



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

Trabajo Fin de Grado

**ESTUDIO TECNO-ECONÓMICO DE UNA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN MODO
AUTOCONSUMO E INSTALACIÓN DE ENERGÍA
SOLAR TÉRMICA PARA ACS EN UNA
RESIDENCIA DE ESTUDIANTES EN OURO
PRETO (BRASIL).**

Alumno: Laysa Sarah Fonseca de Oliveira

Tutor: David Vera Candéas

Depto.: Ingeniería eléctrica

Junio, 2023

Índice

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	4
ÍNDICE DE TABLAS	5
1. OBJETIVOS	7
2. INTRODUCCIÓN	8
2.1. Energía solar	9
<i>2.1.1. Irradiancia e Irradiación</i>	<i>10</i>
2.2. Instalación solar fotovoltaica	12
2.3. Instalación solar térmica	15
3. NORMATIVA	16
4. DATOS GENERALES	19
4.1. Características de la residencia	19
4.2. Localización del proyecto	20
4.3. Radiación solar y temperatura ambiente	21
5. INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA DE BAJA TEMPERATURA	24
5.1. Datos de partida	24
5.2. Cálculo de la demanda energética.	24
<i>5.2.1. Demanda diaria ACS, $D(T)$.</i>	<i>24</i>
<i>5.2.2. Cálculo de la demanda de energía térmica, Q_{acs}</i>	<i>25</i>
5.3. Dimensionado de la instalación	27
<i>5.3.1. Energía solar aportada, Método F-chart (IDAE):</i>	<i>27</i>
<i>5.3.2. Captador solar térmico</i>	<i>31</i>
<i>5.3.3. Sistema de intercambio y acumulación</i>	<i>32</i>
<i>5.3.4. Sistema auxiliar</i>	<i>33</i>
5.5. Estudio económico	34
5.6. Resumen de la instalación solar térmica	35
6. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO	36
6.1. Datos de partida	36
6.2. Demanda eléctrica con instalación solar térmica.	37
6.3. Elección de equipos	39
<i>6.3.1. Módulo fotovoltaico:</i>	<i>39</i>
<i>6.3.2. Inversores</i>	<i>39</i>
6.5. Horas de Sol Pico	41

6.6. Estudio energético del caso de estudio 1: Inversor de potencia AC de salida 2.0 kW.	42
6.6.1. <i>Energía eléctrica producida</i>	42
6.6.2. <i>Estudio energético</i>	44
6.6.3. <i>Sección del cableado.</i>	46
6.6.4. <i>Esquema unifilar</i>	49
6.7. Estudio energético del caso de estudio 2: Inversor de potencia AC de salida de 3kW	50
6.7.1. <i>Energía producida</i>	50
6.7.2. <i>Estudio energético</i>	51
6.7.3. <i>Sección del cableado.</i>	53
6.7.4. <i>Esquema unifilar</i>	55
6.8. Estudio energético del caso de estudio 3: Inversor de potencia AC de salida 4.0 kW.	56
6.8.1. <i>Energía producida</i>	56
6.8.2. <i>Estudio energético</i>	57
6.8.3. <i>Sección del cableado.</i>	59
6.8.4. <i>Esquema unifilar</i>	62
6.9. Estudio económico	63
6.9.2. <i>Caso de estudio 2, Inversor de potencia AC de salida 3.0 kW.</i>	64
7. PRESUPUESTO	66
7.1. Presupuesto de la instalación solar térmica	66
7.2. Presupuesto de la instalación solar fotovoltaica caso 1	66
7.3. Presupuesto de la instalación solar fotovoltaica caso 2	67
7.4. Presupuesto de la instalación solar fotovoltaica caso 3	67
8. AMORTIZACIONES	68
8.1. Amortización instalación solar térmica	68
8.2. Amortización caso de estudio 1	69
8.3. Amortización caso de estudio 2.	70
8.4. Amortización caso de estudio 3.	71
9. Discusión y resultados	73
Bibliografía	75
ANEXO I: ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ELEGIDA	76
ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS	77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1- Generación de energía a partir de fuentes no renovables en Brasil. (EPE, 2022)	8
Figura 2: Total de oferta de energía eléctrica por fuente en Brasil. (EPE, 2022)	9
Figura 3: Total diario de la irradiación directa normal en Brasil. (PEREIRA, et al., 2017)	11
Figura 4: Total diario de la irradiación global horizontal en Brasil. (PEREIRA, et al., 2017)	12
Figura 5: Potencial de generación solar fotovoltaica Brasil. (EPE, 2022)	13
Figura 6: Esquema de instalación solar aislada o autónoma.	14
Figura 7: Esquema de instalación solar aislada o autónoma.	14
Figura 8: Esquema instalación solar térmica	15
Figura 9: Plano de la residencia estudiantil hecha en SolarEdge.	20
Figura 10: La residencia estudiantil. Fuente Google Maps.	20
Figura 11: Localización de Ouro Preto. Fuente Google Maps	21
Figura 12: Localización de la residencia estudiantil en Ouro Preto - MG. Fuente: Google Earth	21
Figura 13: Irradiación mensual del 2016 hasta el 2020. Fuente: PVGIS	22
Figura 14: Temperatura media mensual (°C)	22
Figura 15: Instalación solar térmica tipo de captación individual. (IDAE).	24
Figura 16: Balance Energético anual de la instalación	31
Figura 17: Captador solar Solaria 2.4 AL y su curva de rendimiento instantáneo	32
Figura 18: Interacumulador RBC 0750 750 litros.	33
Figura 19: Consumo energético mensual sin instalación solar térmica o fotovoltaica	37
Figura 20: Comparación demanda eléctrica con instalación solar térmica y sin instalación	38
Figura 21: Perfil de consumo de la residencia	44
Figura 22: Disposición de los módulos fotovoltaicos, Caso de estudio 1	45
Figura 23: Autoconsumo vs Demanda, Caso de estudio 1	46
Figura 24: Utilizado para calcular la sección mínima del cableado.	47
Figura 25: Esquema Unifilar, Caso de estudio 1	49
Figura 26: Disposición de los módulos fotovoltaicos, Caso de estudio 2	52
Figura 27: Esquema Unifilar, Caso de estudio 2	55
Figura 28: Disposición de los módulos fotovoltaicos, Caso de estudio 3	58
Figura 29: Autoconsumo vs Demanda, Caso de estudio 3	59
Figura 30: Esquema Unifilar, Caso de estudio 3	62
Figura 31: Esquema Unifilar del estudio de caso 1: Inversor de potencia de salida 2.0kW	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Nivel de tensión de conexión por potencia instalada. Fuente PRODIS.	18
Tabla 2: Irradiación global para el ángulo óptimo (22°)	22
Tabla 3: Temperatura media mensual desde 2016 hasta 2020	23
Tabla 4: Consumo de puntos de utilización de agua caliente en Brasil. (ABNT, NBR 15569, 2008)	25
Tabla 5: Comparación de temperatura media anual de Ouro Preto y Ceuta	26
Tabla 6: Demanda de la energía térmica de la residencia estudiantil	27
Tabla 7: Tabla resumen de la cobertura solar anual	31
Tabla 8: Característica técnicas del captador solar	32
Tabla 9: Comparación del gasto energético con y sin la instalación solar térmica	34
Tabla 10: Ahorro anual en energía eléctrica con y sin la instalación	35
Tabla 11: Resumen de la instalación solar térmica	35
Tabla 12: Factura electricidad del año 2022	36
Tabla 13: Energía eléctrica consumida estimada con la instalación solar térmica	38
Tabla 14: Características técnicas del módulo fotovoltaico	39
Tabla 15: Características técnicas de los tres inversores	40
Tabla 16: Performance Ratio (PR) mensual	41
Tabla 17: HSP mensuales	42
Tabla 18: Comprobación conexión eléctrica - Caso de estudio 1	43
Tabla 19: Energía mensual obtenida, Caso de estudio 1	43
Tabla 20: Estudio Energético, Caso de estudio 1	45
Tabla 21: Datos de la línea (DC). Caso de estudio 1	47
Tabla 22: Datos de la línea (AC). Caso de estudio 1	48
Tabla 23: Resumen cableado, Caso de estudio 1	49
Tabla 24: Comprobación conexión eléctrica - Caso de estudio 2	50
Tabla 25: Energía mensual obtenida, Caso de estudio 2	51
Tabla 26: Estudio Energético, Caso de estudio 2	52
Tabla 27: Autoconsumo vs Demanda, Caso de estudio 2	53
Tabla 28: Datos de la línea (DC). Caso de estudio 2	53
Tabla 29: Datos de la línea (AC). Caso de estudio 2	54
Tabla 30: Resumen cableado, Caso de estudio 2	55
Tabla 31: Comprobación conexión eléctrica - Caso de estudio 3	56
Tabla 32: Energía mensual obtenida, Caso de estudio 3	57
Tabla 33: Estudio Energético, Caso de estudio 3	58
Tabla 34: Datos de la línea (DC). Caso de estudio 3	59
Tabla 35: Datos de la línea (AC). Caso de estudio 3	60
Tabla 36: Resumen cableado, Caso de estudio 3	61
Tabla 37: Balance neto, caso de estudio 1	63
Tabla 38: Balance neto, caso de estudio 2	64
Tabla 39: Balance neto, caso de estudio 3	65
Tabla 40: Presupuesto instalación solar térmica	66
Tabla 41: Presupuesto Instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 1	66
Tabla 42: Presupuesto Instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 2	67
Tabla 43: Presupuesto Instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 3	67
Tabla 44: Periodo de amortización, instalación solar térmica	69
Tabla 45: Periodo de amortización, instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 1	70

Tabla 46: Periodo de amortización, instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 2	71
Tabla 47: Periodo de amortización, instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 3	72

1. OBJETIVOS

Este Trabajo Fin de Grado es un estudio técnico y económico de una instalación solar térmica y de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para una residencia de estudiantes en Ouro Preto, Brasil, visando un ahorro económico y una mejora en la eficiencia energética.

El primer objetivo de este trabajo es llevar a cabo un estudio del potencial solar renovable en Ouro Preto, Brasil. Esto implica analizar los datos de irradiación solar para determinar la viabilidad y la capacidad de generación de energía solar en la zona.

Una vez evaluado el potencial solar, el siguiente objetivo consiste en diseñar y calcular de una instalación solar térmica para la producción de agua caliente sanitaria (ACS). Este sistema aprovechará la radiación solar para calentar el agua destinada al consumo doméstico. Se analizarán diversos parámetros, como la demanda de agua caliente, la temperatura requerida y las características específicas del lugar, para dimensionar adecuadamente el sistema solar térmico.

En paralelo, se planteará tres posibles tamaños para una instalación fotovoltaica de autoconsumo. Para ello, se debe realizar un análisis detallado de los requerimientos energéticos del lugar, considerando la demanda eléctrica promedio, los picos de consumo y los patrones de uso de energía. Además, se debe estudiar la legislación vigente en Brasil en relación con el autoconsumo de energía solar, a fin de garantizar el cumplimiento de los requisitos normativos y técnicos.

Finalmente, se llevará a cabo un estudio económico correspondiente que evalúe la viabilidad financiera de la implementación de ambos sistemas solares en la residencia estudiantil. Se considerarán los costos de instalación, los ahorros generados por la reducción en el consumo de energía convencional.

2. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la cuestión energética es una preocupación a nivel mundial. Debido al cambio climático y al calentamiento global, se ha discutido mucho sobre la optimización del uso de los recursos naturales y el aumento del uso de fuentes de energía con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y pequeños impactos ambientales.

En Brasil la generación eléctrica a partir de fuentes no renovables representó el 22,6% del total nacional, frente al 16,8% en 2020. Sin embargo, es importante destacar la evolución del gas natural, que en los últimos diez años ha reemplazado al combustible líquido y al diésel, contribuyendo a reducir las emisiones provenientes de la generación de electricidad a partir de fuentes no renovables.

Chart 1.1.a – Electricity generation: non-renewable sources

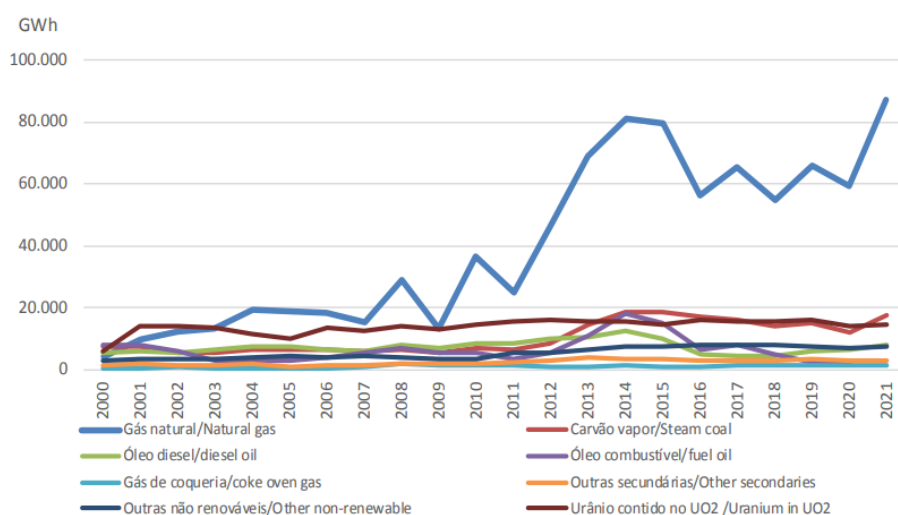


Figura 1- Generación de energía a partir de fuentes no renovables en Brasil. (EPE, 2022)

Las centrales hidroeléctricas, la principal fuente de energía renovable en Brasil, enfrentan desafíos debido al aumento en el consumo y los impactos ambientales. Aunque generan pocas emisiones de gases de efecto invernadero, dependen de la lluvia para la generación de energía, lo que puede llevar al uso de centrales termoeléctricas que funcionan con combustibles fósiles durante períodos de escasez. Esto resulta en mayores emisiones de gases y facturas de electricidad más altas para los consumidores.

Chart 1.1.b – Total Electricity Supply by Source

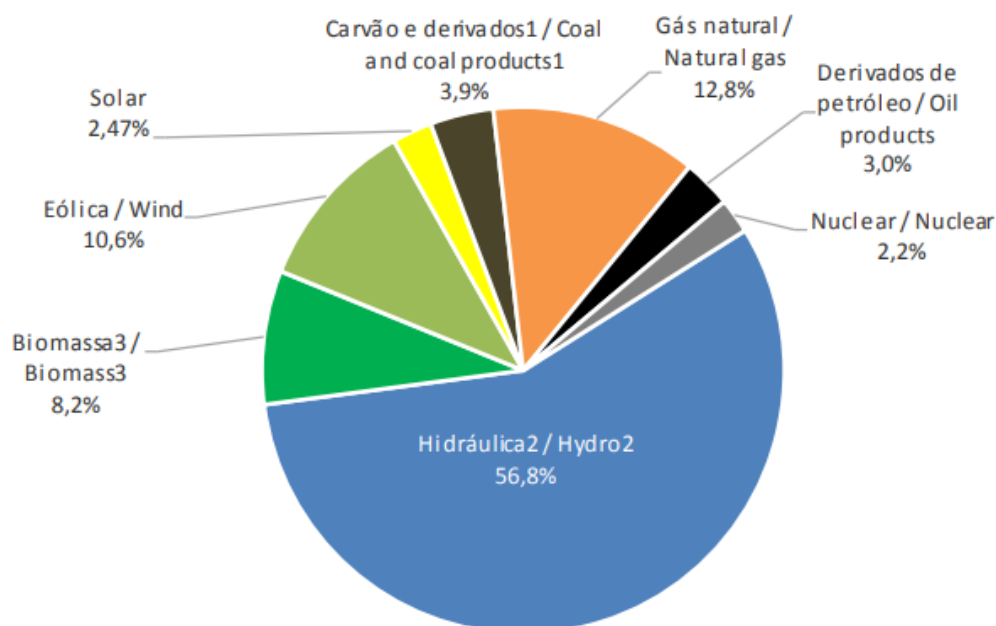


Figura 2: Total de oferta de energía eléctrica por fuente en Brasil. (EPE, 2022)

Existe una necesidad de una fuente de energía renovable y realmente limpia, y la energía solar en Brasil ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años. El país cuenta con un gran potencial solar debido a su ubicación geográfica favorable y su alta incidencia de radiación solar, lo cual ha llevado a un aumento en la instalación de sistemas fotovoltaicos tanto a nivel residencial como comercial e industrial.

Sin embargo, a pesar de los avances, aún existen desafíos en la adopción masiva de la energía solar en Brasil. La falta de conciencia y educación sobre los beneficios de la energía solar, así como las barreras técnicas y financieras, representan obstáculos significativos. A pesar de esto, se espera que, con la continua promoción y desarrollo de la energía solar, el país pueda aprovechar su enorme potencial y convertirse en un referente en la utilización de esta fuente de energía limpia y sostenible.

2.1. Energía solar

La energía solar (Brasil) es una forma de energía renovable que se obtiene a partir de la radiación solar. El funcionamiento de la energía solar se basa en la captación de la radiación solar por medio de paneles solares, que transforman la luz del sol en energía eléctrica o térmica.

En el caso de la energía solar fotovoltaica, los paneles solares están compuestos por células fotovoltaicas que contienen materiales semiconductores, como el silicio. Estas células absorben los fotones de la radiación solar y generan corriente eléctrica a través del efecto fotovoltaico. La corriente generada es luego convertida en corriente alterna y utilizada para alimentar dispositivos eléctricos o ser inyectada en la red eléctrica.

Por otro lado, la energía solar térmica se basa en la captación del calor del sol para calentar agua o fluidos mediante paneles solares térmicos. Estos paneles contienen tubos o conductos por los cuales circula el fluido, que se calienta al absorber el calor solar. El agua caliente obtenida puede ser utilizada para usos domésticos, como el calentamiento de agua para baños o calefacción de ambientes.

Es importante destacar que la eficiencia de los sistemas solares puede variar según diversos factores, como la ubicación geográfica, la orientación e inclinación de los paneles solares, y las condiciones climáticas. Sin embargo, la energía solar ofrece una fuente limpia y abundante de energía que puede contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de combustibles fósiles.

Brasil es un país con un inmenso potencial para la generación de energía solar. El Atlas solar brasileño muestra que la radiación solar promedio diaria varía de 4.444 Wh/m² a 5.483 Wh/m² en el país, valores considerados altos. A pesar de esto, la energía solar aún es poco utilizada.

2.1.1. Irradiancia e Irradiación

La irradiancia (PEREIRA, et al., 2017) se refiere a la potencia solar recibida sobre una superficie determinada por unidad de área y se expresa en vatios por metro cuadrado (W/m²). Es un parámetro importante para evaluar la intensidad de la radiación solar en un lugar específico y se mide mediante instrumentos llamados piranómetros.

La irradiación solar ((ANEEL)) es la cantidad total de energía radiante solar recibida en una superficie durante un período de tiempo determinado. Se expresa en Wh/m².

Las horas del día en el cual la irradiación ha sido 1000W/m² son llamadas de hora solar pico (HSP)

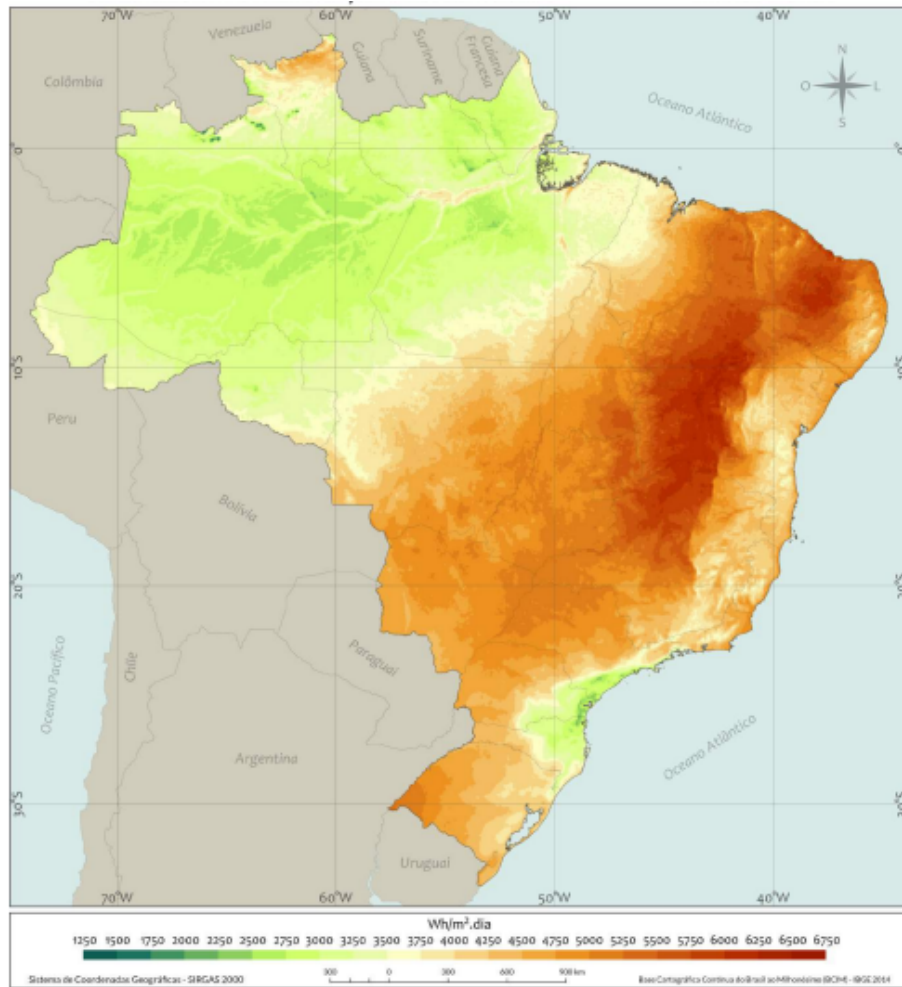


Figura 3: Total diario de la irradiación directa normal en Brasil. (PEREIRA, et al., 2017)

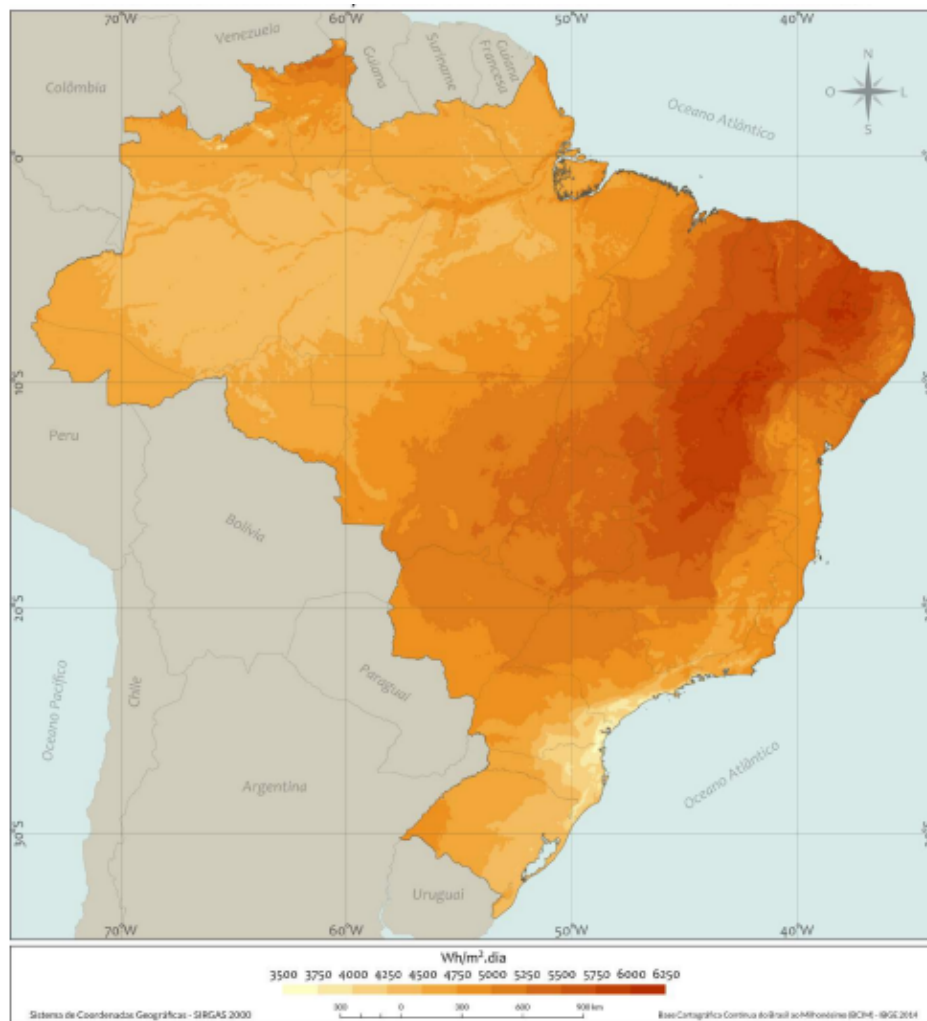


Figura 4: Total diario de la irradiación global horizontal en Brasil. (PEREIRA, et al., 2017)

2.2. Instalación solar fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas aprovechan la radiación solar directa y la transforman en energía eléctrica mediante un proceso de conversión eléctrica que ocurre en los módulos fotovoltaicos.

Los módulos solares están compuestos por células fotovoltaicas que contienen materiales semiconductores, como el silicio. Estas células absorben los fotones de la radiación solar y generan corriente eléctrica a través del **efecto fotovoltaico**. La corriente generada es luego convertida en corriente alterna y utilizada para alimentar dispositivos eléctricos o ser inyectada en la red eléctrica.

Según el Atlas Brasileiro de Energía Solar, la generación fotovoltaica de energía eléctrica tiene un gran potencial en Brasil. Incluso en la ubicación menos soleada de Brasil, es posible generar más electricidad solar que en la ubicación más soleada de Alemania, por ejemplo.

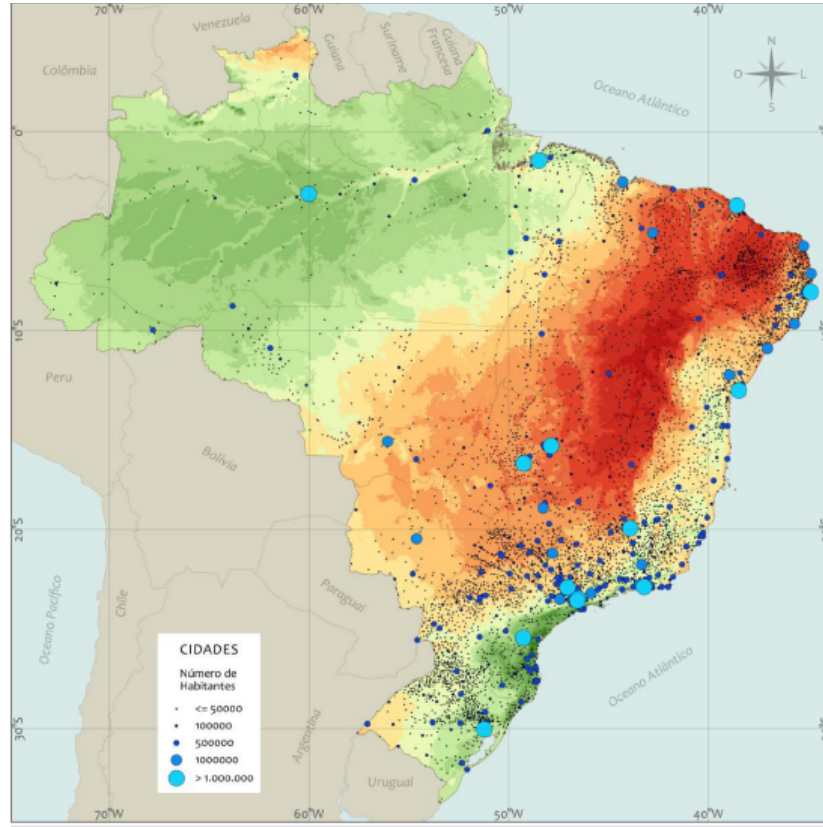


Figura 5: Potencial de generación solar fotovoltaica Brasil. (EPE, 2022)

Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden ser de dos tipos: conectadas a la red y los sistemas autónomos.

Los sistemas autónomos (Marta Jofra) se componen de un conjunto de paneles solares que captan la energía solar, baterías para almacenar la electricidad generada en corriente continua y un sistema de control que garantiza el adecuado funcionamiento de carga y descarga de las baterías. Los sistemas autónomos se utilizan principalmente para suministrar electricidad en áreas donde no hay acceso a la red eléctrica convencional, como zonas rurales y países en desarrollo.

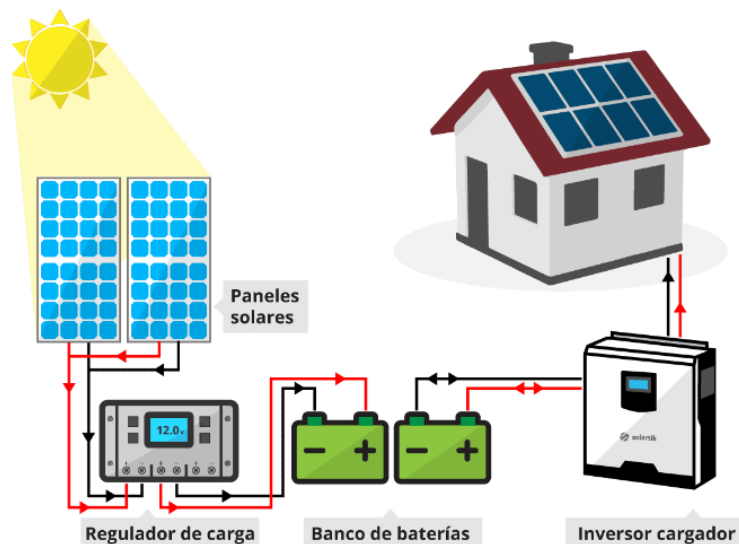


Figura 6: Esquema de instalación solar aislada o autónoma.

Los sistemas conectados a la red generalmente no requieren almacenamiento, aunque también es posible añadir una batería a este sistema. Estos sistemas se componen principalmente de dispositivos de captación y conversión de la electricidad generada (de corriente continua a corriente alterna) y de conexión a la red. La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las proximidades, y cualquier excedente de energía será inyectado en la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de compensación económica que retribuyen al propietario del sistema por la energía que su sistema comparte con la red.

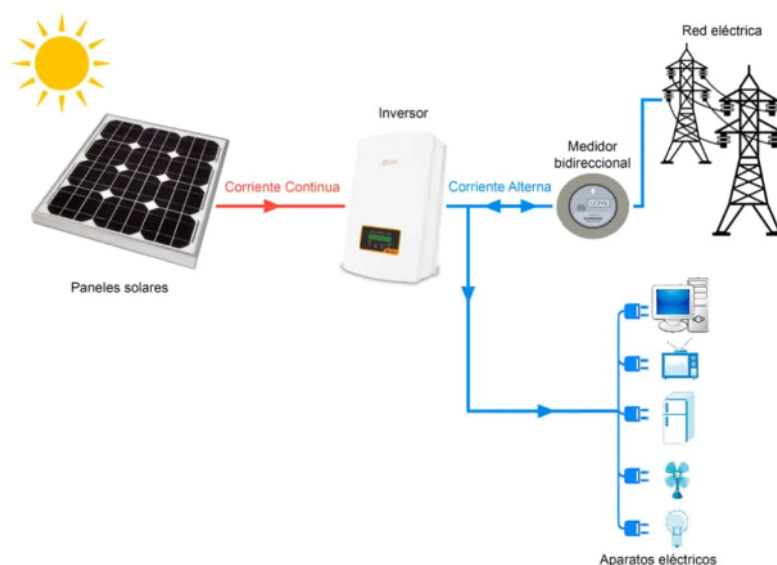


Figura 7: Esquema de instalación solar aislada o autónoma.

2.3. Instalación solar térmica

Una instalación solar térmica (España) utiliza la radiación solar para generar calor, que luego se utiliza para diversas aplicaciones, como el calentamiento de agua o la calefacción de espacios. Estas instalaciones están compuestas por captadores solares, un sistema de circulación de fluido y un sistema de almacenamiento térmico.

Los captadores, normalmente planos cuando en instalaciones para una residencia, están compuestos por tubos metálicos y materiales absorbentes que absorben la radiación solar y la convierten en calor.

El funcionamiento del sistema térmico se produce cuando el agua sale del depósito y fluye hacia los colectores, los cuales calientan el agua. Una vez que el agua se ha calentado, vuelve a los depósitos. Los depósitos evitan que el agua se enfríe y luego se dirige directamente a los equipos que utilizarán el sistema. Un tanque de agua abastece al depósito para garantizar que nunca quede vacío.

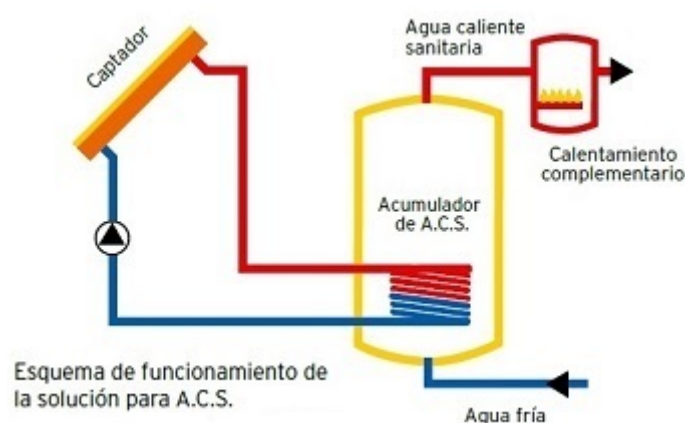


Figura 8: Esquema instalación solar térmica

El uso de energía solar para calentar agua a temperaturas inferiores a 100°C es actualmente la aplicación más difundida en Brasil, principalmente como reemplazo de sistemas de calefacción eléctrica (duchas) o a gas. Esto se debe a que la tecnología para convertir la energía solar en energía térmica es bastante simple y ampliamente disponible en el mercado brasileño, con varios proveedores y fabricantes, además de ser económicamente viable en proyectos sólidos.

Desde el punto de vista económico (PEREIRA, et al., 2017) la viabilidad del calentamiento solar en Brasil está estrechamente relacionada con el costo de la energía utilizada habitualmente para calentar agua. La predominancia del uso del

calentador eléctrico en Brasil hace que su reemplazo por calentadores solares tenga un impacto directo en el ahorro de energía eléctrica, cuyo costo es alto y altamente variable en función de la disponibilidad de recursos hídricos. La escasez de lluvias en determinados períodos provoca un aumento en el costo de la energía eléctrica y demanda una racionalización de su uso. Con base en este aspecto, el calentamiento solar se configura como una de las mejores alternativas para el calentamiento de agua en los hogares, tanto desde el punto de vista económico como en la mejora de la eficiencia energética.

El principal problema en la adopción a gran escala de los sistemas de calentamiento solar en Brasil se relaciona con dos factores principales: la falta de conciencia por parte de la población y la inversión inicial relativamente alta en comparación con el equipo más utilizado, el calentador eléctrico

3. NORMATIVA

En este apartado se abordará las principales normas y regulaciones vigentes en el país para los Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica (GSF) conectados a la red eléctrica. Se tratarán los siguientes aspectos: normas y resoluciones de la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), normas del PRODIST (Procedimientos de Distribución de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución), normas de la ABNT (Asociación Brasileña de Normas Técnicas), normas y resoluciones de CEMIG (Compañía Energética de Minas Gerais) y la Ley 14.300, marco legal de la microgeneración y minigeneración distribuida. (Bernardino, 2018)

- Normas ANEEL

Con el crecimiento de la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables, el 17 de abril de 2012, la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) publicó la Resolución Normativa 482. Posteriormente a la Resolución Normativa 482, la ANEEL actualizó el PRODIST, describiendo todos los estándares y normas que deben seguirse en los proyectos de generación de energía. En el año 2015, la ANEEL publicó la Resolución Normativa 687, en la cual se realizaron algunas modificaciones y actualizaciones en la regulación de la microgeneración y minigeneración distribuida (Bernardino, 2018).

- Resolución normativa 687

La Resolución Normativa 687 de la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) actualizó la RN 482, estableciendo nuevas condiciones generales para el acceso a la microgeneración y minigeneración distribuida, así como una nueva división en la clasificación de los tipos de generación en términos de potencia instalada y crédito acumulado. La RN 687 es la resolución de la ANEEL que aún está vigente en el año 2022, y las definiciones de microgeneración distribuida y minigeneración distribuida han sufrido las siguientes modificaciones:

Microgeneración Distribuida: el potencial de generación pasó de ser menor o igual a 100 kW a menor o igual a 75 kW.

Minigeneración Distribuida: el potencial de generación pasó de ser entre 100 kW y 1 MW a ser entre 75 kW y 3 MW.

Además de las modificaciones en las definiciones de microgeneración, minigeneración y sistemas de compensación, la Resolución 687 de la ANEEL introdujo las siguientes definiciones:

Mejora: se puede definir como la modificación, alteración o reforma de equipos en instalaciones de la red de distribución, o la adaptación de estos equipos, con el objetivo de mantener la calidad del servicio prestado; (ANEEL, Resolução normativa nº 867, 2015)

Refuerzo: se puede definir como la modificación, alteración o reforma de equipos en instalaciones de la red de distribución, con el objetivo de aumentar la capacidad de distribución y mejorar la confiabilidad de la red de distribución; (ANEEL, Resolução normativa nº 867, 2015)

Autoconsumo remoto: modalidad de consumo caracterizada por tener unidades consumidoras con la misma titularidad, ya sea persona física o jurídica, incluyendo la matriz y sucursales. Estas unidades deben tener una unidad generadora con microgeneración o minigeneración distribuida en ubicaciones diferentes, pero dentro del área de servicio del mismo concesionario; (ANEEL, Resolução normativa nº 867, 2015)

Generación compartida: Modalidad de consumo caracterizada por tener unidades consumidoras con titularidades diferentes a través de una cooperativa, ya sea persona física o jurídica, incluyendo matriz y sucursal. Estas unidades deben contar con una

unidad generadora de microgeneración o minigeneración distribuida en ubicaciones diferentes a las unidades consumidoras que compensarán el excedente de energía (ANEEL, Resolução normativa nº 867, 2015)

Desarrollo con múltiples unidades consumidoras: Modalidad de consumo que se caracteriza por utilizar la energía eléctrica de manera independiente. En esta modalidad, cada unidad consumidora es independiente de las demás y las instalaciones de uso común se consideran como unidades consumidoras distintas, bajo la responsabilidad de la administración del emprendimiento. Estas unidades deben contar con una unidad generadora de microgeneración o minigeneración distribuida en el mismo lugar o en propiedades vecinas, lo que requiere el uso de vías públicas y propiedades de terceros que no forman parte del emprendimiento (ANEEL, Resolução normativa nº 867, 2015)

De acuerdo con la RN 687, al igual que la RN 482, la potencia instalada de la microgeneración y minigeneración está limitada a la potencia disponible para la unidad consumidora donde se encuentra instalada la central generadora. Si el consumidor decide instalar una potencia superior al límite establecido, debe solicitar un aumento en la potencia disponible (ANEEL, Resolução normativa nº 867, 2015)

Además de las modificaciones en la definición de micro y minigeneración, los plazos para el consumo de los créditos de energía se han ampliado de 36 a 60 meses. También se han introducido los conceptos de mejora y refuerzo, que están relacionados con las modificaciones que deben realizarse en la red de distribución para satisfacer mejor las necesidades del consumidor. Los conceptos de utilización de la energía generada por la micro y minigeneración, como el autoconsumo remoto, en el que las unidades consumidoras tienen la misma titularidad; la generación compartida, que involucra unidades consumidoras con diferentes titularidades; y el desarrollo con múltiples unidades consumidoras, que también tienen diferentes titularidades pero se encuentran en la misma área o propiedades vecinas, pueden considerarse como un paso importante para el mercado de la energía solar en Brasil.

- PRODIST – módulo 3

PRODIST, en el Sistema Eléctrico Nacional, es el documento que contiene las regulaciones y procedimientos que deben seguirse para acceder a la red eléctrica. Este documento está dividido en módulos y, en el Módulo 3 tiene como objetivo normalizar los sistemas relacionados con el sistema de distribución eléctrica brasileño.

En la sección 3.7 de este documento, se abordan los procedimientos necesarios para acceder a la microgeneración y minigeneración distribuida. En la Tabla 1 se muestra el nivel de tensión de conexión requerido para cada potencia instalada, según lo establecido por el PRODIST.

Potencia instalada (kW)	Tensión de conexión
10	Baja tensión (monofásica)
10 a 75	Baja tensión (trifásica)
76 a 150	Baixa Tensão (Trifásico)/ Média Tensão
151 a 500	Baixa Tensão (Trifásico)/ Média Tensão
501 a 10	Media Tensão/ Alta Tensão
11 a 30	Media Tensão/ Alta Tensão
30	Alta Tensão

Tabla 1: Nivel de tensión de conexión por potencia instalada. Fuente PRODIS.

En el documento PRODIST, en la sección 3.7 (ANEEL, Resolução normativa nº 867, 2015) también se encuentran los requisitos mínimos según la potencia para los sistemas de microgeneración, es decir, aquellos con una potencia inferior a 75 kW. En este documento se establecen algunos componentes de protección necesarios para la conexión de un SFV (Sistema Fotovoltaico) a la red de distribución.

- ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos

La norma NBR 16149 de la ABNT regula la conexión de los sistemas fotovoltaicos que operan en paralelo con la red de distribución de energía eléctrica. Este documento fue publicado en el año 2013, validado al año siguiente. La norma establece algunos parámetros para garantizar que el sistema a ser conectado a la red sea compatible con la misma.

- Ley 14300

Esta ley establece el marco legal de la microgeneración y minigeneración distribuida en Brasil. Esta ley garantiza una regulación completa en lo que respecta a la microgeneración y minigeneración, consolidando todos los aspectos relacionados con estas modalidades de generación de energía en el país. A partir de la fecha de su promulgación (6 de enero de 2022), la ley ya está en vigor. Sin embargo, tiene un

período de transición de doce meses según lo establecido en el artículo 26, lo que significa que los proyectos homologados hasta el 5 de enero de 2023 tendrán derechos adquiridos hasta el año 2045. Por lo tanto, los sistemas presentados antes de esa fecha estarán exentos de las tarifas establecidas por la ley y mantendrán la compensación de energía en un sistema de uno a uno, como se establece en la RN 687 y RN 482.

A partir de 2023 la compensación de energía será de 75% del kWh producido. Este será el valor de compensación adoptado en este trabajo de TFG.

4. DATOS GENERALES

4.1. Características de la residencia

El caso de estudio es una residencia estudiantil de una planta donde viven 10 personas y la casa nunca está completamente vacía. Está compuesta por 5 habitaciones dobles, salón, cocina, dos baños con duchas eléctricas y otros dos aseos.

El periodo de diseño es el año todo.

La superficie del tejado es de aproximadamente 135 m².

Orientación de la cubierta 27,9° (Noreste).

Inclinación óptima según el PVGIS: 22°.



Figura 9: Plano de la residencia estudiantil hecha en SolarEdge.



Figura 10: La residencia estudiantil. Fuente Google Maps.

4.2. Localización del proyecto

La residencia se encuentra en Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

La latitud es -20.304 y la longitud es -43.481.



Figura 11: Localización de Ouro Preto. Fuente Google Maps



Figura 12: Localización de la residencia estudiantil en Ouro Preto - MG. Fuente: Google Earth

4.3. Radiación solar y temperatura ambiente

Con el software PVGIS podemos obtener la información de la radiación y de la temperatura ambiente de 2016 hasta 2020 (los 5 años más recientes).

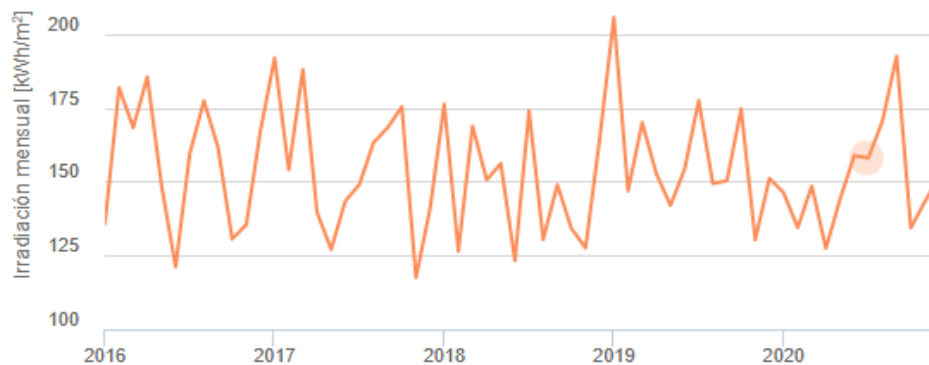


Figura 13: Irradiación mensual del 2016 hasta el 2020. Fuente: PVGIS

	2016	2017	2018	2019	2020	Media mensual anual (kWh/m ²)
ENERO	135.74	191.88	176.21	146.25	131.47	156.31
FEBRERO	181.8	153.96	126.42	134.46	150.05	149.34
MARZO	168.3	187.94	168.82	148.47	159.61	166.63
ABRIL	185.43	139.63	150.59	127.39	172.58	155.12

MAYO	148.75	127.03	156.11	144.05	204.73	156.13
JUNIO	121.15	143.4	123.24	158.79	196.07	148.53
JULIO	159.43	149.05	174.04	157.99	210.1	170.12
AGOSTO	177.35	163.22	130.42	170.57	206.65	169.64
SEPTIEMBRE	161.57	168.27	148.95	192.48	172.03	168.66
OCTUBRE	130.55	175.35	134.09	134.32	153.08	145.48
NOVIEMBRE	135.45	117.45	127.56	143.21	115.09	127.75
DICIEMBRE	167.24	140.9	164.7	151.57	115.8	148.04

Tabla 2: Irradiación global para el ángulo óptimo (22°)

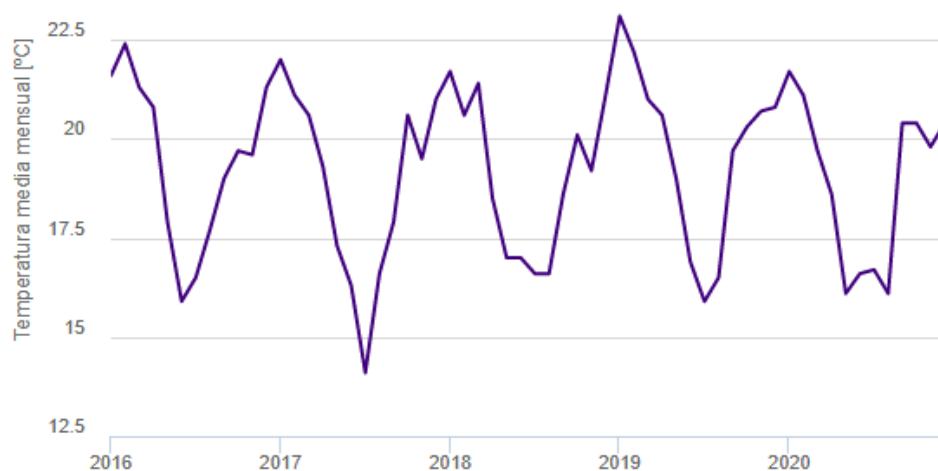


Figura 14: Temperatura media mensual (°C)

	2016	2017	2018	2019	2020	Media mensual anual (°C)
ENERO	20.8	22	21.7	23.1	21.7	21.86
FEBRERO	22.4	21.1	20.6	22.2	21.1	21.48
MARZO	21.3	20.6	21.4	21	19.7	20.80
ABRIL	20.8	19.3	18.5	20.6	18.6	19.56
MAYO	17.9	17.3	17	19	16.1	17.46
JUNIO	15.9	16.3	17	16.6	16.6	16.48
JULIO	16.5	17.1	16.6	15.9	16.7	16.56
AGOSTO	17.7	16.6	16.6	16.5	16.1	16.70
SEPTIEMBRE	19	17.9	18.6	19.7	20.4	19.12
OCTUBRE	19.7	20.6	20.1	20.3	20.4	20.22
NOVIEMBRE	19.6	19.5	19.2	20.7	19.8	19.76
DICIEMBRE	21.3	21	21.1	20.8	20.4	20.92

Tabla 3: Temperatura media mensual desde 2016 hasta 2020

5. INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA DE BAJA TEMPERATURA

5.1. Datos de partida

En Brasil no es común usar agua caliente en grifos, lavadoras etc. Se suele utilizar solamente en duchas, por lo que, tendremos que calcular la demanda de agua solamente para la ducha.

En Brasil se utilizan dos métodos para calcular una instalación solar térmica, una es utilizando el método F-Chart para calcular la energía útil y la fracción solar y el método de la ABNT NBR 15569 para calcular la demanda diaria de ACS, $D(T)$.

La ABNT NBR 15569 también sugiere que la temperatura de diseño de la instalación no sea superior a 50°C , por lo que esta será la temperatura de diseño. La instalación será de tipo individual.

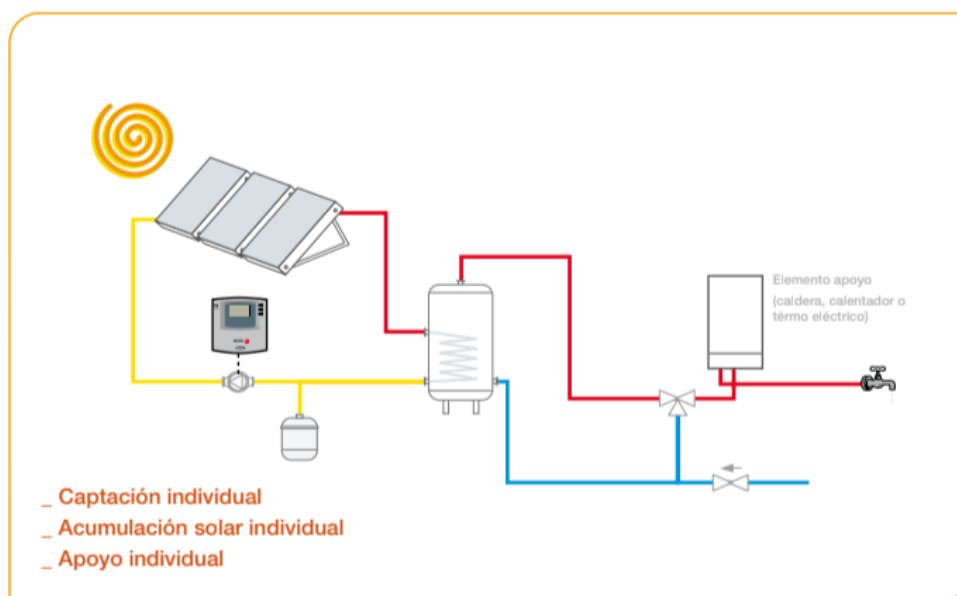


Figura 15: Instalación solar térmica tipo de captación individual. (IDAE).

5.2. Cálculo de la demanda energética.

5.2.1. Demanda diaria ACS, $D(T)$.

Según la norma ABNT NBR 15569, el consumo racional del agua caliente en la ducha está entre 3 L/min para el consumo mínimo y 15 L/min para el consumo máximo. También según esta norma el tiempo medio de una ducha es 10 minutos.

Peças	Consumo mínimo	Consumo máximo	Ciclo diário (minuto/pessoa)	Temperatura de consumo °C
Ducha de banho	3,0 L/min	15,0 L/min	10	39 – 40
Lavatório	3,0 L/min	4,8 L/min	2	39 – 40
Ducha higiênica	3,0 L/min	4,8 L/min	2	39 – 40
Banheira	80 L	440 L	banho	39 – 40
Pia de cozinha	2,4 L/min	7,2 L/min	3	39 – 40
Lava-louças (12 pessoas)	20 L	20 L	ciclo de lavagem	39 – 50
Máquina de lavar roupa	90 L	200 L	ciclo de lavagem	39 – 40

Tabla 4: Consumo de puntos de utilización de agua caliente en Brasil. (ABNT, NBR 15569, 2008)

Adoptaremos el valor de 6,6L/min para cada ducha de 10 min y que la frecuencia de una ducha al día.

$$V_{\text{consumo}} = \frac{6,6L}{\text{min}} \times 10\text{min} \times 10\text{personas} \times 1 \text{ veces al día}$$

$$V_{\text{consumo}} = 660 \frac{L}{\text{día}}$$

Tenemos una demanda diaria de 660 litros.

5.2.2. Cálculo de la demanda de energía térmica, Q_{acs}

Debemos calcular la demanda de energía térmica (Q_{acs}) con la siguiente expresión:

$$Q_{ACS} = C_E \times D(T) \times N \times (T_{AC} - T_{red}) \times \frac{1}{3600}$$

(Ecuación 1)

Donde:

C_e : calor específico para el agua, 4,187J/Kg°C

T_{ac} : temperatura del agua caliente de acumulación (°C)

T_{red} : temperatura del agua de red (°C)

N: número de días del mes

La temperatura del agua de red no es un dato conocido en Brasil. Las empresas de distribución de agua no hacen el monitoreo y no hay una tabla con esta información, por lo tanto, se usará la temperatura de red de una ciudad de España con la temperatura media anual similar a la de Ouro Preto. La ciudad elegida fue Ceuta.

	Temperatura Ouro Preto (°C)	Temperatura media Ceuta (°C)
ENERO	21.86	15
FEBRERO	21.48	15
MARZO	20.80	16
ABRIL	19.56	17
MAYO	17.46	19
JUNIO	16.48	23
JULIO	16.56	25
AGOSTO	16.70	26
SEPTIEMBRE	19.12	24
OCTUBRE	20.22	21
NOVIEMBRE	19.76	18
DICIEMBRE	20.92	16
MEDIA ANUAL	19.66	19.6

Tabla 5: Comparación de temperatura media anual de Ouro Preto y Ceuta

Se ha tomado en cuenta los meses de invierno y verano de los dos hemisferios en el momento de hacer los cálculos.

Tras hacer los cálculos de la ecuación 1, tenemos la siguiente tabla:

	Q_{ACS} (kWh/mes)
ENERO	880.25
FEBRERO	802.16
MARZO	904.04
ABRIL	897.90
MAYO	999.20
JUNIO	966.97
JULIO	975.41
AGOSTO	951.62
SEPTIEMBRE	874.87
OCTUBRE	880.25
NOVIEMBRE	851.85
DICIEMBRE	856.46

Tabla 6: Demanda de la energía térmica de la residencia estudiantil

Siendo la demanda anual de 10840.39 kWh/año.

5.3. Dimensionado de la instalación

5.3.1. Energía solar aportada, Método F-chart (IDAE):

Es una herramienta utilizada para estimar el desempeño a medio largo plazo del sistema solar térmico. También es utilizado para observar el comportamiento de los colectores. Tiene como principal objetivo obtener la curva f que es la representación de la fracción de carga calorífica mensual transformada a partir de la energía solar y, así, obtener la energía útil captada por los colectores solares.

La ecuación utilizada es:

$$Q_u = f \times Q_{ACS}$$

(Ecuación 2)

Siendo:

Q_u : energía útil captada por los colectores (kWh/mes)

Q_{ACS} : carga calorífica mensual de ACS (kWh/mes)

f : la fracción de carga calorífica mensual transformada a partir de la energía:

$$f = 1,029D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3$$

(Ecuación 3)

D_1 : Relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica de calentamiento durante un mes:

$$D_1 = \frac{E_a}{Q_{ACS}}$$

(Ecuación 4)

E_a : Energía absorbida por el captador

$$E_a = S_c \times Fr'(\tau\alpha) \times R_1 \times N$$

(Ecuación 5)

Siendo:

S_c : Superficie del captador (m²)

$$S_c = \frac{D(T)}{70}$$

(Ecuación 6)

Tenemos un valor de 9,43 m² que nos da un valor aproximado de 4 colectores solares y una nueva Superficie del captador igual a 9.59 m².

R_1 : Radiación diaria mensual incidente sobre la superficie (kWh/m²dia)

N: número de días del mes

$Fr'(\tau\alpha)$: Factor adimensional

$$Fr'(\tau\alpha) = Fr(\tau\alpha)n \times \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)n} \times \frac{Fr'}{Fr}$$

(Ecuación 7)

Donde:

$Fr'(\tau\alpha)_n$: Factor de eficiencia óptica del captador

$(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n$: Modificador del ángulo de incidencia. Como la superficie es transparente sencilla tomaremos como valor constante 0,96.

Fr'/Fr : Factor de corrección. Se recomienda tomar el valor de 0,95.

Una vez elegido el colector solar plano, podemos calcular los valores anteriores.

El parámetro D_2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura y la Q_{acs} :

$$D_2 = \frac{Ep}{Q_{acs}}$$

(Ecuación 8)

E_p : energía perdida en el captador

$$Ep = Sc \times Fr'U_L \times (100 - Ta) \times \Delta T \times J_1 \times J_2$$

(Ecuación 9)

$$Fr'^{U_L} = FrU_L \times \frac{Fr'}{Fr}$$

(Ecuación 10)

Siendo:

$F_r U_L$: Pendiente de la curva característica del captador

T_a : Temperatura ambiente media mensual durante horas diurnas.

Δt : Periodo de tiempo considerado (horas/mes)

J_1 : Factor de corrección de almacenamiento:

$$J_1 = \left(\frac{kg \text{ acumulación}}{75 \times Sc} \right)^{-0,025}$$

(Ecuación 11)

J_2 : Factor de corrección para ACS:

$$J_2 = \frac{11,6 + 1,18 T_{acs} + 3,68 T_r - 2,32 T_a}{100 - T_a}$$

(Ecuación 12)

T_r : temperatura del agua de red (utilizaremos la de Ceuta invirtiendo los meses de invierno y verano y los meses de primavera y otoño)

T_{ACS} : temperatura mínima requerida del ACS.

Tras resolver todos los cálculos anteriores y obtener los valores de D_1 y D_2 fue posible, utilizando la ecuación 3, obtener la contribución solar de esta instalación.

	D1	D2	f	Q_{acs} (kWh/mes)	Q_u (kWh/mes)	%
ENERO	1.1646	1.6625	0.7969	856.66	682.70	79.69
FEBRERO	1.1882	1.5528	0.8162	802.16	654.76	81.62
MARZO	1.2082	1.5873	0.8249	880.25	726.09	82.49
ABRIL	1.1317	1.5246	0.7870	874.87	688.50	78.70
MAYO	1.0740	1.5065	0.7554	927.83	700.85	75.54
JUNIO	0.9804	1.2195	0.7170	966.97	693.31	71.70
JULIO	1.0867	1.2159	0.7801	999.20	779.47	78.01
AGOSTO	1.1100	1.3154	0.7874	975.41	768.00	78.74
SEPTIEMBRE	1.1689	1.3127	0.8202	920.92	755.30	82.02
OCTUBRE	1.0271	1.4920	0.7287	904.04	658.80	72.87
NOVIEMBRE	0.9572	1.6401	0.6776	851.85	577.18	67.76
DICIEMBRE	1.0734	1.5812	0.7506	880.25	660.68	75.06
Cobertura solar anual					76,99%	

Tabla 7: Tabla resumen de la cobertura solar anual

De acuerdo con los criterios de la ABNT NBR 155659 la cobertura solar debe ser mínima de 70%, por lo tanto, la instalación está dentro de la exigencia.

En la Figura 16 se puede observar la comparación entre la energía térmica que generamos en la instalación frente a la demanda térmica prevista de la residencia.

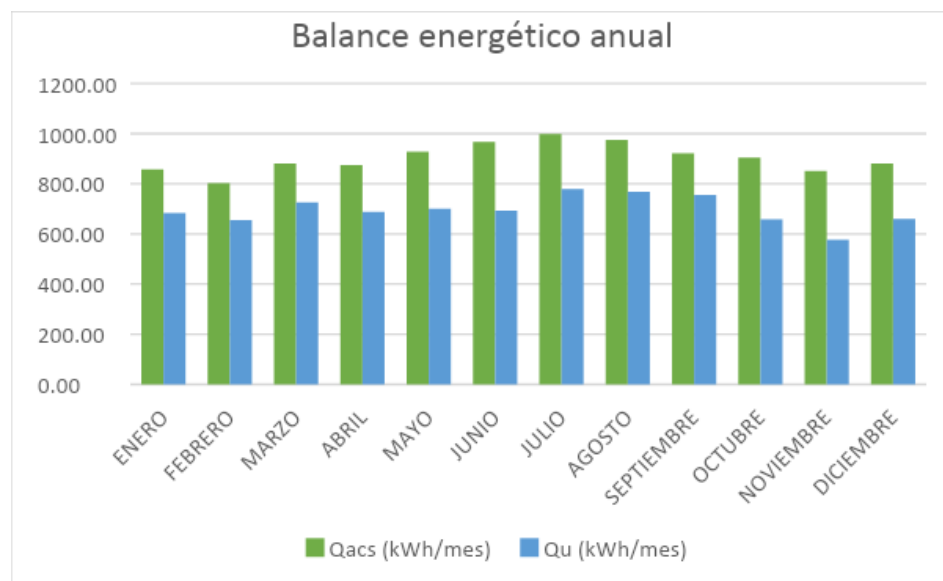


Figura 16: Balance Energético anual de la instalación

5.3.2. Captador solar térmico

El conjunto de captadores solares térmicos está formado por cuatro captadores planos de modelo Solaria-2.4 AL S8 de aluminio. Sus características técnicas son:

Tipo de panel térmico	Vidrio templado de 3,20mm de espesor
Área absolvedora (m²)	2,40
Capacidad (L)	1,26
η_0 (%)	72,96
K1	2,51
K2	0,038

Tabla 8: Característica técnicas del captador solar

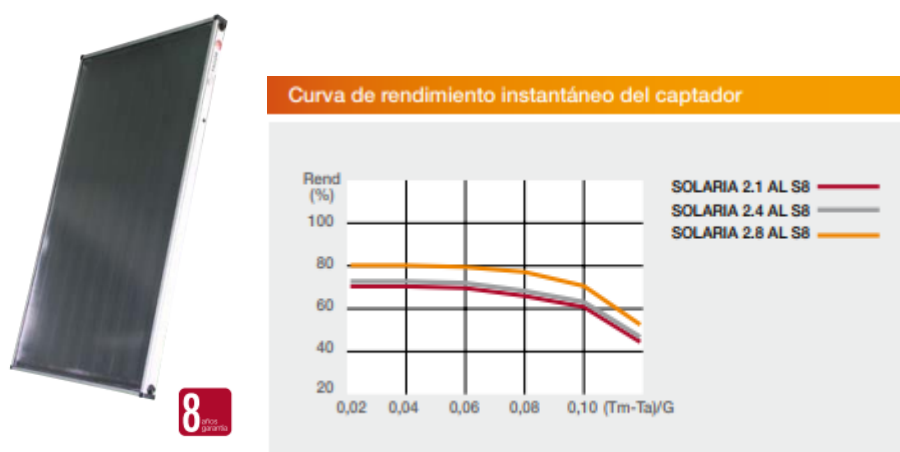


Figura 17: Captador solar Solaria 2.4 AL y su curva de rendimiento instantáneo

(Ficha técnica en el Anexo II)

5.3.3. Sistema de intercambio y acumulación

Según el Guía Técnico de la IDEA, la relación entre el volumen de acumulación y la carga de consumo de ACS diario debe estar entre 0,8 y 1,2 y también la relación entre el volumen de acumulación y el área captadora debe estar entre 60 y 100 litros por metro cuadrado.

El interacumulador escogido fue el modelo RBC 750L con serpentín. Posee garantía de 5 años.

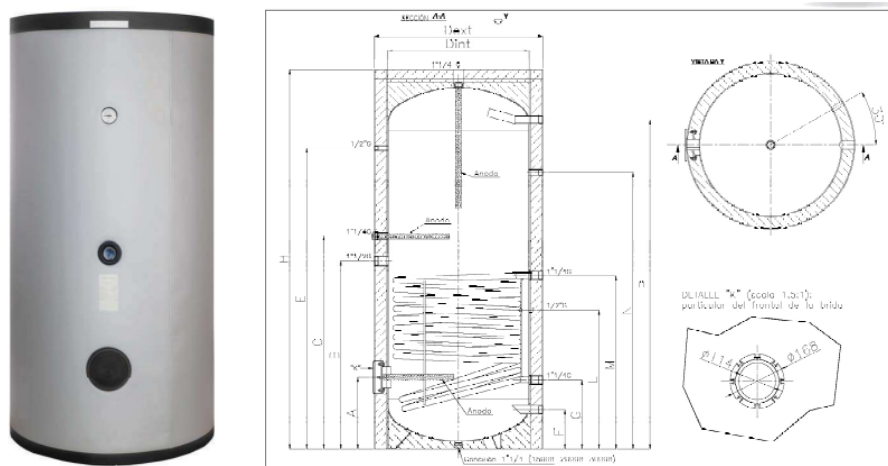


Figura 18: Interacumulador RBC 0750 750 litros.

(Ficha Técnica en el Anexo II)

5.3.4. Sistema auxiliar

Para asegurar que el agua llegue al consumo a la temperatura deseada, es necesario instalar también un sistema auxiliar que irá calentando el agua de la instalación solar térmica antes que esta sea consumida.

El sistema auxiliar puede ser de varios tipos, como en Brasil es más común, nuestro sistema auxiliar será el sistema eléctrico de la residencia estudiantil.

Fue calculado que la energía auxiliar necesaria (Q_{aux}) anual será de 2494,75kWh/año. Este valor ha sido calculado substrayendo el valor del aporte solar anual (8345,64 kWh/año) del valor de la demanda anual de energía (10840,39 kWh/año)

5.4. Consumo eléctrico

Según un artículo presentado a la FEEC (Faculdade de engenharia elétrica e de computação) una ducha eléctrica en la región Sureste y Sur de Brasil tiene cerca de 4000W de potencia.

Para calcular el consumo medio mensual de la ducha eléctrica de la residencia:

$$\text{Consumo medio} = \text{potencia ducha} \times \text{horas utilizada al mes}$$

(Ecuación 13)

A continuación, la tabla 9 demuestra el ahorro energético de la residencia con la instalación solar térmica y la comparación del consumo de electricidad con la instalación y sin la instalación.

	Consumo medio electricidad mensual sin la instalación (kWh/mes)	f	Consumo medio de electricidad mensual con la instalación (kWh/mes)
ENERO	206.67	0.755063	50.62
FEBRERO	188.33	0.819291	34.03
MARZO	206.67	0.831283	34.87
ABRIL	200.00	0.768355	46.33
MAYO	206.67	0.725591	56.71
JUNIO	200.00	0.696112	60.78
JULIO	206.67	0.740156	53.70
AGOSTO	206.67	0.790785	43.24
SEPTIEMBRE	200.00	0.818689	36.26
OCTUBRE	206.67	0.680839	65.96
NOVIEMBRE	200.00	0.676667	64.67
DICIEMBRE	206.67	0.765219	48.52

Tabla 9: Comparación del gasto energético con y sin la instalación solar térmica

5.5. Estudio económico

Calcularemos un estudio económico sencillo anual. Sólo consideraremos el término variable de la instalación porque el término fijo no cambiará.

$$\text{Term variable con instalación} = Q \times \text{precio del kWh}$$

(Ecuación 14)

$$\text{Term variable con instalación} = 2494,75 \times 0,13 = 324,32 \text{ euros/anuales}$$

$$\text{Term variable sin instalación} = 10840,39 \times 0,13 = 1409,25 \text{ euros/anuales}$$

Coste anual de energía eléctrica con la instalación (€/año)	Coste anual de energía eléctrica sin la instalación (€/año)	Ahorro anual (€/año)
324.32	1409.25	1084.93

Tabla 10: Ahorro anual en energía eléctrica con y sin la instalación

Se observa un ahorro bastante significativo con la instalación solar térmica.

5.6. Resumen de la instalación solar térmica

Localización	Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil
Inclinación óptima	22°
Tipo de instalación solar	Captación individual
Sistema auxiliar	Electricidad
Tipo de demanda	ACS
Temperatura de diseño	50°C
Pérdidas por sombras	0%
Nº de colectores	4
Modelo de colector solar	Solaria-2.4 AL S8
Superficie unitaria del colector (m²)	2.40
Superficie de captación (Sc)	9.59
Volumen de acumulación mínimo (L/día)	660
Cobertura solar anual mínima (%)	70
Cobertura solar anual mínima obtenida (%)	76.99
Demanda anual de energía Qacs (kWh/año)	10840.39
Aporte solar anual (kWh/año)	8345.64
Energía auxiliar necesaria, Q _{aux} (kWh/año)	2494.75
Método de cálculo	F-CHART

Tabla 11: Resumen de la instalación solar térmica

6. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

6.1. Datos de partida

Las características de la residencia fueron citadas anteriormente en el apartado 4.1.

La demanda eléctrica no es necesario estimar, porque tenemos la factura de luz de los 12 meses del año de 2022.

Mes – 2022	Consumo eléctrico mensual (kWh)
ENERO	406
FEBRERO	241
MARZO	339
ABRIL	383
MAYO	438
JUNIO	506
JULIO	400
AGOSTO	392
SEPTIEMBRE	617
OCTUBRE	640
NOVIEMBRE	685
DECIEMBRE	541
TOTAL	5588

Tabla 12: Factura electricidad del año 2022

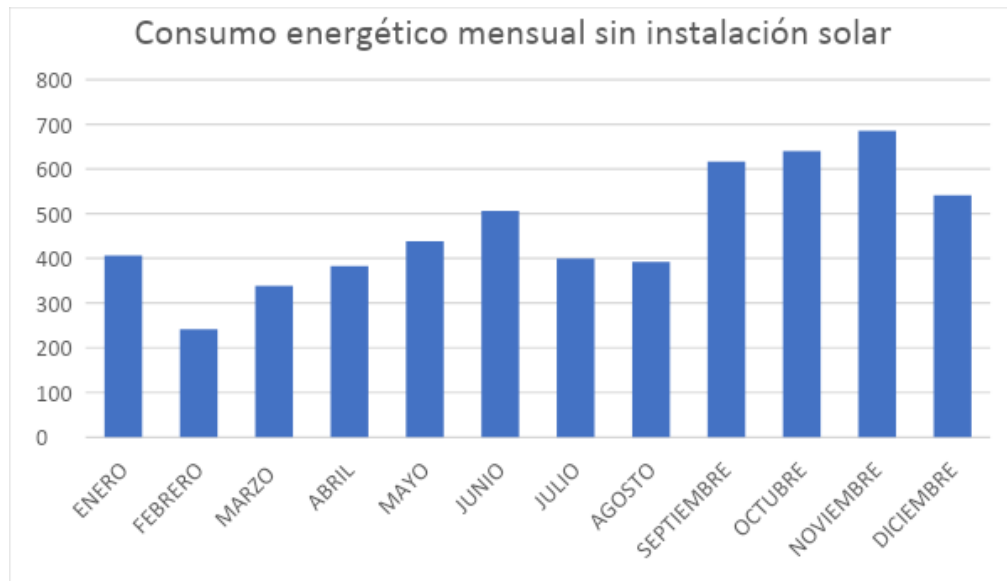


Figura 19: Consumo energético mensual sin instalación solar térmica o fotovoltaica

Se va a proceder al estudio de tres casos de diferentes potencias para la instalación fotovoltaica de autoconsumo. Serán instalaciones de potencia inferior a 15kWp.

- Caso de estudio 1: Inversor de potencia AC de salida 2.0 kW.
- Caso de estudio 2: Inversor de potencia AC de salida 3kW.
- Caso de estudio 3: Inversor 4 potencia AC de salida kW.

6.2. Demanda eléctrica con instalación solar térmica.

Considerando el ahorro en kWh/mes de la instalación solar térmica calculada anteriormente, trabajaremos con el siguiente consumo de electricidad:

	Energía consumida por la residencia sin instalación térmica (kWh/mes)	Ahorro instalación solar térmica (kWh/mes)	Energía consumida sin FV (kWh/mes)
ENERO	406	156.05	249.95
FEBRERO	241	154.30	86.70
MARZO	339	171.80	167.20
ABRIL	383	153.67	229.33
MAYO	438	149.96	288.04
JUNIO	506	139.22	366.78
JULIO	400	152.97	247.03
AGOSTO	392	163.43	228.57
SEPTIEMBRE	617	163.74	453.26
OCTUBRE	640	140.71	499.29
NOVIEMBRE	685	135.33	549.67
DICIEMBRE	541	158.15	382.85

Tabla 13: Energía eléctrica consumida estimada con la instalación solar térmica

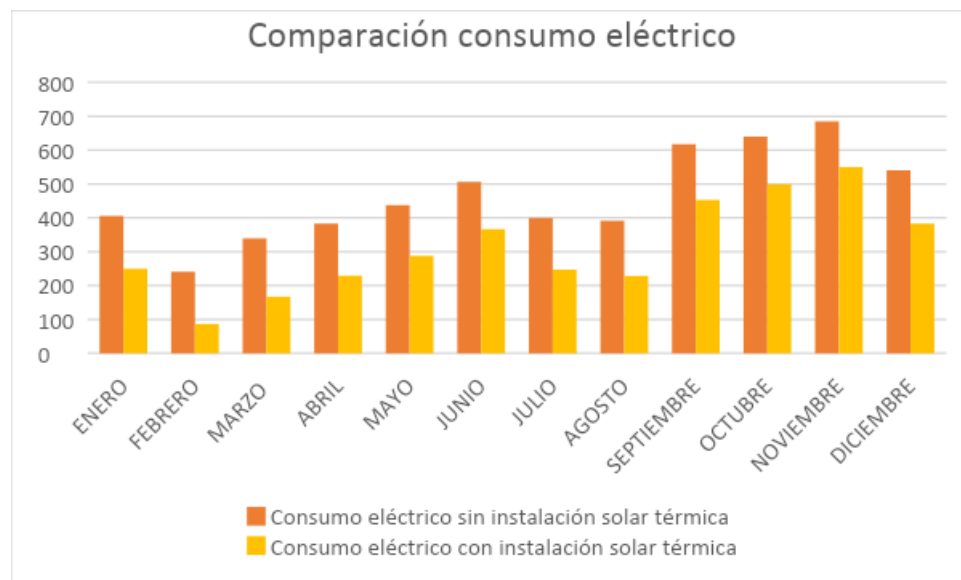


Figura 20: Comparación demanda eléctrica con instalación solar térmica y sin instalación

6.3. Elección de equipos

6.3.1. Módulo fotovoltaico:

El módulo elegido es el de la marca JA SOLAR y modelo JAM72D00-370/PR, con potencia de 370W y monocristalino. El fabricante ofrece garantía de 25 años de potencia.

Las características más importantes a 1000 W/m² y 25°C son:

Potencia pico (Wp)	370
Tensión a circuito abierto, Voc (V)	48.43
Intensidad de cortocircuito, Isc (A)	9.78
Tensión a máxima potencia, Vmp (V)	39.7
Intensidad a máxima potencia, Imp (A)	9.32
Dimensiones (mm)	1722x1134x30

Tabla 14: Características técnicas del módulo fotovoltaico

(Ficha técnica en el Anexo II)

6.3.2. Inversores

Características del inversor	Modelo		
Fabricante y modelo	HUAWEI SUN2000 -2KTL-L1	HUAWEI SUN2000 -3KTL-L1	HUAWEI SUN2000 -4KTL-L1
DATOS DE ENTRADA DC			
Potencia máxima generador FV permitida (kW)	3	4.5	6
Nº de entradas MPPT	2		
Rango de tensión óptima (VMP)	90 V - 560 V		
Intensidad de cortocircuito máxima (Isc, max)	18A		
Intensidad nominal máxima (Imp, max)	12.5A		
Tensión de circuito abierto máxima (Voc, max)	600V		

DATOS DE SALIDA AC			
Tensión de salida	220 Vac/ 230 Vac/240 Vac		
Intensidad nominal máxima (A)	10	15	20
Potencia máxima inyectada a red (kW)	2	3	4

Tabla 15: Características técnicas de los tres inversores

(Ficha técnica de los tres inversores en el Anexo II)

6.4. Rendimiento energético de la instalación, PR:

El rendimiento energético del sistema fotovoltaico, conocido como "performance ratio" (PR), indica la eficacia de la instalación en condiciones lo más cercanas posibles a la realidad. Este factor está determinado por las pérdidas que ocurren en todos los componentes involucrados en la generación de energía solar.

Las pérdidas principales son:

- Pérdidas por inclinación y orientación
- Pérdidas por temperatura:

$$\eta_{panel} = 1 + (T_c - 25) \times \text{Coeficiente de temperatura}$$

(Ecuación 15)

$$T_c = T_a + G \times \frac{T_{ONC}-20}{800}$$

(Ecuación 16)

Siendo:

T_c: Temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas

Coeficiente de temperatura: en la ficha técnica del producto

Ta: temperatura ambiente (°C)

G: Irradiancia (kW/m²)

TONC: Temperatura de operación normal del módulo (°C)

- Pérdidas por suciedad y polvo del módulo FV
- Pérdidas por sombra
- Pérdidas espectrales y angulares
- Pérdidas en el cableado
- Pérdidas en el inversor
- Pérdida total del sistema

Utilizando una hoja de cálculos para calcular todas las pérdidas citadas anteriormente, obtenemos el valor del PR mensual:

	PERFORMANCE RATIO (PR)
ENERO	71.68%
FEBRERO	71.84%
MARZO	72.13%
ABRIL	72.66%
MAYO	73.57%
JUNIO	73.99%
JULIO	73.95%
AGOSTO	73.89%
SEPTIEMBRE	72.85%
OCTUBRE	72.38%
NOVIEMBRE	72.58%
DICIEMBRE	72.08%

Tabla 16: Performance Ratio (PR) mensual

6.5. Horas de Sol Pico

Las horas sol pico (HSP) define el número de horas que se recibe la irradiancia igual a 1000W/m² en una localización e inclinación determinadas. La irradiancia media mensual hemos determinado anteriormente con el software PVGIS.

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$HSP \left(\frac{h}{\text{día}} \right) = \frac{H \left(\frac{Wh}{m^2 \text{ día}} \right)}{G \left(\frac{W}{m^2} \right)}$$

(Ecuación 17)

	H media mensual (kWh/m²mes)	H media día (kWh/m²día)	HSP (h/día)
ENERO	156.31	5.04	5.04
FEBRERO	149.34	5.29	5.29
MARZO	166.63	5.38	5.38
ABRIL	155.12	5.17	5.17
MAYO	156.13	5.04	5.04
JUNIO	148.53	4.95	4.95
JULIO	170.12	5.49	5.49
AGOSTO	169.64	5.47	5.47
SEPTIEMBRE	168.66	5.62	5.62
OCTUBRE	145.48	4.69	4.69
NOVIEMBRE	127.75	4.26	4.26
DICIEMBRE	148.04	4.78	4.78

Tabla 17: HSP mensuales

6.6. Estudio energético del caso de estudio 1: Inversor de potencia AC de salida 2.0 kW.

6.6.1. Energía eléctrica producida

Para este caso fue elegido el inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1 al que conectaremos en solamente un string 8 módulos fotovoltaicos JA Solar JAM72D00-370/PR en serie.

Comprobamos que los valores eléctricos de conexión estén en el rango de capacidad del inversor:

Nº de módulos	8
Nº de strings	1
Módulos por string	8
Tensión nominal del string (Vmp)	317.6
Tensión máxima del string (Voc)	387.44
Intensidad nominal del string (Imp)	9.32
Intensidad máxima del string (Isc)	9.78

Tabla 18: Comprobación conexión eléctrica - Caso de estudio 1

En la siguiente tabla está la estimación de la energía generada mensual por esta instalación:

	Potencia Pico generador (kWp)	PR	Potencia inyectada (P_{inversor}) (kW)	HSP (h/día)	Energía diaria, E_d (kWh/mes)
ENERO	2.96	0.7168	2.12	5.04	331.63
FEBRERO	2.96	0.7184	2.13	5.29	317.56
MARZO	2.96	0.7213	2.14	5.38	355.76
ABRIL	2.96	0.7266	2.15	5.17	333.65
MAYO	2.96	0.7357	2.18	5.04	340.00
JUNIO	2.96	0.7399	2.19	4.95	325.29
JULIO	2.96	0.7395	2.19	5.49	372.40
AGOSTO	2.96	0.7389	2.19	5.47	371.05
SEPTIEMBRE	2.96	0.7285	2.16	5.62	363.71
OCTUBRE	2.96	0.7238	2.14	4.69	311.68
NOVIEMBRE	2.96	0.7258	2.15	4.26	274.45
DICIEMBRE	2.96	0.7208	2.13	4.78	315.86

Tabla 19: Energía mensual obtenida, Caso de estudio 1

Utilizando las siguientes ecuaciones fue posible obtener la energía mensual generada:

$$P_{\text{inversor}} = \text{Potencia pico del generador} \times PR$$

(Ecuación 18)

$$E_D = P_{inversor} \times HSP \times N \text{ días mes}$$

(Ecuación 19)

6.6.2. Estudio energético

Para el estudio energético se usará el software SolarEdge Designer (Casarin, 2020) que está diseñado para mejorar el rendimiento y la eficiencia de los sistemas de energía solar fotovoltaicos. Permite planificar y diseñar la instalación solar FV reduciendo costes de visitas. El sistema utiliza imágenes de satélite para hacer el diseño 3D de la residencia, realiza análisis de irradiación y sombras para crear un diseño óptimo de la instalación, hace los cálculos de la conexión eléctrica utilizando un inversor propio y, por fin, hace una estimativa de las energías generadas, autoconsumidas, etc.

Se usará este software para obtener el valor de la cantidad de energía autoconsumida de la instalación. Este valor será usado para determinar el porcentaje mensual de autoconsumo y la energía eléctrica exportada.

Insertamos los datos relevantes en el software, la localización de la residencia, la demanda energética, la red eléctrica que es monofásica.

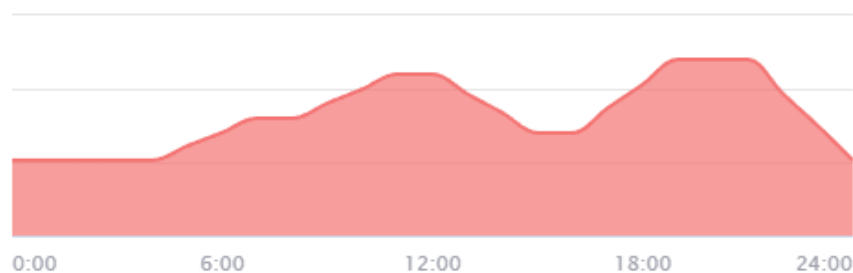


Figura 21: Perfil de consumo de la residencia

Introducimos el número y tipo de paneles fotovoltaicos que usaremos y el software nos va a calcular el número de string y el inversor. Aunque el software no utilice el mismo inversor que hemos proyectado, esto no interfiere en los valores de energía autoconsumida.

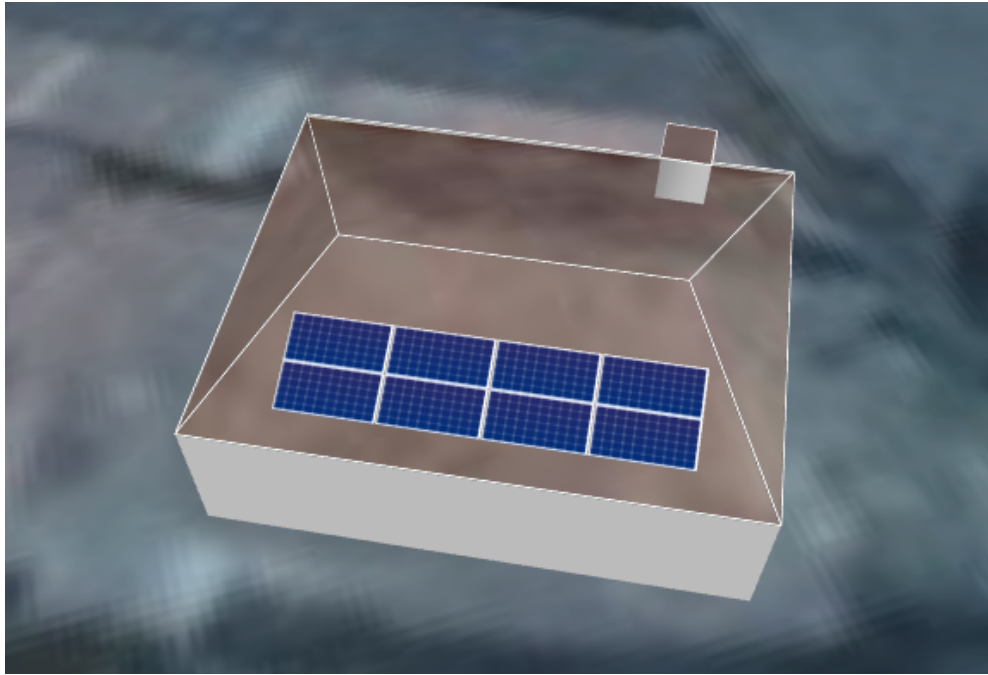


Figura 22: Disposición de los módulos fotovoltaicos, Caso de estudio 1

	Energía consumida sin instalación (kWh/mes)	Energía FV generada (kWh/mes)	Energía FV autoconsumida (kWh/mes)	Energía importada (kWh/mes)	Energía exportada (kWh/mes)	Autoconsumo energético mensual (%)
ENE	249.95	331.63	119	130.95	212.63	47.61
FEB	86.70	317.56	44	42.70	273.56	50.75
MAR	167.20	355.76	79	88.20	276.76	47.25
ABR	229.33	333.65	105	124.33	228.65	45.79
MAY	288.04	340.00	125	163.04	215.00	43.40
JUN	366.78	325.29	149	217.78	176.29	40.62
JUL	247.03	372.40	168	79.03	204.40	68.01
AGO	228.57	371.05	161	67.57	210.05	70.44
SEP	453.26	363.71	195	258.26	168.71	43.02
OCT	499.29	311.68	218	281.29	93.68	43.66
NOV	549.67	274.45	235	314.67	39.45	42.75
DIC	382.85	315.86	170	212.85	145.86	44.40
TOTAL	3748.69	4013.03	1768.00	1980.69	2245.03	47.16

Tabla 20: Estudio Energético, Caso de estudio 1

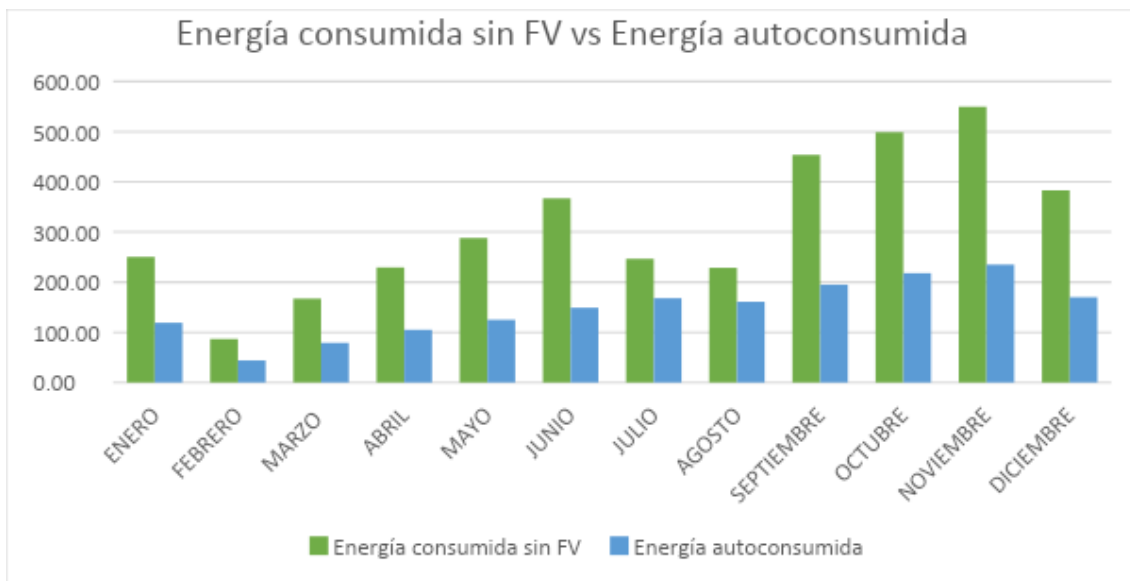


Figura 23: Autoconsumo vs Demanda, Caso de estudio 1

Vemos que cuanto a la producción de energía eléctrica el 55,52% de la energía anual se vierte a la red y que la instalación autoconsume el 47,16% de la energía anual demandada.

6.6.3. Sección del cableado.

Utilizaremos el REBT: ITC – BT -19 para calcular el cableado.

Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
A1			3x PVC	2x PVC				3x XLPE		2x XLPE									
A2		3x PVC	2x PVC			3x XLPE		2x XLPE											
B1					3x PVC		2x PVC					3x XLPE				2x XLPE			
B2				3x PVC	2x PVC					3x XLPE		2x XLPE							
C							3x PVC				2x PVC			3x XLPE			2x XLPE		
E								3x PVC				2x PVC				3x XLPE		2x XLPE	
F										3x PVC				2x PVC			3x XLPE		2x XLPE
mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Cobre (no enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	21	23	—	
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	—
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Figura 24: Utilizado para calcular la sección mínima del cableado.

Primero determinaremos la sección de corriente continua (DC) que es la que va desde generador fotovoltaico hasta el inversor:

Longitud de la línea (m)	30
Montaje	Tipo B1
Tipo de aislamiento	2x XLPE
T ^a de servicio (°C)	90

Tabla 21: Datos de la línea (DC). Caso de estudio 1

- Criterio por intensidad:

$$I_{max} = I_{sc} \times 1,1$$

(Ecuación 20)

$$I_{max} = 9,78 \times 1,1 = 10,76A$$

Llevando este valor a la figura 24, el valor inmediato superior es 20A que tiene el valor de sección de 1,5mm²

- Criterio caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{2 \times L \times I_{max}}{\sigma \times \Delta U_{max}}$$

(Ecuación 21)

$$S_{min} = \frac{2 \times 30 \times 10,74}{44 \times 0,015 \times 317,6} = 3,07 \text{ mm}^2$$

Llevando este valor nuevamente a la figura 24 tenemos una sección mínima de 4mm² e intensidad 38A. La opción más restrictiva es la de la caída de tensión y es esta que elegiremos.

Determinaremos la sección de corriente alterna monofásica (AC) que es la que va desde el inversor hasta la caja de conexiones.

Longitud de la línea (m)	1
Montaje	Tipo B1
Tipo de aislamiento	2x XLPE
Tª de servicio (°C)	90

Tabla 22: Datos de la línea (AC). Caso de estudio 1

- Criterio por intensidad:

$$I_{max} = I_{inv} \times 1,25 = 10 \times 1,25 = 12,5A$$

Llevando este valor a la tabla 1, el valor inmediato superior es 20A que tiene el valor de sección de 1,5mm²

- Criterio caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{2 \times L \times I_{max}}{\sigma \times \Delta U_{max}}$$

(Ecuación 22)

$$S_{min} = \frac{2 \times 1 \times 12,5}{44 \times 0,015 \times 230} = 0,16 \text{ mm}^2$$

En la tabla 23 tenemos la sección mínima de 1,5mm² y la intensidad igual a 20A.

	$S_{min}(\text{mm}^2)$	Intensidad máxima (A)
Corriente continua	4	38
Corriente alterna	1,5	20

Tabla 23: Resumen cableado, Caso de estudio 1

6.6.4. Esquema unifilar

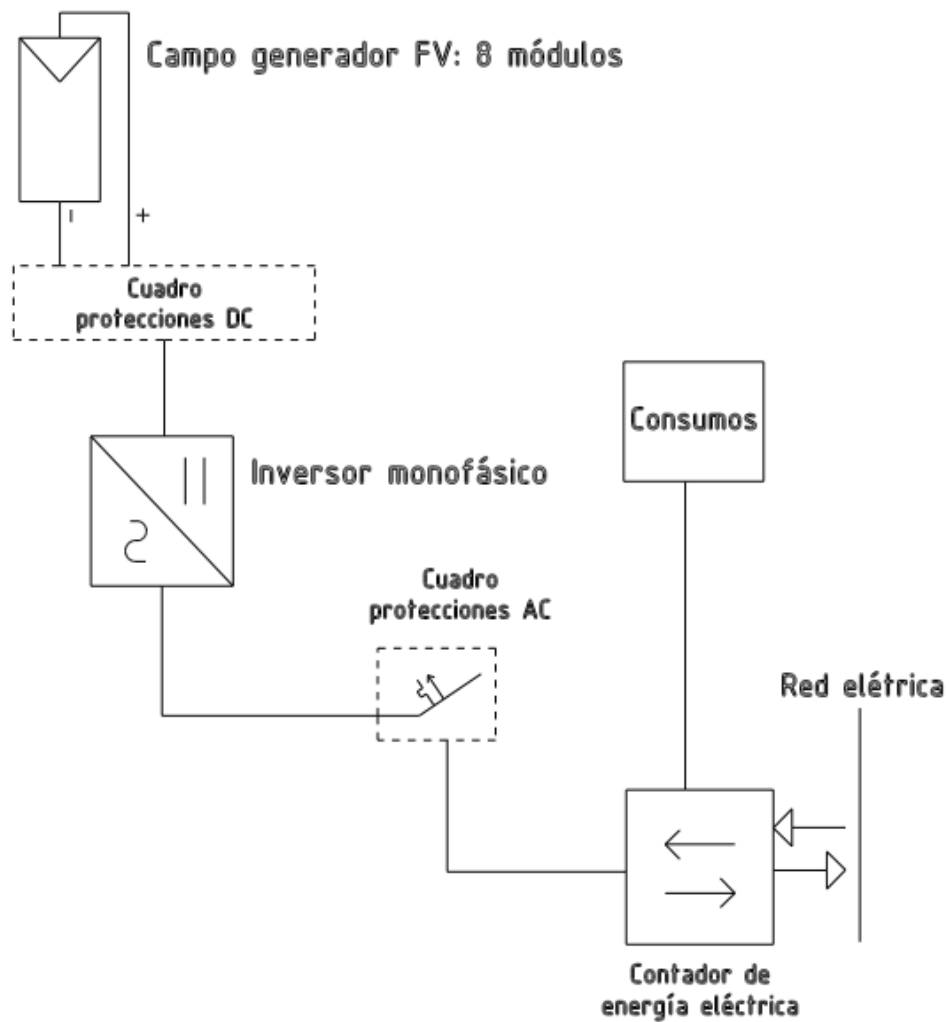


Figura 25: Esquema Unifilar, Caso de estudio 1

6.7. Estudio energético del caso de estudio 2: Inversor de potencia AC de salida de 3kW

6.7.1. Energía producida

Para el caso 2 el inversor será el Huawei SUN2000-3KTL-L1 al que conectaremos en solamente un string 10 módulos fotovoltaicos JA Solar JAM72D00-370/PR en serie.

Comprobamos que los valores eléctricos de conexión estén en el rango de capacidad del inversor:

Nº de módulos	10
Nº de strings	1
Módulos por string	10
Tensión nominal del string (Vmp)	397
Tensión máxima del string (Voc)	484.3
Intensidad nominal del string (Imp)	9.32
Intensidad máxima del string (Isc)	9.78

Tabla 24: Comprobación conexión eléctrica - Caso de estudio 2

En la tabla 25 está la estimación de la energía generada mensual por esta instalación:

	Potencia Pico generador (kWp)	PR	Potencia inyectada (P_{inversor}) (kW)	HSP (h/día)	Energía diaria, Ed (kWh/mes)
ENERO	3.70	0.7168	2.65	5.04	414.53
FEBRERO	3.70	0.7184	2.66	5.29	393.43
MARZO	3.70	0.7213	2.67	5.38	444.70
ABRIL	3.70	0.7266	2.69	5.17	417.06
MAYO	3.70	0.7357	2.72	5.04	424.99
JUNIO	3.70	0.7399	2.74	4.95	406.61
JULIO	3.70	0.7395	2.74	5.49	465.51
AGOSTO	3.70	0.7389	2.73	5.47	463.81
SEPTIEMBRE	3.70	0.7285	2.70	5.62	454.64
OCTUBRE	3.70	0.7238	2.68	4.69	389.60
NOVIEMBRE	3.70	0.7258	2.69	4.26	343.06
DICIEMBRE	3.70	0.7208	2.67	4.78	394.82

Tabla 25: Energía mensual obtenida, Caso de estudio 2

6.7.2. Estudio energético

Igual que hicimos en el caso de estudio 1, comprobamos en el software SolarEdge la energía autoconsumida con nuestro perfil energético, pero ahora con 10 paneles fotovoltaicos.

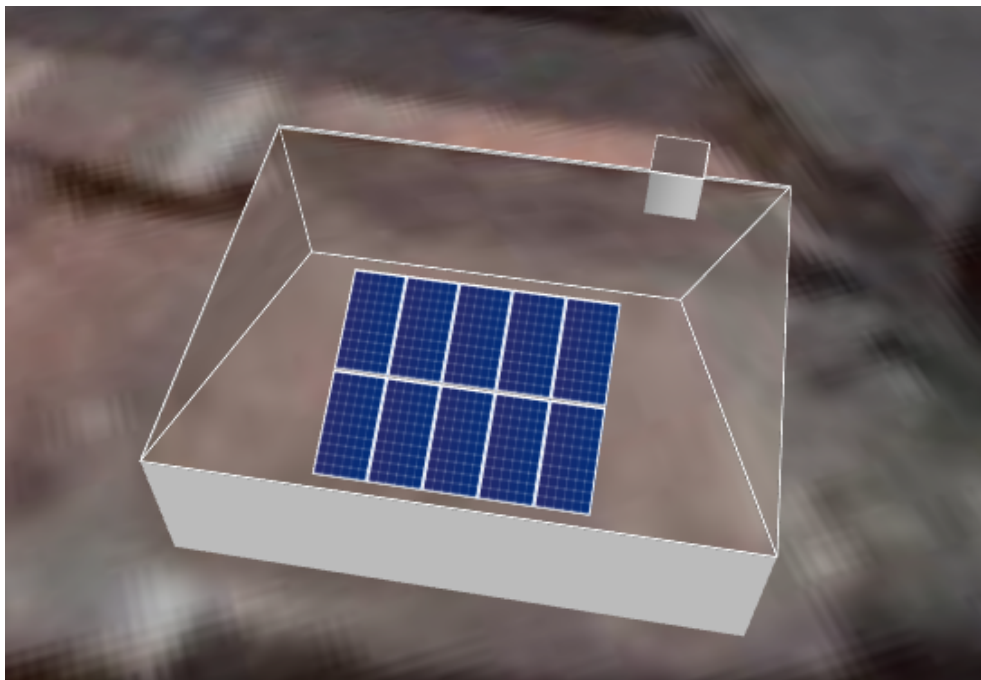


Figura 26: Disposición de los módulos fotovoltaicos, Caso de estudio 2

	Energía consumida sin instalación (kWh/mes)	Energía FV generada (kWh/mes)	Energía FV autoconsumida (kWh/mes)	Energía importada (kWh/mes)	Energía exportada (kWh/mes)	Autoconsumo energético mensual (%)
ENE	249.95	414.53	122	127.95	292.53	48.81
FEB	86.70	393.43	45	41.70	348.43	51.90
MAR	167.20	444.70	80	87.20	364.70	47.85
ABR	229.33	417.06	106	123.33	311.06	46.22
MAY	288.04	424.99	127	161.04	297.99	44.09
JUN	366.78	406.61	153	213.78	253.61	41.71
JUL	247.03	465.51	171	76.03	294.51	69.22
AGO	228.57	463.81	166	62.57	297.81	72.63
SEP	453.26	454.64	203	250.26	251.64	44.79
OCT	499.29	389.60	227	272.29	162.60	45.46
NOV	549.67	343.06	249	300.67	94.06	45.30
DIC	382.85	394.82	178	204.85	216.82	46.49
TOTAL	3748.69	5012.78	1827.00	1921.69	3185.78	48.74

Tabla 26: Estudio Energético, Caso de estudio 2

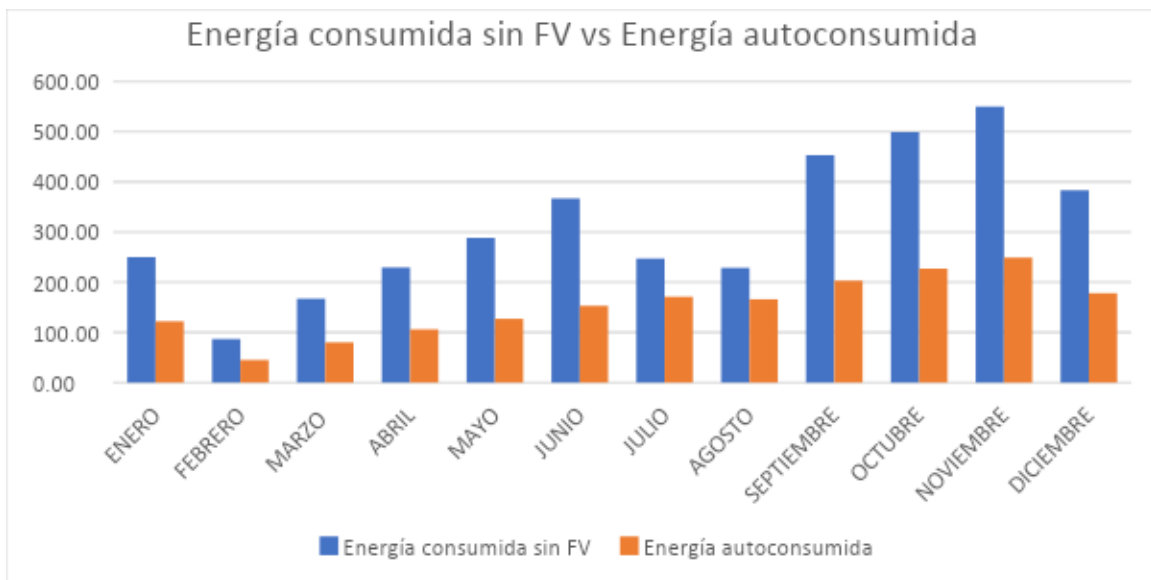


Tabla 27: Autoconsumo vs Demanda, Caso de estudio 2

Vemos que, cuanto a la producción de energía eléctrica, el 63,55% de la energía anual se vierte a la red y que la instalación autoconsume el 48,74% de la energía anual demandada.

6.7.3. Sección del cableado.

Primero determinaremos la sección de corriente continua (DC) que es la que va desde generador fotovoltaico hasta el inversor:

Longitud de la línea (m)	35
Montaje	Tipo B1
Tipo de aislamiento	2x XLPE
Tª de servicio (°C)	90

Tabla 28: Datos de la línea (DC). Caso de estudio 2

- Criterio por intensidad:

Utilizando la ecuación 20:

$$I_{max} = 9,78 \times 1,1 = 10,76A$$

Llevando este valor a la Figura 24, el valor inmediato superior es 20A que tiene el valor de sección de 1,5mm²

- Criterio caída de tensión:

Utilizando la ecuación 21:

$$S_{min} = \frac{2 \times 35 \times 10,74}{44 \times 0,015 \times 397} = 2,87mm^2$$

Llevando este valor a la figura 24, tenemos una sección mínima de 4mm² e intensidad 38A. La opción más restrictiva es la de la caída de tensión y es esta que elegiremos.

Determinaremos la sección de corriente alterna monofásica (AC) que es la que va desde el inversor hasta la caja de conexiones.

Longitud de la línea (m)	1
Montaje	Tipo B1
Tipo de aislamiento	2x XLPE
Tª de servicio (°C)	90

Tabla 29: Datos de la línea (AC). Caso de estudio 2

- Criterio por intensidad:

$$I_{max} = I_{inv} \times 1,25 = 15 \times 1,25 = 18,75A$$

Llevando este valor a la tabla 1, el valor inmediato superior es 20A que tiene el valor de sección de 1,5mm²

- Criterio caída de tensión:

Utilizando la ecuación 22:

$$S_{min} = \frac{2 \times 1 \times 18,75}{44 \times 0,015 \times 230} = 0,25 \text{ mm}^2$$

En la Figura 24 tenemos la sección mínima de 1,5mm² y la intensidad igual a 20A.

	S_{min}(mm²)	Intensidad máxima (A)
Corriente continua	4	38
Corriente alterna	1,5	20

Tabla 30: Resumen cableado, Caso de estudio 2

6.7.4. Esquema unifilar

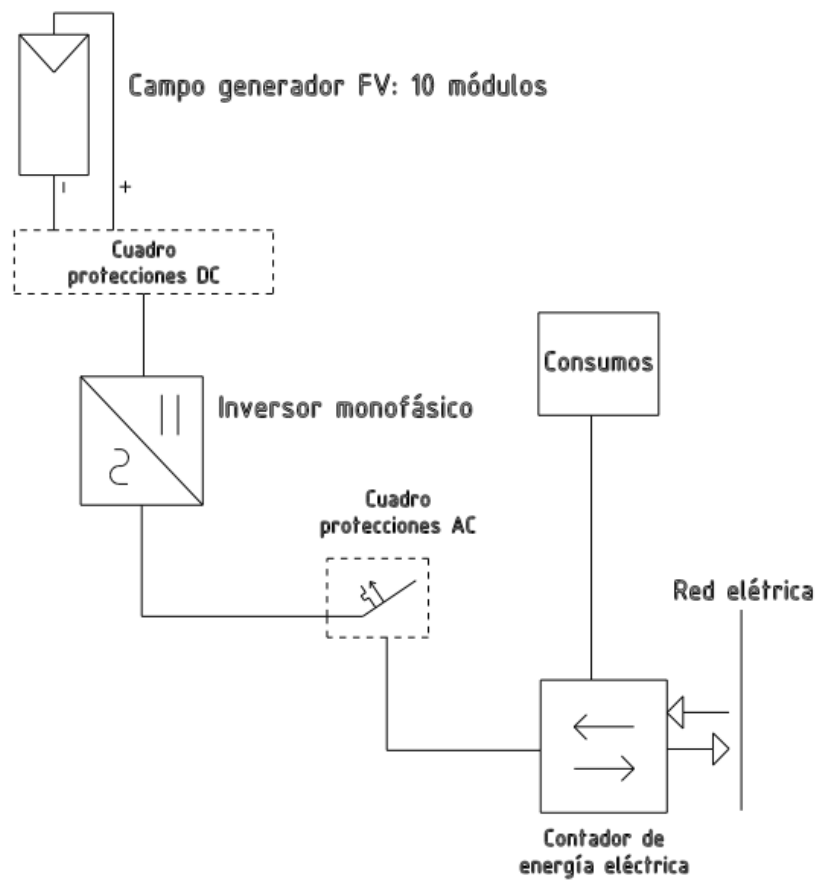


Figura 27: Esquema Unifilar, Caso de estudio 2

6.8. Estudio energético del caso de estudio 3: Inversor de potencia AC de salida 4.0 kW.

6.8.1. Energía producida

Para el caso 3 el inversor será el Huawei SUN2000-4KTL-L1 al que conectaremos en solamente un string 12 módulos fotovoltaicos JA Solar JAM72D00-370/PR en serie.

Comprobamos que los valores eléctricos de conexión estén en el rango de capacidad del inversor:

Nº de módulos	12
Nº de strings	1
Módulos por string	12
Tensión nominal del string (Vmp)	476.4
Tensión máxima del string (Voc)	581.16
Intensidad nominal del string (Imp)	9.32
Intensidad máxima del string (Isc)	9.78

Tabla 31: Comprobación conexión eléctrica - Caso de estudio 3

En la tabla 32 está la estimación de la energía generada mensual por esta instalación:

	Potencia Pico generador (kWp)	PR	Potencia inyectada (P_{inversor}) (kW)	HSP (h/día)	Energía diaria, E_d (kWh/mes)
ENERO	4.44	0.7168	3.18	5.04	497.44
FEBRERO	4.44	0.7184	3.19	5.29	472.12
MARZO	4.44	0.7213	3.20	5.38	533.65
ABRIL	4.44	0.7266	3.23	5.17	500.48
MAYO	4.44	0.7357	3.27	5.04	509.99
JUNIO	4.44	0.7399	3.29	4.95	487.93
JULIO	4.44	0.7395	3.28	5.49	558.61
AGOSTO	4.44	0.7389	3.28	5.47	556.58
SEPTIEMBRE	4.44	0.7285	3.23	5.62	545.56
OCTUBRE	4.44	0.7238	3.21	4.69	467.52
NOVIEMBRE	4.44	0.7258	3.22	4.26	411.68
DICIEMBRE	4.44	0.7208	3.20	4.78	473.78

Tabla 32: Energía mensual obtenida, Caso de estudio 3

6.8.2. Estudio energético

Igual que hicimos en el caso de estudio 1, comprobamos en el software SolarEdge la energía autoconsumida con nuestro perfil energético, pero ahora con 12 paneles fotovoltaicos.

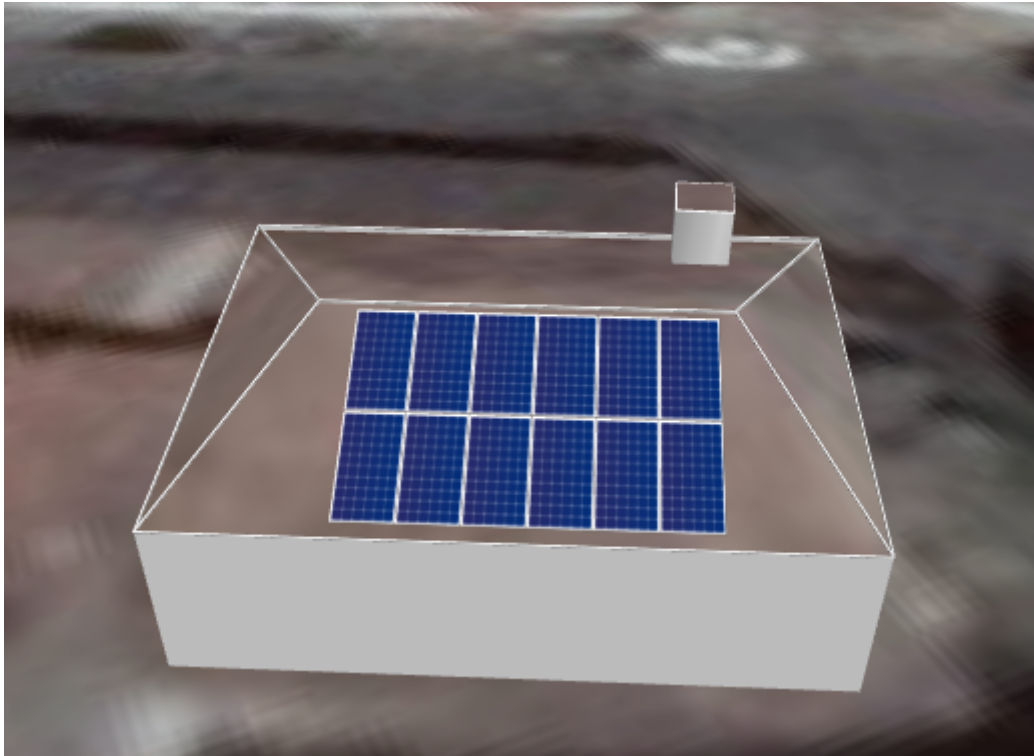


Figura 28: Disposición de los módulos fotovoltaicos, Caso de estudio 3

	Energía consumida sin instalación (kWh/mes)	Energía FV generada (kWh/mes)	Energía FV autoconsumida (kWh/mes)	Energía importada (kWh/mes)	Energía exportada (kWh/mes)	Autoconsumo energético mensual (%)
ENE	249.95	497.44	124	125.95	373.44	49.61
FEB	86.70	472.12	45	41.70	427.12	51.90
MAR	167.20	533.65	81	86.20	452.65	48.44
ABR	229.33	500.48	107	122.33	393.48	46.66
MAY	288.04	509.99	129	159.04	380.99	44.78
JUN	366.78	487.93	156	210.78	331.93	42.53
JUL	247.03	558.61	173	74.03	385.61	70.03
AGO	228.57	556.58	169	59.57	387.58	73.94
SEP	453.26	545.56	208	245.26	337.56	45.89
OCT	499.29	467.52	232	267.29	235.52	46.47
NOV	549.67	411.68	257	292.67	154.68	46.76
DIC	382.85	473.78	182	200.85	291.78	47.54
TOTAL	3748.69	6015.33	1863.00	1885.69	4152.33	49.70

Tabla 33: Estudio Energético, Caso de estudio 3

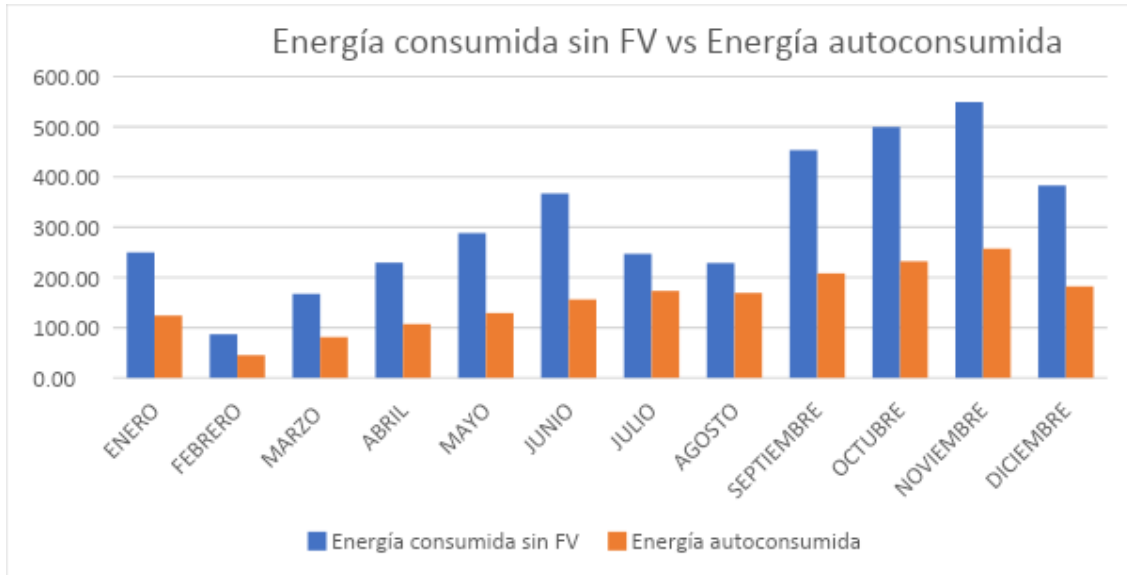


Figura 29: Autoconsumo vs Demanda, Caso de estudio 3

Vemos que, cuanto a la producción de energía eléctrica, el 69,03% de la energía anual se vierte a la red y que la instalación autoconsume el 49,70% de la energía anual demandada.

6.8.3. Sección del cableado.

Primero determinaremos la sección de corriente continua (DC) que es la que va desde generador fotovoltaico hasta el inversor:

Longitud de la línea (m)	38
Montaje	Tipo B1
Tipo de aislamiento	2x XLPE
Tª de servicio (°C)	90

Tabla 34: Datos de la línea (DC). Caso de estudio 3

- Criterio por intensidad:

Utilizando la ecuación 20 obtenemos:

$$I_{max} = 9,78 \times 1,1 = 10,76A$$

Llevando este valor a la Figura 24, el valor inmediato superior es 20A que tiene el valor de sección de 1,5mm²

- Criterio caída de tensión:

Utilizando la ecuación 21, tenemos:

$$S_{min} = \frac{2 \times 38 \times 10,74}{44 \times 0,015 \times 476,4} = 2,60mm^2$$

Llevando este valor a la Figura 24 tenemos una sección mínima de 4mm² e intensidad 38A. La opción más restrictiva es la de la caída de tensión y es esta que elegiremos.

Determinaremos la sección de corriente alterna monofásica (AC) que es la que va desde el inversor hasta la caja de conexiones.

Longitud de la línea (m)	1
Montaje	Tipo B1
Tipo de aislamiento	2x XLPE
Tª de servicio (°C)	90

Tabla 35: Datos de la línea (AC). Caso de estudio 3

- Criterio por intensidad:

$$I_{max} = I_{inv} \times 1,25 = 20 \times 1,25 = 25A$$

Llevando este valor a la Figura 24, el valor inmediato superior es 28A que tiene el valor de sección de 2,5mm²

- Criterio caída de tensión:

Utilizando la ecuación 22:

$$S_{min} = \frac{2 \times 1 \times 25}{44 \times 0,015 \times 230} = 0,33 \text{ mm}^2$$

A la tabla tenemos la sección mínima de 1,5mm² y la intensidad igual a 20A.

	S_{min}(mm²)	Intensidad máxima (A)
Corriente continua	4	38
Corriente alterna	2,5	28

Tabla 36: Resumen cableado, Caso de estudio 3

6.8.4. Esquema unifilar

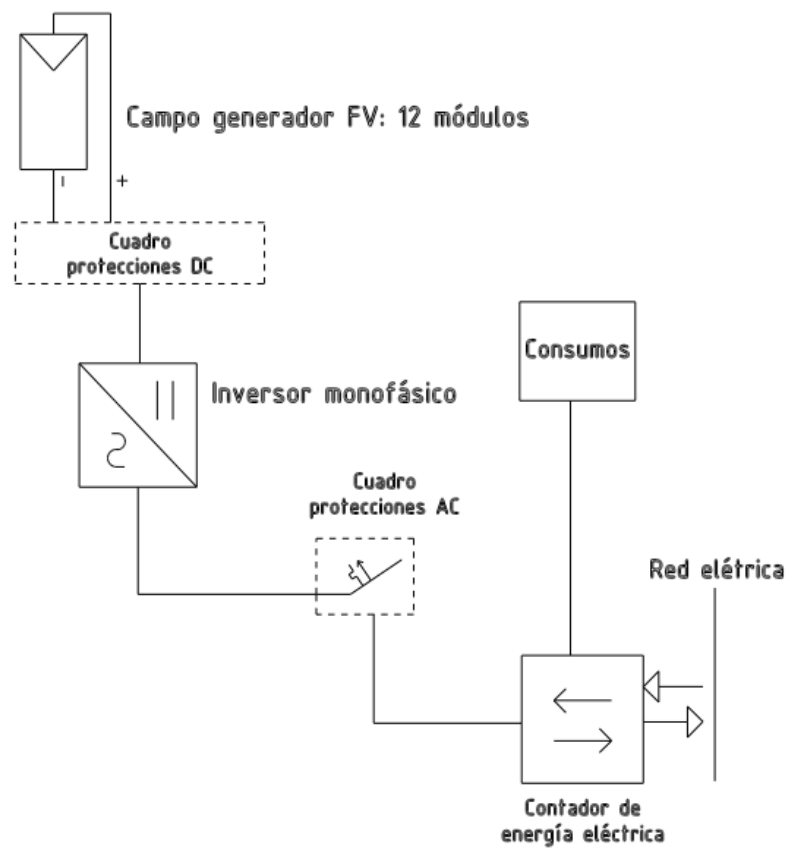


Figura 30: Esquema Unifilar, Caso de estudio 3

6.9. Estudio económico

Después de haber calculado los tres posibles tamaños de instalaciones y sus resultados energéticos, podemos determinar el balance económico de cada una de ellas y evaluar cuál sería la mejor opción.

El precio de la electricidad varía bastante, por lo tanto, utilizaremos como valor del kWh importado de la red el valor de la factura de luz de diciembre de 2022, que es R\$0,75 que sería aproximadamente €0,13.

A partir del 6 de enero de 2023, se ha puesto un impuesto de 25% en la energía inyectada a la red en Brasil, por lo tanto, el valor del kWh exportado FV será 75% del valor del kWh importado de la red. Como estamos usando el valor de €0,13, el valor del kWh exportado será de €0,09.

6.9.1. Caso de estudio 1, Inversor de potencia AC de salida 2.0 kW.

	COSTE MENSUAL ENERGÍA CONSUMIDA SIN FV (€/kWh)	COSTE MENSUAL ENERGÍA IMPORTADA (€/kWh)	BENEFICIO POR LA VENTA DE LA ENERGÍA EXPORTADA (€/kWh)	BALANCE NETO MENSUAL (€/kWh)
ENERO	32.49	17.02	19.14	0.00
FEBRERO	11.27	5.55	24.62	0.00
MARZO	21.74	11.47	24.91	0.00
ABRIL	29.81	16.16	20.58	0.00
MAYO	37.45	21.20	19.35	1.85
JUNIO	47.68	28.31	15.87	12.44
JULIO	32.11	10.27	18.40	0.00
AGOSTO	29.71	8.78	18.90	0.00
SEPTIEMBRE	58.92	33.57	15.18	18.39
OCTUBRE	64.91	36.57	8.43	28.14
NOVIEMBRE	71.46	40.91	3.55	37.36
DICIEMBRE	49.77	27.67	13.13	14.54
TOTAL	487.33	257.49	202.05	55.44

Tabla 37: Balance neto, caso de estudio 1

Con esta instalación se puede ahorrar hasta 428,43 euros anuales (aproximadamente 2570,58 reales).

6.9.2. Caso de estudio 2, Inversor de potencia AC de salida 3.0 kW.

	COSTE MENSUAL ENERGÍA CONSUMIDA SIN FV (€/kWh)	COSTE MENSUAL ENERGÍA IMPORTADA (€/kWh)	BENEFICIO POR LA VENTA DE LA ENERGÍA EXPORTADA (€/kWh)	BALANCE NETO MENSUAL
ENERO	32.49	16.63	26.33	0.00
FEBRERO	11.27	5.42	31.36	0.00
MARZO	21.74	11.34	32.82	0.00
ABRIL	29.81	16.03	28.00	0.00
MAYO	37.45	20.94	26.82	0.00
JUNIO	47.68	27.79	22.83	4.97
JULIO	32.11	9.88	26.51	0.00
AGOSTO	29.71	8.13	26.80	0.00
SEPTIEMBRE	58.92	32.53	22.65	9.89
OCTUBRE	64.91	35.40	14.63	20.76
NOVIEMBRE	71.46	39.09	8.47	30.62
DICIEMBRE	49.77	26.63	19.51	7.12
TOTAL	487.33	249.82	286.72	0.00

Tabla 38: Balance neto, caso de estudio 2

En este segundo caso, se exporta mucha más energía que se importa, por lo tanto, el ahorro puede ser de 487,33 euros anuales (aproximadamente 2923,98 reales). Sin considerar el valor del impuesto fijo de la factura de aproximadamente 4 euros (24 reales).

6.9.3. Caso de estudio 3, Inversor de potencia AC de salida 4.0 kW

	COSTE MENSUAL ENERGÍA CONSUMIDA SIN FV (€/kWh)	COSTE MENSUAL ENERGÍA IMPORTADA (€/kWh)	BENEFICIO POR LA VENTA DE LA ENERGÍA EXPORTADA (€/kWh)	BALANCE NETO MENSUAL
ENERO	32.49	16.37	33.61	0.00
FEBRERO	11.27	5.42	38.44	0.00
MARZO	21.74	11.21	40.74	0.00
ABRIL	29.81	15.90	35.41	0.00
MAYO	37.45	20.68	34.29	0.00
JUNIO	47.68	27.40	29.87	0.00
JULIO	32.11	9.62	34.70	0.00
AGOSTO	29.71	7.74	34.88	0.00
SEPTIEMBRE	58.92	31.88	30.38	1.50
OCTUBRE	64.91	34.75	21.20	13.55
NOVIEMBRE	71.46	38.05	13.92	24.13
DICIEMBRE	49.77	26.11	26.26	0.00
TOTAL	487.33	245.14	373.71	0.00

Tabla 39: Balance neto, caso de estudio 3

En esta tercera previsión de potencia instalada también se exporta mucha más energía que se importa, por lo tanto, el ahorro puede ser de 487,33 euros anuales (aproximadamente 2923,98 reales). Sin considerar el valor del impuesto fijo de la factura de aproximadamente 4 euros (24 reales).

7. PRESUPUESTO

7.1. Presupuesto de la instalación solar térmica

Artículo	Precio unitario	Cantidad	Precio total
Captador solar plano Solaria-2.4 AL S8	717,00	4	2868,00
Interacumulador RBC 0750	2432,00	1	2432,00
Tuberías, válvulas, sistema de expansión, etc.	1157,56	1	1157,56
Mano de obra e instalación	725,00	1	725,00
Total instalación (IVA no incluido)			7182,56

Tabla 40: Presupuesto instalación solar térmica

7.2. Presupuesto de la instalación solar fotovoltaica caso 1

Artículo	Precio unitario	Cantidad	Precio total
Panel solar JÁ Solar JAM72D000-370/PR	150,10	8	1200,80
Estructura 4 paneles coplanar	112,62	2	225,24
Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1	604,50	1	604,50
Cuadro de protecciones y cableado	168,37	1	168,37
Mano de obra e instalación	660,00	1	660,00
Total instalación (IVA no incluido)			2858,91

Tabla 41: Presupuesto Instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 1

7.3. Presupuesto de la instalación solar fotovoltaica caso 2

Artículo	Precio unitario	Cantidad	Precio total
Panel solar JÁ Solar JAM72D000-370/PR	150,10	10	1501,00
Estructura 5 paneles coplanar	145,25	2	290,50
Inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1	628,07	1	628,07
Cuadro de protecciones y cableado	170,58	1	170,58
Mano de obra e instalación	725,00	1	725,00
Total instalación (IVA no incluido)			3315,15

Tabla 42: Presupuesto Instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 2

7.4. Presupuesto de la instalación solar fotovoltaica caso 3

Artículo	Precio unitario	Cantidad	Precio total
Panel solar JÁ Solar JAM72D000-370/PR	150,10	12	1801,20
Estructura 6 paneles coplanar	175,90	2	351,80
Inversor Huawei SUN2000-4KTL-L1	766,16	1	766,16
Cuadro de protecciones y cableado	171,10	1	171,10
Mano de obra e instalación	890,00	1	890,00
Total instalación (IVA no incluido)			3980,26

Tabla 43: Presupuesto Instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 3

8. AMORTIZACIONES

Para la elaboración del periodo de amortización de cada caso de estudio, se tomarán en cuenta:

- Tiempo de vida aproximado de 25 años de las instalaciones
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) de Brasil aprobó un incremento anual de un 7% en el precio de la energía consumida.
- No se considerarán pérdidas de rendimiento anuales de la instalación.
- No se considerará el coste de mantenimiento de la instalación.
- Como la instalación será en Brasil no se considerarán incentivos por la instalación solar.

8.1. Amortización instalación solar térmica

Como al principio sustraemos el valor ahorrado por la instalación térmica en la demanda de energía eléctrica, haremos la amortización de las instalaciones por separado.

El precio de la instalación solar térmica es de 7182.56 euros.

Tomando en cuenta el estudio económico que hicimos en el apartado 5 consideramos un ahorro anual inicial de 1084,93 euros.

	Ahorro por incremento anual	Ahorro por año	Pagado	Ahorro acumulado
Año 1	0	1084.93	1084.93	-6097.63
Año 2	75.95	1160.88	2245.81	-4936.75
Año 3	81.26	1242.14	3487.95	-3694.61
Año 4	86.95	1329.09	4817.04	-2365.52
Año 5	93.04	1422.13	6239.17	-943.39
Año 6	99.55	1521.68	7760.85	578.29
Año 7	106.52	1628.19	9389.04	2206.48
Año 8	113.97	1742.17	11131.21	3948.65
Año 9	121.95	1864.12	12995.32	5812.76
Año 10	130.49	1994.61	14989.93	7807.37
Año 11	139.62	2134.23	17124.16	9941.60
Año 12	149.40	2283.62	19407.78	12225.22
Año 13	159.85	2443.48	21851.26	14668.70
Año 14	171.04	2614.52	24465.78	17283.22
Año 15	183.02	2797.54	27263.32	20080.76
Año 16	195.83	2993.37	30256.69	23074.13
Año 17	209.54	3202.90	33459.59	26277.03
Año 18	224.20	3427.10	36886.69	29704.13
Año 19	239.90	3667.00	40553.70	33371.14
Año 20	256.69	3923.69	44477.39	37294.83
Año 21	274.66	4198.35	48675.74	41493.18
Año 22	293.88	4492.24	53167.98	45985.42
Año 23	314.46	4806.69	57974.67	50792.11
Año 24	336.47	5143.16	63117.83	55935.27
Año 25	360.02	5503.18	68621.01	61438.45

Tabla 44: Periodo de amortización, instalación solar térmica

Debido al incremento de 7% del coste de energía consumida, podemos ver que en el periodo de amortización es de 6 años y que a partir de este momento tenemos un recuperado del dinero invertido en esta instalación.

8.2. Amortización caso de estudio 1

El precio de la instalación solar fotovoltaica del caso de estudio 1 es de 2858,91 euros.

Tomando en cuenta el estudio económico estimado en el apartado 6.9, consideramos un ahorro 428,43 euros en el primer año de instalación.

	Ahorro por incremento anual	Ahorro por año	Pagado	Ahorro acumulado
Año 1	0	428.43	428.43	-2430.48
Año 2	29.99	458.42	886.85	-1972.06
Año 3	32.09	490.51	1377.36	-1481.55
Año 4	34.34	524.84	1902.20	-956.71
Año 5	36.74	561.58	2463.78	-395.13
Año 6	39.31	600.89	3064.68	205.77
Año 7	42.06	642.96	3707.63	848.72
Año 8	45.01	687.96	4395.60	1536.69
Año 9	48.16	736.12	5131.72	2272.81
Año 10	51.53	787.65	5919.37	3060.46
Año 11	55.14	842.78	6762.15	3903.24
Año 12	58.99	901.78	7663.93	4805.02
Año 13	63.12	964.90	8628.83	5769.92
Año 14	67.54	1032.45	9661.28	6802.37
Año 15	72.27	1104.72	10766.00	7907.09
Año 16	77.33	1182.05	11948.05	9089.14
Año 17	82.74	1264.79	13212.84	10353.93
Año 18	88.54	1353.33	14566.17	11707.26
Año 19	94.73	1448.06	16014.23	13155.32
Año 20	101.36	1549.42	17563.65	14704.74
Año 21	108.46	1657.88	19221.54	16362.63
Año 22	116.05	1773.94	20995.48	18136.57
Año 23	124.18	1898.11	22893.59	20034.68
Año 24	132.87	2030.98	24924.57	22065.66
Año 25	142.17	2173.15	27097.72	24238.81

Tabla 45: Periodo de amortización, instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 1

El periodo de amortización es de aproximadamente 6 años, a partir de este momento se recupera el valor invertido en la instalación y disponemos de más 19 años de vida útil de la instalación.

No se consideró las pérdidas de rendimiento, costes de mantenimiento y otros factores que podrían reducir algunos años en la vida útil del sistema.

8.3. Amortización caso de estudio 2.

El precio de la instalación solar fotovoltaica del estudio 2 es de 3315,15 euros.

Tomando en cuenta el estudio económico estimado en el apartado 6.9, consideramos un ahorro de 487,33 euros en el primer año de instalación.

	Ahorro por incremento anual	Ahorro por año	Pagado	Ahorro acumulado
Año 1	0	487.33	487.33	-2827.82
Año 2	34.11	521.44	1008.77	-2306.38
Año 3	36.50	557.94	1566.72	-1748.43
Año 4	39.06	597.00	2163.72	-1151.43
Año 5	41.79	638.79	2802.50	-512.65
Año 6	44.72	683.50	3486.01	170.86
Año 7	47.85	731.35	4217.36	902.21
Año 8	51.19	782.54	4999.90	1684.75
Año 9	54.78	837.32	5837.23	2522.08
Año 10	58.61	895.94	6733.16	3418.01
Año 11	62.72	958.65	7691.81	4376.66
Año 12	67.11	1025.76	8717.57	5402.42
Año 13	71.80	1097.56	9815.13	6499.98
Año 14	76.83	1174.39	10989.52	7674.37
Año 15	82.21	1256.60	12246.11	8930.96
Año 16	87.96	1344.56	13590.67	10275.52
Año 17	94.12	1438.68	15029.35	11714.20
Año 18	100.71	1539.38	16568.73	13253.58
Año 19	107.76	1647.14	18215.87	14900.72
Año 20	115.30	1762.44	19978.31	16663.16
Año 21	123.37	1885.81	21864.12	18548.97
Año 22	132.01	2017.82	23881.94	20566.79
Año 23	141.25	2159.07	26041.01	22725.86
Año 24	151.13	2310.20	28351.21	25036.06
Año 25	161.71	2471.91	30823.12	27507.97

Tabla 46: Periodo de amortización, instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 2

El periodo de amortización también es de aproximadamente 6 años, a partir de este momento se recupera el valor invertido en la instalación y disponemos de más 19 años de vida útil de la instalación.

No se consideró las pérdidas de rendimiento, costes de mantenimiento y otros factores que podrían reducir algunos años en la vida útil del sistema.

8.4. Amortización caso de estudio 3.

El precio de la instalación solar fotovoltaica del estudio 3 es de 3980.26 euros.

Tomando en cuenta el estudio económico estimado en el apartado 6.9, consideramos un ahorro de 487,33 euros en el primer año de instalación.

	Ahorro por incremento anual	Ahorro por año	Pagado	Ahorro acumulado
Año 1	0	487.33	487.33	-3492.93
Año 2	34.11	521.44	1008.77	-2971.49
Año 3	36.50	557.94	1566.72	-2413.54
Año 4	39.06	597.00	2163.72	-1816.54
Año 5	41.79	638.79	2802.50	-1177.76
Año 6	44.72	683.50	3486.01	-494.25
Año 7	47.85	731.35	4217.36	237.10
Año 8	51.19	782.54	4999.90	1019.64
Año 9	54.78	837.32	5837.23	1856.97
Año 10	58.61	895.94	6733.16	2752.90
Año 11	62.72	958.65	7691.81	3711.55
Año 12	67.11	1025.76	8717.57	4737.31
Año 13	71.80	1097.56	9815.13	5834.87
Año 14	76.83	1174.39	10989.52	7009.26
Año 15	82.21	1256.60	12246.11	8265.85
Año 16	87.96	1344.56	13590.67	9610.41
Año 17	94.12	1438.68	15029.35	11049.09
Año 18	100.71	1539.38	16568.73	12588.47
Año 19	107.76	1647.14	18215.87	14235.61
Año 20	115.30	1762.44	19978.31	15998.05
Año 21	123.37	1885.81	21864.12	17883.86
Año 22	132.01	2017.82	23881.94	19901.68
Año 23	141.25	2159.07	26041.01	22060.75
Año 24	151.13	2310.20	28351.21	24370.95
Año 25	161.71	2471.91	30823.12	26842.86

Tabla 47: Periodo de amortización, instalación solar fotovoltaica, caso de estudio 3

El periodo de amortización también es de aproximadamente 7 años, a partir de este momento se recupera el valor invertido en la instalación y disponemos de más 18 años de vida útil de la instalación.

No se consideró las pérdidas de rendimiento, costes de mantenimiento y otros factores que podrían reducir algunos años en la vida útil del sistema.

9. Discusión y resultados

Se puede observar que los beneficios obtenidos con la instalación solar térmica son bastante significativos. Emplear únicamente esta instalación sería una buena solución a largo plazo por el alto coste de la energía eléctrica en la residencia estudiantil, porque en Brasil, como fue mencionado anteriormente, las casas poseen duchas eléctricas, lo que consume una gran parte de la energía eléctrica. Aunque su coste de instalación sea bastante alto, se amortiza en solamente 5 años, que es un corto periodo de tiempo para una residencia estudiantil que siempre tendrá estudiantes ya que es una residencia de estudiantes de la Universidad de Ouro Preto.

Emplear el sistema térmico juntamente a un sistema solar fotovoltaico de autoconsumo aumenta considerablemente el beneficio y disminuye el coste con energía eléctrica, aunque aumenta el valor total de inversión de la instalación.

Analizando las tres posibilidades de instalación fotovoltaica, sería coherente elegir la de menor potencia, porque la instalación térmica, aunque utilice la energía eléctrica como sistema auxiliar, disminuye parte de la energía eléctrica consumida, siendo innecesario un aporte mayor de generación de energía que la generada por la instalación solar fotovoltaica de potencia de 2kW. El valor invertido para esta instalación es menor, y, como vimos en los apartados anteriores, su amortización es de solamente 6 años que sigue siendo un tiempo interesante para una residencia estudiantil que seguiría aprovechando la instalación por más 19 años.

Las otras dos potencias de instalación solar fotovoltaica no son tan interesantes como la primera porque poseen poca diferencia en el periodo de amortización y sus costes de instalación son superiores.

Por lo tanto, es una alternativa viable para esta residencia estudiantil instalar el sistema conjunto de la instalación solar térmica y la instalación solar fotovoltaica de potencia de 2kW.

La solución propuesta es una forma sostenible de aporte energético mediante energías renovables y, además, se evita las emisiones de contaminantes a la atmósfera.

Finalmente, este TFG contribuye a los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible:

- ODS 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
- ODS 11: Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.
- ODS 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

Bibliografía

- (ANEEL), A. N. (s.f.). Radiação e Irradiação Solar.
- ABNT. (2008). NBR 15569. *Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto - Projeto e Instalação*.
- ABNT. (2013). NBR 16149. *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*.
- Ana Clara Veloso, M. V. (15 de 03 de 2023). Conta de luz: reajustes entram em vigor nesta quarta-feira.
- ANEEL. (2012). Resolução normativa nº 482.
- ANEEL. (2015). Resolução normativa nº 867.
- Bellacosa, M. A. (Diciembre de 2016). Instalação de coletores de energia solar térmica em edificações existentes: Estudo comparativo Brasil e Portugal.
- Bernardino, R. d. (2018). Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residenciais. João Monlevade, Minas Gerais, Brasil.
- Brasil, M. d. (s.f.). Energia Solar.
- Casarin, W. (2020). Designer para instalaciones industriales. *La solución industrial SolarEdge*.
- EPE. (2022). *Anuário Estatístico de energia elétrica*.
- EPE. (2022). *Balanço Energético Nacional*.
- España, M. p. (s.f.). *Energía Solar Térmica*.
- Gardenal, I. (2014). O chuveiro na curva do consumo.
- IDAE. (s.f.). *Guía Técnica de Energía Solar Térmica*.
- Marques, L. M. (2022). Procedimentos para projeto e Instalação de microgeração solar fotovoltaica. João Monlevade, Minas Gerais, Brasil.
- Marta Jofra, P. P. (s.f.). *Energía renovables para todos - Solar Fotovoltaica*.
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. L., RÜTHER, R., . . . SOUZA, J. G. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos - Brasil.
- Roriz, L. (2008-2009). *Solar Térmico: Uso de painéis solares térmicos*.

ANEXO I: ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ELEGIDA

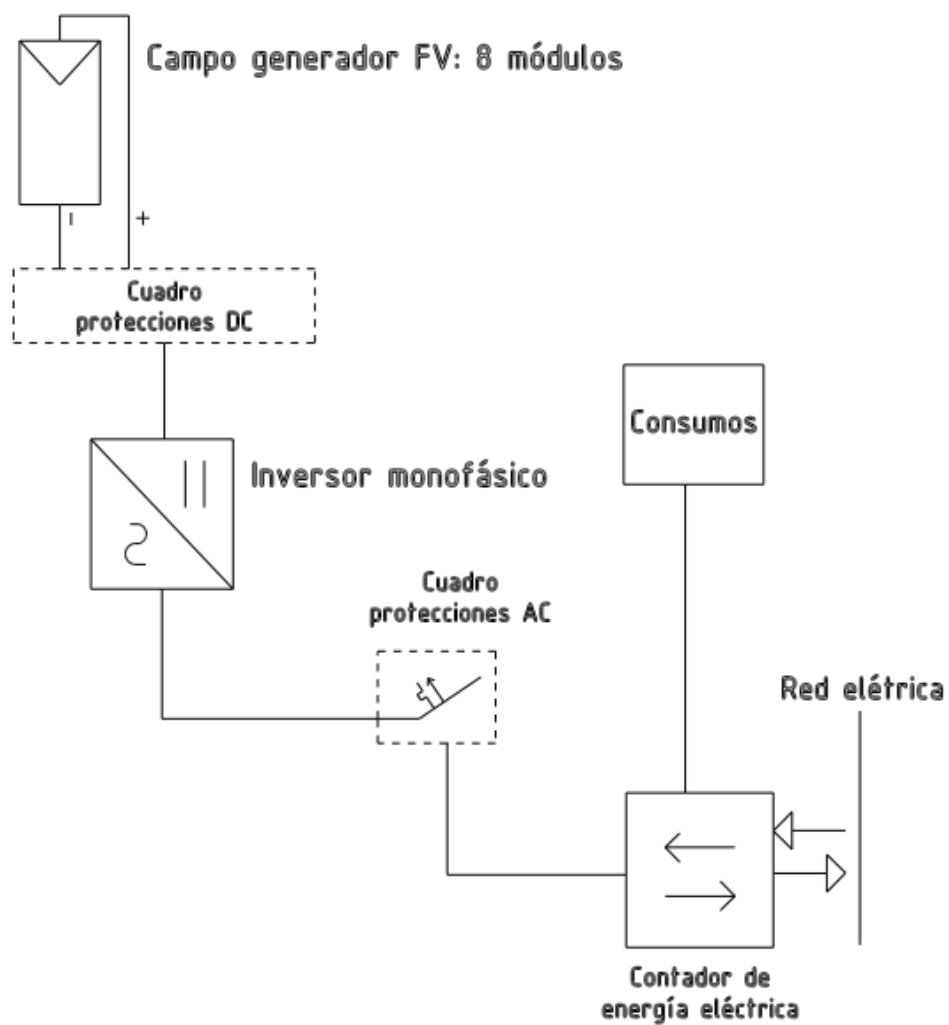


Figura 31: Esquema Unifilar del estudio de caso 1: Inversor de potencia de salida 2.0kW

ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

- Captador solar térmico, Solaria 2.4 AL

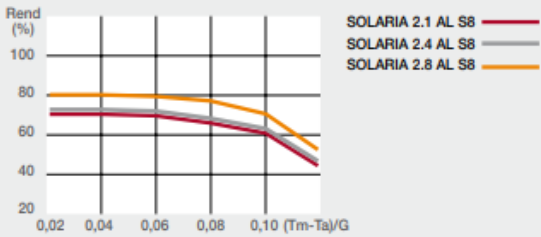


SOLARIA-2.1 AL S8
SOLARIA-2.4 AL S8
SOLARIA-2.8 AL S8

	SOLARIA-2.1 AL S8	SOLARIA-2.4 AL S8	SOLARIA-2.8 AL S8
CODIGO	942010635	942010644	942010653
EAN 13	8413880166681	8413880166698	8413880166704
PRECIO* (PORTES INCLUIDOS)	641€	717€	835€

* Precio sin I.V.A.

Curva de rendimiento instantáneo del captador



	captadores solares planos: ALUMINIO		
	SOLARIA-2.1 AL S8	SOLARIA-2.4 AL S8	SOLARIA-2.8 AL S8
DIMENSIONES			
Largo total (mm)	1.900	2.200	2.200
Ancho total (mm)	1.090	1.090	1.260
Fondo (mm)	90	90	90
Área total (m²)	2,06	2,40	2,77
Área de apertura (m²)	1,87	2,17	2,58
Área del absorbedor (m²)	1,77	2,14	2,46
Peso en vacío (kg)	38	43	50
Capacidad de fluido (l)	1,18	1,26	1,70
Fluido caloportador	agua o agua glicolada	agua o agua glicolada	agua o agua glicolada
Temperatura de estancamiento (°C)	197,0	197,0	197,0
Flexión máxima (Pa)	1.000	1.000	1.000
PRESIONES DE PRUEBA Y CAUDAL RECOMENDADO			
Presión de timbre (bar)	14,0	14,0	14,0
Presión máxima de trabajo (bar)	8,0	8,0	8,0
Presión mínima en captador (bar)	1,5	1,5	1,5
Caudal recomendado (l/h-m²)	45,0	45,0	45,0
Cauda de presión en línea (mm.c.a.) (qj-l/min)	1,93 · qj2 + 6,52 · qj	1,85 · qj2 + 7,32 · qj	2,24 · qj2 + 3,72 · qj
CALIDADES DE FABRICACIÓN			
Cubierta transparente	vidrio templado de 3,20 mm de espesor. Coef. Trans. 0,91		
Carcasa	aluminio anodizado AL-6063 T5 (espesor = 1,50 mm)		
Absorbedor	aletas de cobre (0,5 mm) soldadas por ultrasonidos a parrilla de cobre		
Tratamiento selectivo	proyección de electrodeposición de Cromo Negro sobre base de Niquel Claro		
Relación en parrilla	colector principal 22 mm / colector secundario 8 mm		
Aislamiento térmico	poliuretano rígido inyectado (25 mm) + lám. Aluminio + lana mineral (25 mm)		
Acabado posterior y sellado	propileno moldeado y burlete de EPDM		
Conexiones (4 uds)	B.S.P. hembra de 3/4"		
CURVAS DE RENDIMIENTO INSTANTANEO Y REGISTRO			
Rendimiento óptico η_i	72,96 %	72,96 %	80,80 %
K1	2,51 W/(m²K)	2,51 W/(m²K)	3,20 W/(m²K)
K2	0,038 W/(m²K²)	0,038 W/(m²K²)	0,010 W/(m²K²)
Contraseña de homologación	NPS-26507	NPS-26307	NPS-26407

- Interacumulador RBC 750L



La serie de interacumuladores RBC fue diseñada con una gran superficie de intercambio con un intercambiador fijo vitrificado para obtener una gran producción de agua caliente sanitaria. La larga duración del depósito está asegurada por el tratamiento interno de vitrificación, realizado a casi 850°C según la normativa DIN-4753 y del ánodo de magnesio anticorrosión.

El revestimiento externo de poliuretano, libre de CFC y HCFC, asegura un óptimo aislamiento. El acumulador viene acabado finalmente con una camisa de Skay en color gris, dando una protección adecuada al depósito.



PRECIOS											
Capacidad litros	150	200	300	400	500	750	1000	1500	2000	2500	3000
Código	RBC 0100	RBC 0200	RBC 0300	RBC 0400	RBC 0500	RBC 0750	RBC 1000	RBC 1500	RBC 2000	RBC 2500	RBC 3000
€	848	1.070	1.307	1.469	1.755	2.432	3.227	5.224	6.338	8.064	8.882

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Construcción acumulador	Acero al carbono de alta calidad
Tratamiento interno	Tratamiento anticorrosivo vitrificado para agua de uso alimentario según la directiva DIN-4753
Montaje	Vertical, en el suelo
Aislamiento (ababado SKAY)	Poliuretano rígido inyectado de 50 mm --> Hasta 500 (L) Poliuretano rígido de 70 mm --> 750 (L) Fibra de poliéster de 100 mm --> 1000 / 1500 /2000 (L)
Aislamiento (acabado en SKAY)	Poliuretano flexible de 100 mm --> 2500 / 3000 (L)
Acumulador	Pmáx 10 bar – Tmáx 95°C
Intercambiador	Pmáx 12 bar – Tmáx 110°C
Accesorios de serie	Ánodo de magnesio
Boca de inspección	Boca de hombre 400 x 480 mm a partir de 1.000 litros
Garantía	5 años
Normativa	Producto conforme a la norma CE 97/23 PED • Exento de certificado CE

- Módulo JA Solar 370W

Harvest the Sunshine

Mono

370W PERC Double Glass Module

JAM72D00 350-370/PR Series

Introduction

These double-glass modules are powered by PERC cells to provide high power output with higher energy generation at low-irradiance conditions and better temperature-dependent performance, as well as excellent reliability and durability during the lifespan of their deployment in the field.





PID resistant and free of snail trails



Increased module robustness to minimize micro-cracks



Fire class A enhanced safety

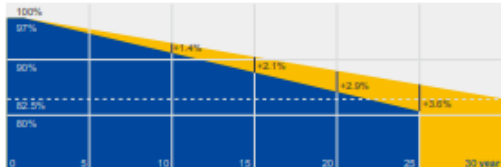


Suitable for harsh environments, such as coasts, deserts and lakes

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.5% Annual Degradation Over 30 years



■ Additional Value From 30-Year Warranty ■ JA Standard

Comprehensive Certificates

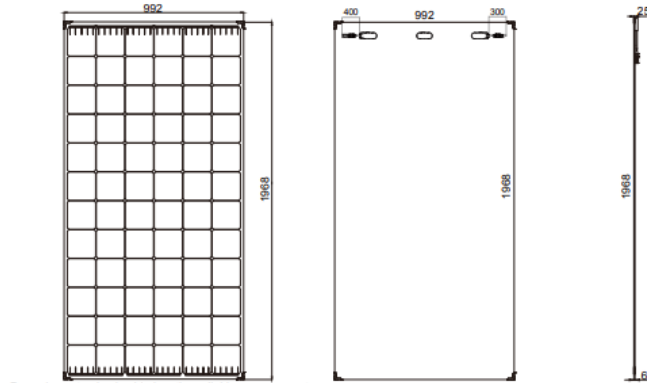
- IEC 61215, IEC 61730, IEC TS 62804, IEC 61701, IEC 62716, IEC 60068-2-68
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval








MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28kg±3%
Dimensions	1968mm×992mm×6mm (1968mm×992mm×25mm with junction box)
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	72(6x12)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Packaging Configuration	30 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D00 -350/PR	JAM72D00 -355/PR	JAM72D00 -360/PR	JAM72D00 -365/PR	JAM72D00 -370/PR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	350	355	360	365	370
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	47.28	47.59	47.90	48.18	48.43
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	38.72	38.93	39.18	39.45	39.70
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.52	9.58	9.65	9.72	9.78
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.04	9.12	9.19	9.26	9.32
Module Efficiency [%]	18.0	18.2	18.4	18.7	19.0
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.059%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.300%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.380%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

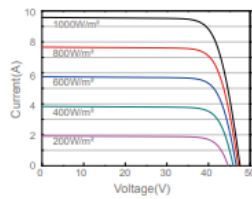
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

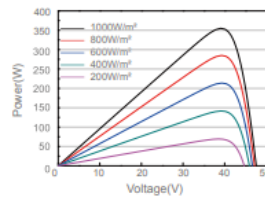
TYPE	JAM72D00 -350/PR	JAM72D00 -355/PR	JAM72D00 -360/PR	JAM72D00 -365/PR	JAM72D00 -370/PR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	259	263	266	270	274	Maximum System Voltage	1500V DC(IEC)
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	43.68	43.88	44.10	44.41	44.63	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	35.92	35.94	36.20	36.40	36.65	Maximum Series Fuse	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	7.63	7.70	7.76	7.81	7.86	Maximum Static Load, Front	5400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	7.21	7.31	7.36	7.42	7.47	Maximum Static Load, Back	2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					NOCT	45±2°C
						Application Class	Class A

CHARACTERISTICS

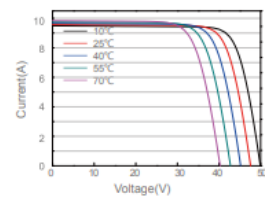
Current-Voltage Curve JAM72D00-355/PR



Power-Voltage Curve JAM72D00-355/PR



Current-Voltage Curve JAM72D00-355/PR



- Inversor Huawei SUN2000 2kW, 3kW y 4kW.

Smart Energy Center



Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



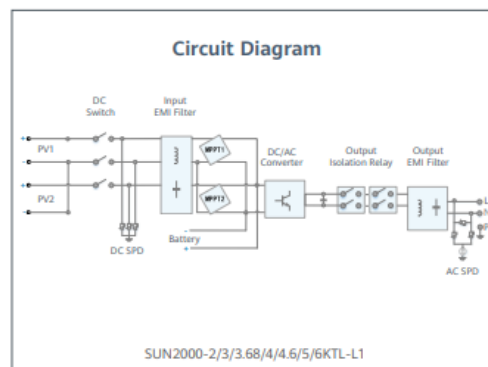
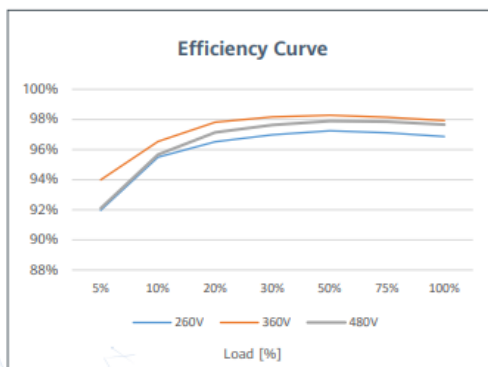
Higher Yields

Up to 30% More
Energy with Optimizer



2x POWER Battery Ready

5KW AC Output plus
5KW Battery Charge



Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Efficiency							
Max. efficiency	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
European weighted efficiency	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Input (PV)							
Recommended max. PV power ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Max. input voltage	600 V ³						
Start-up voltage	100 V						
MPPT operating voltage range	90 V – 560 V ³						
Rated input voltage	360 V						
Max. input current per MPPT	12.5 A						
Max. short-circuit current	18 A						
Number of MPP trackers	2						
Max. number of inputs	2						
Input (DC Battery)							
Compatible Battery	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Operating voltage range	350 ~ 450 Vdc						
Max operating current	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Max charge power	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Max discharge Power @7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Max discharge Power @10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh ¹							
Compatible Battery							
Operating voltage range	350 ~ 560 Vdc						
Max operating current	15 A						
Max charge Power	5,000 W ⁴						
Max discharge Power	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Output							
Grid connection	Single phase						
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz						
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %						
Backup power output	Yes (via Backup Box-5000 ¹)						
Protection & Feature							
Anti-Islanding protection	Yes						
DC reverse polarity protection	Yes						
Insulation monitoring	Yes						
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
Residual current monitoring	Yes						
AC overcurrent protection	Yes						
AC short-circuit protection	Yes						
AC overvoltage protection	Yes						
Over-heat protection	Yes						
Arc fault protection	Yes						
Battery reverse charging from grid	Yes						
General Data							
Operating temperature range	-25 ~ +60 °C (Derating above 45°C @ Rated output power)						
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH						
Operating altitude	0 ~ 4,000 m (Derating above 2,000 m)						
Cooling	Natural convection						
Display	LED indicators; integrated WLAN + FusionSolar APP						
Communication	RS485, WLAN via inverter built-in WLAN module						
Weight (incl. mounting bracket)	Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional); 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)						
Dimension (incl. mounting bracket)	12.0 kg (26.5 lb)						
Degree of protection	365mm * 365mm * 156 mm (14.4 x 14.4 x 6.1 inch)						
IP65							
Optimizer Compatibility							
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P						

Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116

*1 Available in 2020 Q3.

*2 Inverter max input PV power is 10,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

*3 The maximum input voltage and operating voltage upper limit will be reduced to 495 V when inverter connects and works with LG battery.

*4 2,500 W @ 5kWh HUAWEI ESS battery

*5 AS4777.2: 4999W. *6 VDE-AR-N 4105: 4600VA / AS4777.2: 4999VA. *7 AS4777.2: 4999VA. *8 AS4777.2: 21.7A.

Version No.:03-(20200409)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/