4.4	5.7	7.0	7.1	7.5	7.0	6.2	5.6	5.1	3.8	3.2	5.5
1995	3.5	4.4	6.0	7.3	7.9	8.1	7.4	6.2	6.1	5.3	4.0	3.4	5.8
1996	4.0	4.4	6.2	7.6	8.6	7.5	7.1	6.5	5.7	5.0	3.9	3.6	5.8
1997	3.4	4.6	6.1	7.0	7.5	8.3	6.9	6.2	5.7	5.1	4.0	3.2	5.7
1998	3.9	4.5	5.8	7.6	8.2	8.3	6.5	6.5	6.0	5.1	4.1	3.5	5.8
1999	4.0	4.9	6.2	7.4	8.1	7.8	6.1	6.4	6.1	5.4	4.3	3.6	5.8
2000	3.9	4.7	6.1	7.4	8.1	7.0	7.0	6.4	6.1	4.5	4.0	3.5	5.7



2001	3.5	4.6	6.2	7.4	8.0	7.9	6.3	6.5	6.2	5.2	4.0	3.7	5.8
2002	3.8	5.0	6.7	7.3	8.3	8.2	6.3	6.8	5.9	5.1	4.3	3.4	5.9
2003	4.2	4.2	6.0	7.8	8.0	8.1	7.1	6.3	6.1	5.2	4.1	3.7	5.9
2004	3.5	4.8	5.6	6.8	8.1	8.2	6.9	6.3	6.0	5.1	3.9	3.6	5.7
2005	3.5	3.8	6.2	7.6	7.7	8.2	7.1	6.3	5.9	5.2	4.4	3.7	5.8
2006	4.1	4.8	5.6	7.4	8.3	7.5	6.6	5.8	5.7	4.9	4.5	3.6	5.7
2007	3.4	5.0	6.3	7.5	8.2	8.1	6.7	6.3	6.0	5.6	3.8	3.6	5.9
2008	3.7	5.0	6.7	7.9	8.2	8.2	6.3	6.2	6.1	5.4	4.3	3.5	6.0
2009	4.0	5.2	6.2	7.6	7.5	7.0	6.7	6.7	5.9	5.1	4.1	3.5	5.8
2010	3.5	4.5	6.4	7.2	8.6	8.4	6.6	6.5	6.0	5.3	4.6	3.6	5.9
2011	4.2	5.1	6.7	7.8	8.6	8.4	6.7	6.3	5.9	5.3	4.0	3.3	6.0
2012	4.1	5.1	6.5	7.7	8.5	8.2	6.4	6.6	5.7	5.5	4.1	3.5	6.0
2013	3.8	5.0	6.3	7.9	8.3	8.4	6.5	6.3	5.9	5.6	3.9	3.6	5.9
2014	4.1	4.9	6.3	7.4	8.1	8.3	6.6	6.3	5.4	5.3	4.3	3.3	5.9
2015	3.6	4.9	5.6	7.4	7.8	7.7	6.6	6.4	5.3	4.6	4.2	3.6	5.6
2016	3.9	5.3	6.5	7.6	8.3	7.6	7.4	6.4	5.7	5.4	4.1	3.3	6.0
2017	3.7	4.6	6.4	7.8	8.2	7.9	6.3	6.7	6.2	5.4	4.2	3.3	5.9
2018	4.1	4.6	6.1	7.6	8.5	7.8	6.8	6.3	6.0	4.6	4.3	3.2	5.8
2019	3.6	4.3	5.8	7.3	8.0	8.3	6.9	6.4	5.5	5.4	3.5	3.3	5.7
2020	3.9	4.7	5.5	7.6	8.3	8.0	6.8	6.4	6.2	5.5	4.3	3.8	5.9
2021	3.9	5.0	6.3	7.4	8.3	7.8	6.3	6.4	5.6	5.5	4.1	3.2	5.8
Prom	3.7	4.6	6.1	7.4	8.0	7.9	6.7	6.3	5.9	5.1	4.1	3.4	5.8



Temperatura promedio histórica en Sonora en °C													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
1981	20.2	25.4	25.2	31.0	31.7	40.2	38.3	35.0	33.5	27.8	26.6	23.2	29.8
1982	22.1	24.0	26.8	29.6	34.1	38.2	37.9	35.2	37.1	31.7	24.3	22.2	30.3
1983	19.1	22.0	25.5	28.3	34.5	37.3	38.6	35.0	37.1	28.7	23.8	21.0	29.2
1984	19.6	19.9	25.5	29.0	37.7	36.0	36.2	33.7	33.5	27.1	25.5	21.1	28.7
1985	18.8	22.5	26.2	29.5	33.2	38.5	39.0	37.2	31.0	29.9	24.2	19.5	29.1
1986	22.5	26.7	28.2	30.3	34.6	37.6	38.2	36.5	33.8	27.0	22.0	20.5	29.8
1987	22.8	21.4	24.1	30.9	29.5	36.7	38.2	35.2	33.3	31.8	24.6	24.1	29.4
1988	19.4	24.3	29.0	28.8	33.6	37.7	36.4	34.6	33.4	29.1	26.9	19.6	29.4
1989	18.3	25.8	30.4	33.8	37.5	40.8	40.1	33.5	33.3	30.8	24.2	21.4	30.8
1990	22.0	22.9	27.5	31.5	36.2	41.4	36.2	34.5	34.6	28.4	24.4	19.6	29.9
1991	18.1	20.9	25.3	28.0	33.8	39.4	36.5	34.8	32.4	30.3	23.8	18.0	28.4
1992	15.1	19.9	22.8	32.8	32.2	36.9	39.4	36.0	35.0	30.2	22.7	20.3	28.6
1993	20.2	19.8	26.1	30.7	34.6	39.3	38.2	37.8	33.8	31.3	23.5	20.9	29.7
1994	21.8	23.0	25.4	30.8	37.8	41.9	39.1	37.8	34.3	30.2	27.5	19.6	30.8
1995	18.8	21.5	25.2	30.1	31.0	37.5	40.4	38.4	34.8	31.0	25.2	23.3	29.8
1996	22.6	26.1	26.5	34.8	38.1	39.9	37.5	36.8	32.3	32.4	26.8	22.8	31.4
1997	22.4	21.6	28.2	29.5	38.0	38.7	41.0	36.0	35.3	33.5	26.4	18.5	30.8
1998	21.4	21.1	27.7	29.4	34.7	40.7	39.3	36.4	34.4	33.8	25.4	22.8	30.6
1999	25.9	24.3	27.6	31.2	34.2	38.6	39.6	35.3	34.6	32.5	27.8	23.5	31.2
2000	25.8	27.2	27.2	35.2	39.1	38.5	37.9	37.1	36.9	33.9	22.0	21.2	31.8
2001	20.0	22.7	27.4	31.2	37.1	38.5	37.8	37.2	35.8	30.6	27.3	21.6	30.6
2002	22.3	26.0	28.2	32.0	40.3	40.4	39.1	37.7	35.1	29.4	24.8	19.6	31.2
2003	22.7	24.4	27.6	28.8	36.7	38.0	41.7	39.4	35.1	34.3	26.5	23.3	31.5
2004	18.3	25.7	28.4	28.1	34.9	38.7	37.7	36.5	35.6	31.4	25.1	22.8	30.3
2005	21.0	18.5	24.4	28.9	39.3	40.3	40.3	36.0	35.2	32.6	28.3	22.9	30.6
2006	22.2	25.6	26.3	31.7	35.6	39.7	38.4	33.9	31.0	31.8	26.5	20.7	30.3
2007	19.6	22.4	29.4	29.2	34.2	38.8	39.4	35.7	34.0	31.2	26.7	23.7	30.4
2008	19.0	25.7	25.8	31.0	36.7	39.4	36.5	34.9	33.2	29.7	27.0	23.0	30.2
2009	21.0	26.9	27.9	31.6	35.4	37.0	38.3	36.9	33.7	29.8	27.7	18.2	30.4
2010	18.1	18.5	26.7	28.4	35.1	39.8	37.8	37.2	34.7	33.0	25.4	22.5	29.8
2011	22.6	24.7	29.1	31.8	36.3	41.5	39.3	38.3	36.2	32.0	26.9	22.4	31.8
2012	21.2	22.4	27.9	34.4	37.2	39.8	38.5	38.4	35.4	32.0	27.9	24.0	31.6
2013	22.3	19.9	28.8	32.0	35.2	40.7	36.4	35.6	34.2	29.5	25.2	21.5	30.1
2014	22.1	28.1	26.2	31.0	37.3	40.2	38.6	34.3	34.8	30.2	24.1	22.0	30.8
2015	22.2	24.3	29.0	28.8	34.7	39.8	34.8	37.0	34.3	33.7	25.6	23.8	30.6
2016	22.3	27.3	27.7	31.7	35.1	41.2	38.2	35.0	35.8	30.9	26.5	24.7	31.4
2017	23.2	27.4	29.7	33.1	35.9	42.2	38.9	34.3	35.3	32.7	28.8	23.8	32.1
2018	23.4	24.6	30.1	32.0	35.8	39.2	40.2	38.7	35.6	30.6	25.1	22.0	31.4



2019	21.4	22.2	28.2	31.9	32.4	38.6	40.3	38.1	35.6	30.4	26.3	20.4	30.5
2020	20.1	21.5	25.7	34.1	36.3	39.7	42.2	39.2	37.1	34.5	29.4	22.4	31.8
2021	22.6	24.1	27.2	31.7	34.7	41.2	39.7	36.9	34.3	31.2	27.9	22.9	31.2



Ficha técnica Tiger Pro 72HC 535-555 Watt Jinko Solar

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 72HC 535-555 Watt MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems



→ MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.

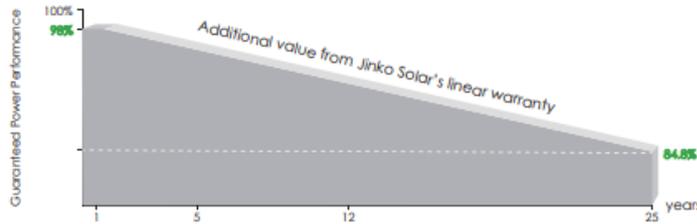


POSITIVE QUALITY™
Continues Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

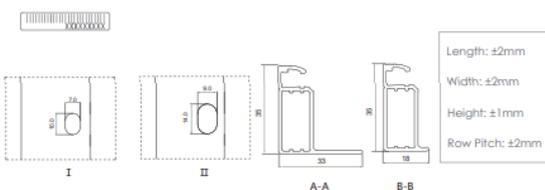
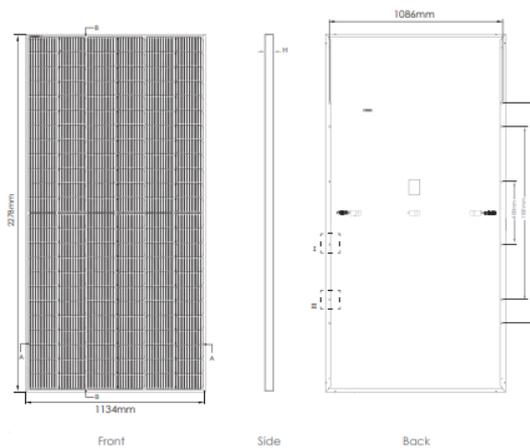


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

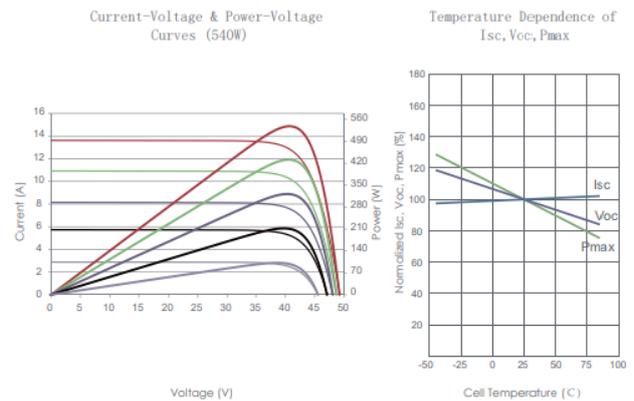


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length



SPECIFICATIONS

Module Type	JKM535M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4		JKM555M-72HL4	
	JKM535M-72HL4-V	JKM535M-72HL4-V	JKM540M-72HL4-V	JKM540M-72HL4-V	JKM545M-72HL4-V	JKM545M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM555M-72HL4-V	JKM555M-72HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp	555Wp	413Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V	40.99V	38.59V
Maximum Power Current (Imp)	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A	13.54A	10.70A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V	49.72V	46.93V
Short-circuit Current (Isc)	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A	14.12A	11.40A
Module Efficiency STC (%)	20.71%		20.90%		21.10%		21.29%		21.48%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM535-555M-72HL4-(V)-F3-EN



Ficha técnica inversor INGECON SUN 3Power (2600-3825 kVA)

INGECON

SUN

3Power C Series

1,500 V_{dc}

TRANSFORMERLESS PV INVERTER WITH AN EXTRA THERMAL STABILITY AND A GREATER POWER DENSITY

Up to 3.8 MVA at 1,500 V

Greater power density

This solar PV inverter achieves a market-leading power density of 492 kVA/m², as it provides up to 3,825 kVA kVA in just one power stack.

Latest generation electronics

The INGECON® SUN 3Power C Series PV inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

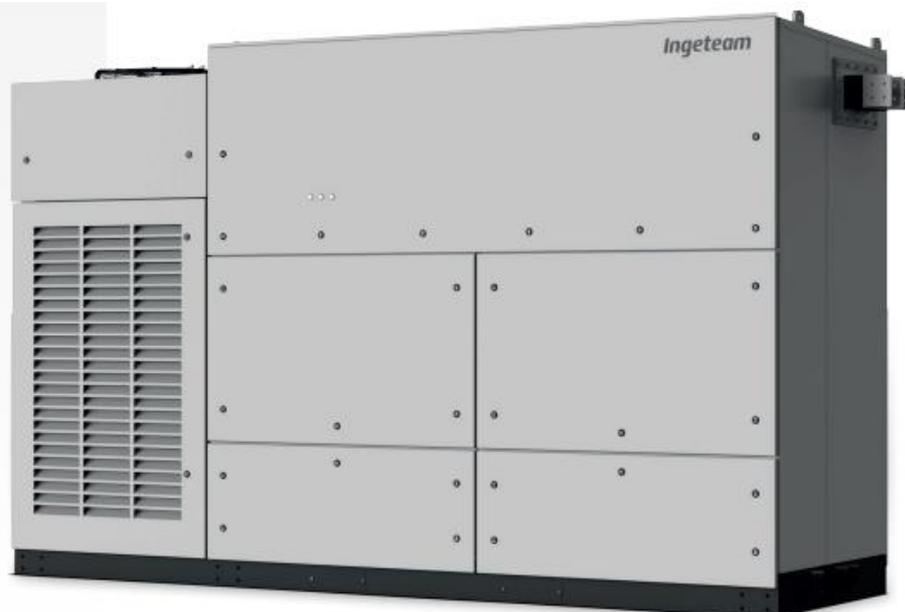
Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam has already supplied +52 GW of liquid-cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

IP65 protection

A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam



INGECON

SUN

3Power C Series 1,500 V_{dc}

Monitoring and communication

Dual Ethernet to communicate with the SCADA and the PPC (power plant controller). Moreover, it features Wi-Fi communication as access point to connect with the inverter during commissioning and O&M works. Ingeteam's advanced PV plant monitoring system INGECON[®] SUN Monitor is also available at no extra cost. The Smartphone application of the INGECON[®] SUN Monitor -available on the App Store and on the Play Store- makes it easier and more comfortable to monitor the PV plant.

Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Advanced grid support



Low Voltage Ride Through



Fast Frequency Regulation



Reactive Power at Night



Voltage Droop Control



Active Power Reserve Without Batteries



Grid Following & Grid Forming



Black Start Capability



Automatic Voltage Regulation

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 24 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, liquid cooled, IP65 rated and air cooled by a closed loop.

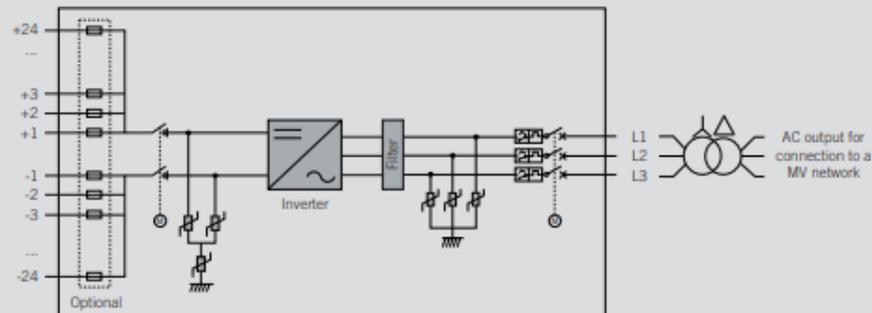
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- AC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).

LIQUID COOLING SYSTEM

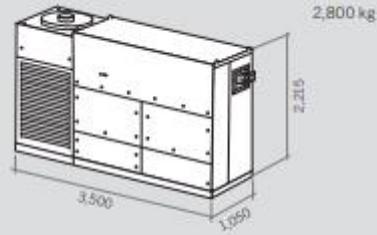
- LCS to refrigerate the IGBTs.
- More optimized component usage: greater thermal stability.
- Less moving components: lower power consumption and less maintenance works.
- No risk of particle entrance.
- Anti-corrosion protection with stainless steel components.
- LCS is used in many industries. Thus, it is very reliable, as its components are subject to many validation tests.
- Fast connectors with anti-dripping system
- Biodegradable glycol water mixture.
- No need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

INGECON[®] SUN 3825TL





Size and weight (mm and kg)



Ingeteam

INGECON

SUN

3Power C Series 1.500 V_{dc}

INGECON® SUN 3825TL							
	C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
Input (DC)							
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,398 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V						
Maximum current	3,965 A						
N° inputs with fuse-holders	Up to 24						
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)						
Type of connection	Connection to copper bars						
Power blocks	1						
MPPT	1						
Input protections							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)						
DC switch	Motorized DC load break disconnect						
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton						
Output (AC)							
Power @35 °C / @50 °C	3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @35 °C / @50 °C	3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage ⁽⁴⁾	600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz						
Power Factor ⁽⁵⁾	1						
Power Factor adjustable	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%						



Output protections	
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)
AC breaker	Motorized AC circuit breaker
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection
Other protections	AC short-circuits and overloads
Features	
Operating efficiency	98.9%
CEC	98.5%
Max. consumption aux. services	7,600 W
Stand-by or night consumption ⁽¹⁾	< 180 W
Average power consumption per day	2,500 W
General Information	
Ambient temperature	-20 °C to +65 °C
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)
Protection class	IP65 ⁽⁸⁾
Corrosion protection	External corrosion protection
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)
Air flow range	0 - 18,000 m ³ /h
Average air flow	12,000 m ³ /h
Acoustic emission (100% / 50% load)	57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m
Marking	CE
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code
Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ Vmpp.min is for rated conditions (V _{ac} =1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures ⁽⁴⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁵⁾ For P _{inv} >25% of the rated power ⁽⁶⁾ For P _{inv} >25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available ⁽⁸⁾ Except for the LC filter and the air-water heat exchanger, that are IP54.	

Ingeteam



Ficha técnica estructura de soporte ESAtack-24

Características técnicas ESAtack-24

Tipo de seguimiento		Monoaxial Horizontal	
Características 1 fila		1 fila x 38 metros	
Superficie 1 fila		73 m ²	
Superficie grupo		Grupo 32 x 17 → 1.241 m ²	
Configuración grupo		Máximo 17 filas x 38 metros	
Sistema seguimiento		Back Tracking	
Material Estructura		Acero S275 galvanizado según norma UNE-EN ISO 1461 Aluminio AW 6063-T66	
Distribución módulos	Tipo	Módulo (290 Wp)	
	Cantidad/ Potencia(kWp)	36x15/16/17	156/167/177
	Campo de giro	De -45 grados a +45 grados	
	Tipo accionamiento	Módulo de giro (corona-husillo)	
	Características motor	2,2 kW – 1500 rpm	
Armario eléctrico	Tensión alimentación	230Vac-50Hz monofásico	
	Características eléctricas	Metálico, IP55, conexión de todos los elementos mediante bornas en interior del armario. Incluye automático de seguimiento PLC, totalmente cableado. Incluyendo relé térmico protección motor y fuente de alimentación de PLC, además del interruptor magnetotérmico de protección general.	
	Control	Pantalla táctil para el control del movimiento manual.	

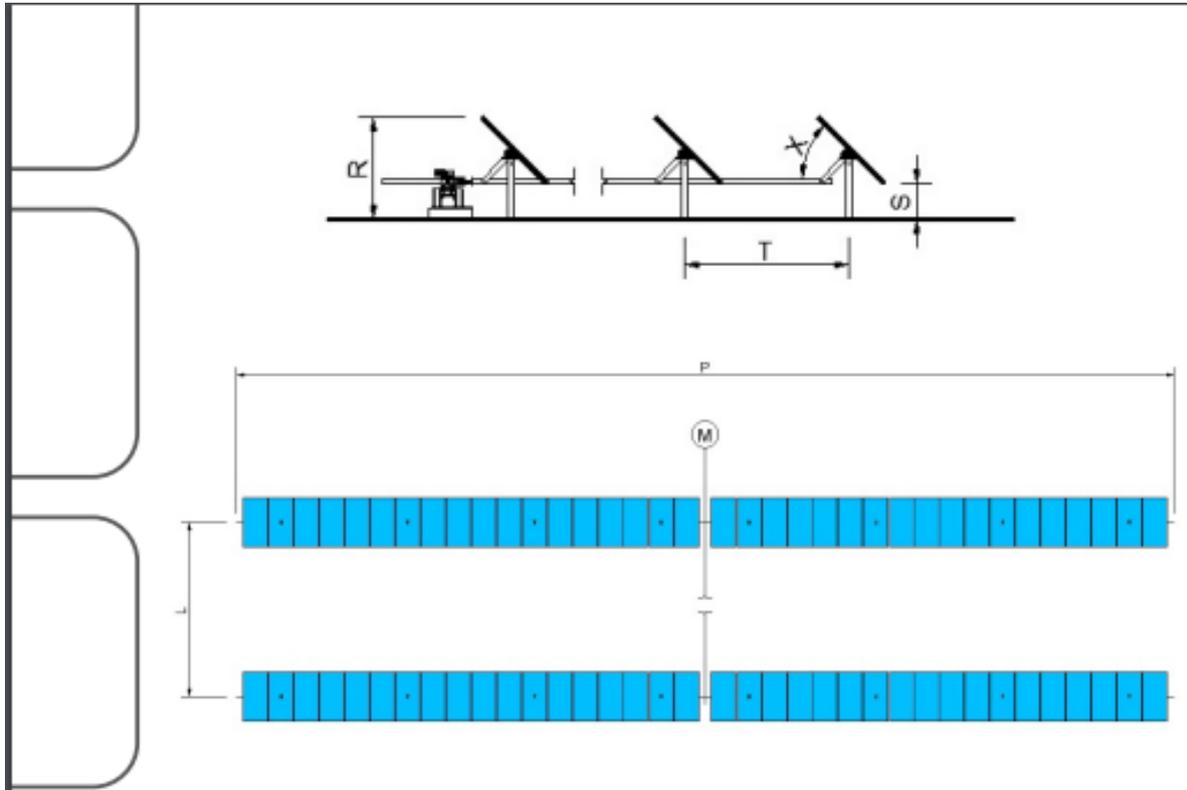




Control	Pantalla táctil para el control del movimiento manual.
Velocidad máxima del viento	Rachas de viento a 90 km/h a partir de esa velocidad pasaría a modo seguridad, controlado mediante anemómetro
Fijación al terreno	Hincado en terreno 1,5 metros



13





MODELO ESAttrack-24			
	ESAttrack-24/15	ESAttrack-24/16	ESAttrack-24/17
Nº Ejes	15	16	17
Tipo Módulos	(290 Wp)	(290 Wp)	(290 Wp)
Nº Módulos	36	36	36
R (m)	2	2	2
T (m)	Máx. 6	Máx. 6	Máx. 6
S (m)	Min. 0,75	Min. 0,75	Min. 0,75
X (°)	± 45°	± 45°	± 45°
P (m)	38	38	38
L (m)	Máx. 84	Máx. 90	Máx. 96

Alemania	<ul style="list-style-type: none"> DIN 1055-4:2005-03 	India	<ul style="list-style-type: none"> IS:875: (Part3) – 1987 (Reaffirmed 1997)
Argelia	<ul style="list-style-type: none"> R.N.V.99 D.T.R. C 2-4.7 	Internacional	<ul style="list-style-type: none"> Norma genérica (curvas altura/presión)
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> CIRSOC 102-2005 CIRSOC 102-1984 	Italia	<ul style="list-style-type: none"> NTC 14/01/2008
Bélgica	<ul style="list-style-type: none"> Eurocódigo 1 (Bélgica) 	Marruecos	<ul style="list-style-type: none"> Cahier des Prescriptions Communes Applicables au Calcul des Surcharges dues au Vent
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> ABNT NBR 6123 	México	<ul style="list-style-type: none"> CFE - 2008
Bulgaria	<ul style="list-style-type: none"> Ordenanza nº 3, 21 de julio de 2004. Sección VI: Cargas de viento. 	México D.F.	<ul style="list-style-type: none"> NTC
Canadá	<ul style="list-style-type: none"> NBC 05 	Panamá	<ul style="list-style-type: none"> REP-04
Chile	<ul style="list-style-type: none"> NCh432.0f71 	Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> NBR
China	<ul style="list-style-type: none"> RSAAEP (Macao) 	Perú	<ul style="list-style-type: none"> Norma Técnica E.020
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> NSR-10 	Portugal	<ul style="list-style-type: none"> RSA Eurocódigo 1 (Portugal)
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> RC80 	Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> BS 6399-2:1997 Eurocódigo 1 (Reino Unido)
Cuba	<ul style="list-style-type: none"> NC 285:2003 	República Dominicana	<ul style="list-style-type: none"> Boletín nº 9/80
Ecuador	<ul style="list-style-type: none"> NEC - 11 	Singapur	<ul style="list-style-type: none"> Eurocódigo 1 (Singapur)
España	<ul style="list-style-type: none"> CTE DB SE-AE NTE 	Sudáfrica	<ul style="list-style-type: none"> SANS 10160-3:2011
EU Internacional	<ul style="list-style-type: none"> Eurocódigo 1 	Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> UNIT 50-84
Francia	<ul style="list-style-type: none"> Eurocódigo 1 (Francia) NV 65:2009 	USA	<ul style="list-style-type: none"> ASCE/SEI 7-10 ASCE/SEI 7-05
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> NSE2 	Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> COVENIN 2003-89
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> CHOC-04 		

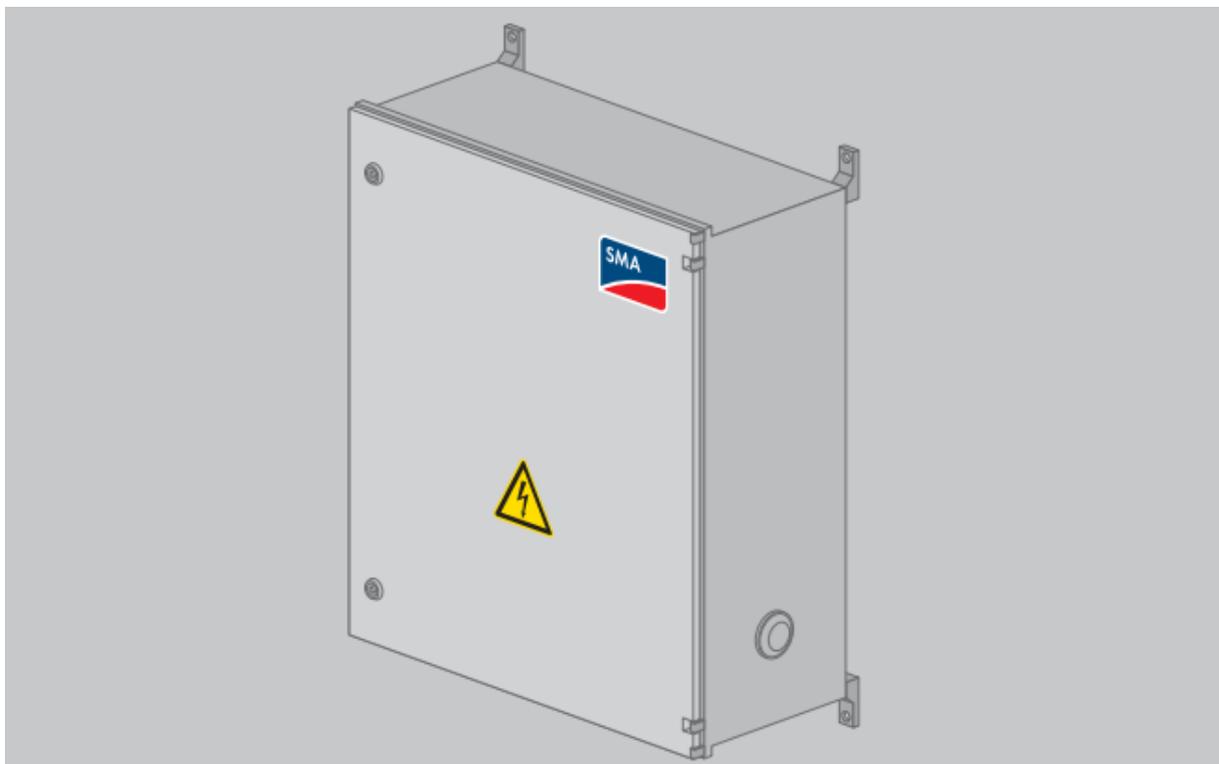


Ficha técnica caja de conexiones



Información técnica

SMA STRING-MONITOR SSM-U-XX10/SSM-U-XX15



SSMUX1015-TI-es-10 | Versión 1.0

ESPAÑOL



SMA Solar Technology AG

7 Datos técnicos

7 Datos técnicos

Carcasa	
Montaje exterior	A la sombra
Material	Plástico reforzado con fibra de vidrio
Características de combustión	Autoextinguible, libre de halógeno
Tipo de protección IP según IEC 60529	IP54
Tipo de protección IK según IEC 62262	IK10
Clase de protección según IEC 60529	II
Índice de contaminación según IEC 61010-1	2
Color	RAL 7035
Resistencia a los rayos UV según IEC 61439-1	Sí
Montaje mural	Sí
Montaje en poste*	Sí
Cilindro de cierre	Llave del armario de distribución de paletón doble
Riel para el paso de los cables**	Sí

* Disponible como accesorio (consulte el capítulo 8, página 24)

** Facilitado por el cliente

Datos mecánicos	
Anchura de la carcasa	600 mm
Anchura de la carcasa incluyendo racores de compensación de presión	630 mm
Altura de la carcasa incluyendo lengüetas de soporte mural	850 mm
Altura de la carcasa incluyendo mazo de cables de string	1.055 mm
Profundidad de la carcasa	300 mm
Profundidad de la carcasa incluyendo lengüetas de soporte mural	320 mm
Profundidad de la carcasa incluyendo lengüetas de soporte mural y soporte para el poste*	385 mm
Peso máximo**	34 kg



7 Datos técnicos

SMA Solar Technology AG

Datos mecánicos

Peso del soporte para el poste*	2,1 kg
Distancia mínima entre la carcasa y el suelo utilizando conectadores con fusible integrado bajo el SMA String-Monitor	800 mm

* Disponible como accesorio (consulte el capítulo 8, página 24)

** Según el número de entradas de string del SMA String-Monitor, sin accesorios

Datos eléctricos

Generador fotovoltaico	Con conexión a tierra negativa/positiva/aislado
Tensión asignada	1 000 V _{CC} /1 500 V _{CC}
Para alturas de instalación superiores a los 2 000 m debe tenerse en cuenta un factor de reducción adicional.	2 001 m ... 3 000 m para la reducción del 1,0% por 100 m 3 001 m ... 4 000 m para la reducción del 1,2% por 100 m
Corriente asignada (I _{CCmáx}) para 50 °C*	315 A _{CC}
Corriente asignada (I _{CCmáx}) para más de 50 °C*	Reducción del 2,5% por K
Corriente asignada por entrada de medición*	17,5 A _{CC}
Característica de los fusibles	gPV
Número de entradas de string por potencial	16 / 24 / 32
Tensión de alimentación de CC de generador fotovoltaico	+200 V _{CC} ... +1 500 V _{CC}
Tensión de alimentación de CA externa**	230 V _{CA} ±20%
Interruptor-seccionador de potencia de CC	400 A _{CC}
Activación del interruptor-seccionador de potencia de CC bajo carga	Máximo 200 ciclos de conmutación
Activación del interruptor-seccionador de potencia de CC A -40 °C	Máximo 100 ciclos de conmutación
Descargador de sobretensión de CC	Tipo 2 (monitoreado)
Categoría de sobretensión	II

* Corriente de servicio máxima continua hasta la temperatura ambiente proporcionada, teniendo en cuenta una irradiación máxima de hasta 1 200 W/m² (valor medio por hora de la irradiación global horizontal). Si se prevé una irradiación mayor, la corriente asignada debe ajustarse linealmente hacia abajo.

** Disponible como accesorio (consulte el capítulo 8, página 24)

Medición de corriente

Número de canales de medición	16 / 24 / 32
-------------------------------	--------------

Ficha técnica transformador MT

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



Resistente

- La estación y todos sus componentes han sido homologados
- Ideal para condiciones ambientales extremas

Cómoda

- Sistema plug & play
- Completamente premontada para colocar y poner en marcha de manera sencilla

Económica

- Un menor esfuerzo de coordinación para la planificación y colocación
- Bajos gastos de transporte gracias a la plataforma de 20 pies

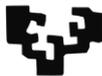
Flexible

- Un diseño para todo el mundo
- DC-Coupling Ready
- Múltiples opciones

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Solución llave en mano para centrales fotovoltaicas

Con la potencia de los nuevos y resistentes inversores centrales Sunny Central UP o Sunny Central Storage UP y los componentes de media tensión perfectamente coordinados, la nueva MV Power Station ofrece una densidad de potencia aún mayor y puede entregarse como sistema llave en mano en cualquier parte del mundo. La solución integrada en un bastidor contenedor High Cube de 20 pies, ideal para el uso en centrales fotovoltaicas de nueva generación de 1500 V_{CC}, destaca por su rápido montaje y rápida puesta en marcha, así como su transporte sencillo. Tanto la MVPS como el resto de los componentes han sido homologados. La MV Power Station garantiza una máxima seguridad de la planta con un rendimiento energético máximo y un mínimo riesgo comercial. Por supuesto, la MV Power Station viene equipada para el acoplamiento de CC.

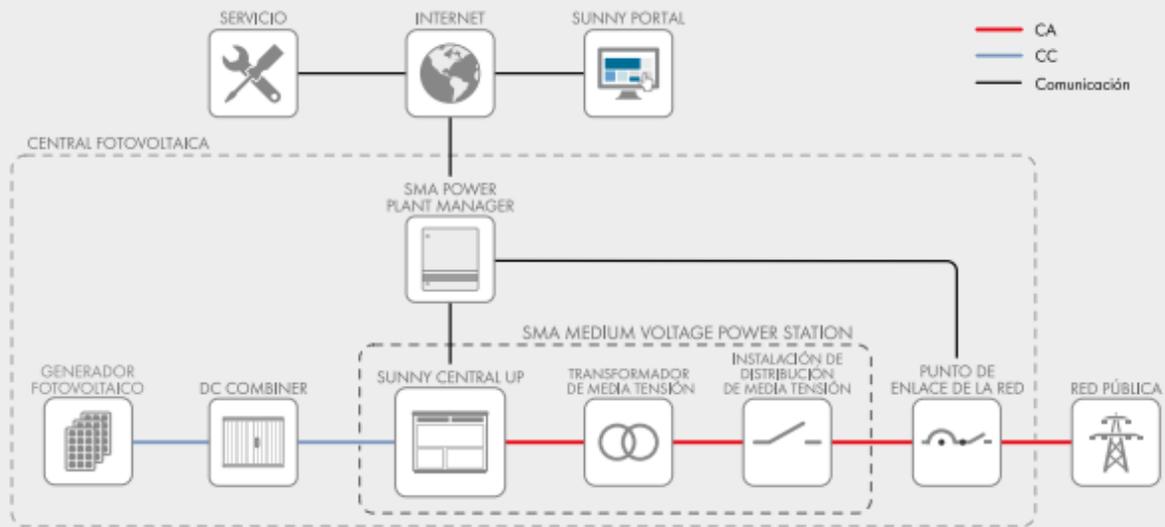


- 1) Datos referentes al inversor. Para más información consulte la ficha de datos del inversor.
- 2) KNAN = éster con refrigeración por aire natural
- 3) Rendimiento medido en el inversor sin autoalimentación
- 4) Rendimiento medido en el inversor con autoalimentación

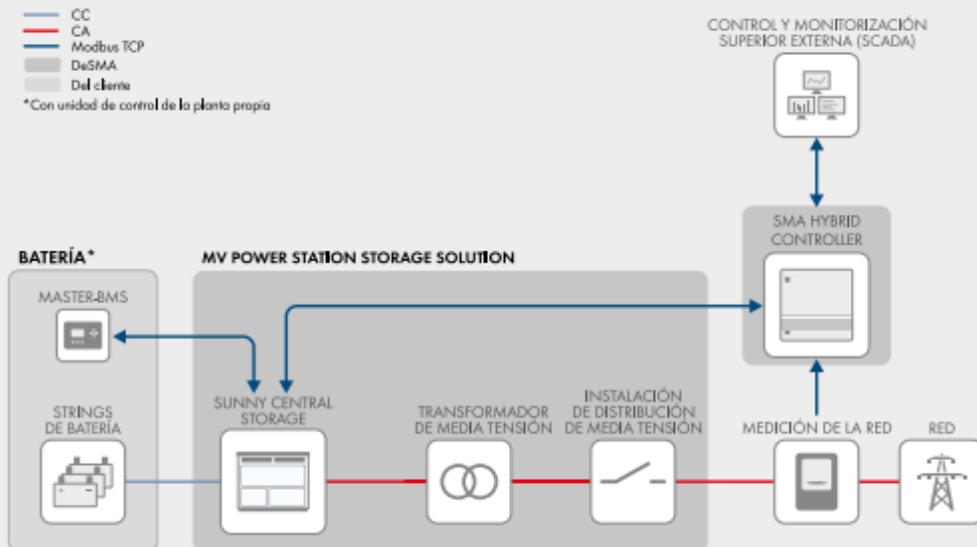
Datos técnicos	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Entrada (CC)		
Inversores seleccionables	1 x SC 4400 UP ○ 1 x SCS 3800 UP ○ 1 x SCS 3800 UP:XT	1 x SC 4600 UP ○ 1 x SCS 3950 UP ○ 1 x SCS 3950 UP:XT
Tensión de entrada máx.	1500 V	1500 V
Número de entradas de CC	según el inversor seleccionado	
Monitorización de zona integrada	○	
Tamaños de fusible disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Salida (CA) del lado de media tensión		
Potencia nominal de SC UP (entre -25 °C y +35 °C / 40 °C, opcionalmente, 50 °C) ¹⁾	4400 kVA / 3960 kVA	4600 kVA / 4140 kVA
Potencia nominal de SCS UP (entre -25 °C y +25 °C / 40 °C, opcionalmente, 50 °C) ¹⁾	3800 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3365 kVA
Potencia de carga de SCS UP:XT (entre -25 °C y +25 °C / 40 °C, opcionalmente, 50 °C) ¹⁾	3950 kVA / 3300 kVA	4130 kVA / 3455 kVA
Potencia de descarga de SCS UP:XT (entre -25 °C y +25 °C / 40 °C, opcionalmente, 50 °C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Tensiones nominales de CA típicas	10 kV hasta 35 kV	10 kV hasta 35 kV
Frecuencia de red de CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Grupo de conexión del transformador Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Sistema de refrigeración del transformador	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Pérdidas en vacío del transformador: estándar / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Pérdidas en cortocircuito del transformador: estándar / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %	
Inyección de potencia reactiva (hasta como máx. el 60 % de la potencia nominal)	○	
Factor de potencia asignada / factor de desfase ajustable	1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo	
Rendimiento del inversor		
Rendimiento máx. ³⁾ / Rendimiento europ. ³⁾ / rendimiento californiano ⁴⁾	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interrupor-seccionador de CC	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interrupor de potencia en vacío de media tensión	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo 1	
Separación galvánica	●	
Resistencia a arcos voltaicos, sala de distribución de media tensión (según IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (máx. / carga parcial / promedio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (en espera) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente de -25 °C a +45 °C / de -25 °C a +55 °C / de -40 °C a +45 °C	● / ○ / ○	
Tipo de protección según IEC 60529	Sala de distribución IP23D, electrónica del inversor IP54	
Entorno: estándar / duro	● / ○	
Tipo de protección según IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valor máximo permitido para la humedad relativa del aire	95 % (para 2 meses/año)	
Máx. altitud de funcionamiento sobre el nivel del mar 1000 m/ 2000 m	● / ○	
Consumo de aire fresco del inversor	6500 m ³ /h	
Equipamiento		
Conexión de CC	Terminales de cable	
Conexión de CA	Conector acodado de cono exterior	
Commutador graduado para el transformador de media tensión: sin / con	● / ○	
Devanado blindado para el transformador de media tensión: sin / con	● / ○	
Paquete de monitorización	○	
Color de la carcasa de la estación	RAL 7004	
Transformador para equipos consumidores externos: ninguno / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Instalación de distribución de media tensión: ninguna / 1 celda / 3 celdas	● / ○ / ○	
Dos celdas de cables con interrupor-seccionador, una celda del transformador con interrupor automático, resistencia a arcos voltaicos IAC A Fl 20 kA 1 s según IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistencia al cortocircuito de la instalación de distribución de media tensión (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accesorios de la instalación de distribución de media tensión: ninguno / contactos auxiliares / motor para la celda del transformador / conexión en cascada / monitorización	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Depósito de aceite integrado: sin / con	● / ○	
Estándares (para otros estándares, consulte la ficha de datos del inversor)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● De serie ○ Opcional – No disponible		
Modelo comercial	MVPS-4400-S2	MVPS-4600-S2



Esquema de la planta con Sunny Central UP



Esquema de la planta con Sunny Central Storage UP





Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

PRYSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada / Rated voltage:

Norma diseño / Design standard:

Designación genérica / Generic designation:

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVAc máx.) - 1.5/1.5 kVdc (1.8/1.8 kVdc máx.)

EN 50618 / IEC 62930

H1Z2Z2-K



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR: <https://es.prysmiangroup.com/DoP>

DOWNLOAD the DoP (Declaration of Performance) with this QR code: <https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1009483



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING

 NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA FLAME RETARDANT EN 60332-1-2 IEC 60332-1-2 NF C 52070-C2	 LIBRE DE HALÓGENOS HALOGEN FREE IEC 62821-1 Annex B EN 50525-1 Annex B	 BAJA OPACIDAD DE HUMOS LOW SMOKE OPACITY EN 61034-2 IEC 61034-2
 ALTA RESISTENCIA AL AGUA (AD7) HIGH RESISTANCE TO WATER (AD7)	 RESISTENCIA AL FRÍO COLD RESISTANT	 CABLE FLEXIBLE FLEXIBLE CABLE
 RESISTENCIA A LOS GOLPES IMPACT RESISTANT	 RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS RESISTANCE TO CHEMICAL AGENTS	 RESISTENCIA AL OZONO OZONE RESISTANCE
 RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA RESISTANCE TO ULTRAVIOLET RAYS	 RESISTENCIA AL CALOR HÚMEDO RESISTANCE TO WET HEAT	



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN
FV PRYSUN CABLE: ADDITIONAL TESTING & DATA

Vida estimada Estimated service life	25 años 25 years
Certificación Certification	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles Mobile services	SI Yes
Doble aislamiento (clase II) Double insulation (class II)	SI Yes
Tª máxima de conductor Maximum conductor temperature	90°C (120°C 20 000 h)
Resistencia al ozono Ozone resistance	IEC 62930 Tab.3 según as per IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según as per EN 50396 tipo de prueba type of test B
Resistencia a los rayos UVA UV resistance	IEC 62930 Anexo Annex E; EN 50618 Anexo Annex E
Protección contra el agua Water resistance	AD7 (Inmersión immersion)
Resistencia a ácidos y bases Resistance to acids and bases	IEC 62930 y and EN 50618 Anexo B Annex B) 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico 7 days, 23 °C N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide (según as per IEC 60811-404; EN 60811-404).
Prueba de contracción Cold resistance test	IEC 62930 Tab.2 según as per IEC 60811-503; EN 50618 Tab.2 según as per EN 60811-503 (máxima contracción maximum shrinkage 2 %)
Resistencia al calor húmedo Resistance to humid heat	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a at 90°C y and 85% de humedad para humidity for IEC 60068-2-78; EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo Long-term insulation resistance	IEC 62821-2; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medioambiente Environmental protection	Directiva Directive RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea European Union
Ensayo de penetración dinámica Dynamic penetration test	IEC 62930 Anexo Annex D; EN 50618 Anexo Annex D
Doblado a baja temperatura Bending at low temperature	Doblado y alargamiento a Bending and stretching at -40°C según as per IEC 60811-504 y and -505 y EN 50618 Tab.2 según as per N 60811-1-4 y and EN 60811-504 y and -505
Resistencia al impacto en frío Cold impact resistance	Resistencia al impacto a Resistance to impact at -40°C según as per IEC 62930 Anexo Annex C según as per IEC 60811-506 y and EN 50618 Anexo Annex C según as per EN 60811-506
Durabilidad del marcado Marking durability	IEC 62930; EN 50396



Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

PRYSUN H1Z2Z2-K

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min.: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min.: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): *Eca*. (secciones desde 1x4 a 1x25).
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
- Design continuous voltage: 1.5/1.5 kV
- Maximum continuous voltage: 1.8/1.8 kV
- Design alternating voltage: 1/1 kV
- Maximum alternating voltage: 1.2/1.2 kV
- Alternating voltage test for 5 min.: 6.5 kV
- Continuous voltage test for 5 min.: 15 kV
- Minimum static bend radius (final installation position): 4D (D = maximum cable outer diameter).

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): *Eca*. (cross-sections between 1x4 & 1x25).
- Fire requirements: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: EN 60332-1-2.

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Halogen-free: IEC 62821-1 Annex B, EN 50525-1 Annex B.
- Low smoke opacity: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20 000 h).

Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro, rojo o azul.

CONDUCTOR

Metal: tinned copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 90 °C (120 °C, for 20 000 h).

Cross-linked halogen-free compound: 250 °C in short circuit.

INSULATION

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

SHEATH

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

Colours: black, red or blue.

APLICACIONES | APPLICATIONS

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Specially designed for interior, exterior, industrial, agricultural, fixed or mobile (with supports) photovoltaic installations. Can be installed in trays, ducts and equipment.

Also suitable for direct current side in photovoltaic systems for self-consumption.


DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ² NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1) MAXIMUM CONDUCTOR DIAMETER mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm CABLE OUTER DIAMETER (MAX.) mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA DINÁMICO mm MINIMUM DYNAMIC CURVE RADIUS mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA ESTÁTICO mm MINIMUM STATIC CURVE RADIUS mm	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C O/km CONDUCTOR RESISTANCE AT 20 °C O/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T. AMBIENTE 60 °C y T. CONDUCTOR 120 °C (3) PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED, AMBIENT T. 60 °C & CONDUCTOR T. 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).
Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

(1) Approximate values.

(2) Single-phase or direct current installation in outdoor perforated tray (40 °C).
Multiply current by 0.85 if exposed directly to sunlight.

→ XLPE2 with type F installation → column 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Conductors installed separately with efficient air renewal throughout their surface (suspended cables).

Ambient temperature 60 °C (in shade) and maximum temperature of 120 °C in the conductor.
Value which cable can withstand: 20,000 h throughout its estimated service life (25 years).



Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

- Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada / Rated voltage: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx. / 1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño / Design standard: UNE 21123-4
 Designación genérica / Generic designation: RZ1-K (AS)



ECOLÓGICO
ECOLOGICAL



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR. <https://es.prysmiangroup.com/DoP>

DOWNLOAD the DoP (Declaration of Performance) with this QR code. <https://es.prysmiangroup.com/DoP>



N° DoP 1003875

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA | FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-IC2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO | FIRE RETARDANT
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS | HALOGEN FREE
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA | RESISTANT TO WATER ABSORPTION



RESISTENCIA AL FRÍO | COLD RESISTANT



CABLE FLEXIBLE | FLEXIBLE CABLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | RESISTANCE TO ULTRAVIOLET RAYS



ALTA SEGURIDAD | HIGH SAFETY



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS | LOW TOXIC GAS EMISSION
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN DE HUMOS | LOW SMOKE EMISSION
EN 50399



BAJA OPACIDAD DE HUMOS | LOW SMOKE OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULLA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS | NO EMISSION OF CORROSIVE GASES
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



BAJA EMISIÓN DE CALOR | LOW HEAT EMISSION
EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS / PARTICULAS INFLAMADAS | REDUCED OCCURRENCE OF FLAMING DROPLETS/PARTICLES
EN 50399

MÁXIMA PELABILIDAD | MAXIMUM PELABILITY
 Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación | Thanks to its special non-stick layer, the sheath can be removed quickly and easily, reducing installation times significantly.

LIMPIO Y ECOLÓGICO | CLEAN AND ECOLOGICAL
 La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes | The absence of talc and silicone oils ensures a cleaner working environment with fewer contaminating particles.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable) | Inglés
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min.: 3500 V | Inglés

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C (thermally stable cable).
- Alternating voltage test for 5 min.: 3500 V

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): Cca-s1b,d1,a1
- Fire requirements: 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.



Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

- Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- Fire retardant: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Halogen-free: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reduced toxic gas emissions: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Low smoke emission: EN 50399.
- Low smoke opacity: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Zero corrosive gas emission: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Low heat emission: EN 50399.
- Reduced occurrence of flaming droplets/particles: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

CONDUCTOR

Metal: annealed electrolytic copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 90 °C in permanent use, 250 °C, in short circuit.

INSULATION

Material: cross-linked polyethylene mix (XLPE), type DIX3 as per UNE HD 603-1.

Colours: brown, black, grey, blue, yellow/green as per UNE 21089-1.

SEPARATING ELEMENT

Special anti-stick layer.

FILLING

Material: halogen-free, LSOH mix.

SHEATH

Material: special halogen-free mix, type AFUMEX UNE 21123-4.

Colour: green.

APLICACIONES | APPLICATIONS

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

- Easy-to-skin cable, particularly suitable for installations on premises used by the public: entertainment venues, shopping centres, schools, hospitals, office buildings, sports centres and similar.
- In IT centres, airports, factory buildings, parking facilities, road and rail tunnels, premises difficult to ventilate and/or evacuate, and similar.
- In any installation where the risk of fire is not inconsiderable: Installations mounted on surfaces, vertical ducts in buildings, on trays or similar; or where optimum fire safety and/or environmentally friendly characteristics are required for products in buildings or on trays and similar; or where optimum fire safety and/or environmentally friendly characteristics are required in construction products.

Also suitable for alternating current side in photovoltaic systems for self-consumption.

- General supply lines (ITC-BT 14). • Individual branches ITC-BT 15). • Indoor or receiving installations (ITC-BT 20). • Premises used by the public (ITC-BT 28). • Premises at risk from fire or explosion (suitably ducted) (ITC-BT 29). • Industrial (Spanish regulations on protection against fire in industrial buildings R.D. 2267/2004.) • Buildings in general (Spanish Technical Building Code, R.D. 314/2006, Art. 11).



Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1) THICKNESS OF INSULATION mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1) OUTER DIAMETER mm (1)	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km RESISTANCE IN CONDUCTOR at 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE-MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A PERMITTED CURRENT BURIED (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

(1) Approximate values.

(2) Surface-mounted in tray (40 °C).

→ XLPE3 with type F installation → column 11 (1x three-phase).

→ XLPE2 with type E installation → column 12 (2x 3G single-phase).

→ XLPE3 with type E installation → column 10b (3x 4G, 4x 5G three-phase).

(3) Buried installation directly in ground or in a conduit with standard ground thermal resistivity of 2.5 K.m/W.

→ XLPE3 with D1/D2 method type installation (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G three-phase.

→ XLPE2 with D1/D2 type installation (Cu) → 2x, 3G single-phase.

As per UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52.



Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

DATOS TÉCNICOS | inglés

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1) THICKNESS OF INSULATION mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1) OUTER DIAMETER mm (1)	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km RESISTANCE IN CONDUCTOR at 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE-MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A PERMITTED CURRENT BURIED (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,080/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,064/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

(1) Approximate values.

(2) Surface-mounted in tray (40 °C).

→ XLPE3 with type F installation → column 11 (1x three-phase).

→ XLPE2 with type E installation → column 12 (2x 3G single-phase).

→ XLPE3 with type E installation → column 10b (3x 4G, 4x 5G three-phase).

(3) Buried installation directly in ground or in a conduit with standard ground thermal resistivity of 2.5 K.m/W.

→ XLPE3 with D1/D2 method type installation (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G three-phase.

→ XLPE2 with D1/D2 type installation (Cu) → 2x, 3G single-phase.

As per UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52.



Cables de energía para media tensión | Medium voltage power cables

• Red de media tensión | Medium voltage cables

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA | MEETS IBERDROLA STANDARDS)

Tensión asignada | Rated voltage: **12/20 kV, 18/30 kV**
 Norma diseño | Design standard: **UNE-HD 620-9E**
 Designación genérica | Generic designation: **AL HEPRZ1**



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR: <https://es.prysmiangroup.com/DoP>

DOWNLOAD the DoP (Declaration of Performance) with this QR code: <https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003884



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



LIBRE DE HALÓGENOS | HALOGEN FREE
EN 60754-1 IEC 60754-1



REDUCCIÓN EMISIÓN DE GASES TÓXICOS | LOW TOXIC GAS EMISSION
EN 60754-2 IEC 60754-2



RESISTENCIA AL AGUA | RESISTANCE TO WATER



RESISTENCIA AL FRÍO | COLD RESISTANT



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | RESISTANCE TO ULTRAVIOLET RAYS



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO | COLD-STRIPPABLE SEMICONDUCTING LAYER. Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección | Easier installation of terminals, joints and separable connectors. Safer installation, as more easily performed with correction.

TRIPLE EXTRUSIÓN | TRIPLE EXTRUDED. Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas | Internal semi-conducting layer, insulation and outer semi-conductor layer are extruded in a single process. Provides greater guarantees as prevents deterioration and dirt in the layer interfaces.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA | CROSS-LINKED CATENARY INSULATION. Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil | Improved cross-linking between polymer chains. Longer useful life.

CUBIERTA VEMEX | VEMEX SHEATH. Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva | Enhanced resistance to water absorption, friction and abrasion, impact and tearing, easier installation in tubular sections, improved installation safety. UV resistant.

POSIBILIDAD DE DISEÑO CON REACCIÓN AL FUEGO MEJORADA | OPTION OF DESIGN WITH IMPROVED FIRE PERFORMANCE.
Posibilidad de clases Eca o Cca-s1b,d2,a1 | Option of classes Eca or Cca-s1b,d2,a1

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA | UNIQUE SYSTEM ADVANTAGES.
Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables) | Option of installing with Prysmian accessories (terminals, joints, separable connectors).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE | GREATER PERMISSIBLE CURRENT.
Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE) | For higher operating temperature thanks to its HEPR insulation (105 °C compared to XLPE's 90 °C).

MEJOR DIÁMETRO EXTERIOR | SMALLER EXTERNAL DIAMETER. Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redonda en un menor coste de la línea eléctrica | Easier to install thanks to its greater flexibility, lower weight and smaller diameter, ensuring a lower-cost electricity line.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN | PRYSMIAN INSULATION FORMULATION. Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian | Longer useful life thanks to our in-house formulation leveraging Prysmian's extensive experience.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA | EXCELLENT WATER RESISTANCE. Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian | Thanks to its Prysmian-formulated HEPR rubber insulation.

NORMALIZADO POR LA COMPAÑÍA IBERDROLA | MEETS IBERDROLA STANDARDS.



Cables de energía para media tensión | Medium voltage power cables

- Red de media tensión | Medium voltage cables

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA | MEETS IBERDROLA STANDARDS)

- Temperatura de servicio: -25 °C, +105 °C,
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

- Operating temperature: -25 °C, +105 °C
- Alternating voltage test for 5 min. (conductor-shield voltage): 42 kV (12/20 kV cables), 63 kV (18/30 kV cables).
- The cables pass the tests specified in the standard IEC 60502-2.

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): Fca.
- Fire requirements: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Halogen-free: EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Reduced toxic gas emissions: EN 60754-2; IEC 60754-2.

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). Espesor reducido.

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material conductor separable en frío.

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre.

Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vermax.

Color: rojo.

CONDUCTOR

Metal: compact round aluminium wire strand.

Flexibility: class 2, as per UNE-EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 105 °C in permanent use, 250 °C in short circuit.

INTERNAL SEMI-CONDUCTING

Extruded layer of conductor material.

INSULATION

Material: hard grade ethylene propylene (HEPR, 105 °C). Reduced thickness.

EXTERNAL SEMI-CONDUCTING

Extruded layer of conductor material, cold-strippable.

METAL SHIELD

Material: copper wires in helix with copper tape.

Total cross-section 16 mm² (12/20 kV) or 25 mm² (18/30 kV)

SEPARATOR

Polyester tape.

EXTERIOR SHEATH

Material: thermoplastic polyolefin, DMZ1 Vermax.

Colour: red.

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES | DIMENSIONAL CHARACTERISTICS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A ₁) / SECCIÓN PANTALLA (A ₂) (mm ²) 1x CONDUCTOR CROSS-SECTION (A ₁) / SHIELD CROSS-SECTION (A ₂) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm) NOMINAL INSULATION Ø* (mm)	ESPESOR MEDIO MÍNIMO AISLAMIENTO (mm) AVERAGE MIN. THICKNESS OF INSULATION (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm) NOMINAL OUTER Ø* (mm)	ESPESOR MEDIO MÍNIMO CUBIERTA (mm) AVERAGE MIN. THICKNESS OF INSULATION (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km) APPROXIMATE WEIGHT (kg/km)	RAZCO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm) STATIC BEND RADIUS (FINAL POSITION) (mm)	RAZCO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm) DYNAMIC BEND RADIUS (DURING PULLING) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1 x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1 x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1205	482	642
1 x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1 x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1 x 630/16 (1)	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1 x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1 x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1 x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1 x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola | (1) Cross-sections meet Iberdrola standards.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación) | (*) Approximate values (subject to tolerances during manufacture).



Cables de energía para media tensión | Medium voltage power cables

• Red de media tensión | Medium voltage cables

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA | MEETS IBERDROLA STANDARDS)

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES | DIMENSIONAL CHARACTERISTICS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV) Rated phase-to-neutral voltage, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV) Rated phase-to-phase voltage, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV) Maximum phase-to-phase voltage, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV) Maximum phase-to-phase voltage, U _m (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C) Maximum permitted temperature in conductor in permanent operation (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C) Maximum permitted temperature in conductor in short circuit (°C)	250	

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS | ELECTRICAL PROPERTIES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TIPO Y ENTERRADO** (A) MAXIMUM PERMITTED CURRENT IN CONDUIT & BURIED** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (A) MAXIMUM PERMITTED CURRENT DIRECTLY BURIED** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A) MAXIMUM PERMITTED CURRENT SURFACE-MOUNTED** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A) MAXIMUM SHORT CIRCUIT CURRENT IN CONDUCTOR DURING 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A) MAXIMUM SHORT CIRCUIT CURRENT IN SHIELD DURING 1s*** (A)	
1x CONDUCTOR CROSS-SECTION (A) / SHIELD CROSS-SECTION (C) (mm²)	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant. 16 mm²)	18/30 kV (pant. 25 mm²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1) Cross-sections meet Iberdrola standards at 12/20 kV and 18/30 kV.

2) Cross-section meets Iberdrola standards at 12/20 kV.

(*) Installation conditions: three-cable bundle buried at a depth of 1 m, ground temperature 25 °C and thermal resistivity of 1.5 K m/W.

(**) Installation conditions: three-cable bundle surface-mounted (in shade) at 40 °C.

(***) Calculated based on specifications in IEC 60949 standard.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 70 °C (Ω/km) RESISTANCE IN CONDUCTOR at 70 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 7 MÁX (105 °C) (Ω/km) RESISTANCE IN CONDUCTOR at 7 MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km) INDUCTIVE REACTANCE (Ω/km)		CAPACIDAD (pF/km) CAPACITY (pF/km)	
1x CONDUCTOR CROSS-SECTION (A) / SHIELD CROSS-SECTION (C) (mm²)	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,078	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

(1) Cross-sections meet Iberdrola standards at 12/20 kV and 18/30 kV.

(2) Cross-section meets Iberdrola standards at 12/20 kV.

NOTE: values obtained for three-cable bundle in contact and in triangular formation.



Cables de comunicaciones | Communication cables

• Red de comunicaciones | Communications networks

ICS IE ToughCat 7S* Armoured S/FTP Exterior armado | Outdoor armoured

Tensión asignada | Rated voltage:

EN 50173-1; EN 50288-4-1;
ISO/IEC 11801; IEC 61156-5.
Det Norske Veritas (DNV)
especificación n.º 6-827-50-2
S/FTP

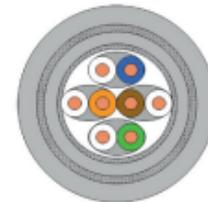
Designación genérica | Generic designation:



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>
DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1007680



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO |
FIRE RETARDANT
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



RESISTENCIA
A LOS GOLPES |
IMPACT
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS ROEDORES |
RODENT
RESISTANT



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES |
FAT AND OIL
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANT TO THE
ULTRAVIOLET RAYS



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA |
RESISTANT
TO WATER
ABSORPTION



LIBRE DE HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 60754-2
IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



RESISTENCIA A LA ACCIÓN DE LOS ROEDORES | RODENT RESISTANT

Gracias a armadura de trenza de hilos de acero galvanizado | Thanks to its braided armour of galvanized steel wires.

RESISTENCIA A LA INTEMPERIE | WEATHER RESISTANT

Gracias al espesor y formulación especial de su cubierta | Thanks to the sheath's thickness and special formulation.

PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN GARANTIZADOS | GUARANTEED TRANSMISSION PARAMETERS

La disposición de una armadura puede perjudicar la transmisión de información. En los cables Prysmian se garantiza cumplir con los parámetros de transmisión según los estándares de la categoría 7 | Incorporating armouring can impair transmission of information. Prysmian cables are guaranteed to comply with Category 7 transmission parameters.

RESISTENCIA QUÍMICA | CHEMICAL RESISTANT

Acetiles minerales IRM 902 (IEC 60811-2-1): 7 días / 23 °C, 4 h / 70 °C, Diesel IRM 903 (IEC 60811-2-1): 7 días / 23 °C, 4 h / 70 °C | Mineral oils IRM 902 (IEC 60811-2-1): 7 days / 23 °C, 4 h / 70 °C, Diesel IRM 903 (IEC 60811-2-1): 7 days / 23 °C, 4 h / 70 °C.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +85 °C.
- Temperatura de instalación: -15 °C, +50 °C.
- Ensayo de tensión en continua durante 1 min. (conductor-conductor y conductor-pantalla): 1000 V.

Radio mínimo de curvatura: estático (posición final) 4D, dinámico (durante el tendido) 8D (D = diámetro exterior del cable).

- Operating temperature: -40 °C, +85 °C.
- Installation temperature: -15 °C, +50 °C.
- Continuous voltage test for 1 min. (conductor-conductor and conductor-shield): 1000 V.

Minimum bend radius: static (final position) 4D; dynamic (during pulling) 8D (D = cable outer diameter).

* Versión con conductores sólidos | Version with solid conductors.



Cables de comunicaciones | Communication cables

• Red de comunicaciones | Communications networks

ICS IE ToughCat 7S* Armoured S/FTP Exterior armado | Outdoor armoured

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Material: alambre de cobre sólido.
Flexibilidad: rígido, Ø 0,56 mm (AWG 23).

AISLAMIENTO

Material: polietileno de espuma, Ø 1,4 mm.

CABLEADO

Conductores cableados por pares (4 pares).

PANTALLA INDIVIDUAL

Material: aluminio poliéster.

PANTALLA GLOBAL

Material: trenza de cobre estañado.

CUBIERTA INTERIOR

Material: Resistente al aceite, ignífugo y libre de halógenos LSHF-FR (SHF1), Ø 7,6 mm
Color: gris.

ARMADURA

Material: trenza de hilos de acero galvanizado.
Diámetro de los hilos: 0,25 mm.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: Resistente al aceite, ignífugo y libre de halógenos LSHF-FR (SHF1)
Color: negro (RAL 7035)

CONDUCTOR

Material: bare copper wire.
Flexibility: rigid, Ø 0.56 mm (AWG 23).

INSULATION

Material: foam-skin polyethylene, Ø 1.4 mm.

CABLING

Twisted pair conductors (4 pairs).

INDIVIDUAL SHIELD

Material: polyester aluminum.

OVERALL SHIELD

Material: tinned copper strand.

INNER SHEATH

Material: Oil resistant, Fire retardant and halogen free LSHF-FR (SHF1), Ø 7,6 mm
Colour: black.

INNER SHEATH

Material: Oil resistant, Fire retardant and halogen free LSHF-FR (SHF1), Ø 7,6 mm
Colour: black.

OUTER SHEATH

Material: Oil resistant, Fire retardant and halogen free LSHF-FR (SHF1), Ø 7,6 mm
Colour: black (RAL 7035)

APLICACIONES | APPLICATIONS

• Especialmente diseñado para condiciones de especial exigencia ambiental, mecánicas y químicas. Intemperie, barcos, plataformas offshore... Resistente a la acción mecánica en general y de los roedores en plantas fotovoltaicas, garantizando los parámetros de transmisión (categoría 7, S/FTP)

IEEE 802.3: 10Base-T; 100Base-T; 1000Base-T; 10GBase-T
IEEE 802.5 16 MB; ISDN; TPDDI; ATM.

Alimentación a través de Ethernet (PoE) / PoE +

Specially designed for extremely tough environmental, mechanical and chemical conditions. Outdoor, ships, offshore platforms... Resistant to mechanical impact in general and to rodents in photovoltaic systems and thus guarantees transmission parameters (category 7, S/FTP)

IEEE 802.3: 10Base-T; 100Base-T; 1000Base-T; 10GBase-T
IEEE 802.5 16 MB; ISDN; TPDDI; ATM.

Power supply via Ethernet (PoE)/PoE +

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

PROPIEDADES ELÉCTRICAS (a 20 °C ± 5 °C) | ELECTRICAL PROPERTIES (at 20 °C ± 5 °C)

Resistencia de bucle Loop resistance		≤ 150 Ω /km
Resistencia de desequilibrio Resistance unbalance		≤ 2%
Resistencia de aislamiento Insulation resistance	500 V	≤ 5000 MΩ*km
Capacidad mútua Insulation resistance	a at 800 Hz	Nom. 43 nF/km
Capacidad desequilibrio (par/tierra) Capacitance unbalance (par/tierra pair/ground)		≤ 1500 pF/km
Impedancia característica Characteristic impedance	(1-100) MHz	(100 ± 5) Ω
	(100-250) MHz	(100 ± 10) Ω
	(250-600) MHz	(100 ± 15) Ω
Velocidad nominal de propagación Nominal velocity of propagation		ca. 79%
Retardo de propagación Propagation delay		≤ 570 ns/100 m
Distorsión de retardo Delay skew		≤ 9 ns/100 m
Prueba de voltaje Test voltage	(DC, 1 min) conductor/conductor y conductor/pantalla (DC, 1 min) core/core and core/shield	1000 V
Impedancia de transferencia (Grado 1) Transfer impedance (Grade 1)	a 1 MHz	≥ 10 mΩ/m
	a 10 MHz	≥ 10 mΩ/m
	a 30 MHz	≥ 10 mΩ/m
	a 100 MHz	≥ 20 mΩ/m
Atenuación de acoplamiento Coupling attenuation		≥ 85 dB
Clasificación de segregación Segregation classification	Acc. según to EN 50174-2	"D"

* Versión con conductores sólidos | Version with solid conductors.


Cables de comunicaciones | Communication cables
• Red de comunicaciones | Communications networks

ICS IE ToughCat 7S* Armoured

S/FTP Exterior armado | Outdoor armoured

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA
DATOS ELÉCTRICOS (nominal) acc. hasta Cat.7 (a 20 °C) | ELECTRICAL DATA (nominal) acc. to CAT.7 (at 20 °C)

FRECUENCIA FREQUENCY (MHz)	ATENUACIÓN ATTENUATION (dB/100 m)	NEXT (dB)	PS-NEXT (dB)	ACR (dB/100 m)	PS-ACR (dB/100 m)	ELFEXT (dB/100 m)	PS-ELFEXT (dB/100 m)	REGRESO PÉROIDA RETURN LOSS (dB)
1,0	1,8	100	97	98	95	105	105	-
4,0	3,4	100	97	97	94	105	102	27
10,0	5,4	100	97	95	92	97	94	30
16,0	6,8	100	97	93	90	93	90	30
20,0	7,7	100	97	92	89	91	88	30
31,2	9,6	100	97	90	87	87	84	30
62,5	13,7	100	97	86	83	81	78	30
100,0	17,4	100	97	83	80	77	74	30
125,0	19,5	95	92	75	72	75	72	26
155,5	21,9	94	91	72	69	73	70	26
175,0	23,3	93	90	70	67	72	69	25
200,0	25,0	92	89	67	64	71	68	25
250,0	28,1	90	87	62	59	69	66	24
300,0	30,9	89	86	58	55	67	64	24
450,0	38,3	87	84	48	45	64	61	23
600,0	44,8	85	82	40	37	61	58	22

CÓDIGO PART NUMBER	DESCRIPCIÓN DESCRIPTION	COLOR COLOUR	DIÁMETRO EXTERIOR OUTER DIAMETER (mm)	CARGA DE FUEGO FIRE LOAD		PESO WEIGHT (kg/km)
				MJ/km	kWh/m	
60027371	ToughCat7S_SWB S/FTP 4 x 2 / 0,56	Gris Grey RAL 7035	10,6	1540	0,428	168



Ficha técnica cableado de alta tensión

ACSR

ACSR

Steel-reinforced aluminium conductors

Características, según norma en 50182:2001

Tipo AL1/ST1A – España.

Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud kg / km	Resistencia a la tracción asignada kN	Resistencia en c.c. Ω / km
		Al	Acero	Total	Al	Acero	Al	Conductor					
		mm ²	mm ²	mm ²					mm	mm			
27-AL1/4-ST1A	LA 30	26,7	4,45	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,14	107,8	9,74	1,0736
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,79	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	188,8	16,29	0,6129
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,3	271,8	23,12	0,4256
94-AL1/22-ST1A	LA 110	94,2	22	116,2	30	7	2	2	6	14	432,5	43,17	0,3067
119-AL1/28-ST1A	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,8	547,4	54,03	0,2423
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,5	2,5	7,5	17,5	675,8	64,94	0,1963
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,8	976,2	84,89	0,1195
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381	54	7	2,82	2,82	8,46	25,4	1 274,6	107,18	0,0857
402-AL1/62-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,7	1 520,5	123,75	0,0719
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,1	30,4	1 831,1	149,04	0,0597

Cable de aluminio / ACSR



Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud kg / km	Resistencia a la tracción asignada kN	Resistencia en c.c. Ω / km
		Al	Acero	Total	Al	Acero	Al	Conductor					
		mm ²	mm ²	mm ²					mm	mm			
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	11	32,9	2 123,0	174,14	0,0512



7. ANEXO III: Simulaciones PVSYST

PVSYST V5.56		12/08/22	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Andrea TFM		
Geographical Site	Agua Prieta	Country	Mexico
Situation	Latitude 31.3°N	Longitude	109.5°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-7	Altitude	1213 m
	Albedo 0.30		
Meteo data :	Agua Prieta, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	AndreaTFM		
	Simulation date	12/08/22 18h38	
Simulation parameters			
Tracking plane, Horizontal E-W Axis		Normal azimuth to axis	0°
Rotation Limitations	Minimum Tilt 10°	Maximum Tilt	80°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	AndreaTFM
		Manufacturer	Jinko Solar
Number of PV modules		In series	25 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	6800
Array global power		Nominal (STC)	3774 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	909 V
Total area		Module area	17566 m²
		In parallel	272 strings
		Unit Nom. Power	555 Wp
		At operating cond.	3272 kWp (50°C)
		I mpp	3599 A
Inverter			
		Model	AndreaTFM
		Manufacturer	IngeTeam
Characteristics	Operating Voltage	500-1200 V	Unit Nom. Power 3287 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT 56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	4.4 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		



Grid-Connected System: Main results

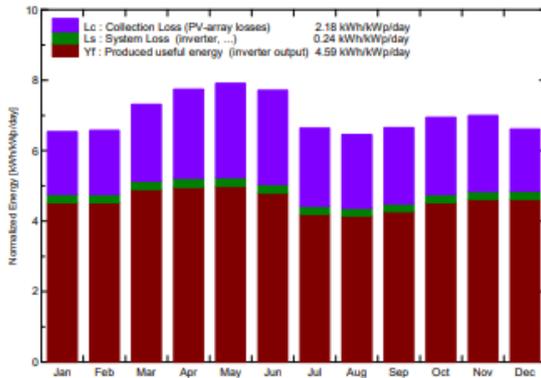
Project : Andrea TFM

Simulation variant : AndreaTFM

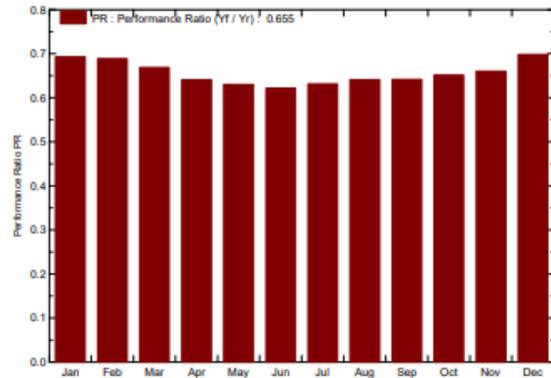
Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	Horizontal axis E-W, Normal azimuth to axis	Normal azimuth to axis	0°
PV modules	Model	AndreaTFM	Pnom 555 Wp
PV Array	Nb. of modules	6800	Pnom total 3774 kWp
Inverter	Model	AndreaTFM	Pnom 3287 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	6321 MWh/year	Specific prod. 1675 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	65.5 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3774 kWp



Performance Ratio PR



AndreaTFM

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	115.6	21.10	202.7	197.9	557.5	530.0	15.66	14.89
February	129.9	23.50	184.2	179.1	503.2	478.6	15.55	14.79
March	187.9	27.10	226.8	220.8	601.4	572.7	15.09	14.37
April	220.5	30.90	232.2	225.5	590.7	561.8	14.48	13.77
May	246.4	35.40	245.2	238.4	613.5	583.3	14.24	13.54
June	236.7	39.20	231.5	225.4	571.3	543.2	14.05	13.36
July	208.3	38.60	205.8	200.4	517.3	490.5	14.31	13.57
August	195.6	36.30	200.2	194.4	510.8	484.4	14.53	13.78
September	176.4	34.50	199.5	193.7	509.2	483.2	14.53	13.79
October	158.1	31.00	215.4	209.7	556.9	529.6	14.72	14.00
November	121.8	25.70	209.9	205.0	548.7	523.2	14.88	14.19
December	105.7	21.70	205.0	200.6	567.5	540.5	15.76	15.01
Year	2103.0	30.45	2558.3	2491.0	6648.0	6321.0	14.79	14.07

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area



Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Andrea TFM
Simulation variant : AndreaTFM

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation: horizontal axis E-W, Normal azimuth to axis	Model	Normal azimuth to axis 0°
PV modules	Model	AndreaTFM Pnom 555 Wp
PV Array	Nb. of modules	6800 Pnom total 3774 kWp
Inverter	Model	AndreaTFM Pnom 3287 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year

