

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO



TEMA:

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN
SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED PARA MECRISGA FABRICA DE
MEDIAS**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

Autor:

Acosta Flores Carlos Alberto

Director:

Ing. Franklin Ramiro Flores Haro

Ibarra , 2023



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. Identificación de la Obra

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información.

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1002855821		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Carlos Alberto Acosta Flores		
DIRECCIÓN:	Calle Morales entre 31 de Octubre y Ricahurte		
EMAIL:	caacostaf@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062921656	TELÉFONO MOVIL:	0987239080
DATOS DE LA OBRA			
TÍTULO	PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED PARA MECRISGA FABRICA DE MEDIAS		
AUTOR	Carlos Alberto Acosta Flores		
FECHA	24 Mayo 2023		
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO			
PROGRAMA	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO		
TÍTULO POR EL QUE ASPIRA	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico		
DIRECTOR	Ing. Franklin Ramiro Flores Haro		

2. Constancia

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se desarrolló sin violar derechos de autor a terceros; por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 24 del mes de mayo de 2023

EL AUTOR:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Carlos Alberto Acosta Flores', is written over a horizontal line.

Carlos Alberto Acosta Flores

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

Yo, Franklin Ramiro Flores Haro en calidad de tutor del señor estudiante Carlos Alberto Acosta Flores certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **"PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED PARA MECRISGA FABRICA DE MEDIAS"**.

Para obtención del título de ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, aprobando la defensa, impresión y empastado.



Ing. Franklin Ramiro Flores Haro

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

Dedicatoria

Le dedico el resultado de trabajo a toda mi familia. A mi padre, quien, aunque no este físicamente presente, sus enseñanzas siguen guiando día a día , A mi madre que me apoya en los buenos y malos momentos. Gracias por enseñarme a enfrentar los obstáculos que la vida nos presenta.

A mis hermanos Marco y Sandra, por todo su apoyo incondicional y moral durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias.

A toda mi familia porque con sus consejos y palabras de aliento hicieron que nunca desmaye en este proceso y pueda culminar con éxito .

Agradecimiento

A mis padres y hermanos que han sido el motor y quienes estuvieron siempre a mi lado en los días y noches difíciles durante mi vida de estudiante. También son los que me han apoyado material y económicamente para poder culminar con éxito los estudios y nunca abandonarlos.

A mi tutor por su dedicación y paciencia, ya que con su apoyo no hubiese podido llegar a esta instancia anhelada. Gracias por los consejos brindados durante la etapa de estudiante, los cuales los llevaré presente en mi futuro profesional.

Tabla de Contenidos

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE.....	I
AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN.....	II
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE.....	II
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO.....	IV
Dedicatoria	V
Agradecimiento.....	VI
Tabla de Contenidos.....	VII
Índice de Figuras	X
Índice de Tablas	XII
Resumen	XIV
Abstract	XV
Introducción	XVI
Capítulo I	1
Principales tecnologías empleadas para la generación fotovoltaica.....	1
1.1 Calidad de la energía.....	1
1.2. Energías renovables.....	1
1.3. Tipos de energías renovables.....	2
1.3.1. Energía solar	2
1.3.2. Energía eólica.....	2
1.3.3. Energía hidráulica	3
1.3.3. Energía geotérmica	3
1.3.4. Energía de la biomasa.....	4
1.3.5. Energía del mar.....	4
1.4. Radiación solar	5
1.5. Irradiancia solar	6
1.6. Efecto fotovoltaico.....	7
1.7. Celda fotovoltaica	7
1.8. Tipos de fotocélulas.....	8
1.8.1. Células solares de silicio cristalino o monocristalino.....	8

1.8.2. Células solares de silicio multicristalino o policristalino.....	8
1.9. Sistemas fotovoltaicos	9
1.9.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.....	9
1.9.2. Sistemas fotovoltaicos independientes o autónomos.....	12
1.10. Partes de un sistema fotovoltaico	12
1.10.1. Panel solar fotovoltaico	12
1.10.2. Inversor	13
1.10.3. Cableado	14
1.10.4. Elementos de maniobra y protección.....	14
1.10.5. Medidor bidireccional.....	15
1.10.6. Normativa ecuatoriana para instalaciones fotovoltaicas	16
Capítulo II	19
Diseño de un sistema de generación fotovoltaica	19
2.1. Descripción del lugar de estudio	19
2.2. Metodología	19
2.3 Diseño del sistema de generación fotovoltaica	20
2.3.1. Potencia de consumo diario	20
2.3.2. Potencia fotovoltaica	20
2.3.3. Número de paneles fotovoltaicos.....	21
2.3.4. Potencia del inversor	21
2.3.5. Número de paneles solares en serie.....	21
2.3.6. Número de paneles solares en paralelo	21
2.3.7. Coeficiente de inclinación.....	21
2.3.8. Calibre de los conductores.....	22
2.3.9. Caída de tensión en los conductores	22
2.3.10. Pérdidas por orientación y/o inclinación.....	22
2.3.11. Separación de paneles	23
2.3.12. Protecciones para Corriente Continua (CC).....	23
2.4 Descripción del lugar de estudio	23
2.5 Área disponible para instalación	23
2.6 Comportamiento de la carga.....	24
2.7. Cálculo de la potencia diaria para el sistema fotovoltaico	24
2.8. Cálculo de las horas solar pico (HSP).....	25

2.9. Factor de rendimiento	26
2.10 Cálculo de la potencia fotovoltaica	26
2.11. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos	27
2.12. Cálculo de la potencia de los inversores	27
2.13. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos conectados en serie.....	28
2.14. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo.....	28
2.15. Cálculo de la orientación de los paneles fotovoltaicos	29
2.16. Cálculo del coeficiente de inclinación.....	29
2.17. Cálculo de la separación entre paneles fotovoltaicos.....	29
2.18. Cálculo de las pérdidas por orientación	30
2.19. Distribución de paneles.....	30
2.20. Dimensiones de los conductores	30
2.21. Cálculo de las protecciones	31
2.22. Medidor bidireccional	31
2.23. Sistema de puesta a tierra	31
2.24 Simulación	32
2.25 Diagrama unifilar del generador fotovoltaico	32
Capítulo III	33
Análisis económico de la implementación de un generador fotovoltaico conectado a la red	33
3.1 Formulación matemática para la viabilidad del proyecto	33
3.1.1. Valor Actual Neto (VAN)	33
3.1.2. Recuperación de la inversión.....	33
3.1.3. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).....	33
3.2. Energía resultante	34
3.3. Viabilidad ambiental.....	34
3.4. Costos totales	34
3.4.1. Análisis económico	36
3.4.2. Factibilidad técnica	40
3.4.3. Factibilidad económica	41
3.4.4. Factibilidad medioambiental	42
Conclusiones	45

Recomendaciones	46
Referencias Bibliográficas	47

Índice de Figuras

Fig. 1. Producción bruta energética anual porcentual en el 2020	1
Fig. 2. Generación de energía eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica.....	2
Fig. 3. Generación de energía eléctrica a partir de la energía solar térmica	3
Fig. 4. Generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica.....	3
Fig. 5. Generación de energía eléctrica a partir de la energía hidráulica	3
Fig. 6. Generación de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica.....	4
Fig. 7. Generación de energía eléctrica a partir de la energía de la biomasa	4
Fig. 8. Generación de energía eléctrica a partir de la energía mareomotriz	5
Fig. 9. Generación de energía eléctrica a partir de la energía undimotriz.....	5
Fig. 10. Tipos de radiación solar	6
Fig. 11. Irradiación solar global horizontal en el Ecuador	6
Fig. 12. Efecto fotovoltaico	7
Fig. 13. Potencial Eléctrico Fotovoltaico en Ecuador.....	7
Fig. 14. Estructura de la célula solar	8
Fig. 15. Celda de silicio monocristalino	8
Fig. 16. Celda de silicio policristalino.....	9
Fig. 17. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos	10
Fig. 18. Sistema fotovoltaico básico conectado a la red	10
Fig. 19. Sistema fotovoltaico conectado a la red completo.....	11
Fig. 20. Sistema fotovoltaico ubicados sobre el suelo	11
Fig. 21. Sistema fotovoltaico ubicados sobre edificaciones.....	12
Fig. 22. Sistema fotovoltaico autónomo.....	12
Fig. 23. Estructura de un panel solar fotovoltaico	13
Fig. 24. Tipos de onda de salida	13
Fig. 25. Sistema fotovoltaico con un polo aterrizado protegido con DPS Clamper	15
Fig. 26. Medidor bidireccional de la marca EASTRON.....	16
Fig. 27. Esquema de instalación para una instalación solar fotovoltaica residencial	16
Fig. 28. Ubicación de la fábrica de medias MECRISGA	19
Fig. 29. Proceso de diseño para el generador fotovoltaico.....	20
Fig. 30. Eficiencia por orientación y/o inclinación	22

Fig. 31. Área de instalación.....	24
Fig. 32. Consumo en kWh de la fábrica MECRISGA durante el periodo mayo – octubre de 2022.....	24
Fig. 33. Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos.....	29

Índice de Tablas

Tabla 1. Rendimiento de las celdas fotovoltaicas.....	9
Tabla 2. Configuraciones de los inversores conectados a la red.....	14
Tabla 3. Datos geográficos de la fábrica MECRISGA	23
Tabla 4. Promedio de consumo mensual	25
Tabla 5. Demanda de consumo diario.....	25
Tabla 6. Irradiación solar en Otavalo.....	26
Tabla 7. Potencia fotovoltaica diaria.....	26
Tabla 8. Principales características del panel fotovoltaico.....	27
Tabla 9. Número de paneles solares.....	27
Tabla 10. Potencias de los inversores.....	28
Tabla 11. Principales características de los inversores	28
Tabla 12. Número de paneles solares conectados en paralelo	29
Tabla 13. Corrientes de los inversores.....	31
Tabla 14. Potencias calculadas y generadas	32
Tabla 15. Costos de instalación del sistema solar fotovoltaico para la demanda del 30%... 34	
Tabla 16. Costos de instalación del sistema solar fotovoltaico para la demanda del 50%... 35	
Tabla 17. Costos de instalación del sistema solar fotovoltaico para la demanda del 70%... 35	
Tabla 18. Generación de energía solar de acuerdo a la demanda	36
Tabla 19. Generación económica mensual	36
Tabla 20. Flujo de caja, VAN, TIR y Payback para el generador que cubre el 30% de la demanda.....	37
Tabla 21. Flujo de caja, VAN, TIR y Payback para el generador que cubre el 50% de la demanda.....	38
Tabla 22. Flujo de caja, VAN, TIR y Payback para el generador que cubre el 70% de la demanda.....	39
Tabla 23. Análisis de la generación del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 30% y de la fábrica de medias MECRISGA	40
Tabla 24. Análisis de la generación del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 50% y de la fábrica de medias MECRISGA	41
Tabla 25. Análisis de la generación del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 70% y de la fábrica de medias MECRISGA	41
Tabla 26. Análisis económico del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 30% y de la fábrica de medias MECRISGA.....	41
Tabla 27. Análisis económico del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 50% y de la fábrica de medias MECRISGA.....	41

Tabla 28. Análisis económico del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 70% y de la fábrica de medias MECRISGA.....	42
Tabla 29. Reducción de emisión de CO ₂ según la generación fotovoltaica	42
Tabla 30. Redito económico de vender el CO ₂ de la planta generadora del 30%.....	42
Tabla 31. Redito económico de vender el CO ₂ de la planta generadora del 50%.....	41
Tabla 32. Redito económico de vender el CO ₂ de la planta generadora del 70%.....	42

Resumen

Actualmente, el uso de energías renovables ha aumentado considerablemente en todo el mundo ya que son amigables con el medio ambiente. En el Ecuador mediante las regulaciones No. ARCERNR: 001/2021, 002/2021 y la regulación ARCONEL 003/18 en la cual a las personas que generen energía eléctrica fotovoltaica obtendrán un incentivo. En este contexto, se diseñó un sistema de generación fotovoltaica con conexión a la red en la cual se presentan tres escenarios (30%, 50% y 70%) del consumo total de la fábrica de medias "MECRISGA", con estos escenarios buscaremos cuál es la mejor opción para tener un mayor beneficio económico, el mismo que fue desarrollado con información perteneciente al área de estudio como la irradiación, las horas solar pico y la orientación. Para el diseño de los sistemas de generación fotovoltaica se partió del consumo mensual de la fábrica de medias MECRISGA y una radiación solar promedio de 4,5 kWh/m². En base a la radiación solar y las distintas demandas de potencias se procedió a dimensionar y seleccionar los equipos más adecuados a utilizar en función de sus características y parámetros de operación que garanticen la generación de energía requerida por la fábrica. Los diseños realizados fueron simulados en el programa PVsyst obteniendo valores similares con lo cual se corrobora los calculados realizados. Posteriormente, se realizó la viabilidad económica por medio del cálculo del valor actual neto, la tasa interna de retorno y el payback con lo cual se determinó que el tiempo de retorno de lo invertido sería de aproximadamente 9 años a un interés del 9%. Finalmente, se llevó a cabo los estudios de factibilidad técnica y medio ambiental con lo cual se estima que se dejaría de emitir al medio ambiente al menos 81 000 toneladas de CO₂ anualmente.

Palabras claves: generación fotovoltaica, energía solar, sistemas fotovoltaicos, sistemas solares, plantas fotovoltaicas.

Abstract

Currently, the use of renewable energies has increased considerably around the world as they are friendly to the environment. In Ecuador through regulations No. ARCERNNR: 001/2021, 002/2021 and regulation ARCONEL 003/18 in which people who generate photovoltaic electricity will obtain an incentive, In this context, a photovoltaic generation systems with connection to the grid were designed in which three scenarios are presented (30%, 50% and 70%) of the total consumption of the "MECRISGA" hosiery factory, With these scenarios we will look for which is the best option to have a greater economic benefit, the same that was developed with information belonging to the study area such as irradiation, peak solar hours and orientation. For the design of the photovoltaic generation systems, the monthly consumption of the MECRISGA media factory and an average solar radiation of 4.5 kWh/m² were used. Based on the solar radiation and the different power demands, we proceeded to size and select the most appropriate equipment to be used according to its characteristics and operating parameters that guarantee the generation of energy required by the factory. The designs were simulated in the PVsyst program obtaining similar values with which the calculated ones are corroborated. Subsequently, the economic viability was made through the calculation of the net present value, the internal rate of return and the payback with which it was determined that the return time of the investment would be approximately 9 years at an interest of 9%. Finally, technical and environmental feasibility studies were carried out, which is estimated that at least 81,000 tons of CO₂ would no longer be emitted into the environment annually.

Keywords: photovoltaic generation, solar energy, photovoltaic systems, solar systems, photovoltaic plants.

Introducción

A.1. Contextualización

La generación masiva de electricidad inició a finales del siglo XIX, extendiéndose la iluminación eléctrica en las calles y las casas. Debido a sus crecientes aplicaciones, la electricidad fue uno de los motores fundamentales en la Segunda Revolución Industrial y fue el punto de partida para que grandes inventores y científicos dieran impulso a la carrera por innovación tecnológica convirtiéndola en una actividad industrial activa (Fundación Endesa, 2022).

Para Gavilanez et al. (2020), el uso de combustibles fósiles en todo el mundo se ha estabilizado debido a que los países han iniciado a utilizar fuentes de energías alternativas como son la solar y eólica.

A nivel mundial y en América Latina el uso de energías alternativas ha incrementado de forma considerable en la última década contribuyendo a la reducción de la contaminación atmosférica. Chile es un referente en América Latina en el uso de energías alternativas debido a su alto índice de generación de energía solar y eólica (Simons, 2016).

La generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica se realizan en función de las proyecciones de consumo. En el Ecuador con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), el sector eléctrico en 1966 contó con la primera planificación y en 1979 se inicia el uso de modelos matemáticos basados en computadoras que resuelvan las problemáticas de planificación. Basándose en los resultados obtenidos por los modelos matemáticos se elaboró en 1985 el Plan Maestro de Electrificación (Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, 1985). Actualmente, en el Ecuador existe un plan para mejorar las prácticas de eficiencia energética con el cual se busca fomentar el uso de energías alternativas (solar y eólica) hasta el año 2035 (Pazmiño-Miranda, 2020).

MECRISGA, es una empresa familiar iniciada por el Sr. Vicente García en 1982 con la apertura de un almacén de venta de calcetines llamado "Colección de Medias Cris". En el local se comercializaba el producto de su padre el Sr. Segundo García quien fue el pionero en la producción en masa de calcetines en el norte del país. La visión de la marca MECRISGA es ser para el 2025 un referente de prestigio a nivel nacional e internacional. Para alcanzar esta meta la empresa continuamente mejora sus procesos productivos con la finalidad de alcanzar la excelencia cuidando al medio ambiente.

A.2. Planteamiento del problema

En la última década, en el sector eléctrico ecuatoriano se han venido implementando proyectos que utilicen energías renovables tanto en el sector industrial como domiciliario. A nivel nacional, existe un gran interés por implementar sistemas de generación de energía renovable utilizando principalmente la energía fotovoltaica.

La fábrica de calcetines MECRISGA tiene un consumo promedio mensual de 33.456 kW/h. Debido al alto nivel de consumo energético que consume, la empresa está buscando una alternativa para la disminución de la dependencia de la energía proporcionada por la red eléctrica.

A.3. Justificación

El presente trabajo se enfoca en la generación de una propuesta de un estudio técnico - económico para la implementación de un generador fotovoltaico, con la finalidad de reducir la contaminación y los costos de facturación. La empresa MECRISGA cuenta con información disponible para el diseño y elección del equipamiento necesario que facilitan el desarrollo de la propuesta.

En el Ecuador, debido a la existencia de políticas y regulaciones que estimulan la micro generación y el autoabastecimiento que mejoren la calidad de energía beneficiando tanto al consumidor como al proveedor facilitan que este tipo de proyectos puedan ser implementados como son los casos de PROVEFRU y del banco PROCREDIT (sede en Quito) los cuales utilizan energía solar como fuente de suministro principal.

MECRISGA al ser una empresa comprometida con el cuidado del medio ambiente, busca generar su propia energía eléctrica utilizando la generación fotovoltaica como principal alternativa, con lo cual pretende disminuir la dependencia del consumo de la red eléctrica estatal a la vez que reducen sus costos mensuales por pago de planillas.

A.4. Alcance

El presente trabajo de grado se enfoca en realizar una propuesta técnico – económica que permita conocer cual es la opción más adecuada para obtener un mejor beneficio económico y reducir la dependencia de la red eléctrica principal que tiene la fábrica MECRISGA que se encuentra ubicada en la ciudad de Otavalo en el barrio San Eloy vía a Quiroga por medio del diseño de un generador fotovoltaico con conexión a la red. Se llevará a cabo el análisis de las instalaciones para dimensionar los equipos, teniendo en cuenta los escenarios en los que la carga es del 15%, 50% y 70%, información que permite dimensionar los paneles solares, inversores, medidores de energía, cableado y

protecciones. También se realiza un estudio económico que determina la inversión económica, tiempo de retorno y rentabilidad.

A.5. Objetivo General

Realizar una propuesta técnico-económico de un sistema de generación fotovoltaica conectada a la red en “MECRISGA” para reducir la dependencia de la red eléctrica pública.

A.6. Objetivos Específicos

1. Describir las tecnologías para la generación fotovoltaica con conexión a la red en instalaciones comerciales.
2. Diseñar el sistema de generación fotovoltaica con conexión a la red.
3. Realizar un estudio económico para la implementación del generador fotovoltaico con conexión a la red.

Capítulo I

Principales tecnologías empleadas para la generación fotovoltaica

En el presente capítulo, se presenta una breve introducción de la calidad de la energía; las energías renovables, los niveles de radiación en Ecuador, el conjunto de técnicas necesarias para la implementación de un sistema de generación fotovoltaico que pueda ser conectado a la red y la normativa vigente en Ecuador para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

1.1 Calidad de la energía

La industria requiere de sistemas eléctricos que alimenten cargas cada vez más complejas y que permitan un aprovechamiento óptimo de la misma. Para lo cual se debe tener en cuenta la forma correcta de entregar la energía de manera confiable y eficiente a las diferentes cargas y la forma de mejorar su distribución y su consumo. Teniendo en cuenta que un equipo conectado a la red eléctrica queda interconectado con otros sistemas, cualquier perturbación afecta de manera directa o indirecta a las demás cargas. Por tal motivo, la eficiencia en el manejo y consumo de la energía eléctrica es actualmente un campo de estudio en auge debido al peso económico que representa para los consumidores (doméstico o industrial) (Jimenez, 2012).

1.2. Energías renovables

Actualmente, debido a los efectos del calentamiento global el uso de las energías renovables o también denominadas energías limpias se han proliferado debido a que son recursos inagotables como son la energía solar, mareomotriz, geotérmica, eólica, entre otras (Romero-Crespo & Flores-Peralta, 2019).

En el Ecuador, según el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE, 2020), aproximadamente el 89.24% de la energía eléctrica generada proviene de fuentes hidráulicas y apenas el 9.84% se genera de fuentes alternativas como se puede ver en la Figura 1.

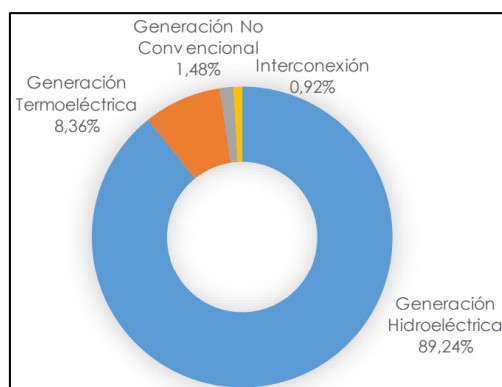


Fig. 1. Producción bruta energética anual porcentual en el 2020
Fuente: Obtenido de (CENACE, 2020)

1.3. Tipos de energías renovables

Las energías renovables son energías derivadas de fuentes de energía naturales que llegan a reponerse más rápido de lo que pueden consumirse. Las principales fuentes de energías renovables (también llamadas energías limpias o alternativas) son la solar, hidráulica, geotérmica, biomasa, eólica y del mar (Nations United, 2022).

1.3.1. Energía solar

Es la energía que se obtiene a partir de la radiación que procede del sol y esta es la que más abunda e incluso puede obtenerse aún con el cielo nublado. (Romero-Crespo & Flores-Peralta, 2019). La energía solar puede ser fotovoltaica y/o térmica.

- **Energía solar fotovoltaica:** aprovecha la luz solar y la transforma en electricidad mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos (ACCIONA, 2020). La Figura 2 representa el proceso simplificado de la obtención y posterior generación de energía eléctrica partiendo de la energía solar fotovoltaica.

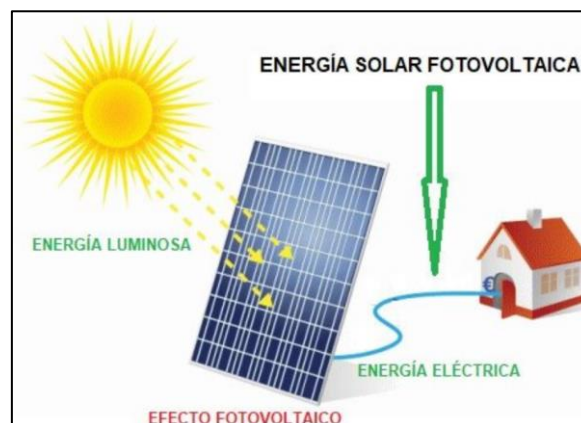


Fig. 2. Generación de energía eléctrica partiendo de la energía solar fotovoltaica
Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/mB7tnxi>

- **Energía solar térmica:** es la energía que aprovecha el calor del sol haciendo uso de colectores térmicos que absorben y concentran el calor (Hoe-Gil, 2015). Para la generación de la energía eléctrica partiendo de la energía solar térmica se necesitan los siguientes dispositivos: 1) colector o panel solar térmico, 2) depósito de almacenamiento, 3) caldera, 4) estación solar y 5) consumo del agua (ver Figura 3).

1.3.2. Energía eólica

La energía eólica es la que se obtiene del viento y la que por medio de un aerogenerador eólico se convierte la energía cinética en electricidad (Espinosa-Arrazola & Ramírez-Hernández, 2016). Según la ubicación de los parques eólicos se clasifican en dos tipos de energía eólica: terrestre u *on-shore* y marina u *off-shore*. En la Figura 4 se puede observar el proceso de generación eléctrica a partir de la energía eólica.

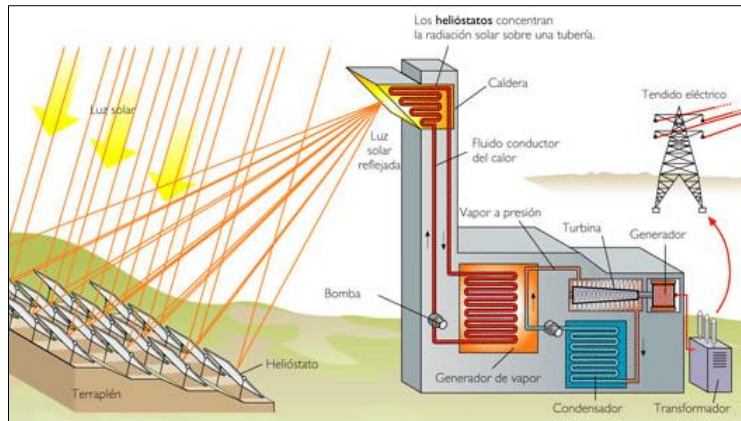


Fig. 3. Generación de energía eléctrica a partir de la energía solar térmica
 Fuente: Disponible en <https://cutt.ly/JB7ysBy>

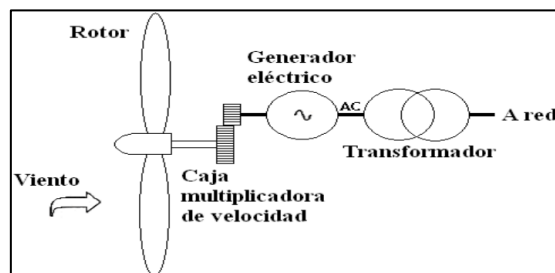


Fig. 4. Generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica
 Fuente: Obtenido de (Espinosa-Arrazola & Ramírez-Hernández, 2016)

1.3.3. Energía hidráulica

La energía hidráulica o también llamada energía hidroeléctrica, es aquella que utiliza la energía mecánica del agua en movimiento y la transforma en energía eléctrica (ver Figura 5). Las centrales hidroeléctricas pueden ser de embalse, agua fluyente y reversibles o de bombeo (Ortiz-Cevallos, 2015).

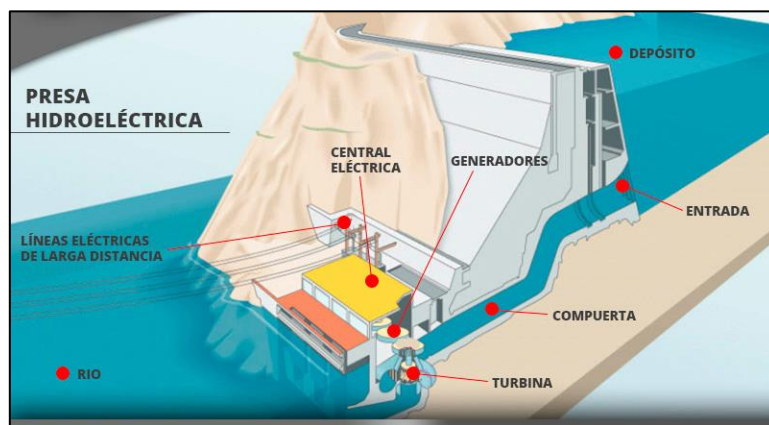


Fig. 5. Generación de energía eléctrica a partir de la energía hidráulica
 Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/9B7p07M>

1.3.3. Energía geotérmica

La energía geotérmica se origina del aprovechamiento del calor procedente del interior del planeta. Este recurso energético está presente en cualquier geografía, pero solo puede ser

aprovechada en localizaciones que tengan condiciones físicas concretas. En las ubicaciones más favorables se manifiesta de forma natural mediante fuentes termales, géiseres o volcanes (Dickson & Fanelli, 2004). En la Figura 6 se puede ver el proceso para convertir la energía geotérmica en energía eléctrica.

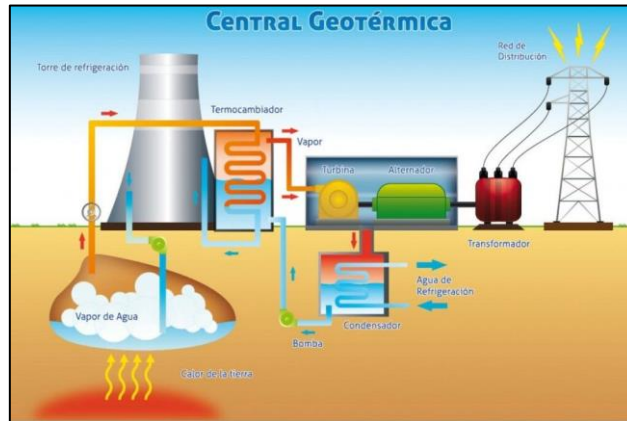


Fig. 6. Generación de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica
Fuente: Disponible en <https://cutt.ly/LNe4fHO>

1.3.4. Energía de la biomasa

La biomasa es toda la materia orgánica que es susceptible de ser utilizada como fuente de energía. La biomasa puede ser aprovechada de múltiples maneras como, por ejemplo: de un proceso de biodegradación generado por microorganismos se obtiene el biogás o por medio del uso de cultivos energéticos (cultivos no destinados a la alimentación) se obtiene los biocombustibles. En ambos casos la principal característica es que son neutros en carbono (Nogués et al., 2010). El proceso para convertir la energía de la biomasa en energía eléctrica se puede ver en la Figura 7.

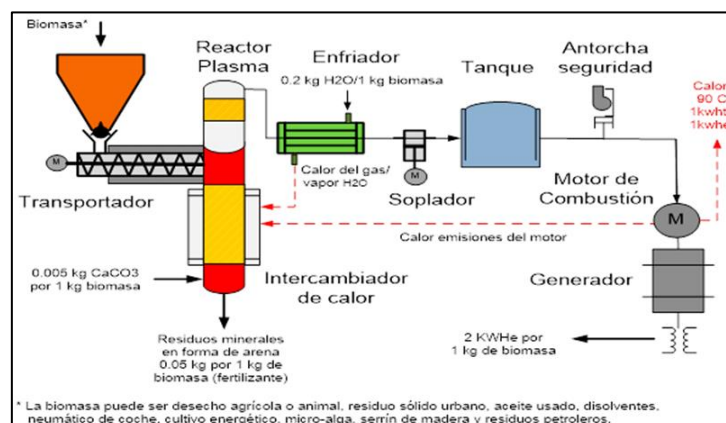


Fig. 7. Generación de energía eléctrica a partir de la energía de la biomasa
Fuente: Obtenido de <https://cutt.ly/lNe7rXo>

1.3.5. Energía del mar

Para (Perales, 2013), la energía marina también llamada energía de los océanos. Los sistemas de energía oceánica se encuentran aún en etapa inicial de desarrollo y con una

variedad de dispositivos de conversión del oleaje (energía undimotriz) y las corrientes de las mareas (energía mareomotriz) en fase experimental. El potencial teórico de la energía oceánica superaría cualquier necesidad energética actual de los seres humanos.

- Energía mareomotriz aprovecha la subida y la bajada de las mareas. El proceso para convertir la energía mareomotriz en energía eléctrica se puede ver en la Figura 8.
- Energía undimotriz aprovecha el movimiento procedente de las olas. El proceso para convertir la energía undimotriz en energía eléctrica se puede visualizar en la Figura 9.

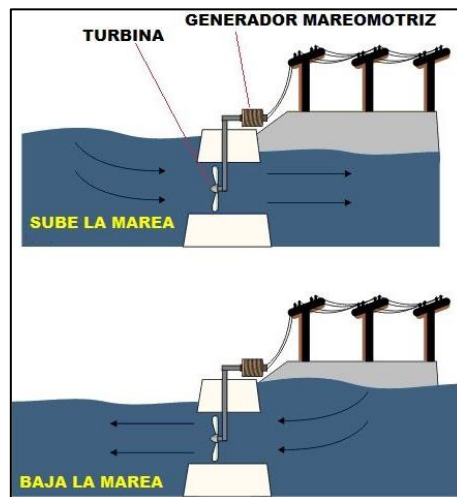


Fig. 8. Generación de energía eléctrica a partir de la energía mareomotriz
Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/WNe72Gd>

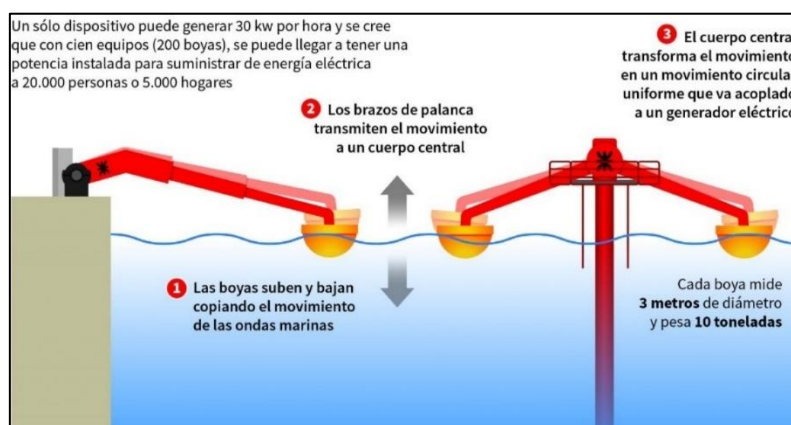


Fig. 9. Generación de energía eléctrica a partir de la energía undimotriz
Fuente: Disponible en <https://cutt.ly/0Ne5ppr>

1.4. Radiación solar

El sol emite energía en todas las direcciones en forma de ondas electromagnéticas que atraviesan el espacio hasta llegar a la Tierra (López-Velasco, 2019). En la Figura 10 se observa los tres tipos de radiación solar mediante la cual se determina el tipo de célula fotovoltaica a utilizar. Para (Pareja-Aparicio, 2010), la radiación solar directa es la que llega directamente del sol sin desviaciones al atravesar la atmósfera, la radiación solar difusa sufre cambios en su dirección por la reflexión y difusión en la atmósfera y la radiación solar reflejada

es aquella radiación directa y difusa que es captada por reflexión con el suelo o alguna superficie próxima.

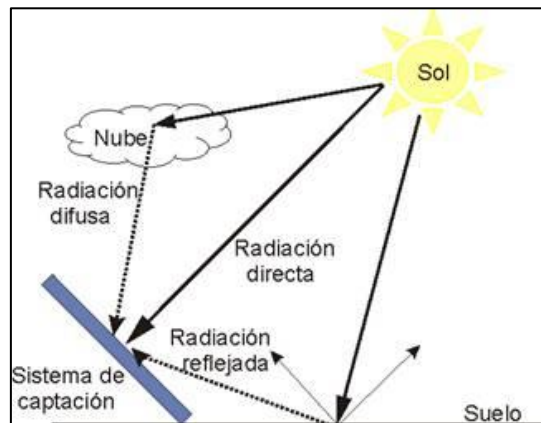


Fig. 10. Tipos de radiación solar
Fuente: Obtenido de <https://cutt.ly/PNrQDW9>

1.5. Irradiancia solar

Es la potencia instantánea que se receipta sobre la superficie y se mide en Wh/m^2 . La constante solar es $1367 Wh/m^2$, que es la irradiancia que se receipta en el plano horizontal perpendicular a los rayos que emite el sol (Cruceira-Fueltan, 2019).

El Ecuador al ubicarse en la línea ecuatorial posee una irradianción solar promedio superior a otros países. España tiene un promedio de $1600 Wh/m^2$ día; mientras que, Ecuador tiene $4575 Wh/m^2$ día lo que representaría casi el triple (García-Pesántez, 2020). La Figura 11 es el mapa solar del Ecuador, el cual sirve de referencia para tener conocimiento de la radiación solar que existe en el área en estudio.

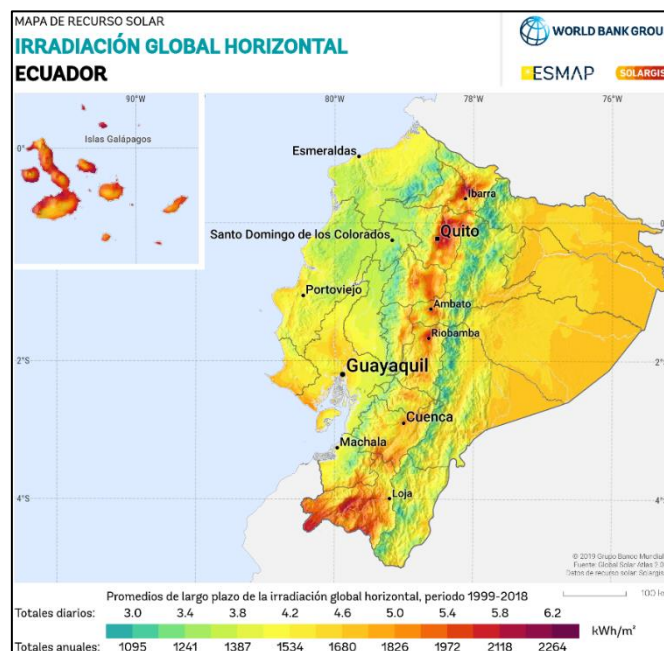


Fig. 11. Irradianción solar global Horizontal en el Ecuador
Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/xNrruHc>

1.6. Efecto fotovoltaico

Es el resultado de la producción de una corriente eléctrica generada por el contacto de dos piezas de distinto material que se encuentran expuestas a una radiación electromagnética (luz solar). El efecto fotovoltaico representado gráficamente puede ser visto en la Figura 12, el proceso comienza cuando un fotón choca con un electrón de la última órbita de un átomo de silicio y éste último es conocido como electrón de valencia. El electrón de valencia adquiere la energía con la que se movía el fotón (Planas, 2015).

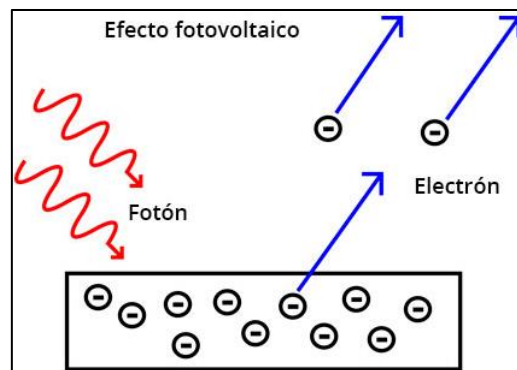


Fig. 12. Efecto fotovoltaico
Fuente: Disponible en <https://cutt.ly/pNrtllo>

El potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador se presenta en la Figura 13.

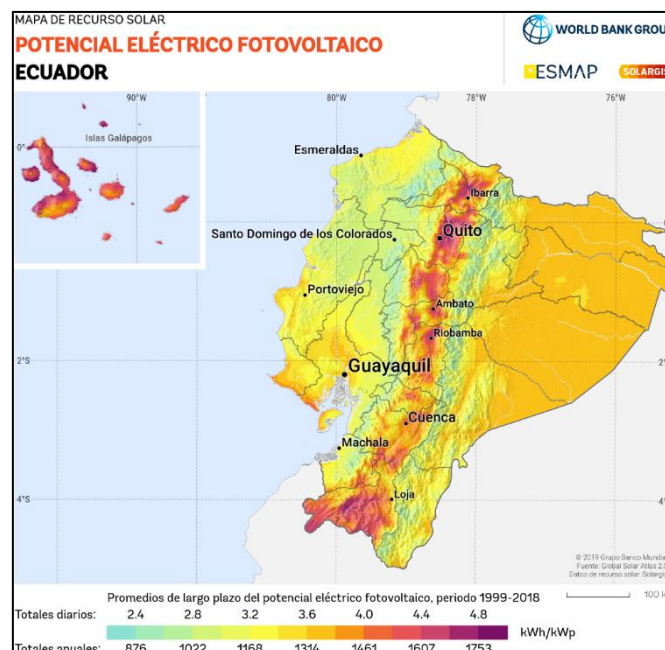


Fig. 13. Potencial Eléctrico Fotovoltaico en Ecuador
Fuente: Disponible en <https://cutt.ly/xNrruHc>

1.7. Celda fotovoltaica

Una celda fotovoltaica, célula solar, fotocélula, celda solar o célula fotovoltaica fueron descubiertas en 1839 por el físico Alexandre-Edmon Becquerel. Las células fotovoltaicas son dispositivos eléctricos que transforman la energía lumínica en energía eléctrica (García-

Pesántez, 2020). La estructura y composición de una célula fotovoltaica puede ser apreciada en la Figura 14.

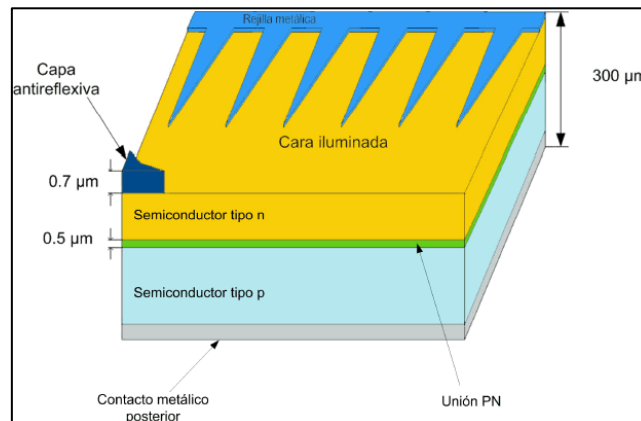


Fig. 14. Estructura de la célula solar
Fuente: Obtenido de <https://cutt.ly/ENy01>

1.8. Tipos de fotocélulas

Dependiendo la naturaleza y composición de las celdas fotovoltaicas, en el mercado los paneles solares se encuentran hechos de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino y/o de silicio multicristalino.

1.8.1. Células solares de silicio cristalino o monocristalino

Estas celdas son de alto costo económico en comparación a otro tipo de celdas fotovoltaicas y por ello su uso es poco habitual. Tienen un mejor rendimiento y por lo tanto incrementa su relación Wp/m^2 (Pandey et al., 2016). Una celda fotovoltaica de silicio cristalino con la cual se construyen paneles solares de alta eficiencia puede ser observada en la Figura 15.



Fig. 15. Celda de silicio monocristalino
Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/SNyiDAQ>

1.8.2. Células solares de silicio multicristalino o policristalino

La eficiencia de una celda fotovoltaica de silicio multicristalino es más baja que la de una celda fotovoltaica de silicio cristalino sobre todo en condiciones de baja iluminación. Este tipo de celdas son más económicas que las células fotovoltaicas monocristalino y su eficiencia de

conversión ha ido mejorando debido a los múltiples avances realizados en este tipo de célula en el último lustro (Yahyaoui, 2018). La mayoría de paneles solares comerciales se encuentran hechos de células fotovoltaicas de silicio policristalino (Ver Figura 16).

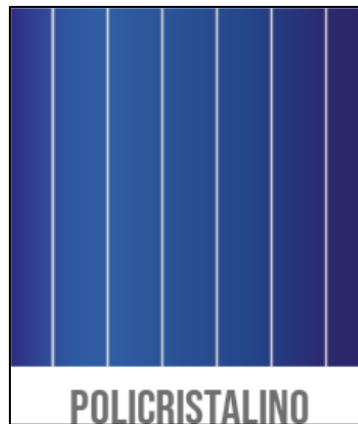


Fig. 16. Celda de silicio policristalino
Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/SNyiDAQ>

En la Tabla 1 se describe el rendimiento estimado de las celdas fotovoltaicas monocristalino y policristalino.

TABLA 1
Rendimiento de las celdas fotovoltaicas

Tipo de celda	Eficiencia en laboratorio	Eficiencia en módulos comerciales
Silicio policristalino	24%	13 – 15%
Silicio monocristalino	19%	12 – 14%

Fuente: (García-Pesántez, 2020)
Elaborado por: Acosta, 2023

1.9. Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos que aprovechan la energía solar para convertirla en electricidad. Si el sistema se conecta a la red eléctrica, esta energía debe ser transformada en corriente alterna mediante un inversor y así poder ser utilizada en la industria y/o en los hogares (Pandey et al., 2016).

En (García-Pesántez, 2020) se describe que dependiendo el tipo de aplicación en la que se empleen los sistemas fotovoltaicos, estos pueden ser: autónomos, de bombeo y conectados a la red (ver Figura 17).

1.9.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) están constituidos principalmente por un generador fotovoltaico que se conecta a un inversor que trabaja en paralelo con la red eléctrica convencional. La concepción de SFCR es válida tanto para aplicaciones de varios megavatios como de unos cuantos kilovatios (Buele-Avila & Chazi-Solis, 2019). Un

esquemático básico de un SFCR conectado a la red y los elementos que la conforman se presenta en la Figura 18. Adicionalmente, se debe tener en consideración la frecuencia de la red que puede ser 50 o 60 Hz dependiendo de la región en la que se desea instalar el SFCR.

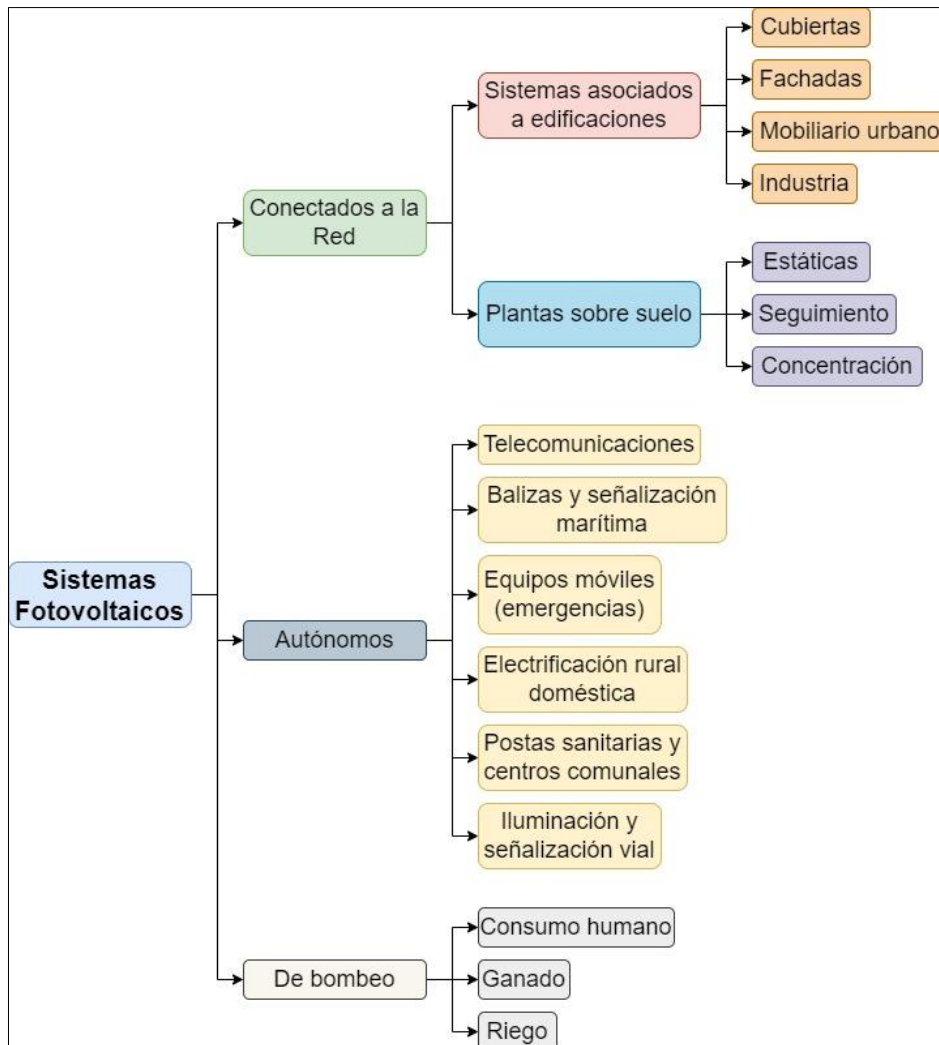


Fig. 17. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos
 Fuente: (García-Pesántez, 2020)
 Elaborado por: Acosta, 2023

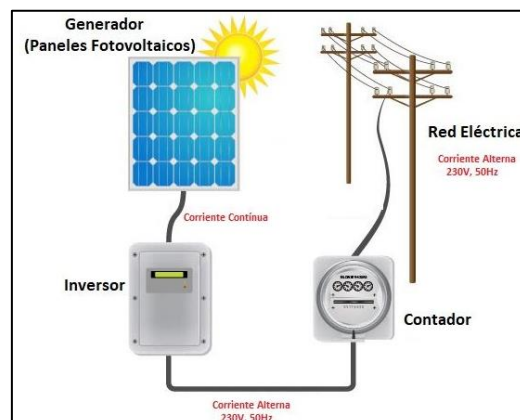


Fig. 18. Sistema fotovoltaico básico conectado a la red
 Fuente: Obtenido de <https://cutt.ly/WNudrnT>

Para Cornejo-Lalupú (2013), el generador fotovoltaico estará conformado por el número necesario de paneles solares conectados en serie que permitan alcanzar la tensión nominal de funcionamiento y las suficientes ramas que de igual manera permitan alcanzar la corriente requerida. Para la conexión del inversor previamente se debe incorporar elementos de protección como: fusibles, diodos de bloqueo y descargadores de tensión. El inversor será el encargado de transformar la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna con las mismas características de la energía de la red. Es recomendable incluir un transformador para aislamiento galvánico, un interruptor automático de desconexión, un vigilante de tensión y un contador para tarificar la potencia eléctrica inyectada en la red (ver Figura 19).



Fig. 19. Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red completo
Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/ZNug0BD>

- **SFCR ubicados sobre el suelo.** Estos sistemas maximizan la generación eléctrica anual haciendo el menor uso de suelo posible (ver Figura 20). Los sistemas de este tipo pueden ser estáticos o de seguimiento. En los sistemas de seguimiento se utiliza un motor de C.C. para modificar el ángulo de inclinación de los paneles tratando de tener siempre perpendicularidad de los rayos solares sobre los paneles; por su parte, en los sistemas estáticos se busca una ubicación fija en la cual los paneles maximicen la captación de la radiación (Perpiñan-Lamigueiro, 2020).



Fig. 20. Sistema Fotovoltaico ubicados sobre el suelo
Fuente: Disponible en <https://cutt.ly/gNuzlwX>

- **SFCR ubicados sobre edificaciones.** Estos sistemas son más complicados que los anteriores a causa del espacio limitado, inclinación y orientación (ver Figura 21). Los sistemas de seguimiento en este tipo de estructuras son casi inexistentes, por lo que se debe tener en cuenta la potencia a requerir porque de esto depende el número de paneles que se deberá instalar y/o utilizar (Buele-Avila & Chazi-Solis, 2019).



Fig. 21. Sistema Fotovoltaico ubicados sobre edificaciones
Fuente: Obtenido de <https://cutt.ly/9NucmBB>

1.9.2. Sistemas fotovoltaicos independientes o autónomos

Son aquellos sistemas que no cuentan con ningún tipo de conexión a la red; por lo cual, comunemente se instalan en zonas rurales y/o lugares apartados de la red eléctrica (Schallenberg-Rodríguez et al., 2008). En la Figura 22 se puede ver un sistema fotovoltaico autónomo aplicado a las telecomunicaciones.



Fig. 22. Sistema Fotovoltaico autónomo
Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/RNuv4OP>

1.10. Partes de un sistema fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos están integrados por distintos equipos electrónicos, donde cada uno cumple con una función específica.

1.10.1. Panel solar fotovoltaico

Generalmente es una placa rectangular constituida por un conjunto de células fotovoltaicas que se encuentran preservadas por un marco de vidrio y aluminio anodizados. La función

principal de los paneles solares es resistir el peso de las células fotovoltaicas y a la vez protegerlas de los efectos ocasionados por la intemperie. La vida útil de los paneles fotovoltaicos es de aproximadamente 20 años y solo necesitan un mantenimiento anual el mismo que consiste en limpiar el vidrio para prevenir que las células fotovoltaicas no puedan captar eficientemente la radiación solar (Pilco & Jaramillo, 2008). A detalle las partes que conforman un panel solar fotovoltaico se pueden observar en la Figura 23.

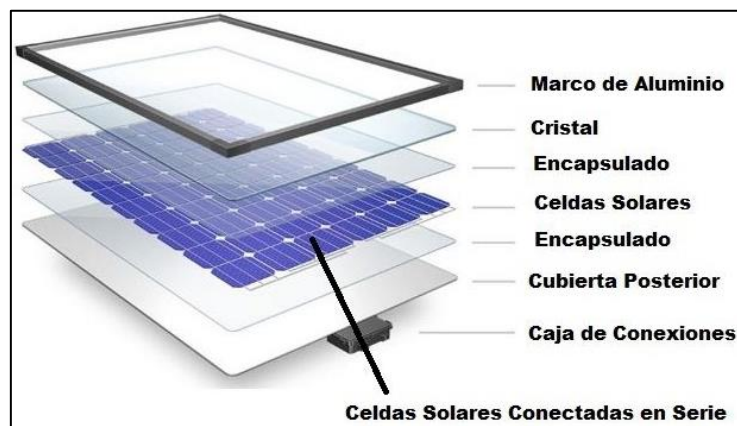


Fig. 23. Estructura de un panel solar fotovoltaico
Fuente: Disponible en <https://cutt.ly/dNuQR7a>

1.10.2. Inversor

Es un dispositivo cuya función principal es transformar la corriente continua (CC) obtenida de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (CA) sinusoidal monofásica o trifásica (Ortiz-Cevallos, 2015). En Iza-Quishpe (2020), manifiesta que los inversores se pueden clasificar según la señal de onda de salida en: modificada, cuadrática y sinusoidal (ver Figura 24). Los inversores con salida sinusoidal son usados en la mayoría de instalaciones de sistemas fotovoltaicos.

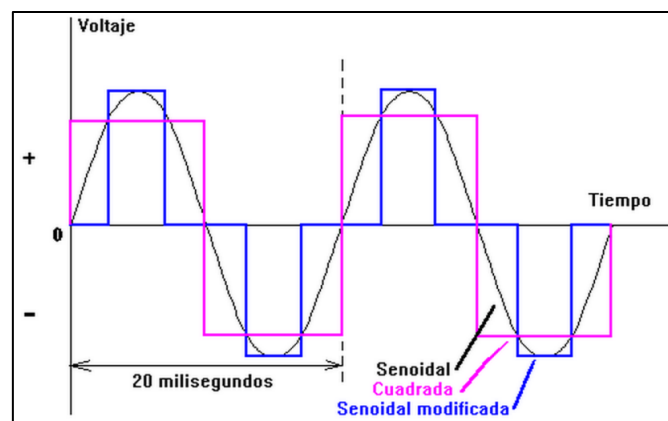


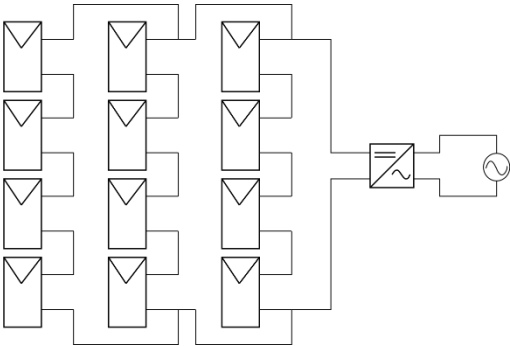
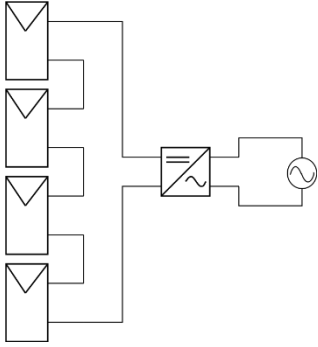
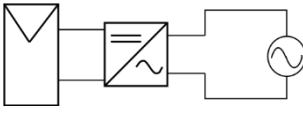
Fig. 24. Tipos de onda de salida
Fuente: (Ferrero, 2016)

Para que un inversor pueda ser conectado a la red no debe afectar la calidad de energía de la red eléctrica y deben ser capaces de autosincronizarse correctamente con el voltaje y

frecuencia. Los inversores deben proteger contra sobre voltajes, cortocircuitos y frecuencias alejadas del rango requerido (Iza-Quishpe, 2020).

En la Tabla 2 se describe las configuraciones típicas utilizadas para los inversores que se conectan a la red.

TABLA 2
Configuraciones de los inversores conectados a la red

Configuración	Imagen	Descripción
Central		Un único inversor se conecta a varias filas de conjuntos de paneles fotovoltaicos.
Cadena (String)		El inversor se asocia únicamente a una cadena ("string") de módulos fotovoltaicos, esto es, a un conjunto de módulos conectados en serie.
Módulo (Microinverter)		Cada módulo fotovoltaico está asociado a un inversor.

Fuente: (Tecnológico de Costa Rica, 2022)
Elaborado por: Acosta, 2023

1.10.3. Cableado

Los cables de los sistemas fotovoltaicos deben soportar condiciones de intemperie, sobre tensiones y condiciones específicas del ambiente donde serán instalados. Además, se debe tener en cuenta las pérdidas generadas en las uniones tanto en la parte de corriente alterna como del lado de corriente continua (Gozalbes-Sánchez, 2015).

1.10.4. Elementos de maniobra y protección

Una instalación solar fotovoltaica al igual que una instalación eléctrica tradicional debe estar correctamente protegida frente a cualquier peligro que implique el uso de energía

eléctrica. Para (CLAMPER, 2022), recomienda utilizar los siguientes elementos de protección en las instalaciones fotovoltaicas:

- **Interruptores magnetotérmicos:** brindan protección a la instalación de sobrecargas y cortocircuitos.
- **Varistores o descargadores:** protegen de sobretensiones atmosférica, se deben colocar a las salidas de cada una de las filas de los módulos fotovoltaicos y antes de cada elemento de protección y desconexión.
- **Interruptores diferenciales:** protege a las personas contra contactos indirectos. Para su correcto funcionamiento debe estar asociado a una correcta toma de tierra.
- **Toma de tierra:** es una red paralela a la de consumo por la cual se derivan todas las corrientes de defecto que surjan en la instalación, evitando que puedan provocar accidentes. La toma de tierra debe ser independiente a la del neutro de la empresa eléctrica, con una distancia mínima entre ambas de 15 metros, a esta toma de tierra se deben conectar las estructuras de los paneles, carcasas metálicas y cualquier elemento metálico susceptible de ponerse en tensión.

La Figura 25 da a conocer una solución que debe ser aplicada en donde no exista riesgo de una descarga directa de rayo. Sólo sobretensiones inducidas. Cuanto mayor sea la capacidad del DPS, mayor será su tiempo de vida.

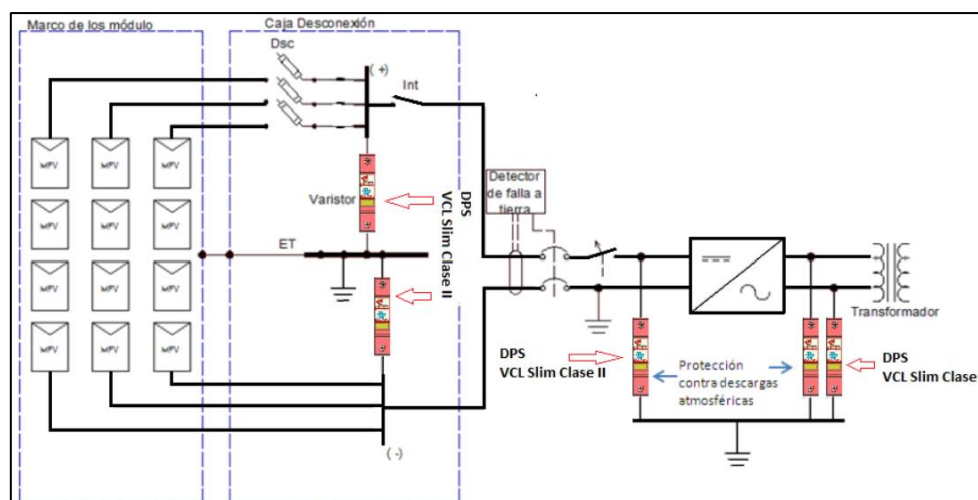


Fig. 25. Sistema fotovoltaico con un polo aterrizado protegido con DPS Clamper
Fuente: (CLAMPER, 2022)

1.10.5. Medidor bidireccional

Es un dispositivo que contabiliza la electricidad que se consume de la red local y también registra la energía producida con un sistema fotovoltaico. La adquisición de este medidor es un requisito que se debe cumplir si se instala paneles solares de manera interconectada a la red, ya que permite determinar adecuadamente el consumo, ya sea a nivel doméstico, comercial y/o industria (ver Figura 26).



Fig. 26. Medidor bidireccional de la marca EASTRON
Fuente: Obtenido de <https://cutt.ly/kNoRFPH>

1.10.6. Normativa ecuatoriana para instalaciones fotovoltaicas

Las plantas fotovoltaicas instaladas o diseñadas son direccionadas por la norma impuesta en cada país para precautelar la seguridad y el adecuado funcionamiento de la red eléctrica a la vez que se salvaguarda la integridad de operadores y usuarios. En Ecuador, se norma la instalación de sistemas fotovoltaicos mediante la Resolución Nro. ARCONEL-042/18, en la misma se indican los requisitos técnicos a considerar para la microgeneración fotovoltaica con una capacidad nominal de 100 kW que opere en simultaneidad con la red de energía pública instaladas o ubicadas en superficies de edificaciones o viviendas (ARCONEL, 2018). De igual forma, se norma las siguientes aplicaciones: establecimientos comerciales públicos y/o privados, entidades públicas y/o privadas, instalaciones de bombeo de agua, edificaciones religiosas y espacios deportivos. La Figura 27 muestra el bosquejo de conexión con la estructura física mínima con la que debe contar una instalación solar fotovoltaica en el Ecuador.

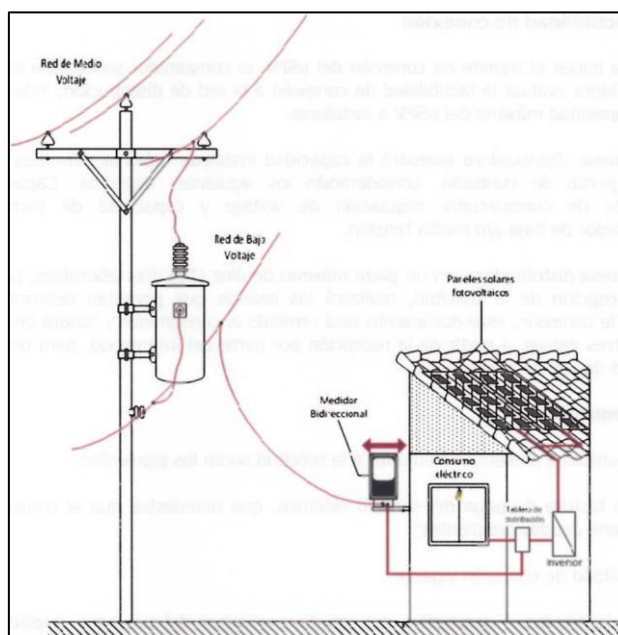


Fig. 27. Esquema de instalación para una instalación solar fotovoltaica residencial
Fuente: (ARCONEL, 2018)

En Ecuador, la implementación de energía solar se encuentra normado por las siguientes leyes que promueven su uso y regulan su instalación.

- Constitución de la República del Ecuador (2008): En la Constitución ecuatoriana se establece el derecho de las personas a acceder a fuentes de energía renovable y no contaminante. Según el artículo 14 de la Constitución: "Se reconoce el derecho a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, así como el deber de proteger la naturaleza, preservar el patrimonio natural y cultural del país y asegurar la sustentabilidad del desarrollo".
- Ley de Fomento de Energías Renovables y Eficiencia Energética (2011): Esta ley tiene como objetivo fomentar el uso de energías renovables y la eficiencia energética en Ecuador. En ella se establecen incentivos para la implementación de proyectos de energía renovable y se establecen medidas para la regulación de la generación y comercialización de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.
- Reglamento de la Ley de Fomento de Energías Renovables y Eficiencia Energética (2012): Este reglamento tiene como objetivo regular la implementación de la Ley de Fomento de Energías Renovables y Eficiencia Energética. En él se establecen los procedimientos para la obtención de incentivos para la implementación de proyectos de energía renovable y se establecen las normas técnicas y de seguridad para la instalación de equipos de energía renovable.
- Plan Nacional de Energía (2016-2040): Este plan establece la estrategia del gobierno ecuatoriano para el desarrollo de la energía en el país. En él se reconoce el potencial de las energías renovables en el país y se establecen metas para el incremento de la participación de estas fuentes de energía en la matriz energética del país.

Para instalar un sistema solar fotovoltaico conectado a la red en Ecuador, es necesario realizar una serie de trámites y obtener autorizaciones correspondientes. A continuación, se describen los pasos a seguir:

1. Obtener el permiso de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL): Para conectar un sistema solar a la red eléctrica en Ecuador, es necesario obtener el permiso de la ARCONEL. Para ello, se debe presentar una solicitud en la que se incluyan los detalles del proyecto y se demuestre que el sistema cumple con las normas y regulaciones aplicables. Además, se debe presentar un estudio técnico que incluya el diseño del sistema, los cálculos de generación, y la lista de equipos a utilizar.
2. Obtener el permiso de la Empresa Eléctrica correspondiente: Una vez obtenido el permiso de la ARCONEL, se debe solicitar el permiso de la Empresa Eléctrica

correspondiente (EE). La EE debe revisar el diseño del sistema y asegurarse de que cumple con los requisitos técnicos y de seguridad de la empresa.

3. Obtener el certificado de aprobación del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables: Para la conexión del sistema solar fotovoltaico a la red eléctrica, es necesario obtener el certificado de aprobación del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Para obtener el certificado, se debe presentar la documentación correspondiente que demuestre que se ha obtenido el permiso de la ARCONEL y la EE.

Es importante mencionar que los trámites pueden variar dependiendo de la empresa eléctrica y la zona donde se va a instalar el sistema solar fotovoltaico. Por lo tanto, se recomienda revisar los procedimientos específicos en la zona donde se va a instalar el sistema.

Capítulo II

Diseño de un sistema de generación fotovoltaica

Este capítulo tiene como finalidad presentar la metodología, los cálculos específicos acerca de los diferentes componentes que forman parte del sistema de generación fotovoltaica con conexión a la red. De igual forma se expone el diseño del sistema de generación fotovoltaica con conexión a la red para la fábrica de medias MECRISGA.

2.1. Descripción del lugar de estudio

La propuesta técnico-económico del sistema de generación solar fotovoltaico conectado a red se realiza para la fábrica de medias MECRISGA ubicada en Otavalo en el Barrio San Eloy por la vía Otavalo – Quiroga a 100 metros de la vía Otavalo – Selvaalegre (ver Figura 28).



Fig. 28. Ubicación de la fábrica de medias MECRISGA

Fuente: Google Maps

Elaborado por: Acosta, 2023

2.2. Metodología

Para la realización de la propuesta técnico-económico del sistema de generación solar fotovoltaico conectado a red para la fábrica de medias MECRISGA, se aplicó la siguiente metodología:

- Se indagó en investigaciones similares a la temática propuesta en las bases de datos Scopus, IEEE Xplore, Web of Science, Science Direct y Google académico. Esto permitió determinar el equipamiento necesario que permite generar energía eléctrica a partir de la energía solar.
- Se analizó la radiación solar aprovechable en el sector de la fábrica haciendo uso del mapa solar del Ecuador.

- Para determinar los requerimientos de diseño se partió del historial de consumo de la fábrica de los últimos seis meses. El proceso de diseño empleado en el sistema de generación fotovoltaica se describe en la Figura 29.

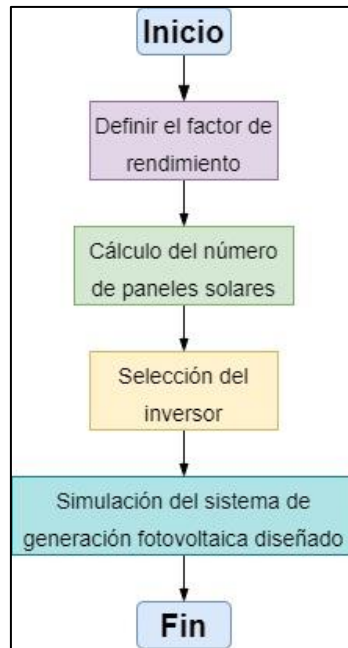


Fig. 29. Proceso de diseño para el generador fotovoltaico
Elaborado por: Acosta, 2023

2.3 Diseño del sistema de generación fotovoltaica

2.3.1. Potencia de consumo diario

Empleando la Ecuación 1, propuesta por (Cucó-Pardillos, 2020) se determina la potencia diaria de consumo de la fábrica.

$$P_d = \frac{P_p}{N_d} \quad (1)$$

donde, P_d es la potencia diaria, P_p es la potencia promedio mensual y N_d es el número de días del mes.

2.3.2. Potencia fotovoltaica

En (Ladrón de Guevara, 2018), sugiere emplear la Ecuación 2 para calcular la potencia fotovoltaica requerida.

$$P_f = \frac{P_d}{HSP * PR} \quad (2)$$

donde, P_f es la potencia fotovoltaica requerida, P_d es el consumo diario, HSP es la hora solar pico en la fábrica y PR es el factor de rendimiento.

2.3.3. Número de paneles fotovoltaicos

Para (Tobajas, 2018), se debe aplicar la Ecuación 3 para determinar el número de paneles solares a utilizar.

$$N_p = \frac{P_f}{P_p} \quad (3)$$

donde, N_p es el número de paneles y P_p potencia del panel solar.

2.3.4. Potencia del inversor

La potencia del inversor se calcula empleando la Ecuación 4, planteada por (Burdick & Schmidt, 2017).

$$P_i = 1.15 * P_f \quad (4)$$

donde, P_i es la potencia del inversor y 1.15 es el factor de seguridad.

2.3.5. Número de paneles solares en serie

El número de paneles fotovoltaicos a conectarse en serie se determina aplicando la Ecuación 5 (Morales-Peñañiel & Gómez-Bravo, 2022).

$$N_{ps} = \frac{V_{in,max}}{V_{OC}} \quad (5)$$

donde, N_{ps} es el número de paneles en serie, $V_{in,max}$ es el voltaje máximo de entrada en el inversor y V_{OC} es el voltaje en circuito abierto del panel solar.

2.3.6. Número de paneles solares en paralelo

En (Raboso-López, 2013), emplea la Ecuación 6 para el cómputo del número de paneles fotovoltaicos a conectarse en paralelo.

$$N_{pp} = \frac{I_{in,max}}{I_{OC}} \quad (6)$$

donde, N_{pp} es el número de paneles en paralelo, $I_{in,max}$ es la corriente máxima del MMPT y I_{OC} es la corriente en corto circuito del panel solar.

2.3.7. Coeficiente de inclinación

Con la finalidad de obtener la mayor captación de radiación solar se aplica la Ecuación 7 propuesta por (Style, 2012).

$$\beta_{opt} = \pm 10 + \phi \quad (7)$$

donde, β_{opt} es el coeficiente de inclinación óptimo, ± 10 depende de la estación (invierno o verano) y ϕ es la latitud del lugar.

2.3.8. Calibre de los conductores

El calibre de los conductores depende de las características de operación del sistema de generación fotovoltaico y del factor de seguridad, para ello se emplean las Ecuaciones 8 y 9 planteadas en (Levy, 2020).

$$I = 1.25 * I_{in} \quad (8)$$

$$S \geq 100 * \frac{\rho * I * L}{V} \quad (9)$$

donde, I es la corriente máxima que circulará por el conductor, S es la sección del conductor, ρ resistividad del conductor, L es la longitud y V es el voltaje de operación.

2.3.9. Caída de tensión en los conductores

Para (Queijo-García, 2018) se debe emplear la Ecuación 10 para calcular la caída de tensión que existe en los conductores; mientras que, la Ecuación 11 permite determinar el porcentaje de la caída de tensión.

$$\Delta V = 2 * \frac{\rho * I * L}{S} \quad (10)$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} * 100 \quad (11)$$

donde, ΔV es la caída de tensión en el conductor y $\% \Delta V$ es la caída de tensión en porcentaje.

2.3.10. Pérdidas por orientación y/o inclinación

En (Espitia-Rey, 2017) manifiesta que basándose en la Figura 30 y Ecuación 12, se puede determinar el porcentaje de pérdidas que se genera debido a la orientación y/o inclinación.

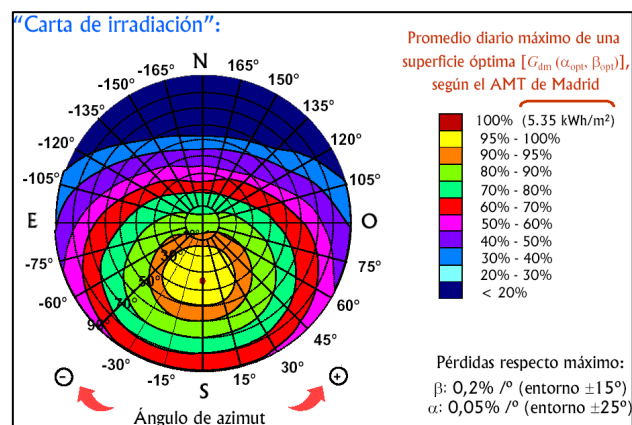


Fig. 30. Eficiencia por orientación y/o inclinación
 Fuente: Recuperado de <https://cutt.ly/sNCdfYy>

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}(\%) &= 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ \\ \text{Pérdidas}(\%) &= 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] \text{ para } \beta > 15^\circ \end{aligned} \quad (12)$$

donde, β es el ángulo de inclinación, ϕ es la latitud y α es el azimut.

2.3.11. Separación de paneles

La separación mínima entre paneles se calcula aplicando la Ecuación 13 propuesta por (Tobajas, 2018).

$$D_{min} = B * \cos \beta + \frac{B * \sin \beta}{\tan \alpha_{min}} \quad (13)$$

donde, D_{min} es la distancia mínima, B es la altura del panel y $\alpha_{min} = 23^\circ$ es la declinación solar en diciembre.

2.3.12. Protecciones para Corriente Continua (CC)

Para (Fernández-Barranco, 2020) se deben emplear las Ecuaciones 14 y 15 para proteger la planta fotovoltaica en CC.

$$V_{máx} = 1,1 * V_{OC} \quad (14)$$

$$I_{máx} = 1,3 * I_{OC} \quad (15)$$

donde, $V_{máx}$ es la tensión máxima e $I_{máx}$ es la corriente máxima que puede generar el panel solar.

2.4 Descripción del lugar de estudio

El cantón Otavalo se encuentra ubicado geográficamente en la zona norte del país de la región interandina. En la Tabla 3 se presenta los datos geográficos de la fábrica MECRISGA.

TABLA 3
Datos geográficos de la fábrica MECRISGA

Información Geográfica	
Latitud	0,2468
Longitud	-78,2703
Altitud	2494 m.s.n.m
Temperatura	11 a 21 °C

Fuente: Google Earth
Elaborado por: Acosta, 2023

2.5 Área disponible para instalación

La edificación de la fábrica MECRISGA dispone de un área de 675 m² en la que se puede realizar la instalación de una de la planta de generación solar fotovoltaica conectado a red sobre el suelo como se puede ver en la Figura 31. En la figura se puede apreciar las dimensiones de la superficie disponible para la instalación de los paneles solares. Cabe mencionar que las protecciones y el inversor serán ubicados en un espacio con cubierta y con la ventilación necesaria que permitan el correcto funcionamiento del sistema.



Fig. 31. Área de instalación
Elaborado por: Acosta, 2023

2.6 Comportamiento de la carga

La funcionalidad de la fábrica depende totalmente del servicio eléctrico. En la Figura 32 se puede ver el consumo en kWh de la fábrica durante el periodo enero - octubre de 2022.

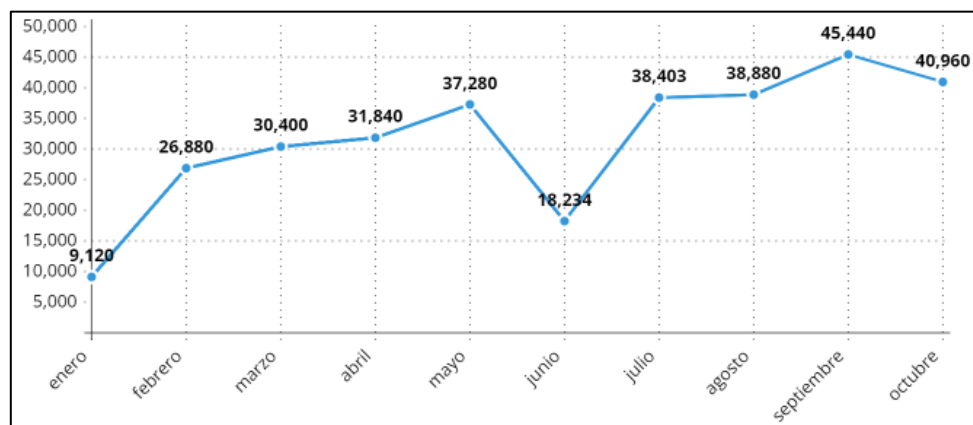


Fig. 32. Consumo en kWh de la fábrica MECRISGA durante el periodo mayo – octubre de 2022
Elaborado por: Acosta, 2023

2.7. Cálculo de la potencia diaria para el sistema fotovoltaico

El punto de partida para diseñar un sistema de generación solar fotovoltaico es determinar la energía requerida por las distintas cargas. Para ello, se calculó el promedio del consumo en el periodo mayo - octubre como se muestra a detalle en la Tabla 4. Cabe aclarar que el consumo de los meses de enero y junio no fueron considerados debido a que la fábrica no trabajó de manera ordinaria en estos meses. Para no afectar el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica, para el mes de enero se asumió el mismo consumo de febrero; mientras que, para el mes de junio se promediaron los consumos de mayo y julio.

TABLA 4
Promedio de consumo mensual

Mes	Consumo (kWh)
Enero	26880
Febrero	26880
Marzo	30400
Abril	31840
Mayo	37280
Junio	37842
Julio	38403
Agosto	38880
Septiembre	45440
Octubre	40960
Promedio	35481

Elaborado por: Acosta, 2023

Una vez obtenido el promedio de consumo mensual, se procede a determinar el consumo diario de la fábrica aplicando la Ecuación 1.

$$P_d = \frac{35481}{30} \approx \mathbf{1183 \text{ kWh}}$$

Con el valor del consumo diario, en la Tabla 5 se presentan tres distintos porcentajes de demanda diaria a cubrir por el sistema de generación solar fotovoltaica.

TABLA 5
Demanda de consumo diario

% Demanda a cubrir diariamente	Consumo (kWh)
30	355
50	591
70	828

Elaborado por: Acosta, 2023

2.8. Cálculo de las horas solar pico (HSP)

Las HSP de irradiación que incide en la fábrica MECRISGA, se determinó usando del mapa solar del Ecuador. En la Tabla 6 se puede ver la Irradiación Solar Directa Normal (DNI) que recibe la ciudad de Otavalo (Revelo-Vaca et al., 2019).

TABLA 6
Irradiación solar en Otavalo

Mes	Mapa Solar del Ecuador (kWh/m ² día)
Enero	3,6
Febrero	1,8
Marzo	3,6
Abril	3,0
Mayo	4,8
Junio	6,0
Julio	6,0
Agosto	5,4
Septiembre	6,0
Octubre	4,8
Noviembre	4,8
Diciembre	4,8
Promedio	4,5

Elaborado por: Acosta, 2023

Con la finalidad de generalizar los datos, se calculó el promedio obteniendo un valor de $4,5 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$, siendo este valor el empleado para el diseño del sistema de generación fotovoltaica.

2.9. Factor de rendimiento

El factor de rendimiento para el generador fotovoltaico con conexión a la red, idealmente debería estar relacionado con la energía real producida con la energía calculada. Al no existir un generador real, se puede emplear los valores utilizados por otros generadores similares que ya han sido implementados. En (SMA Solar Technology, 2016), para el diseño de plantas fotovoltaicas se recomienda utilizar un valor entre 0,7 y 0,85. Se utilizará el valor de 0,7 con la finalidad de obtener un diseño de generador fotovoltaico conservador.

2.10 Cálculo de la potencia fotovoltaica

La potencia fotovoltaica se calcula aplicando la Ecuación 2, misma que relaciona la potencia diaria, las horas solar pico y el factor de rendimiento. En la Tabla 7 se presenta las tres potencias fotovoltaicas aproximadas según la demanda de consumo diario a cubrir en la fábrica MECRISGA, los datos presentados son escenarios propuestos que sirven de base para determinar la opción que mejor convenga y se ajuste a las necesidades de los propietarios.

TABLA 7
Potencia fotovoltaica diaria

Demanda diaria (%)	Potencia (kWp)	Potencia (Wp)
30	112	112 000
50	188	188 000
70	263	263 000

Elaborado por: Acosta, 2023

2.11. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos

Las principales características de los paneles fotovoltaicos a utilizar se dan a conocer en la Tabla 8 y en el Anexo 1 se encuentra a detalle toda la información.

TABLA 8
Principales características del panel fotovoltaico

Características	Valor
Modelo	AE500MD-132
Potencia máxima	500 [W]
Voltaje en potencia máxima	40 [V]
Corriente en potencia máxima	12.81 [A]
Voltaje de circuito abierto	46.64 [V]
Corriente de circuito abierto	13.57 [A]
Eficiencia del módulo	21,7 %
STC	Irradiancia 800W/m ² , Temperatura Ambiente 20°C
Tamaño	2094*1133*91 [mm]

Elaborado por: Acosta, 2023

El número de paneles solares se calcula mediante la Ecuación 3. En la Tabla 9 se muestra el número de paneles a utilizar según la potencia a satisfacer.

TABLA 9
Número de paneles solares

Demanda diaria (%)	Potencia (Wp)	N° de paneles solares
30	112 000	225
50	188 000	376
70	263 000	526

Elaborado por: Acosta, 2023

2.12. Cálculo de la potencia de los inversores

Para el dimensionamiento del inversor conectado a la red se empleó la Ecuación 4. Las distintas potencias de los inversores según la demanda a satisfacer son presentadas en la Tabla 10, en todos los casos se empleó un factor de seguridad del 15%.

TABLA 10
Potencias de los inversores

Demanda diaria (%)	Potencia (W)	Potencia del inversor (kW)	Numero de inversores	Potencia Nominal (KW)
30	112 000	44.4	3	133.2
50	188 000	44.4	5	222
70	263 000	44.4	7	310.8

Elaborado por: Acosta, 2023

En base a los valores calculados, en la Tabla 11 se presentan las principales características del inversor a ser utilizados según la demanda a cubrir.

TABLA 11
Principales características del Inversor

Modelo	CL 44.4 DELTA
Características	
Potencia máxima DC [kW]	52
Voltaje de entrada máximo [V]	500
Tensión nominal de red DC [V]	600
Máxima corriente DC [A]	205
Rango de tensión MPP(T) [V]	230~500
Potencia máxima AC [kW]	44.4
Tensión nominal de red AC [V]	208~240
Frecuencia [Hz]	50-60
Número de fases de inyección	3
Fuente	https://n9.cl/ji5s8

Elaborado por: Acosta, 2023

2.13. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos conectados en serie

Para el cálculo de los paneles solares conectados en serie se utilizó la Ecuación 5.

$$N_{ps} = \frac{500}{46.64} \approx 11$$

Por lo tanto, la cantidad máxima de paneles solares a conectar en serie será de 11 por MPPT.

2.14. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo

El cálculo de los paneles solares conectados en paralelo se lo realizó empleando la Ecuación 6 y multiplicando por el numero de inversores a utilizar. El número de paneles a conectar en paralelo según la demanda se puede ver en la Tabla 12.

TABLA 12
Número de paneles solares conectados en paralelo

Demanda diaria (%)	N° de paneles solares en paralelo
30	45
50	75
70	105

Elaborado por: Acosta, 2023

2.15. Cálculo de la orientación de los paneles fotovoltaicos

La ubicación geográfica de la fábrica MECRISGA se encuentra en la latitud 0,2468 en dirección al norte y la longitud -78,2703 en dirección al oeste, por tal motivo se establece que se debe ubicar los módulos solares en dirección al sur (azimut 180°) debido a que el sol se traslada del este al oeste para poder obtener la máxima captación de energía.

2.16. Cálculo del coeficiente de inclinación

Mediante la Ecuación 7 se calcula el coeficiente de inclinación para los paneles solares, el mismo que da como resultado una inclinación óptima de 10.24°. En (Pareja-Aparicio, 2010) sugieren que la inclinación mínima de los paneles solares debe ser de 15° para facilitar la caída de escombros o de la lluvia; razón por la cual se tomará ese valor.

2.17. Cálculo de la separación entre paneles fotovoltaicos

La incidencia de la radiación solar sobre la superficie de los paneles solares se aprovechará al máximo si no existen cuerpos o elementos que provoquen sombras incluyendo las que pudieran provocar los paneles solares adyacentes. La distancia de separación entre paneles se calcula utilizando la Ecuación 13.

$$H_{min} = (90^\circ - 0,24) - 23 = 66,76^\circ$$

$$D_{min} = 0,5 * \cos(15^\circ) + \frac{0,5 * \sin(15^\circ)}{\tan(66,76^\circ)} \approx 0,5 \text{ m}$$

La distancia mínima que debe haber entre paneles es de 0,5 m (ver Figura 33).

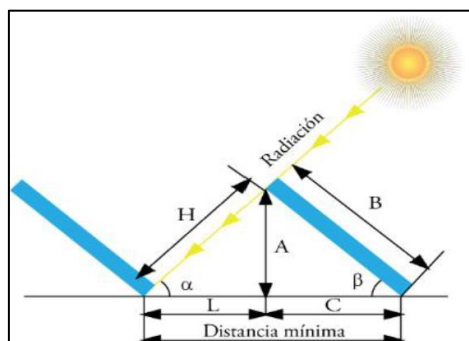


Fig. 33. Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos
Fuente: (Cruceira-Fuelan, 2019)

2.18. Cálculo de las pérdidas por orientación

Las pérdidas por orientación y/o inclinación se determinan utilizando la Figura 30 y la Ecuación 12. La orientación para los módulos de la planta fotovoltaica diseñada se asignó una orientación norte-sur 20° y con una inclinación de 15°.

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (15 - 0,24)^2] \approx \mathbf{2.18}$$

Del resultado anterior, se puede deducir que las pérdidas por orientación y/o inclinación son insignificantes.

2.19. Distribución de paneles

La distribución de los paneles solares se realiza tomando en cuenta la orientación y el área disponible de la fábrica; de igual manera, se tiene en consideración las sombras o algún cuerpo que pueda obstruir la radiación sobre la superficie del panel solar.

Los paneles fotovoltaicos deben ser distribuidos en un área de 1400 m² y considerando que el área que utiliza cada panel solar es de 2,53 m² se podrían colocar un máximo de 550 paneles; con lo cual se cuenta con el espacio suficiente para la instalación del generador fotovoltaico para todas las demandas en estudio.

2.20. Dimensiones de los conductores

El calibre del conductor se determina teniendo en cuenta el valor de la corriente en potencia máxima del panel solar ya que de este depende la sección del conductor. Mediante la Ecuación 8 se determina la corriente que deberá soportar el conductor.

$$I = 1,25 * 12,81 = \mathbf{16.01 [A]}$$

El dimensionamiento de los conductores se obtiene mediante la Ecuación 9.

$$S \geq 100 * \frac{0,0175 * 16,01 * 100}{11(40)} \approx \mathbf{6,37 \text{ mm}^2}$$

El material de los conductores a utilizar es el cobre y la distancia máxima desde los paneles solares al tablero principal es de 100 metros. En función de las secciones obtenidas, se deberán utilizar cable AWG 8. Una vez obtenido el dimensionamiento de los conductores, los mismos deben cumplir que tengan una caída de tensión $\leq 2\%$. El cumplimiento de esta condición se lo hace mediante las Ecuaciones 10 y 11.

$$\Delta V = 2 * \frac{0,0175 * 16,01 * 100}{8,34} \approx \mathbf{6,72 [V]}$$

$$\% \Delta V = \frac{6,72}{11(40)} * 100 \approx \mathbf{2}$$

De las comprobaciones realizadas, se puede observar que el dimensionamiento es correcto y que cumple con el criterio de tener pérdidas menores o iguales al 2%.

2.21. Cálculo de las protecciones

Las protecciones del sistema de generación fotovoltaico cuidan los equipos ante descargas atmosféricas y sobre corrientes; así mismo, protegen la integridad de las personas. Aplicando la Ecuación 15, se establece que se debe utilizar un fusible de 18 [A] entre cada panel y el inversor.

$$I_{m\acute{a}x} = 1,3 * 13,57 = 17,64 [A]$$

Para las protecciones de la sección de corriente alterna se empleó la Ecuación 15. En la Tabla 13 se muestra las corrientes máximas que generarán los inversores en función de la demanda diaria a cubrir.

TABLA 13
Corrientes de los inversores

Numero de inversores	Corriente maxima por inversor	Corriente máxima en alterna [A]
3	200	600
5	200	1000
7	200	1400

Elaborado por: Acosta, 2023

En base a los resultados obtenidos en la tabla anterior, entre el inversor y el medidor se propone el uso de disyuntores diferenciales trifásicos térmicos de 3 polos más neutro que cuente con una sensibilidad de 30 mA (corriente de falla a tierra), de acuerdo a la norma NEC-11.

2.22. Medidor bidireccional

Para no elevar el costo del sistema, se recomienda utilizar el medidor bidireccional eléctrico trifásico con conexión a transformador AD13A.3-14-1 en el Anexo 2 se encuentra a detalle toda la información.

2.23. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra (Burdick & Schmidt, 2017) recomienda utilizar varillas Copperweld de 2 metros de largo que tengan anillos de sujeción de cobre desnudo. En el sistema solar fotovoltaico conectado a la red lo más recomendable sería utilizar una varilla en la sección de corriente directa y otra en la de corriente alterna; en ambos casos, se debe utilizar un conductor AWG 10 según lo establecido por la norma UNE 20.460-5-54.

2.24 Simulación

Con la finalidad de comprobar los cálculos realizados, se procedió a simular el sistema diseñado en el software PVsyst. En el Anexo 3 se presentan a detalle los resultados obtenidos en el simulador; mientras que, en la Tabla 14 se puede observar la potencia específica mensual resultante del software en comparación con la de los cálculos realizados.

TABLA 14
Potencias calculadas y generadas

Demanda	Generador	Calculada	Simulada
30 %	Número de módulos	225	264
	Potencia nominal total [kWp]	130	132
	Número de inversores	3	3
	Área (m ²)	537	626
50 %	Número de módulos	376	440
	Potencia nominal total [kWp]	216	220
	Número de inversores	5	5
	Área (m ²)	897	1044
70 %	Número de módulos	526	616
	Potencia nominal total [kWp]	302	308
	Número de inversores	7	7
	Área (m ²)	1255	1461

Elaborado por: Acosta, 2023

Como se puede observar en la tabla, los resultados calculados y los de simulación no tiene mayor diferencia; con lo cual se podría dar como validados los datos calculados.

2.25 Diagrama unifilar del generador fotovoltaico

Finalmente, una vez que se han determinado las especificaciones técnicas del sistema de generación fotovoltaica se procedió a realizar el diagrama de conexiones en el software AutoCAD (Ver Anexo 4).

Capítulo III

Análisis económico de la implementación de un generador fotovoltaico conectado a la red

En el presente capítulo se realiza el análisis económico para determinar la conveniencia de la implementación del sistema solar fotovoltaico conectado a la red para la fábrica de medias MECRISGA. En este capítulo se presentan tres alternativas de acuerdo a los escenarios propuestos con la finalidad que los propietarios determinen la más conveniente.

3.1 Formulación matemática para la viabilidad del proyecto

La viabilidad económica para el sistema de generación fotovoltaica diseñado fue establecida como si se tratase de un proyecto de inversión común, para lo cual se determinó el VAN y el TIR.

3.1.1. Valor Actual Neto (VAN)

La Ecuación 16 se emplea para determinar la variación de costos del proyecto en el futuro. Para (Carrillo-Rosero et al., 2019), el VAN consiste en sumar todos los flujos de caja de cada año y restarlos de la inversión a realizar, teniendo en cuenta la tasa de interés de retorno.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (16)$$

donde, n es el número de periodo considerado, V_t el flujo de caja de cada periodo, k es el interés e I_0 es el valor de inversión.

3.1.2. Recuperación de la inversión

Sapag-Chain et al. (2014), emplean la Ecuación 17 para determinar el periodo de recuperación de la inversión.

$$PR = \frac{I_0}{BN} \quad (17)$$

donde R es el periodo de recuperación y BN el flujo de caja.

3.1.3. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Para (Pérez & Calandín, 2015), la TIR permite valorar la viabilidad de proyectos que vayan a contar con un financiamiento económico. La TIR es el porcentaje de utilidad a futuro de una inversión calculada mediante la Ecuación 16, para lo cual se considera lo siguiente:

- Se acepta el proyecto si el TIR si se obtiene un VAN mayor o igual a cero.

- El proyecto será rechazado si el TIR es un VAN menor a cero.

3.2. Energía resultante

Para establecer si existe inyección de corriente a la red eléctrica se establecieron los siguientes criterios:

- La energía producida por la planta fotovoltaica será destinada para el autoconsumo de la fábrica. La variación de energía entre la producida y la energía consumida se calcula por medio de la Ecuación 18.

$$\Delta E = \text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada a la red} \quad (18)$$

- Si el valor de la Ecuación 18 es negativo, la empresa distribuidora de energía deberá proceder a la facturación de la energía consumida; por el contrario si el valor es positivo, el consumidor se hará acreedor a un crédito que puede ser descontado en los consumos futuros hasta en un plazo máximo de dos años (ARCONEL, 2018).

3.3. Viabilidad ambiental

Con la finalidad de determinar el ahorro de emisión de CO_2 al entrar en operación el sistema de generación fotovoltaico se aplicó la Ecuación 19 (Haro & Oscullo, 2009).

$$DCO_2 = 0.645 \times Pe \quad (19)$$

Donde, DCO_2 es la disminución del CO_2 , Pe es la energía eléctrica producida y 0.645 es el factor marginal de emisión de gases.

3.4. Costos totales

Para obtener el costo total de la inversión a realizar por la fábrica MECRISGA, es necesario considerar no solo los costos de los componentes del sistema fotovoltaico; sino también, los costos de instalación, mano de obra, ingeniería, entre otros como se indica en las Tablas 15 - 17.

TABLA 15
Costos de instalación del sistema solar fotovoltaico para cubrir la demanda del 30%

Cantidad	Equipo y/o material	C.U.	C.T.
220	Paneles fotovoltaicos de 500 [W]	286,76	63 087,20
3	Inversor CL 44.4 DELTA	6 929,79	20 789,37
1	Medidor bidireccional	220,18	220,18
74	Estructura de tres módulos	230,92	17 088,08
1	Puesta a tierra	100,00	100,00
	Cableado y protecciones	3 500,00	3 500,00

Ingeniería	1 500,00	1 500,00
Instalación	2 500,00	2 500,00
Gastos varios	1 000,00	1 000,00
Subtotal		109 784,83
IVA (12%)		13 174,18
Total		122 959,01

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 16
Costos de instalación del sistema solar fotovoltaico para cubrir la demanda del 50%

Cantidad	Equipo y/o material	C.U.	C.T.
370	Paneles fotovoltaicos de 500 [W]	286,76	106 101,20
5	Inversor CL 44.4 DELTA	6 929,79	34 648,95
1	Medidor bidireccional	220,18	220,18
124	Estructura de tres módulos	230,92	28 634,08
1	Puesta a tierra	150,00	150,00
	Cableado y protecciones	4 500,00	4 500,00
	Ingeniería	2 000,00	2 000,00
	Instalación	3 500,00	3 500,00
	Gastos varios	1 500,00	1 500,00
	Subtotal		178 204,41
	IVA (12%)		21 384,53
	Total		199 588,94

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 17
Costos de instalación del sistema solar fotovoltaico para cubrir la demanda del 70%

Cantidad	Equipo y/o material	C.U.	C.T.
520	Paneles fotovoltaicos de 500 [W]	286,76	149 115,20
7	Inversor CL 44.4 DELTA	6 929,79	48 508,53
1	Medidor bidireccional	220,18	220,18
174	Estructura de tres módulos	230,92	40 180,08
1	Puesta a tierra	200,00	200,00
	Cableado y protecciones	5 500,00	5 500,00
	Ingeniería	3 000,00	3 000,00
	Instalación	4 500,00	4 500,00
	Gastos varios	2 000,00	2 000,00
	Subtotal		246 623,99
	IVA (12%)		29 594,88
	Total		276 218,87

Elaborado por: Acosta, 2023

En las tablas se puede observar que la inversión varía según la demanda de energía que se desee cubrir. Cabe mencionar que no se ha considerado los costes que generará la importación de los componentes que no existan en el mercado local.

En la Tabla 18 se presenta la cantidad de energía mensual que generaría la planta solar fotovoltaica según la demanda. Para obtener la potencia diaria generada se empleó la Ecuación 2 y el valor obtenido fue multiplicado por 30 para obtener la potencia mensual generada; sin embargo, el resultado es el valor sin pérdidas por lo que se procedió a restar las pérdidas generadas (2.18%).

TABLA 18
Generación de energía solar de acuerdo a la demanda

Mes	Generación kWh		
	30%	50%	70%
Enero	8 596,91	14 366,39	20 097,67
Febrero	3 882,48	6 488,05	9 076,37
Marzo	8 596,91	14 366,39	20 097,67
Abril	6 932,99	11 585,80	16 207,80
Mayo	11 462,55	19 155,19	26 796,89
Junio	13 865,99	23 171,60	32 415,59
Julio	14 328,18	23 943,99	33 496,11
Agosto	12 895,37	21 549,59	30 146,50
Septiembre	13 865,99	23 171,60	32 415,59
Octubre	11 462,55	19 155,19	26 796,89
Noviembre	11 092,79	18 537,28	25 932,47
Diciembre	11 462,55	19 155,19	26 796,89
Producción anual	128 445,24	214 646,27	300 276,43

Elaborado por: Acosta, 2023

3.4.1. Análisis económico

La energía eléctrica generada por la planta solar fotovoltaica cada mes representa un valor monetario que se obtiene mediante la aplicación del pliego tarifario establecido por ARCONEL (ARCONEL, 2018). Este pliego establece una tarifa de 9 centavos por kWh para los usuarios comerciales. Por lo tanto, en la Tabla 19 se especifica los montos económicos que obtendría la fábrica MECRISGA de acuerdo a los tres tipos de generación planteados.

TABLA 19
Generación económica mensual

Mes	USD		
	30%	50%	70%

Enero	773,72	1 292,98	1 808,79
Febrero	349,42	583,98	816,87
Marzo	773,72	1 292,98	1 808,79
Abril	623,97	1 042,72	1 458,70
Mayo	1 031,63	1 723,97	2 411,72
Junio	1 247,94	2 085,44	2 917,40
Julio	1 289,54	2 154,96	3 014,65
Agosto	1 160,58	1 939,46	2 713,19
Septiembre	1 247,94	2 085,44	2 917,40
Octubre	1 031,63	1 723,97	2 411,72
Noviembre	998,35	1 668,36	2 333,92
Diciembre	1 031,63	1 723,97	2 411,72
Total Anual	11 560,07	19 318,16	27 024,88

Elaborado por: Acosta, 2023

Para determinar la viabilidad de los generadores fotovoltaicos diseñados, se aplicaron las Ecuaciones 16 y 17 proyectados a 20 años de acuerdo a la resolución ARCONEL – 042/18. Las Tablas 20 – 22 muestran el comportamiento de los respectivos flujos de caja de acuerdo a la inversión a realizar.

TABLA 20
Flujo de caja, VAN, TIR y Payback para el generador que cubre el 30% de la demanda

Año	Inversión (USD)	Ingreso (USD)	Flujo de caja (USD)
0	122 959,01	-122 959,01	-
1		11 560,07	-111 398,93
2		11 560,07	-99 838,87
3		11 560,07	-88 278,80
4		11 560,07	-76 718,73
5		11 560,07	-65 158,66
6		11 560,07	-53 598,59
7		11 560,07	-42 038,52
8		11 560,07	-30 478,45
9		11 560,07	-18 918,38
10		11 560,07	-7 358,31
11		11 560,07	4 201,76
12		11 560,07	15 761,83
13		11 560,07	27 321,90

14	11 560,07	38 881,97
15	11 560,07	50 442,04
16	11 560,07	62 002,11
17	11 560,07	73 562,18
18	11 560,07	85 122,25
19	11 560,07	96 682,32
20	11 560,07	108 242,39
	VAN	-491,46
	TIR	7%
	Payback	10,6

Elaborado por: Acosta, 2023

Para cubrir la demanda del 30%, es necesario una inversión inicial de 122 959,01 dólares americanos. En base al análisis de la Tabla 20 se puede observar que la inversión se reduce periódicamente en función al ingreso anual, con lo cual se obtendría el retorno económico en aproximadamente 10 años y 6 meses con una TIR del 7% y un VAN de -491.46 valor que lo convierte según (Pérez & Calandín, 2015) en un proyecto no rentable

TABLA 21
Flujo de caja, VAN, TIR y Payback para el generador que cubre el 50% de la demanda

Año	Inversión (USD)	Ingreso (USD)	Flujo de caja (USD)
0	199588,94	-199588,94	-
1		19 318,16	-180 270,77
2		19 318,16	-160 952,61
3		19 318,16	-141 634,45
4		19 318,16	-122 316,29
5		19 318,16	-102 998,13
6		19 318,16	-83 679,97
7		19 318,16	-64 361,81
8		19 318,16	-45 043,65
9		19 318,16	-25 725,49
10		19 318,16	-6 407,33
11		19 318,16	12 910,82
12		19 318,16	32 228,98
13		19 318,16	51 547,14
14		19 318,16	70 865,30
15		19 318,16	90 183,46

16	19 318,16	109 501,62
17	19 318,16	128 819,78
18	19 318,16	148 137,94
19	19 318,16	167 456,10
20	19 318,16	186 774,26
	VAN	\$5.067,92
	TIR	7%
	Payback	10,3

Elaborado por: Acosta, 2023

La planta solar fotovoltaica que cubrirá la demanda del 50%, se estima ingresos anuales por 19 318,16 dólares americanos. La inversión de 199 588,94 se recuperaría en un periodo aproximado de 10 años y 3 meses con una TIR del 7% y un VAN de 5 067,92 que es un valor que garantiza el retorno de la inversión como se muestra en la Tabla 21.

TABLA 22
Flujo de caja, VAN, TIR y Payback para el generador que cubre el 70% de la demanda

Año	Inversión (USD)	Ingreso (USD)	Flujo de caja (USD)
0	276218,87	-276218,87	-
1		27 024,88	-249193,99
2		27 024,88	-222169,11
3		27 024,88	-195144,23
4		27 024,88	-168119,35
5		27 024,88	-141094,47
6		27 024,88	-114069,59
7		27 024,88	-87044,71
8		27 024,88	-60019,83
9		27 024,88	-32994,95
10		27 024,88	-5970,07
11		27 024,88	21054,81
12		27 024,88	48079,69
13		27 024,88	75104,57
14		27 024,88	102129,45
15		27 024,88	129154,33
16		27 024,88	156179,21
17		27 024,88	183204,09
18		27 024,88	210228,97

19	27 024,88	237253,85
20	27 024,88	264278,73
	VAN	\$10.083,09
	TIR	7%
	Pavback	10.2

Elaborado por: Acosta, 2023

De acuerdo a la Tabla 22, al igual que en los casos anteriores, la inversión inicial de 276 218,87 dólares americanos se recuperaría en un tiempo aproximado de 10 años y 2 meses con una TIR del 7% y un VAN de 10 083,09 valor que una vez más demuestra la factibilidad económica de la inversión.

3.4.2. Factibilidad técnica

El principal objetivo de los generadores fotovoltaicos es sustituir la potencia consumida por los aparatos eléctricos y electrónicos de la fábrica MECRISGA de la red por potencia generada a partir de la energía proveniente del sol.

La investigación se planteó para cubrir las demandas del 30%, 50% y 70% de la energía diaria consumida por la fábrica de medias MECRISGA la cual es de aproximadamente 1 183 kWh, este valor fue el punto de partida para realizar el diseño de los tres tipos de generadores fotovoltaicos con conexión a la red. Los sistemas fotovoltaicos por diversos factores no consiguen una generación ideal, ya que los sistemas tendrán pérdidas aproximadas del 3% por lo cual las plantas fotovoltaicas generarían aproximadamente un 27%, 47% y 67% respectivamente del valor inicial; sin embargo, los valores son aproximados a los deseados.

En las Tablas 23 - 25 se puede ver la disminución de la energía resultante a consumir, al restar la producción de los generadores fotovoltaicos de la energía consumida por la fábrica de medias MECRISGA durante 20 años.

TABLA 23
Análisis de la generación del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 30% y de la fábrica de medias MECRISGA

Escenarios	Días	Consumo de energía (kWh)	Energía producida (kWh)	Total (kWh)
Generador	365	-	319,33	2 331 109
Fábrica MECRISGA sin generador	365	1 182,70	-	8 633 710
			Resultante	6 302 601

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 24

Análisis de la generación del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 50% y de la fábrica de medias MECRISGA

Escenarios	Días	Consumo de energía (kWh)	Energía producida (kWh)	Total (kWh)
Generador	365	-	555,87	4 057 851
Fábrica MECRISGA sin generador	365	1 182,70	-	8 633 710
			Resultante	4 575 859

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 25

Análisis de la generación del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 70% y de la fábrica de medias MECRISGA

Escenarios	Días	Consumo de energía (kWh)	Energía producida (kWh)	Total (kWh)
Generador	365 x 20	-	791,41	5 784 593
Fábrica MECRISGA sin generador	365 x 20	1 182,70	-	8 633 710
			Resultante	2 849 117

Elaborado por: Acosta, 2023

De las tablas anteriores se puede observar que se cumpliría con el objetivo de disminuir la dependencia del consumo de la red eléctrica.

3.4.3. Factibilidad económica

La factibilidad económica guarda relación con la factibilidad técnica; ya que, la remuneración económica a obtener depende de la cantidad de energía generada. En las Tablas 26 - 28 se analiza los valores económicos derivados de las plantas de generación fotovoltaicas diseñadas.

TABLA 26

Análisis económico del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 30% y de la fábrica de medias MECRISGA

Escenarios	Energía producida y/o consumida (kWh)	Costo de comercialización (USD)	Días	Total (USD)
Generador	319,33	0,09	365 x 20	209 799,81
Fábrica MECRISGA sin generador	1 182,70	0,09	365 x 20	777 033,90
			Resultante	567 234,09

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 27

Análisis económico del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 50% y de la fábrica de medias MECRISGA

Escenarios	Energía producida y/o consumida (kWh)	Costo de comercialización (USD)	Días	Total (USD)
Generador	555,87	0,09	365 x 20	365 206,59
Fábrica MECRISGA sin generador	1 182,70	0,09	365 x 20	777 033,90
			Resultante	411 827,31

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 28

Análisis económico del sistema fotovoltaico que cubre la demanda del 70% y de la fábrica de medias MECRISGA

Escenarios	Energía producida y/o consumida (kWh)	Costo de comercialización (USD)	Días	Total (USD)
Generador	791,41	0,09	365 x 20	519 956,37
Fábrica MECRISGA sin generador	1 182,70	0,09	365 x 20	777 033,90
			Resultante	257 077,53

Elaborado por: Acosta, 2023

En las Tablas anteriores se puede observar, que el ahorro económico por pago de planillas es considerable a la vez que se contribuye al medio ambiente.

3.4.4. Factibilidad medioambiental

Con la instalación de la planta de generación fotovoltaica, la reducción de emisión de CO_2 , se obtiene al aplicar la Ecuación 19.

TABLA 29

Reducción de emisión de CO_2 según la generación fotovoltaica

Generación fotovoltaica	Energía producida anualmente	Toneladas de CO_2 /año
30%	116 555,45	80 947,76
50%	202 892,55	140 908,88
70%	288 864,65	200 616,50

Elaborado por: Acosta, 2023

De los resultados mostrados en la tabla anterior, se puede determinar que la contribución que se haría al medio ambiente al evitar emanar al medio ambiente un mínimo de aproximadamente 81 toneladas de CO_2 hace que este tipo de proyectos sean factibles para contribuir al cambio climático.

En las Tablas 30 – 31 se presenta el rédito económico por planta de generación fotovoltaica al vender el CO_2 a empresas medioambientales.

TABLA 30

Rédito económico de vender el CO_2 de la planta generadora del 30%

Mes	Valor CO_2 (USD)	Generación kW/h	Toneladas de CO_2 /año	Valor total (USD)
Enero	91,86	8 596,91	5,59	513,34
Febrero	98,96	3 882,48	2,52	249,74
Marzo	81,89	8 596,91	5,59	457,61
Abril	88,86	6 932,99	4,51	400,43
Mayo	92,98	11 462,55	7,45	692,74
Junio	90,98	13 865,99	9,01	820,01
Julio	88,64	14 328,18	9,31	825,52

Agosto	94,97	12 895,37	8,38	796,05
Septiembre	76,28	13 865,99	9,01	687,49
Octubre	76,47	11 462,55	7,45	569,78
Noviembre	82,86	11 092,79	7,21	597,46
Diciembre	93,48	11 462,55	7,45	696,48
Anual	80,87	128 445,24	83,49	7306,65

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 31
Redito económico de vender el CO₂ de la planta generadora del 50%

Mes	Valor CO ₂ (USD)	Generación kW/h	Toneladas de CO ₂ /año	Valor total (USD)
Enero	91,86	14 366,39	9,34	857,85
Febrero	98,96	6 488,05	4,22	417,34
Marzo	81,89	14 366,39	9,34	764,72
Abril	88,86	11 585,80	7,53	669,16
Mayo	92,98	19 155,19	12,45	1157,64
Junio	90,98	23 171,60	15,06	1370,33
Julio	88,64	23 943,99	15,56	1379,54
Agosto	94,97	21 549,59	14,01	1330,29
Septiembre	76,28	23 171,60	15,06	1148,87
Octubre	76,47	19 155,19	12,45	952,17
Noviembre	82,86	18 537,28	12,05	998,42
Diciembre	93,48	19 155,19	12,45	1163,89
Anual	80,87	214 646,27	139,52	12210,23

Elaborado por: Acosta, 2023

TABLA 32
Redito económico de vender el CO₂ de la planta generadora del 70%

Mes	Valor CO ₂ (USD)	Generación kW/h	Toneladas de CO ₂ /año	Valor total (USD)
Enero	91,86	20 097,67	13,06	1200,08
Febrero	98,96	9 076,37	5,90	583,83
Marzo	81,89	20 097,67	13,06	1069,79
Abril	88,86	16 207,80	10,54	936,11
Mayo	92,98	26 796,89	17,42	1619,47
Junio	90,98	32 415,59	21,07	1917,01
Julio	88,64	33 496,11	21,77	1929,89
Agosto	94,97	30 146,50	19,60	1860,99
Septiembre	76,28	32 415,59	21,07	1607,19

Octubre	76,47	26 796,89	17,42	1332,03
Noviembre	82,86	25 932,47	16,86	1396,73
Diciembre	93,48	26 796,89	17,42	1628,20
Anual	80,87	300 276,43	195,18	17081,33

Elaborado por: Acosta, 2023

El costo del CO_2 se obtuvo de la página SENDECO2 (<https://www.sendeco2.com/>).

Conclusiones

- Las tecnologías analizadas en la investigación están definidas según su utilidad y características. Las partes constitutivas básicas de un sistema de generación fotovoltaica son los paneles solares, un inversor, un medidor bidireccional, protecciones tanto para DC como AC y un sistema de puesta tierra.
- Los sistemas de generación fotovoltaicos diseñados no cubren el 100% del valor planteado al inicio de la investigación debido a que el sistema presentará pérdidas por orientación e inclinación y por cableado.
- De los tres sistemas planteados para cubrir las tres demandas distintas, se obtuvo una tasa de interés de retorno del 9% y un VAN positivo en todos los casos. Por lo tanto, se puede concluir que los tres sistemas fotovoltaicos diseñados sean viables.
- Una vez realizadas la factibilidad técnica y económica, también se ha considerado la factibilidad medioambiental. Con la planta de generación fotovoltaica que cubriría el 30% de la demanda de consumo diaria de la fábrica de medias MECRISGA se estaría evitando emanar al medio ambiente aproximadamente 81 000 toneladas de CO_2 .

Recomendaciones

- Actualmente en el mercado existen una gran variedad de equipos y materiales para generadores fotovoltaicos, es necesario realizar un estudio exhaustivo tanto de la parte técnica como económica. Sobre todo, se debe evitar el sobredimensionamiento exagerado del sistema para evitar incurrir en gastos innecesarios.
- Para tener valores lo más cercanos posibles a la producción real de energía que se generará, debe utilizarse bases de datos de la irradiación solar referentes al sitio. Se debe evitar bases de datos con valores de generación anuales.
- Para una posible implementación de un sistema de generación fotovoltaica previamente se deben presentar formularios, solicitudes y contrato a la empresa regional que comercializa la energía eléctrica de acuerdo a la regulación ARCONEL 003 /18. En el caso de la ciudad de Otavalo, la institución pública EMELNORTE se encarga de fiscalizar y aprobar el proyecto.

Referencias Bibliográficas

- ACCIONA. (2020). *La importancia de las energías renovables*. BUSINESS AS UNUSUAL. https://www.accionacom.es/energias-renovables/?_adin=02021864894
- ARCONEL. (2018). Resolución No. ARCONEL-042/18. In *Agencia de Regulación y Control de Electricidad* (p. 42). ARCONEL. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>
- Buele-Avila, C. O., & Chazi-Solis, A. M. (2019). *Modelación del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca*. Universidad Politécnica Salesiana.
- Burdick, J., & Schmidt, P. (2017). *Install your own solar panels designing and installing a photovoltaic* (Primera).
- Carrillo-Rosero, D. A., Vega-Falcón, V., & Navas-Alcívar, S. (2019). *Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión* (Primera ed). Editorial Jurídica del Ecuador.
- CENACE. (2020). *Informe Anual*. <http://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/04/Informe-Anual-CENACE-2020-Parte-1.pdf>
- CLAMPER. (2022). *Protección contra sobretensiones en sistemas fotovoltaicos*.
- Cornejo-Lalupú, H. A. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la Universidad de Piura*. Universidad de Piura.
- Cruceira-Fueltan, E. P. (2019). *Implementación de un sistema de generación solar fotovoltaica con integración a la red eléctrica en el edificio de la carrera de ingeniería eléctrica de la Universidad Técnica del Norte*. Universidad Técnica del Norte.
- Cucó-Pardillos, S. (2020). *Instalación fotovoltaica en autoconsumo. Caso práctico: centro deportivo* (Primera). Universitat Politècnica de València. <https://elibro.net/es/lc/uta/titulos/170291>
- Dickson, M. H., & Fanelli, M. (2004). ¿Qué es la Energía Geotérmica? In *International Geothermal Association* (Vol. 1). <https://www.virtualpro.co/biblioteca/-que-es-la-energia-geotermica->
- Espinosa-Arazola, S. A., & Ramírez-Hernández, M. A. (2016). *Análisis de funcionamiento del sistema de orientación en aerogeneradores*. http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/1244/MDRPI_ECA2016005.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Espitia-Rey, C. M. (2017). *Guía metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia*. Universidad de Santander.
- Fernández-Barranco, F. (2020). *Instalaciones eléctricas en edificios de oficinas, comercios e industrias (MF0821)* (Primera). Cano Pina, SL.
- Ferrero, R. (2016). *Convertidor DC/AC de Alta Potencia*. Instituto Universitario Aeronáutico.
- Fundación Endesa. (2022). *Historia y origen de la electricidad: Producción eléctrica* [fundacionendesa.org](https://www.fundacionendesa.org). <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/historia-de-la-electricidad>
- García-Pesántez, L. E. (2020). *Estudio de prefactibilidad para la aplicación de un sistema fotovoltaico para el edificio administrativo de la Central Termoeléctrica El Descanso, de acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18*. Universidad de Cuenca.
- Gavilanez, A., Caiza, G., Tapia, M. J., & Mora-Aguilar, J. (2020). Energías Renovables y Diseño Industrial: Influencia en Sudamérica. *Ingenio*, 3(2), 55–67. <https://doi.org/10.29166/ingenio.v3i2.2722>
- Gozalbes-Sánchez, M. (2015). *Estudio comparativo de tres sistemas aislados se diferente configuración*. Universidad Carlos III de Madrid.
- Haro, L., & Oscullo, J. (2009). Factor Anual de Emisión de CO2 Producido por el Parque Generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Mediante la Aplicación de la Metodología de la Convención Marco Sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el Periodo 2009-2014 Annual CO2 Emissi. *Revista Politécnica-Marzo*, 37(1), 1–7.
- Hoe-Gil, L. (2015). *Optimal Design of Solar Photovoltaic Systems*. University of Miami.
- Iza-Quishpe, J. X. (2020). *Diseño de una central fotovoltaica para el abastecimiento de energía eléctrica del campus de La Escuela Politécnica Nacional [Escuela Politécnica Nacional]*. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20749/1/CD_10267.pdf
- Jimenez, O. (2012). Estudio de Técnicas de Modulación para el Inversor Multinivel en Cascada Híbrido (Simétrico-Asimétrico). In *Cenidet.Edu.Mx*. http://www.cenidet.edu.mx/subplan/biblio/seleccion/Tesis/ME_Eduardo_Benedicto_Lopez_Montero_2007.pdf
- Ladrón de Guevara, J. A. (2018). *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica aislada [Universidad Politécnica de Madrid]*. http://oa.upm.es/52204/1/PFC_JORGE_ALVARADO_LADRON_DE_GUEVARA.pdf
- Levy, R. (2020). *Instalaciones Electricas Industriales* (Primera). Universitas.

<https://www.alphaeditorialcloud.com/reader/instalaciones-electricas-industriales-levy?location=3>

López-Velasco, W. G. (2019). *Diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica para la empresa pública metropolitana de transportes de pasajeros de Quito*. Escuela Politécnica Nacional.

Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos. (1985). *Módulo de cálculo de factores de forma de la carga de energía eléctrica*.

Morales-Peñañiel, A. J., & Gómez-Bravo, D. A. (2022). *Dimensionamiento e Implementación de Paneles Fotovoltaicos Aplicados al Área Residencial en un Sector Costero de la Provincia del Guayas, Ecuador*. Universidad Politécnica Salesiana.

Nations United. (2022). *¿Qué son las energías renovables?*
<https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>

Nogués, S., García, D., & Rezeau, A. (2010). *Energía de la Biomasa (Volumen I)* (Primera). https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=P58rcPu5O90C&oi=fnd&pg=PA1&dq=biomasa&ots=GBP1tTuPjt&sig=CGFLQGrGAfwNyWFvSC9hbo4Ldo4&redir_esc=y#v=onepage&q=biomasa&f=false

Ortiz-Cevallos, Y. N. (2015). *Análisis de Ciclo de Vida de la Generación Eléctrica. Aplicación para una Central Eólica y una Central Solar Fotovoltaica*. Universidad de Cuenca.

Pandey, A. K., Tyagi, V. V., Selvaraj, J. A., Rahim, N. A., & Tyagi, S. K. (2016). Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 859–884. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.043>

Pareja-Aparicio, M. (2010). *Radiación solar y su aprovechamiento energético* (Marcombo (ed.)). Casa del Libro. <https://www.casadellibro.com/libro-radiacion-solar-y-su-aprovechamiento-energetico/9788426715593/1654246>

Pazmiño-Miranda, A. C. (2020). Análisis del Plan Nacional de Eficiencia Energética en el Ecuador. *Revista de Investigaciones En Energía, Medio Ambiente y Tecnología: RIEMAT*, 5(1), 28–34. <https://doi.org/10.33936/riemat.v5i1.2500>

Perales, B. T. (2013). *El universo de las energías renovables* (Maracombo (ed.)). <https://www.digitaliapublishing.com/a/30134/el-universo-de-las-energias-renovables>

Pérez, J. M., & Calandín, C. G. (2015). *Diseño de un plan de negocio y estudio de viabilidad de una empresa de producción de zumos de naranja*. Universidad Politécnica de

Valencia.

- Perpiñan-Lamigueiro, O. (2020). *Energía Solar Fotovoltaica*.
<http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>
- Pilco, D. A., & Jaramillo, J. L. (2008). Sistemas fotovoltaicos para iluminación: paneles fotovoltaicos. *Universidad Técnica Particular de Loja*, 4.
<https://www.utpl.edu.ec/jorgeluisjaramillo/wp-content/uploads/2010/06/renlux-paneles-fv.pdf>
- Planas, O. (2015). *¿Qué es el efecto fotovoltaico? Uso en placas solares*. Solar-Energia.Net.
<https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico>
- Queijo-García, G. (2018). *Fundamentos de tecnología eléctrica* (Primera). UNED.
- Raboso-López, M. A. (2013). *Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar una potabilizadora desalinizadora autónoma*. Universidad Internacional de Andalucía.
- Revelo-Vaca, D., Ordóñez, F., & López-Villada, J. (2019). Mapa Solar del Ecuador. In *Scinergy*.
https://www.ingenieriaverde.org/wp-content/uploads/2020/01/Mapa_Solar_del_Ecuador_2019.pdf
- Romero-Crespo, J. F., & Flores-Peralta, J. I. (2019). *Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL- 003/18)* [Universidad de Cuenca].
<http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/33564/1/Trabajo de Titulación.pdf>
- Sapag-Chain, N., Sapag-Chain, R., & Sapag, J. M. (2014). *Preparación y Evaluación de Proyectos* (Sexta edic) [McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A.].
<https://www.ptonline.com/articles/how-to-get-better-mfi-results>
- Schallenberg-Rodríguez, J. C., Piernavieja-Izquierdo, G., Hernández-Rodríguez, C., Unamunzaga-Falcón, P., García-Déniz, R., Díaz-Torres, M., Cabrera-Pérez, D., Martel-Rodríguez, G., Pardilla-Fariña, J., & Subiela-Ortín, V. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética* (Primera). Instituto Tecnológico de Canarias.
- Simons, P. (2016). Energía Renovable en América Latina y el Mundo. *Conferencia Regional Sobre Generación Distribuida*, 13.
- SMA Solar Technology. (2016). Performance ratio - Quality factor for the PV plant. In *Energy Systems*.
- Style, O. (2012). *Energía Solar Autónoma: Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo* (Primera). Oliver Style.

<https://books.google.com/books?id=cNJB5tdbcJ0C&pgis=1>

Tecnológico de Costa Rica. (2022). *Inversores conectados a red: tipos*. Especialización En Sistemas Fotovoltaicos.

http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html

Tobajas, M. C. (2018). Energía Solar Fotovoltaica. In *Energías Renovables* (Primera). Cano Pina, SL.

Yahyaoui, I. (2018). Advances in Renewable Energies and Power Technologies. In *Advances in Renewable Energies and Power Technologies* (Primera, Vol. 2). Elsevier.

<https://doi.org/10.1016/c2016-0-04919-7>



Inspiring green-energy since 2003



AE HALF LARGE CELL MONOCRYSTALLINE PV MODULES

AE MD-132 Series 485W-505W

tested by  **Fraunhofer**
CSP

132 CELLS	 MICRO-CRACK FREE	 PID RESISTANT	 SALT CORROSION RESISTANT	 SAND RESISTANT	 AMMONIA RESISTANT	 HIGHLY STABLE AND TOUGH
---------------------	--	---	--	---	---	---

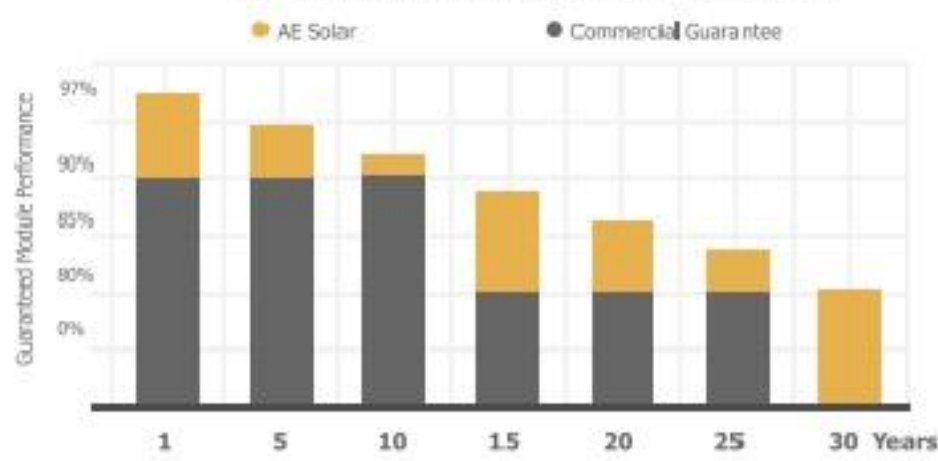
✓ GERMAN QUALITY
AE Solar photovoltaic modules are produced using high quality materials, automated robotic lines, German technology and standards.

+ PLUS-SORTING
Higher yield due to plus-sorting from 0 up to +5 Wp guarantees the high system efficiency and yield stability.

⌚ PERFORMANCE GUARANTEE
AE Solar assures high investment, security and warranty claims by providing linear performance guarantee of 30 years and 12 years of product warranty.

📄 CERTIFICATES
Lining with international standards, AE Solar Photovoltaic modules are tested and certified under extreme stress conditions and it can bear harsh environment influences.

OUR PERFORMANCE GUARANTEE



30
years
Performance
Guarantee

12
years
Product
Warranty



**Deutsche
Qualität
Garantiert**

TECHNICAL DATA

AE MD-132 Series 495W-505W

SPECIFICATIONS

		AE485MD-132	AE490MD-132	AE495MD-132	AE500MD-132	AE505MD-132
Nominal Max. Power	P _{max} (Wp)	485	490	495	500	505
Maximum power voltage	V _{mp} (V)	38.31	38.55	38.79	39.03	39.27
Maximum power current	I _{mp} (A)	12.66	12.71	12.76	12.81	12.86
Open-circuit voltage	V _{oc} (V)	45.75	46.05	46.34	46.64	46.93
Short-circuit current	I _{sc} (A)	13.42	13.47	13.52	13.57	13.62
Module efficiency	(%)	20.44	20.65	20.86	21.07	21.29
Operating temperature	(°C)	-40 to +85				
Maximum system voltage DC	V (IEC)	1500				
Maximum series fuse rating	(A)	25				
Power tolerance	(%)	0 ~ + 5				
Temp. coefficients of P _{max}	(%/°C)	-0.35				
Temp. coefficients of V _{oc}	(%/°C)	-0.275				
Temp. coefficients of I _{sc}	(%/°C)	0.045				
Nom. Operating cell temp.(NOCT)	(°C)	45±2				

The electrical data apply to standard test conditions (STC): irradiance of 1000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

MATERIAL CHARACTERISTICS

Cell type	Mono-crystalline 182 x 91 mm
No. of cells	132 (66 full cells)
Dimensions	2094 x 1133 x 35 mm
Weight	26 kg
Junction box	IP 68 rated (3 bypass diodes)
Output cable	1 x 4.0mm ² 350 mm length or customised
Connector type	MC 4 / MC 4 compatible
Hail resistance	Max. Ø 25 mm, at 23 m/s
Wind load	2400 Pa / 244 kg/m ²
Mechanical load	5400 Pa / 550 kg/m ²

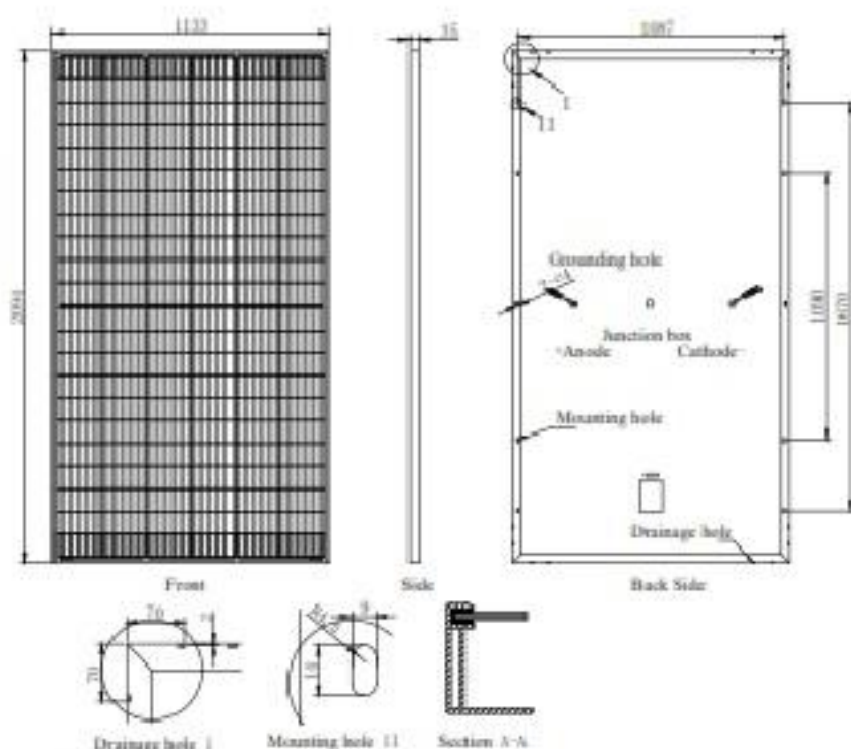
PACKAGING INFORMATION

Packing configuration	62 pcs / double pallet
Loading Capacity	682 pcs / 40HQ
Size / pallet (mm)	2125 x 1140 x 2490 mm
Weight	1732 kg / double pallet

CERTIFICATES



DIMENSIONS



AE5-09-0079 V002

All rights reserved. Specifications included in this data sheet are subject to change without notice.

AD13A.3-14-1

**MULTI-FUNCTION & MULTI-TARIFF
THREE-PHASE ELECTRONIC METERS
DESIGNED FOR USE IN AMI/AMR SYSTEM**

OVERALL VIEW



DISPLAY INDICATIONS



kWh
kVArh
VA

Active energy (*export/import*)
Reactive energy (*4 quadrants*)
Apparent energy

V
A

Measured quantities

THD

Calculation of total harmonic distortion factor

T1-T6

Multirate registration

 Built-in clock


 Event Log


 Load profile


IP54

Protection level

 Backup power supply

 Standard data model, open protocols

 Optical port

 Relay for external contactors

 Sensor of meter cover opening

 Sensor of terminal block cover opening

 Magnetic field sensor

PLC

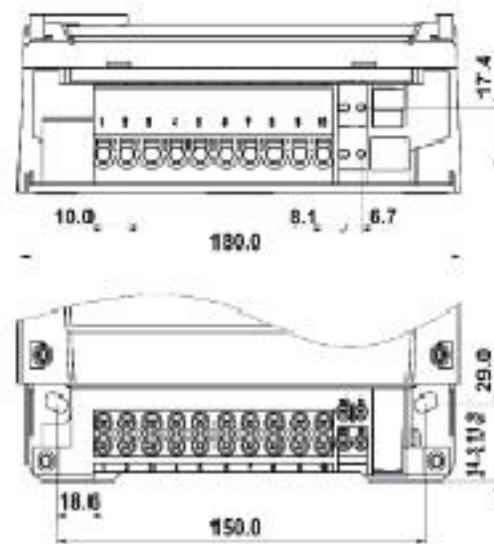
PLC universal platform

 Authentication & Encryption

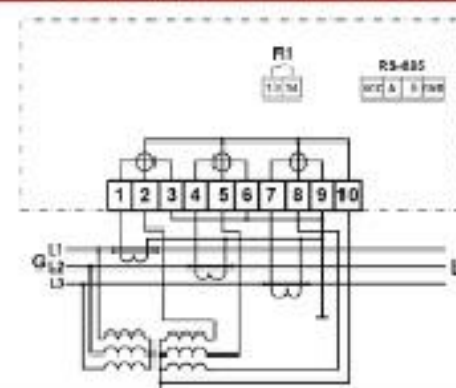
TECHINICAL SPECIFICATIONS

Accuracy class:	
- Active energy	C (0,5)
- Reactive energy	2
Reference current, Iref	5 A
Maximum current, Imax	10 A
Minimum current	
- Active energy	0.01 Iref
- Reactive energy	0.02 Iref
Starting current:	
- Active energy	0.001 Iref
- Reactive energy	0.003 Iref
Reference voltage, Un	3x230/400 V
Voltage range	0.7 Un ... 1.2 Un
Reference frequency	50 Hz (± 2 %)
Meter constant:	
- Active energy	10000 Imp/kWh
- Reactive energy	10000 Imp/kvarh
Temperature range	-40°C ... +70°C
Internal clock	quartz crystal 32 kHz
Clock accuracy (at 25°C) (IEC 62052-21)	±0.5 s / 24 h
PLC raw data rate (with convolutional coding):	
- PRIME v1.3.6, CENELEC A band 3-95 kHz	21.4-64.3 kbps
- PRIME v1.4 for each of 1, 3-8 channel in the band 3 kHz up to 500 kHz	5.4-64.3 kbps
- G3-PLC CENELEC A band (35-90 kHz)	up to 44 kbps
- G3-PLC FCC band (154-487 kHz)	up to 230 kbps
Inherent consumption of current circuit, not more (IEC 62053-61)	1 VA
Inherent consumption of voltage circuit, active/total, not more (IEC 62053-61)	2 W / 10 VA
Insulation strength (IEC 61010-1-90)	4 kV, 50 Hz, 1 min
Impulse voltage (IEC 60060-1)	12 kV, 1.2/50 μs
Electrostatic discharge (IEC 61000-4-2)	15 kV
High frequency radiant field (IEC 61000-4-3)	10 V/m
High frequency interferences (IEC 61000-4-4)	4 kV
Surge immunity test (IEC 61000-4-5)	6 kV
IP rating	IP54
Mean total lifetime, not less	20 years
Dimensions	180 x 280 x 68 mm

TERMINAL BLOCK



CONNECTION DIAGRAM (IEC)



DESIGN FEATURES

TERMINAL BLOCK

- DIN 43857 standard specifications
- Universal clamping type for terminals of current circuits:
D = 8,5 mm

HOUSING

- Light-tone non-flammable polycarbonate

MOUNTING

- By 3 fixing points or on DIN rail (35 mm)

CONTACT US



36, Dragomirna str.
Kishinev, MD-2008,
Republic of Moldova

Phone : +373 (022) 930 012

Fax : +373 (022) 930 012

E-mail : info@addgrup.com

Web : www.addgrup.com



PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
19/02/23 17:11
with v7.3.2

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 180 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Moleonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs:

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

AE 500MD-132

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

500 Wp

Number of PV modules

264 units

Nominal (STC)

132 kWp

Modules

24 Strings x 11 in series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

120 kWp

U mpp

389 V

I mpp

310 A

Total PV power

Nominal (STC)

132 kWp

Total

264 modules

Module area

626 m²

Cell area

577 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

CL 44.4 Delta / 208

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

44.4 kWac

Number of inverters

3 units

Total power

133 kWac

Operating voltage

230-500 V

Pnom ratio (DC:AC)

0.99

Total inverter power

Total power

133 kWac

Number of inverters

3 units

Pnom ratio

0.99

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

U_c (const) 20.0 W/m²KU_v (wind) 0.0 W/m²C/m/s

DC wiring losses

Global array res. 21 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.525, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:

19/02/23 17:11

with v7.3.2

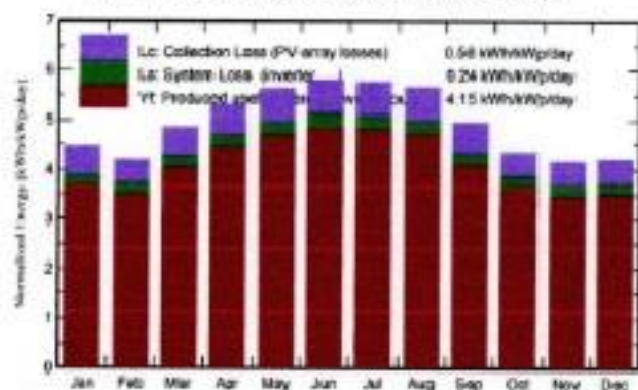
Main results

System Production

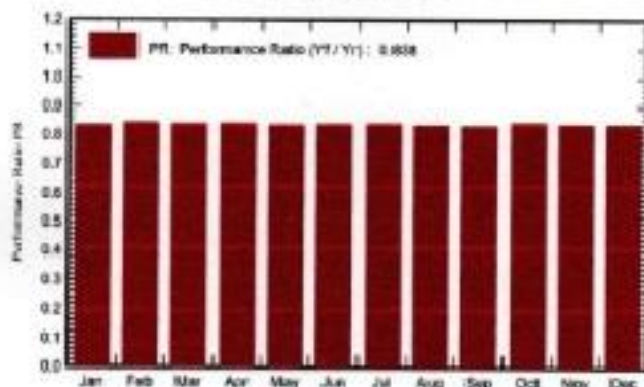
Produced Energy 200067 kWh/year

Specific production 1516 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 83.81 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEFF kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	156.4	63.94	14.46	137.8	132.6	16021	15156	0.833
February	126.7	69.70	14.41	117.5	113.7	13635	13096	0.844
March	156.0	69.92	14.40	150.7	146.7	17646	16693	0.839
April	155.4	78.17	14.13	158.9	155.2	18663	17657	0.842
May	163.3	63.94	14.38	174.7	171.2	20382	19270	0.836
June	159.4	59.91	14.12	174.6	171.2	20422	19316	0.838
July	165.3	71.07	14.38	178.8	175.1	20933	19808	0.839
August	168.2	62.67	14.61	175.8	172.1	20486	19377	0.835
September	150.0	69.03	14.38	148.6	144.9	17264	16322	0.832
October	143.2	83.13	14.54	136.2	130.8	15898	15047	0.843
November	139.5	64.55	14.11	125.3	121.1	14582	13865	0.838
December	148.9	73.40	14.32	130.7	125.7	15281	14459	0.838
Year	1832.3	829.43	14.36	1806.4	1760.3	211493	200067	0.838

Legends

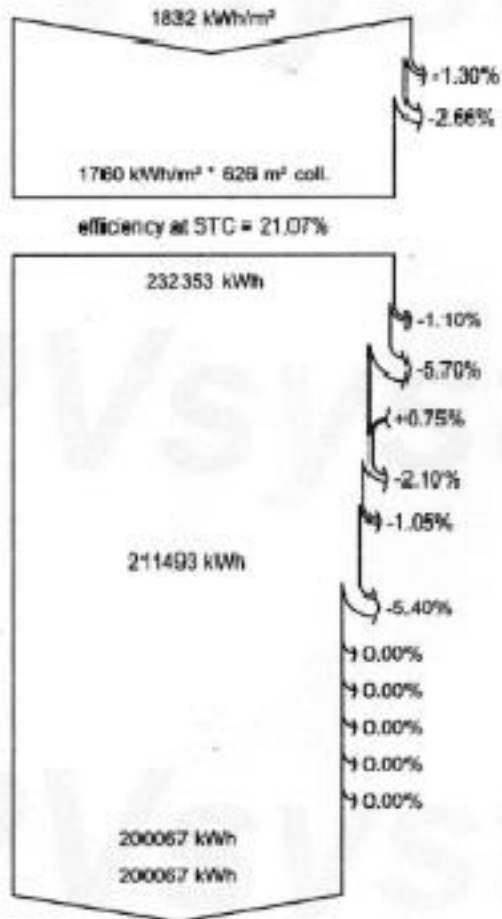
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEFF	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
19/02/23 17:11
with v7.3.2

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in cell. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



PVsyst V7.3.2

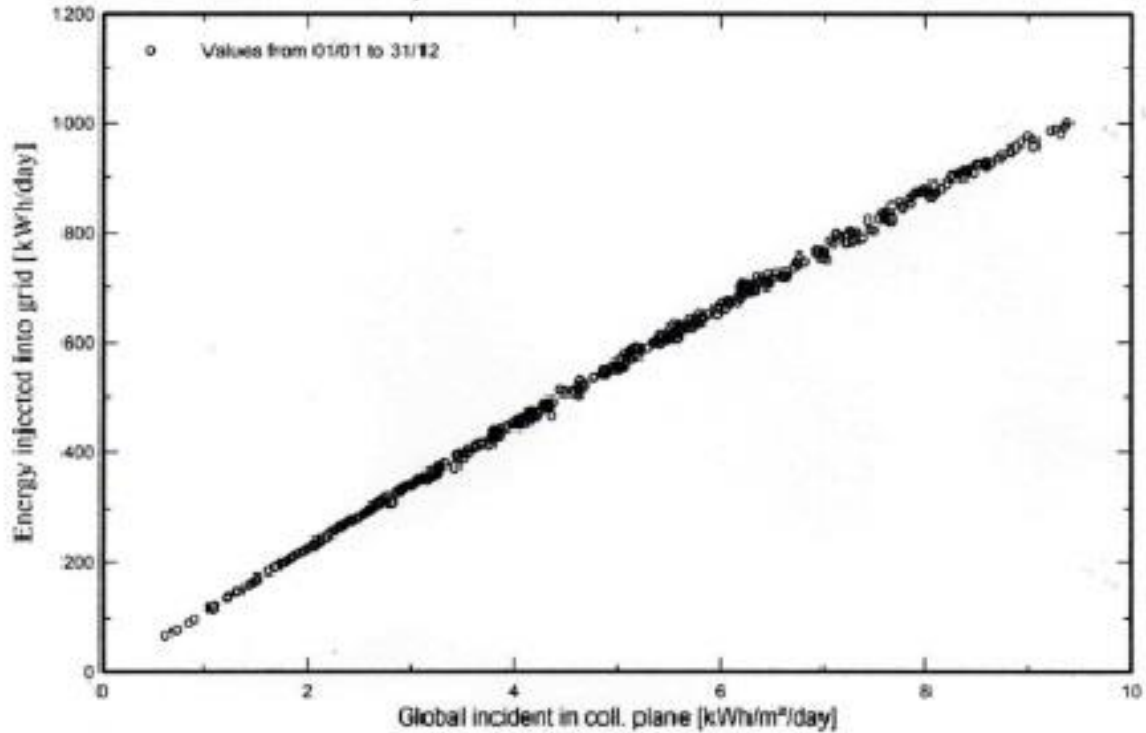
VC1, Simulation date:

19/02/23 17:11

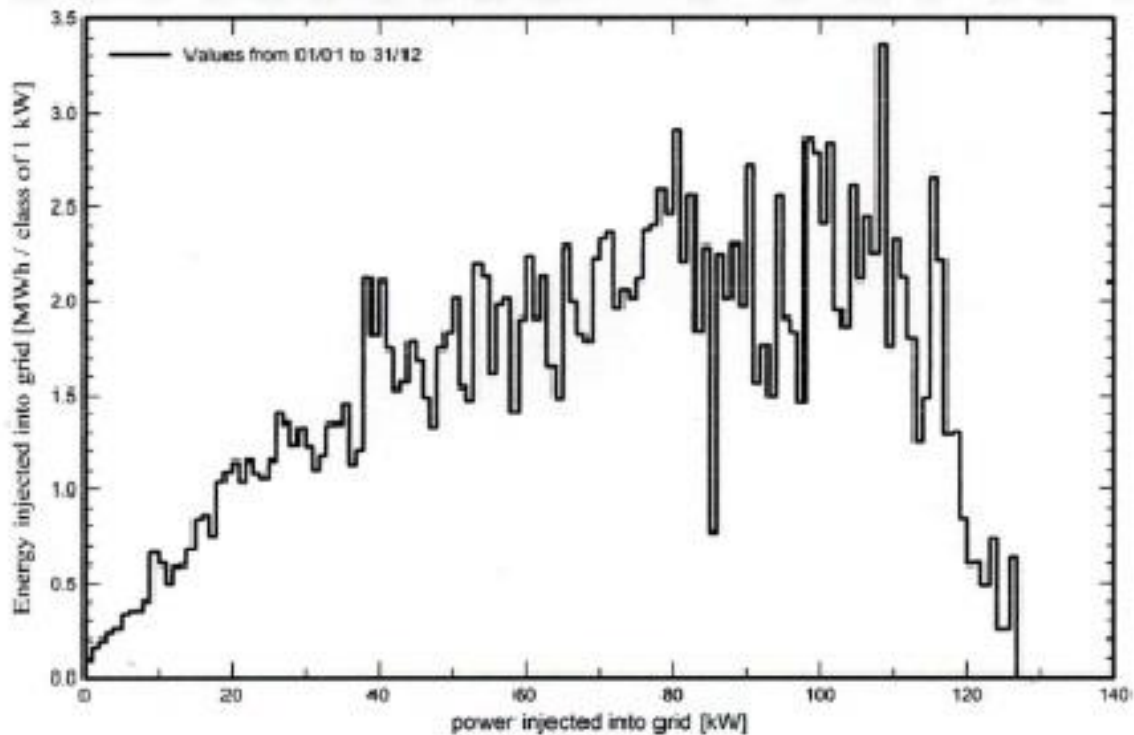
with v7.3.2

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
19/02/23 17:16
with v7.3.2

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteorom separate
Tilt/Azimuth	15 / 180 °	Circumsolar
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Inverter
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model AE 500MD-132	Model CL 44.4 Delta / 208
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 500 Wp	Unit Nom. Power 44.4 kWac
Number of PV modules 440 units	Number of inverters 5 units
Nominal (STC) 220 kWp	Total power 222 kWac
Modules 40 Strings x 11 in series	Operating voltage 230-500 V
At operating cond. (50°C)	Prnom ratio (DC:AC) 0.99
Pmpp 201 kWp	
U mpp 389 V	
I mpp 516 A	
Total PV power	Total inverter power
Nominal (STC) 220 kWp	Total power 222 kWac
Total 440 modules	Number of inverters 5 units
Module area 1044 m²	Prnom ratio 0.99
Cell area 962 m²	

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 12 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.525, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
19/02/23 17:16
with v7.3.2

Main results

System Production

Produced Energy 333445 kWh/year

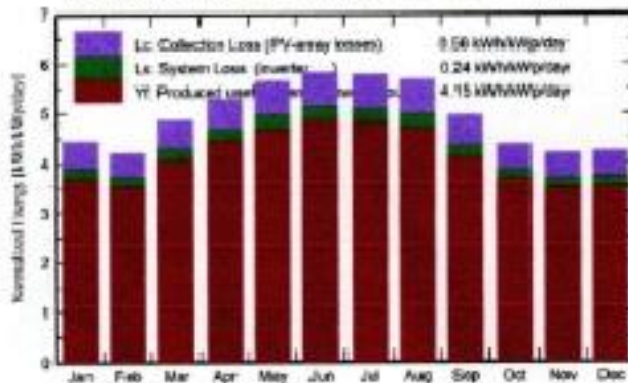
Specific production

1516 kWh/kWp/year

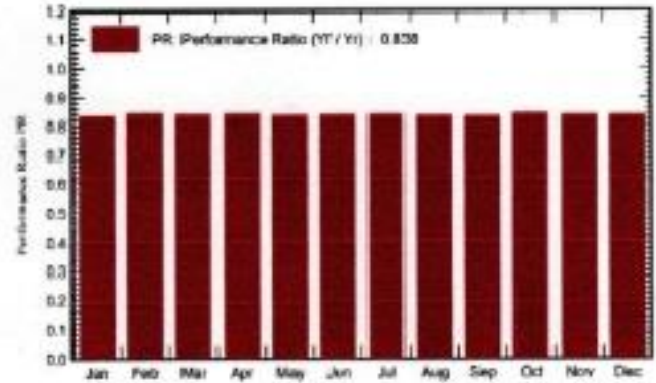
Performance Ratio PR

83.81 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	156.4	63.94	14.46	137.8	132.0	26701	25259	0.833
February	126.7	69.70	14.41	117.5	113.7	23059	21827	0.844
March	158.0	69.92	14.40	150.7	148.7	29410	27821	0.839
April	166.4	78.17	14.13	158.9	155.2	31105	29429	0.842
May	163.3	63.94	14.38	174.7	171.2	33970	32117	0.836
June	159.4	59.91	14.12	174.6	171.2	34036	32194	0.838
July	185.3	71.07	14.38	178.8	175.1	34888	33013	0.839
August	188.2	62.67	14.81	175.8	172.1	34143	32298	0.835
September	150.0	69.03	14.38	148.6	144.9	28773	27203	0.832
October	143.2	83.13	14.54	135.2	130.8	26497	25079	0.843
November	139.5	64.56	14.11	125.3	121.1	24437	23109	0.838
December	148.9	73.40	14.32	130.7	125.7	25488	24099	0.838
Year	1832.3	829.43	14.36	1808.4	1760.3	352488	333445	0.838

Legends

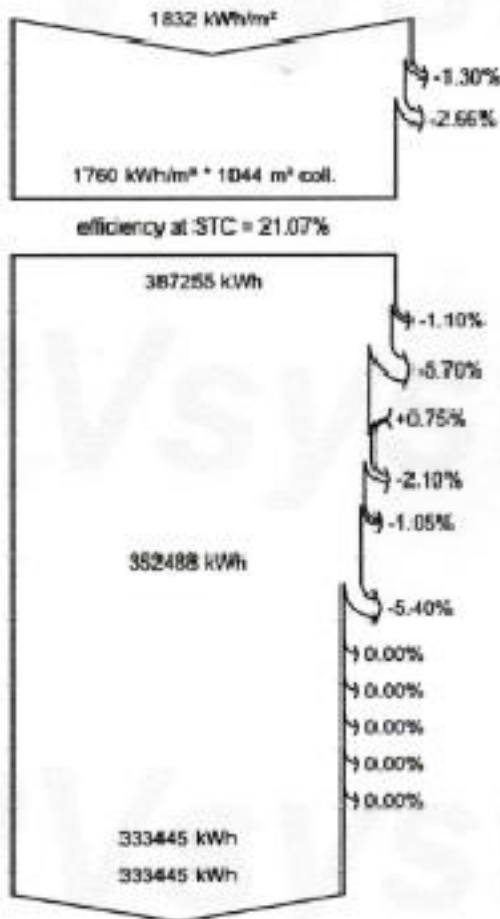
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
19/02/23 17:16
with v7.3.2

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

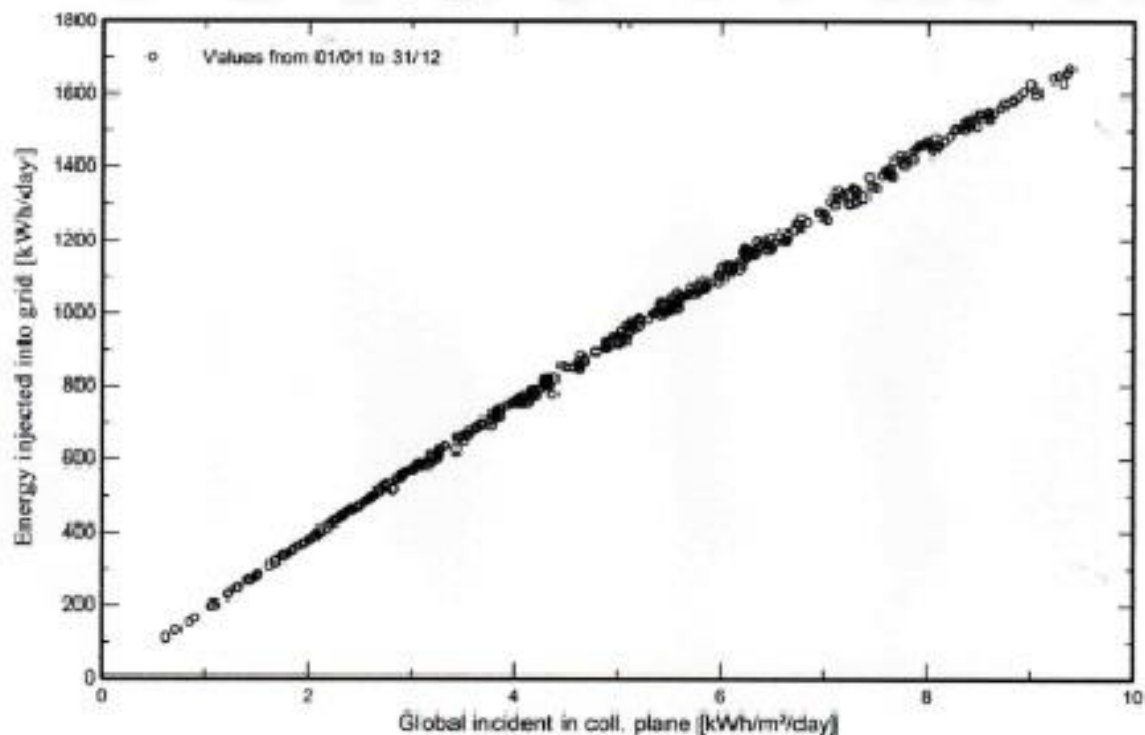


PVsyst V7.3.2

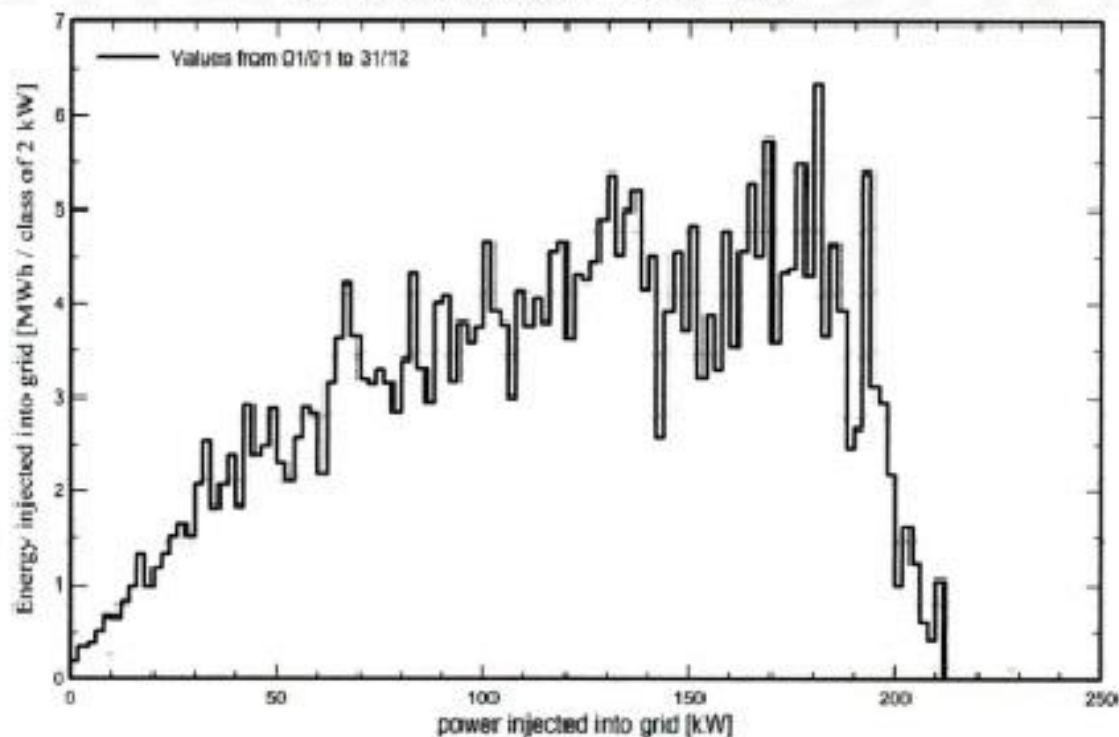
VC1, Simulation date:
19/02/23 17:16
with v7.3.2

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
18/02/23 17:19
with v7.3.2

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	15 / 180 °	Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Inverter
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model AE 500MD-132	Model CL 44.4 Delta / 208
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 500 Wp	Unit Nom. Power 44.4 kWac
Number of PV modules 616 units	Number of inverters 7 units
Nominal (STC) 308 kWp	Total power 311 kWac
Modules 56 Strings x 11 in series	Operating voltage 230-500 V
At operating cond. (50°C)	Phom ratio (DC:AC) 0.99
Pmpp 281 kWp	
U mpp 389 V	
I mpp 723 A	
Total PV power	Total inverter power
Nominal (STC) 308 kWp	Total power 311 kWac
Total 616 modules	Number of inverters 7 units
Module area 1461 m²	Phom ratio 0.99
Cell area 1347 m²	

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 8.9 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.525, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
19/02/23 17:19
with v7.3.2

Main results

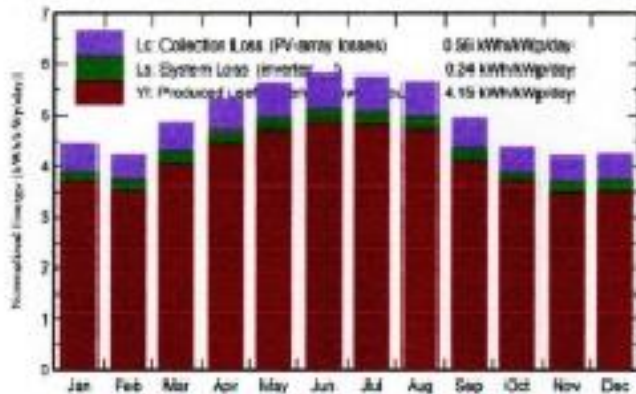
System Production

Produced Energy 466623 kWh/year

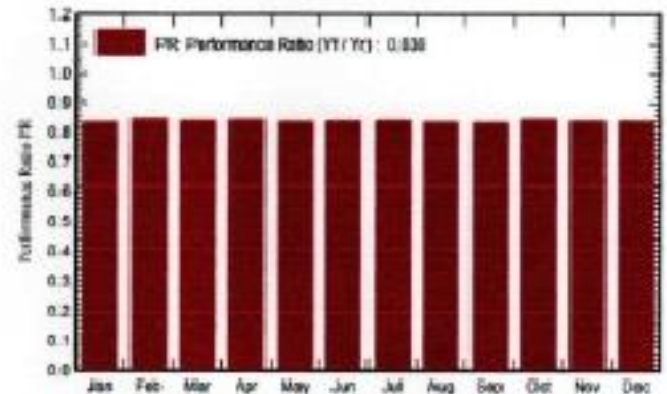
Specific production
Performance Ratio PR

1516 kWh/kWp/year
83.81 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	156.4	63.94	14.46	137.8	132.6	37382	35363	0.833
February	126.7	69.70	14.41	117.5	113.7	32282	30557	0.844
March	156.0	69.92	14.40	150.7	146.7	41173	38950	0.839
April	155.4	78.17	14.13	158.9	155.2	43547	41200	0.842
May	163.3	63.94	14.38	174.7	171.2	47558	44964	0.836
June	159.4	59.91	14.12	174.6	171.2	47651	45071	0.838
July	165.3	71.07	14.38	178.8	175.1	48844	46218	0.839
August	168.2	62.67	14.61	175.8	172.1	47801	45214	0.835
September	150.0	69.03	14.38	148.6	144.9	40282	38084	0.832
October	143.2	83.13	14.54	135.2	130.8	37096	35110	0.843
November	139.5	84.55	14.11	125.3	121.1	34212	32352	0.838
December	148.9	73.40	14.32	130.7	125.7	35655	33738	0.838
Year	1832.3	829.43	14.36	1808.4	1760.3	493483	466823	0.838

Legends

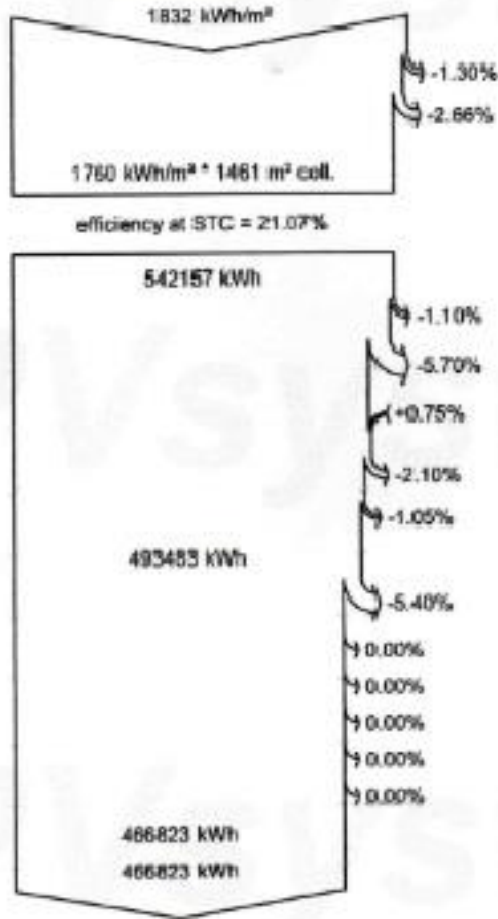
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.2

VC1, Simulation date:
19/02/23 17:18
with v7.3.2

Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- LAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

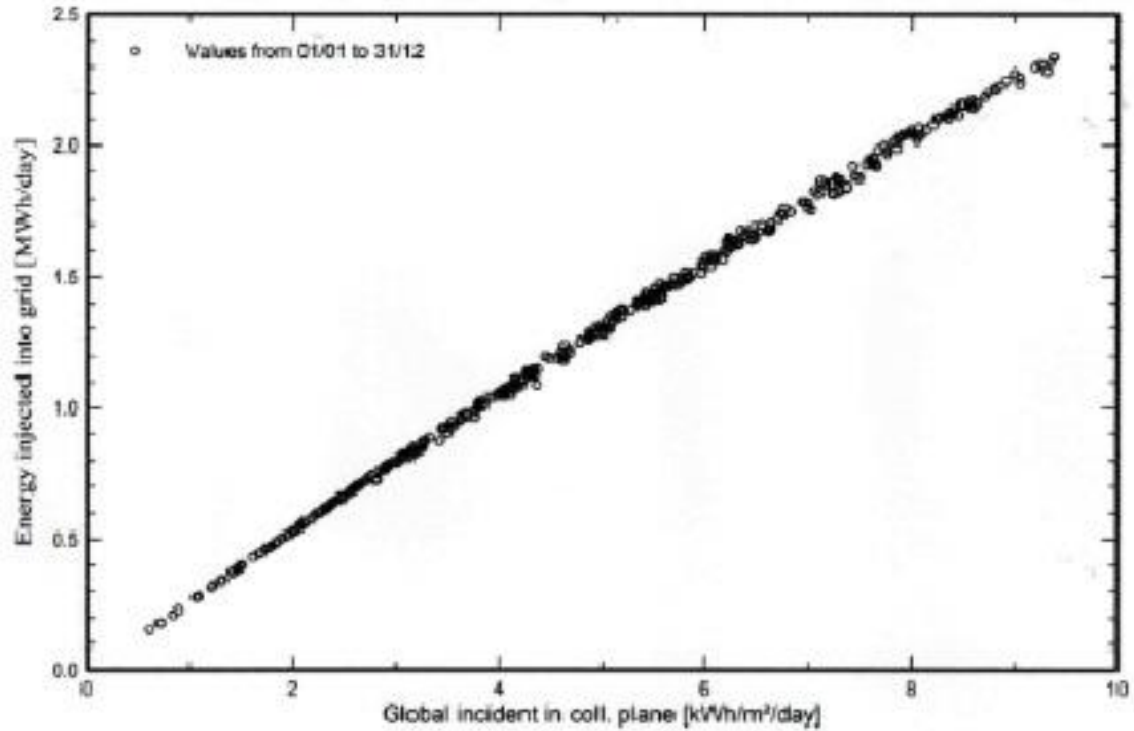


PVsyst V7.3.2

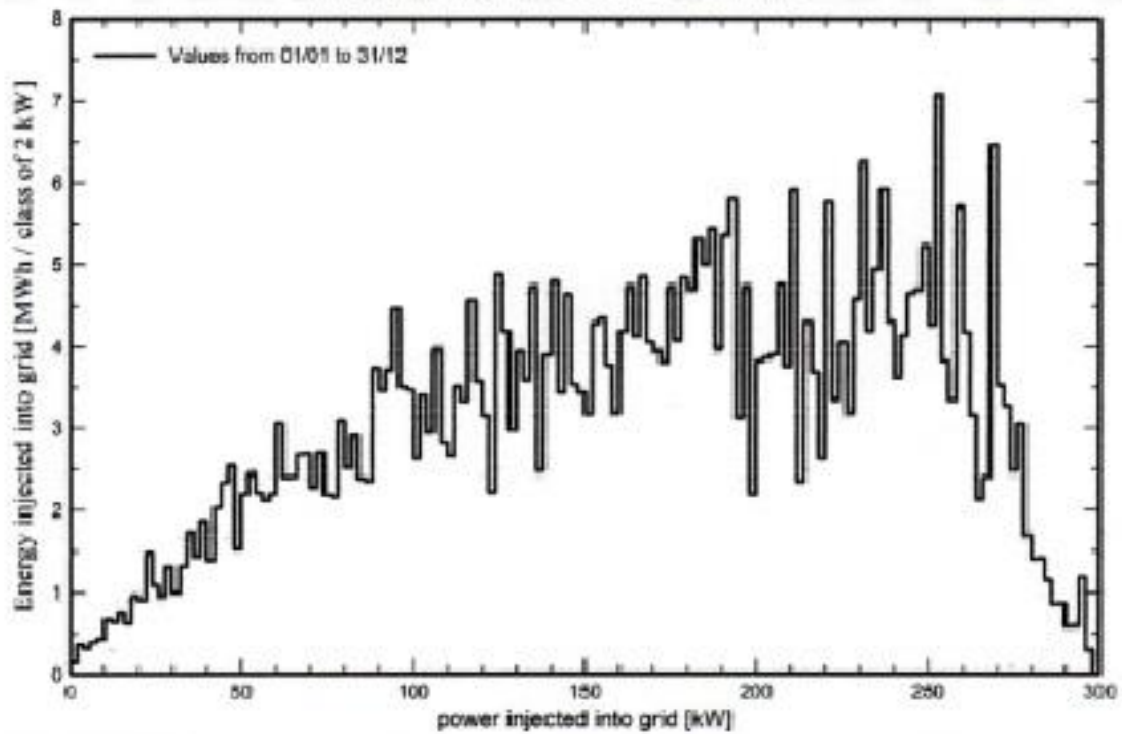
VC-1, Simulation date:
19/02/23 17:19
with v7.3.2

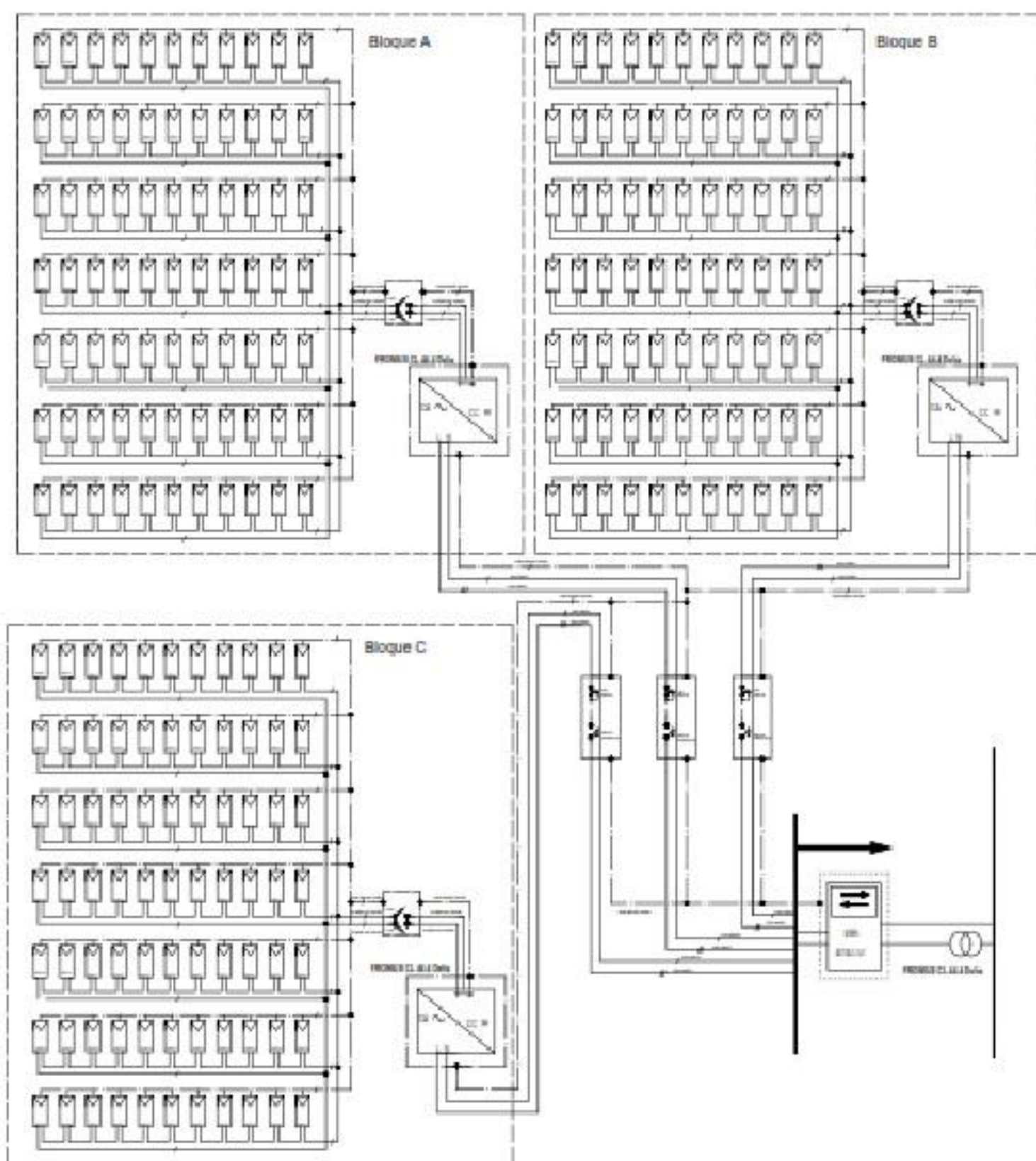
Predef. graphs







Diagrama entrada/salida diaria



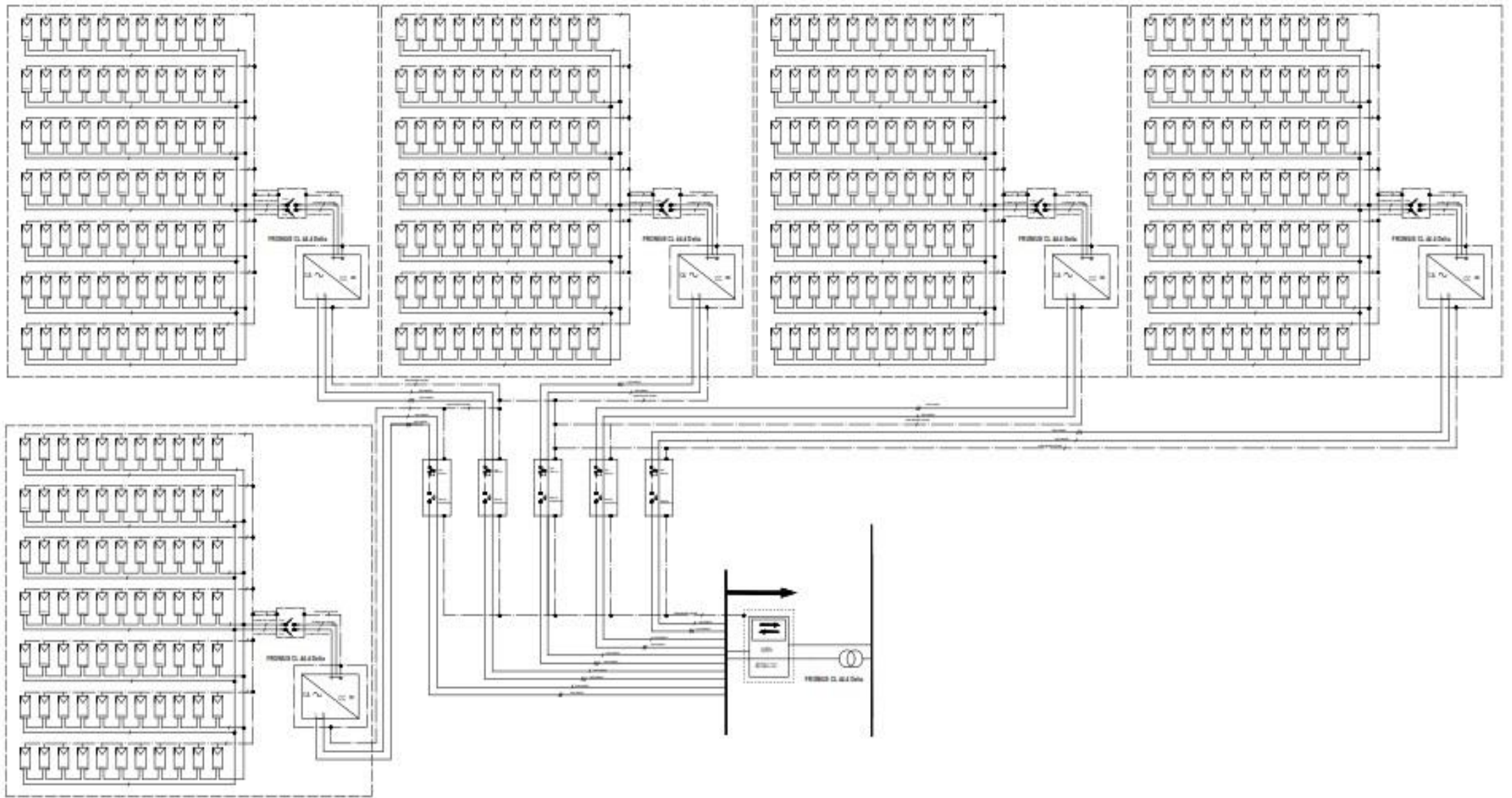
Distribución de potencia de salida del sistema





	INVERSOR DC/DC FRONTS CL 44-8K DELTA
	FUSIBLE
	MEDIDOR DIRECCIONAL
	PANEL SOLAR
	DISYUNTOR DIFERENCIAL
	TRANSFORMADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	
PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED PARA SECTOR FABRICA DE MEDAS	
UBICACIÓN: Av. Víctor Manuel Palacios y Jaime Torres	
Ing. Marco Flores	Ing. Marco Flores
1	Marzo 2021



	INVERSOR CC/CA PRONEX CL. 40.4K DELTA
	FUSIBLE
	SECCION BIDIRECCIONAL
	PANEL SOLAR
	DISYUNTOR OPERENCIAL
	TRANSFORMADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	
TEMA: PROPUESTA TÉCNICO - ECONÓMICA PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED PARA MICROSSA FABRICA DE MEDIAS	
UBICACIÓN: Av. Víctor Manuel Palermiano y Jaime Pólvora	
Caribe Blanco, Santa Fe de	Caribe Blanco, Santa Fe de
Ing. Roberto Pineda	México 2021



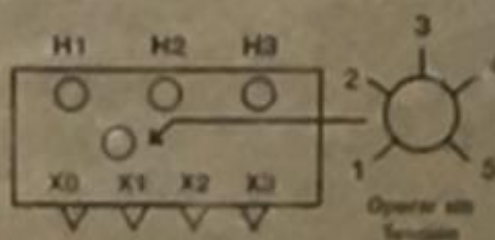
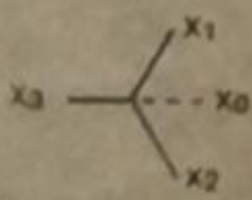
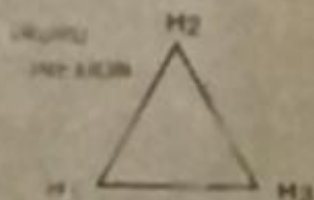
inatra

Industria Andina de Transformadores S.A.

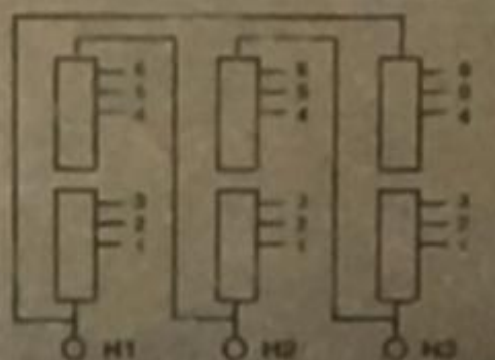
NUESTROS PROCESOS
SON CERTIFICADOS
POR LA NORMA
ISO 9001: 2008

TRANSFORMADOR

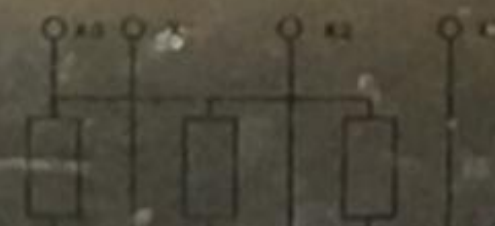
TIPO	ETE	N°	074362853	Norma	NTE INEN 2120
Pot. Nom. [kVA]	275	Año	2013	BIL AT/BT [kV]	95/30
Fases	3	Frec. [Hz]	60	Clase Aisl.	AO
Tens. Prim. [kV]	13.20	Tens. Sec [V]	220	Conexión	Dy 5
Corr. Prim. [A]	12.93	Corr. Sec. [A]	121.7	Refrigeración	ONAN
Tensión C.C. %	5.5	Corr. C.C. [kA]		Durac. C.C. [s]	2
Peso Act. [kg]		Aceite	Mineral	T. Amb. [°C]	30
Peso total [kg]	2027	Vol. AC. [L]	240	Altitud [msnm]	3000



ALTA TENSION		BORNE	
VOLTAJE [V]	AT	Conex	Diagrama
13530	1	3 - 4	
13200	2	5 - 3	
12870	3	2 - 5	
12540	4	6 - 2	
12210	5	1 - 6	



BAJA TENSION		BORNE	
VOLTAJE [V]	BT	Conex	Diagrama
220	-	127	



Las instrucciones de instalación, operación y seguridad, ver Cartilla

REF. 02

Conductor de cobre para 1 / 2 kV apto para ser enterrado directamente.
Aislado con polietileno reticulado (XLPE), resistente a la humedad, calor
elevado y luz solar.

1 / 2 kV tipo PV WIRE

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Diámetro Externo Apróx. (mm)	Masa total Apróx. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos				
FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO						
14	2.08	7	1.905	5.67	43.97	25
12	3.31	7	1.905	6.15	58.27	30
10	5.261	7	1.905	6.75	80.48	40
8	8.367	7	2.159	8.02	120.34	55
FORMACIÓN UNILAY						
14	2.08	19	1.905	5.61	42.83	25
12	3.31	19	1.905	6.11	57.46	30
10	5.261	19	1.905	6.67	77.76	40
8	8.367	19	2.159	7.93	118.99	55
6	13.3	19	2.159	8.88	170.80	75
4	21.15	19	2.159	10.07	252.38	95
2	33.62	19	2.159	11.59	379.71	130
1	42.4	19	2.667	13.47	486.25	150
1/0	53.49	19	2.667	14.48	598.51	170
2/0	67.44	19	2.667	15.61	737.06	195
3/0	85.02	19	2.667	16.93	918.37	225
4/0	107.2	19	2.667	18.29	1124.67	260
FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO						
250	126.7	37	3.048	20.73	1354.38	290
300	152	37	3.048	22.13	1603.92	320
350	177	37	3.048	23.39	1848.34	350
400	203	37	3.048	24.58	2094.13	380
500	253	37	3.048	26.75	2573.41	430
600	304	61	3.429	29.54	3126.97	475
750	360	61	3.429	32.24	3856.42	535
1000	507	61	3.429	36.20	5092.29	615

*Capacidad de corriente, para no más de 3 conductores en tensión en ducto, cable o tierra (directamente enterrados), para temperatura ambiente de 30 °C. Ref NEC (Edición 2020) (Tabla 310.15).

*Los valores indicados en esta tabla pueden variar según las tolerancias permitidas en las normas de fabricación del conductor.

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Todos los conductores fabricados por ELECTROCABLES C.A. cumplen con holgura las especificaciones establecidas en las normas de fabricación existentes para cada tipo y que son las siguientes:

Aislante de Material termoplástico, PVC 600 V. - 90 °C
 Chaqueta de Nylon

Calibre AWG ó MCM	Sección mm ²	FORMACION		ESPEJOR AISLAM. mm	ESPEJOR CHAQUETA mm	DIAM. EXTERIOR mm	PESO TOTAL Kg/Km	Capacidad de corriente		TIPO CABLE	Altern. de embaL.
		No. de Hilos por diámetro en mm.	ESPEJOR AISLAM. mm					Para 1 cond. al aire libre Amp.	Para 3 cond. en conduit Amp.		
20	0.519	1 x 0.813	0.38	0.10	1.77	7.07	15	10	TFN	A,B	
18	0.823	1 x 1,02	0.38	0.10	1.98	10.94	15	10	TFN	A,B	
16	1.31	1 x 1,29	0.38	0.10	2.25	16.48	20	15	TFN	A,B	
14	2.08	1 x 1,63	0.38	0.10	2.59	23.17	35	25	THHN	A,B	
12	3.31	1 x 2,05	0.38	0.10	3.01	34.16	40	30	THHN	A,C	
10	5.26	1 x 2,59	0.51	0.10	3.81	55.04	55	40	THHN	A,D	
8	8.34	1 x 3,26	0.76	0.13	5.04	91.22	80	55	THHN	A,B	
16	1.31	19 x 0,30	0.38	0.10	2.46	17.95	20	15	TFN	A,B	
14	2.08	19 x 0,38	0.38	0.10	2.86	23.80	35	25	THHN	A,B	
12	3.31	19 x 0,47	0.38	0.10	3.31	35.70	40	30	THHN	A,C	
10	5.26	19 x 0,60	0.51	0.10	4.22	56.20	55	40	THHN	A,D	
8	8.37	7 x 1,23	0.76	0.13	5.47	93.70	80	55	THHN	A,B,E	
6	13.30	7 x 1,55	0.76	0.13	6.43	141.30	105	75	THHN	A,E	
4	21.15	7 x 1,96	1.02	0.15	8.22	227.60	140	95	THHN	A,E	
2	33.62	7 x 2,47	1.02	0.15	9.75	348.10	190	130	THHN	A,E	
1	42.36	7 x 2,78	1.27	0.18	11.24	446.20	220	150	THHN	A,D,E	
1/0	53.49	19 x 1,89	1.27	0.18	12.35	553.30	260	170	THHN	D,E,Z	
2/0	67.43	19 x 2,12	1.27	0.18	13.50	688.70	300	195	THHN	D,E,Z	
3/0	85.01	19 x 2,39	1.27	0.18	14.85	856.80	350	225	THHN	D,E,Z	
4/0	107.20	19 x 2,68	1.27	0.18	16.30	1069.50	405	260	THHN	D,E,Z	
250	127.00	37 x 2,09	1.52	0.20	18.07	1263.00	455	290	THHN	Z	
300	152.00	37 x 2,29	1.52	0.20	19.47	1502.00	505	320	THHN	Z	
350	177.00	37 x 2,47	1.52	0.20	20.73	1743.00	570	350	THHN	Z	
400	203.00	37 x 2,64	1.52	0.20	21.92	1981.00	615	380	THHN	Z	
500	253.00	37 x 2,95	1.52	0.20	24.09	2457.00	700	430	THHN	Z	
600	304.00	37 x 3,23	1.78	0.23	26.63	2960.00	780	475	THHN	Z	
650	329.00	37 x 3,37	1.78	0.23	27.61	3221.00	820	500	THHN	Z	
700	355.00	37 x 3,49	1.78	0.23	28.45	3453.00	855	520	THHN	Z	

Conductor elaborado bajo normas:
 NEMA WC -5, ICEA 5 -61-402, ASTM B3, B8, UL STANDARD 83, INEN

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura
3003242178	000	T47141	03.11.2022	001		KWH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	000	T47141	03.11.2022	002		KWH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	000	T47141	03.11.2022	003		KWH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	000	T47141	03.11.2022	004		KW	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	000	T47141	03.11.2022	005		KW	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	000	T47141	03.11.2022	006		KW	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	000	T47141	03.11.2022	007		KWH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	000	T47141	03.10.2022	001	18.998.000	KWH	12.640.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura	Nota de lectura
3003242178	000	T47141	03.10.2022	002	2.416.963	KVAH	4.800.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.10.2022	003	23.831.000	KVAH	23.520.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.10.2022	004	0.405	KW	08.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.10.2022	005	0.402	KW	04.320000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.10.2022	006	0.261	KW	07.760000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.10.2022	007	7.589.107	KVAH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.09.2022	001	18.537.000	KVAH	14.240.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.09.2022	002	2.385.964	KVAH	4.720.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura	Nota de lectura
3003242178	000	T47141	03.09.2022	003	23.694.000	KVAH	24.480.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.09.2022	004	0.484	KW	77.440000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.09.2022	005	0.472	KW	75.520000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.09.2022	006	0.487	KW	77.920000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.09.2022	007	7.589.107	KVAH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.08.2022	001	18.458.000	KVAH	12.320.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.08.2022	002	2.344.000	KVAH	4.600.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.08.2022	003	23.531.000	KVAH	22.560.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura	Nota de lectura
3003242178	000	T47141	03.08.2022	004	0.472	KW	75.520000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.08.2022	005	0.462	KW	74.080000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.08.2022	006	0.448	KW	71.680000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.08.2022	007	7.589.107	KVAH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.07.2022	001	19.421.000	KVAH	11.377.440000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.07.2022	002	2.319.000	KVAH	4.455.320000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.07.2022	003	23.380.000	KVAH	22.576.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	
3003242178	000	T47141	03.07.2022	004	0.444	KW	71.040000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP	

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura
3003242178	OCB	T47141	03.07.2022	085	0.420	KWH	07.200000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	OCB	T47141	03.07.2022	086	0.359	KWH	07.440000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	OCB	T47141	03.07.2022	087	7.569.107	KWH	0.000000000	01	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
3003242178	OCB	T47141	15.06.2022	081	19.349.801	KWH	0.000000000	06	03	Estimación automática - SAP
3003242178	OCB	T47141	15.06.2022	082	2.291.148	KWH	0.000000000	06	03	Estimación automática - SAP
3003242178	OCB	T47141	15.06.2022	083	23.248.934	KWH	0.000000000	06	03	Estimación automática - SAP
3003242178	OCB	T47141	15.06.2022	084	0.638	KV	102.980000000	06	03	Estimación automática - SAP
3003242178	OCB	T47141	15.06.2022	085	0.638	KV	102.980000000	06	03	Estimación automática - SAP

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura
3003242178	OCB	T47141	15.06.2022	086	0.638	KV	102.980000000	06	03	Estimación automática - SAP
3003242178	OCB	T47141	15.06.2022	087	7.589.107	KWH	0.000000000	06	03	Estimación automática - SAP
	OCB	T47141	14.06.2022	091	19.349.801	KWH	7.183.560000000	06	03	Estimación automática - SAP
	OCB	T47141	14.06.2022	092	2.291.148	KWH	2.143.680000000	06	03	Estimación automática - SAP
	OCB	T47141	14.06.2022	093	23.248.934	KWH	8.320.440000000	06	03	Estimación automática - SAP
	OCB	T47141	14.06.2022	094	0.638	KV	102.980000000	06	03	Estimación automática - SAP
	OCB	T47141	14.06.2022	095	0.638	KV	102.980000000	06	03	Estimación automática - SAP
	OCB	T47141	14.06.2022	096	0.638	KV	102.980000000	06	03	Estimación automática - SAP

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura
	OCB	T47141	14.06.2022	097	7.589.107	KWH	07.120000000	06	03	Estimación automática - SAP
	OCB	T47141	24.05.2022	001	19.305.000	KWH	02.900.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	24.05.2022	002	2.274.900	KWH	0.280.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	24.05.2022	003	23.107.000	KWH	19.040.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	24.05.2022	004	0.623	KV	99.680000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	24.05.2022	005	0.585	KV	93.600000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	24.05.2022	006	0.544	KV	87.040000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	24.05.2022	007	7.589.900	KWH	100.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP

Contrato	Status	Aparato	Fecha	Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura
	OCB	T47141	21.04.2022	061	19.224.000	KWH	12.800.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	21.04.2022	062	2.241.000	KWH	4.800.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	21.04.2022	063	23.078.600	KWH	18.240.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	21.04.2022	064	0.416	KV	82.560000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	21.04.2022	065	0.444	KV	79.940000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	21.04.2022	066	0.446	KV	79.360000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	21.04.2022	067	7.589.000	KWH	0.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	OCB	T47141	22.03.2022	001	19.144.000	KWH	10.720.000000000	09	01	Lectura por empresa suministradora - SAP

Contrato	Status	Aparato	Fecha	# Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura	
	000	T47141	22.03.2022	002	2211.032	KWH	4.165.090000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	22.03.2022	001	22.989.300	KWH	15.520.800000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	22.03.2022	004	0.484	KV	77.440000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	22.03.2022	005	0.473	KV	75.680000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	22.03.2022	006	0.463	KV	74.660000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	22.03.2022	007	7.583.000	KVR	0.000000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	19.02.2022	001	19.077.208	KWH	11.360.800000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	19.02.2022	002	2.185.000	KWH	4.480.800000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP

Contrato	Status	Aparato	Fecha	# Numerador	Lectura	Unidad	Consumo	ML	CL	Clase lectura	
	000	T47141	19.02.2022	003	22.992.000	KWH	11.040.000000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	19.02.2022	004	0.400	KV	64.480000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	19.02.2022	005	0.370	KV	59.200000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	19.02.2022	006	0.359	KV	59.040000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	19.02.2022	007	7.588.000	KVR	0.000000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	20.01.2022	001	19.005.002	KWH	4.760.800000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	20.01.2022	002	2.157.000	KWH	1.440.800000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP
	000	T47141	20.01.2022	003	22.823.000	KWH	3.820.800000000	-	00	01	Lectura por empresa suministradora - SAP