



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



**“EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE OPERACIÓN DE UN
MICROINVERSOR ENGANCHADO A LA RED A 3800 METROS
DE ALTITUD, EN LA REGIÓN ALTIPLÁNICA, PUNO”**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. KARIN JUNETH MONROY TUMPI

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2022



DEDICATORIA

En algún momento de mi vida pensé que este día no llegaría y aquí estoy dedicando mi tesis a Dios por darme la felicidad de aún tener con vida a mis seres queridos y muy en especial y con un amor infinito se la dedico a mis padres Felix Agapito Monroy Quenta y Norma Tumpi Ajrota que siempre están ahí con su apoyo incondicional, a mi querida hermanita Idalia y mis sobrinos Bryan, Kendra y Karime, a mi compañero de vida José y a mis dos grandes amores Josue y Matius.

Karin Juneth



AGRADECIMIENTOS

Gracias Dios por este día de muchas emociones bonitas, y mil, mil, mil gracias por tener los mejores padres, que me enseñaron a valorar las cosas más simples de la vida y a disfrutar de esos pequeños detalles que con amor uno entrega.

Mi gratitud eterna a mi compañero de vida por su esfuerzo y su apoyo en seguir adelante.

Quiero agradecer también a la vida por poner en mi camino amistades de buen corazón que con sus palabras “hazlo”, “no te desanimes”, “yo te ayudo” me animaron a terminar lo que inicié, a ti amiga Pao.

También a cada una de las personas que me acompañaron en el proceso de formación que sin esperar recibir nada a cambio compartieron tiempo, conocimiento y experiencias, a ustedes docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la UNA-Puno, en especial Ing. Norman por sus palabras motivadoras.

Al Consejo Nacional de Ciencia Tecnología e Innovación Tecnológica y al Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica que en el marco del contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV, ha permitido desarrollar el proyecto “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre los 3800 msnm” y al grupo de investigación Grid Solar EPIER-UNAJ, por haber permitido utilizar sus conocimientos y la disponibilidad de sus laboratorios para el desarrollo de la presente tesis.

Karin Juneth



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN 15

ABSTRACT..... 16

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 17

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 18

1.2.1. Problema general..... 18

1.2.2. Problemas específicos 18

1.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN 19

1.3.1. Hipótesis general 19

1.3.2. Hipótesis específicas 19

1.4. JUSTIFICACIÓN 19

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN..... 20

1.5.1. Objetivo general 20



1.5.2. Objetivos específicos	20
------------------------------------	----

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES	21
2.2. MARCO TEÓRICO	22
2.2.1. Energía solar.....	22
2.2.2. Radiación solar.....	23
2.2.3. Tipos de radiación solar	26
2.2.4. La constante solar.....	28
2.2.5. Masa de aire	29
2.2.6. El fotón.....	31
2.2.7. La irradiancia solar.....	31
2.2.8. La irradiación	32
2.2.9. Hora solar pico	32
2.2.10. Instrumentos de medición	32
2.2.11. Efecto fotovoltaico	37
2.2.12. Células solares fotovoltaica.....	39
2.2.13. Generador fotovoltaico.....	42
2.2.14. Tipologías de plantas fotovoltaicas.....	51
2.2.15. Inversor solar.....	53
2.2.16. Clasificación de los inversores solares conectadas a la red.	56
2.2.17. Algoritmo de seguimiento de potencia	66



2.2.18. Eficiencia en inversores	70
2.2.19. Criterio de selección de inversores.	72

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	73
3.1.1. Tipo de investigación	73
3.1.2. Diseño de la investigación	73
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN.....	73
3.2.1. Población.....	74
3.2.2. Muestra.....	74
3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS RECOLECCIÓN DE DATOS	74
3.3.1. Lugar de Estudio.	74
3.3.2. Descripción detallada de los métodos, uso de materiales e insumos.	74
3.3.3. Materiales.	77

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN CORRIENTE CONTINUA.	82
4.1.1. Tensión generada.	83
4.1.2. Corriente generada.....	84
4.1.3. Potencia generada.	85
4.1.4. Energía inyectada a la red.....	85



4.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN CORRIENTE ALTERNA.....	86
4.2.1. Tensión en la salida del microinversor.	88
4.2.2. Corriente producida por el microinversor.	89
4.2.3. Potencia activa producida por el microinversor.	90
4.2.4. Potencia reactiva.....	91
4.2.5. Factor de potencia.....	91
4.2.6. Frecuencia.....	94
4.2.7. Energía inyectada a la red.....	95
4.2.8. Energía importada de la red.....	96
4.2.9. Caracterización de parámetros producidos microinversor.	96
4.3. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL MICROINVERSOR.....	97
4.3.1. Comparación de la potencia entregada y producida por microinversor..	97
4.3.2. Análisis del recurso solar.	101
4.3.3. Comparación de la energía en corriente continua y la energía en corriente alterna en el microinversor.....	103
4.3.4. Eficiencia del microinversor.	104
V. CONCLUSIONES.....	107
VI. RECOMENDACIONES	109
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	110

Área: Control de Procesos

Tema: Inversor Solar

Fecha de sustentación: 10 de febrero del 2022



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Espectro de la radiación solar en el interior y exterior de la atmosfera de la Tierra	24
Figura 2. La energía del Sol que llega a la Tierra.....	27
Figura 3. Tipos de radiación solar	28
Figura 4. Determinación de la constante solar.....	29
Figura 5. Explicación del término Masa de aire: El número x representa la extensión del camino en comparación con la distancia vertical a través de la atmósfera.	30
Figura 6. Irradiancia a lo largo de un día.....	33
Figura 7. Albedómetro SRA20 Estandar Secundario	33
Figura 8. Difusómetro.....	34
Figura 9. Piranómetro	35
Figura 10. Heliógrafo de Campbell-Stokes y cartulinas estacionales	35
Figura 11. Pirheliómetro	36
Figura 12. Pirgeómetro	37
Figura 13. Pirradiómetro.....	37
Figura 14. Célula solar fotovoltaica.....	39
Figura 15. Funcionamiento de célula solar fotovoltaica.....	41
Figura 16. Efecto fotovoltaico	42
Figura 17. Curvas características I - V y de potencia de una célula solar FV de 100 cm ²	42
Figura 18. Circuito equivalente de un dispositivo fotovoltaico.....	43
Figura 19. Variación de las curvas I-V de un módulo FV típico con la temperatura de operación para una irradiancia constante de 1000 W/m ²	46



Figura 20. Variación de las curvas I-V de un módulo FV típico con la irradiancia incidente para una temperatura de 25°C.	47
Figura 21. Asociación de células en serie para formar un generador FV	49
Figura 22. Conexión serie y paralelo de módulos FV para formar un generador FV ...	50
Figura 23. Diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV aislada	52
Figura 24. Sistema de generación FV conectado a la red.....	53
Figura 25. Diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV conectada a la red.....	54
Figura 26. Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico	55
Figura 27. Esquema general de la configuración de un inversor centralizado	58
Figura 28. Esquema general de la configuración de un inversor en cadena.....	59
Figura 29. Esquema general de la configuración de un inversor multicadena	60
Figura 30. Esquema general de la arquitectura DC-serie	61
Figura 31. Esquema general de la arquitectura CA-serie	62
Figura 32. Esquema general de un microinversor	62
Figura 33. Esquema del inversor FV con transformador de aislamiento en baja frecuencia	64
Figura 34. Esquema del inversor FV con transformador de aislamiento en alta frecuencia	65
Figura 35. Esquema del inversor FV sin transformador de aislamiento galvánico	66
Figura 36. Diagrama de bloques del algoritmo MPPT P&O.....	67
Figura 37. Recta de conductancia en curva I-V.....	68
Figura 38. Diagrama de bloques del método incremento de inductancia.....	68
Figura 39. Curva P-V con potencia de referencia.....	70
Figura 40. Rendimiento de un inversor según su aislamiento galvánico	71



Figura 41. Esquema de instalación microinversor y sistema de medición	76
Figura 42. Panel solar de 270 W utilizando como generador fotovoltaico	77
Figura 43. Medidor eléctrico multiparámetro en corriente alterna.....	78
Figura 44. Medidor eléctrico multiparámetro en corriente continua.....	79
Figura 45. Microinversor REPLUS – 250A – 250W	80
Figura 46. Tensión en corriente continua medida en la entrada del microinversor.....	83
Figura 47. Corriente continua medida en la entrada del microinversor	84
Figura 48. Potencia generada por el panel fotovoltaico	85
Figura 49. Energía suministrada al microinversor día 18/12/2021.....	86
Figura 50. Comparación de las variables medidas en CA.....	87
Figura 51. Tensión producida por el microinversor	88
Figura 52. Corriente inyectada a la red.....	89
Figura 53. Potencia activa inyectada a la red	90
Figura 54. Potencia reactiva registrada.....	91
Figura 55. Variación del factor de potencia.....	92
Figura 56. Potencia activa y el factor de potencia del microinversor.....	93
Figura 57. Comparación del factor de potencia y la capacidad de carga del microinversor	93
Figura 58. Medición de la frecuencia día 18/12/2021	94
Figura 59. Energía en corriente alternada.....	95
Figura 60. Energía importada de la red	96
Figura 61. Gráficas del comportamiento en corriente alterna microinversor día 18/01/2021.....	97
Figura 62. Potencia en corriente continua y alterna medidos en el microinversor día 18/12/2021.....	98



Figura 63. Potencia en corriente continua periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021	99
Figura 64. Potencia en corriente alterna periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021.	100
Figura 65. Eficiencia del microinversor del día 18/12/2021	104
Figura 66. Comparación de la eficiencia y la capacidad de carga del microinversor del día 18/12/2021	104
Figura 67. Eficiencia del microinversor para el periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021	106



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del Sol y de la Tierra	23
Tabla 2. Variación de parámetros característicos con la temperatura para una célula de 100 cm ²	46
Tabla 3. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico de 270 W.	77
Tabla 4. Especificaciones técnicas Medidor eléctrico multiparámetro en C.A.	78
Tabla 5. Especificaciones técnicas Medidor eléctrico multiparámetro en C.C.	80
Tabla 6. Especificaciones técnicas del microinversor de 250 W.....	81
Tabla 7. Resultados de parámetros medidos en sistema de medición en CC	82
Tabla 8. Resultados de parámetros medidos en CA	86
Tabla 9. Comparación de la frecuencia medida y la permitida por NTCSE día 18/12/2021.....	95
Tabla 10. Irradiación horizontal diaria para el periodo del 14/12/2021 a 24/12/2021.....	101
Tabla 11. Comparación de la energía producida por el microinversor teóricamente y la energía medida producida por el microinversor.....	102
Tabla 12. Consumo de energía del microinversor	103
Tabla 13. Eficiencia del microinversor comparando energía en corriente continua y alterna	105



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

AM:	Masa de aire
Es:	Irradiancia solar
λ :	Longitud de onda
FV:	Fotovoltaica
MPPT:	Seguimiento del punto de máxima potencia
CC:	Corriente continua
CA:	Corriente alterna
HSP:	Hora solar pico
TONC:	Temperatura nominal de operación
BT:	Baja tensión
W:	Watt
Wp:	Watt pico
A:	Amperios
V:	Voltios
V _{mpp} :	Tensión de máxima potencia
V _{oc} :	Tensión de circuito abierto
I _{sc} :	Corriente de corto circuito
I _{mpp} :	Corriente de máxima potencia



Hz:	Hertz
kWh:	Kilo watt hora
η :	Eficiencia
STC:	Condiciones de medición estándar



RESUMEN

Para que los sistemas fotovoltaicos sean sostenibles, es necesario tener un mejor conocimiento de los sistemas que convierten la energía solar en energía eléctrica. La irradiación es una de las variables importantes, influye directamente en la energía producida. El presente trabajo de investigación tiene por objetivo la utilización de un microinversor de 250 W de conexión a la red, el cual convierte la potencia en corriente continua en potencia en corriente alterna, con la finalidad de evaluar las características de operación y la determinación de eficiencia que este equipo presenta en condiciones de operación a más de 3800 msnm. Para lo cual se ha utilizado un sistema de medición tanto en corriente continua y alterna. Permitiendo medir variables de tensión, corriente, potencia, energía producida en lado de corriente continua. En el lado de corriente alterna registra información de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, factor de potencia y energía activa. Ambos sistemas de medición registran la información con intervalo de un minuto en forma diaria. Se ha podido determinar que la eficiencia del microinversor es superior al 90% y opera con factores de potencia muy cercanos a la unidad, cuando el equipo opera a una capacidad superior del 20%. Durante el periodo de análisis la máxima eficiencia ha sido de 93.366%. La potencia del generador fotovoltaica es de 270 W, sin embargo, al ser el microinversor de 250 W es limitado a esta potencia de generación, por lo que se concluye que en las condiciones de irradiación de la región Puno el microinversor para que pueda lograr optimizar la producción energética del panel fotovoltaico este debería ser de igual capacidad que el generador fotovoltaico.

Palabras Clave: Microinversor solar, generador fotovoltaico, eficiencia, operación, irradiación.



ABSTRACT

For photovoltaic systems to be sustainable, it is necessary to have a better understanding of the systems that convert solar energy into electrical energy. Irradiation is one of the important variables, it directly influences the energy produced. The objective of this research work is to use a 250 W microinverter for connection to the network, which converts the power in direct current into power in alternating current, with the purpose of evaluating the characteristics of operation and the determination of efficiency. that this equipment presents in operating conditions at more than 3800 meters of altitude. For which a measurement system has been used both in direct and alternating current. Allowing to measure variables of voltage, current, power, energy produced on the direct current side. On the alternating current side, it records information on voltage, current, active power, reactive power, frequency, power factor and active energy. Both measurement systems record the information with intervals of one minute daily. It has been possible to determine that the efficiency of the microinverter is greater than 90% and it operates with power factors very close to unity, when the equipment operates at a capacity greater than 20%. During the analysis period, the maximum efficiency was 93.366%. The power of the photovoltaic generator is 270 W, however, being the 250 W microinverter, it is limited to this generation power, so it is concluded that in the irradiation conditions of the Puno region, the microinverter so that it can optimize the energy production of the photovoltaic panel should be of the same capacity as the photovoltaic generator.

Keywords: Solar microinverter, photovoltaic generator, efficiency, operation, irradiation.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En la presente investigación se analiza un microinversor de 250 W de conexión a la red, el cual convierte la potencia en corriente continua en potencia en corriente alterna, con la finalidad de evaluar las características de operación y la determinación de eficiencia que este equipo presenta en condiciones de operación a más de 3800 msnm.

La tesis se estructuró en seis capítulos. En el capítulo uno se menciona la motivación, los objetivos y las hipótesis planteadas. En el capítulo dos se considera una revisión bibliográfica de los antecedentes como también de un marco teórico. En el capítulo tres trata de la metodología de investigación y los materiales usados para la recolección de información que es analizada en este trabajo. En el capítulo cuatro se presenta la interpretación de resultados y la discusión. En el capítulo cinco se presentan las conclusiones de la presente investigación y finalmente en el capítulo seis las recomendaciones para trabajos futuros.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una de las tecnologías de energía renovable con mayor crecimiento en la actualidad es la energía solar fotovoltaica, debido a los incentivos legales en muchos países y a que su precio ha disminuido.

Los microinversores son unidades compactas que transforman la corriente continua del módulo solar en alterna para suministrar a la red eléctrica, sin necesidad de una cadena o inversor central. Cada módulo trabaja de manera individual en su punto óptimo de máxima potencia. El microinversor maximiza la producción de energía de cada módulo solar y, con ello, de toda la instalación fotovoltaica.

Esto se logra llevando a cabo un seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y controlando el rendimiento de cada módulo solar, de esta forma, obtiene



rendimientos individuales y maximiza la producción global. Garantiza la máxima producción de energía incluso en condiciones de sombra parcial. La degradación del rendimiento en cualquier módulo, por su desajuste, por sombras de árboles o chimeneas o por la obstrucción de hojas y residuos no degrada el rendimiento de otros módulos y, así, el impacto sobre la energía recogida por toda la instalación fotovoltaica es mínima.

Esto resulta normalmente en una producción de energía mejorada entre un 5% y un 20% del sistema solar fotovoltaico, lo que constituye un beneficio significativo en cuanto a costos y rendimiento en situaciones aplicables según el lugar. Son muy silenciosos, perfectos para la ubicación en tejados residenciales. Han sido diseñados para obtener una alta fiabilidad y vida útil, aumentando la seguridad del instalador al eliminar el cableado de alto voltaje. Están preparados para un alto rendimiento incluso en grandes intervalos de temperatura, con una eficiencia máxima del 96% entre -40° y $+65^{\circ}$ C. Incorporan la monitorización online en tiempo real del rendimiento de cada módulo y la facilidad de ampliar la instalación de forma gradual.

Sin embargo, no se tiene información que permita verificar el funcionamiento, operación y control de estos sistemas a más de 3800 msnm.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. Problema general

¿En qué medida la evaluación del desempeño del microinversor solar fotovoltaico a 3800 msnm, mejorará la operación de estos sistemas en las zonas altiplánicas de Puno?

1.2.2. Problemas específicos

¿Cómo la cuantificación de las variables permite mejorar de la eficiencia de una instalación fotovoltaica con microinversores?



¿Cómo el estudio de la eficiencia de una instalación fotovoltaica con microinversores en la zona altiplánica de Puno, permite mejorar su operación?

1.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Hipótesis general

La evaluación del desempeño del microinversor solar fotovoltaico a 3800 msnm, mejorara la operación de estos sistemas en las zonas altiplánica de Puno.

1.3.2. Hipótesis específicas

La Cuantificación de las variables permite mejorar de la eficiencia de una instalación fotovoltaica con microinversores.

El Estudio de la eficiencia de una instalación fotovoltaica con microinversores en la zona altiplánica de puno, permite mejorar su operación.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El estudio permitirá una valiosa información en la aplicación de energías alternativas específicamente en microinversores para los tesisas, al mismo tiempo los docentes del área validarán sus conocimientos de la aplicación de los sistemas fotovoltaicos. El análisis y una alternativa de solución. Por ende, el presente trabajo de investigación se justifica porque permite contrastar la evidencia empírica con las teorías. Ello a pesar de los escasos temas de investigación referidos al servicio de energías alternativas y los impactos que de ellos se pueden percibir.

Con la implementación de la nueva tecnología en la ciudad de Puno, la universidad aplicaría los nuevos avances tecnológicos, dando ejemplo a los centros educativos superiores y a la sociedad.

Desde el punto de vista técnico, la investigación de los microinversores en las zonas instaladas permitiría determinar si existe variación en su utilización, por lo que es



necesario hacer un estudio e investigación en nuestra zona altiplánica de Puno. La utilización de paneles solares o células fotovoltaicas para generación de energía eléctrica, son necesarias puesto que existen muchas aplicaciones, debido a que se tiene un notable aumento en la eficiencia de estos sistemas. También tendrá aplicación en ahorro de energía eléctrica al usar paneles solares y aprovechar al máximo de energía limpia.

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. Objetivo general

Evaluar el desempeño de operación de un microinversor solar fotovoltaico enganchado a la red, operando a más de 3800 msnm.

1.5.2. Objetivos específicos

Cuantificar las variables y la mejora de la eficiencia de una instalación fotovoltaica con microinversores.

Estudiar la eficiencia de una instalación fotovoltaica con microinversores en la zona altiplánica de la región Puno.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES

Bravo Arche (2016), en su trabajo “Uso de microinversor en sistemas fotovoltaicos con radiación solar reflejada” detalla como estos equipos permiten trabajar a los módulos fotovoltaicos a su máxima potencia sin incurrir en efectos de acoplamiento entre módulos, reduciendo significativamente las pérdidas fotovoltaicas, además que se puede incrementar la producción energética mediante el aprovechamiento de la radiación solar concentrada que puede producirse por reflexiones de la radiación en la edificación ya sea por materiales constructivos del edificio o materiales expresamente introducidos para potenciar este efecto.

Sosa et al. (2017) en su artículo “Estructuras de control para operación de un microinversor en modo red, hace notar que es necesario diseñar e implementar sistemas capaces de conectarse a la red eléctrica con el fin de transferir energía proveniente de las fuentes renovables, así como alimentar cargas directamente.

Zhang, (2013), en su trabajo de tesis estudia un sistema microinversor de doble etapa. Teniendo en cuenta la intermitencia naturaleza de la energía fotovoltaica, analiza un sistema que proporcionar energía eléctrica adicional al sistema cuando la energía solar es mayor a la requerida y puede extraer energía de la red pública cuando es menor.

Sandoval Romero (2017), en su tesis “Evaluación de un microinversor con un puerto de rizo”, desarrolla un trabajo con el objetivo de estudiar de manera concreta la reducción del capacitor de desacoplamiento de potencia en un microinversor multietapa, la cual se utiliza en aplicaciones de generación fotovoltaica, logrando comprobar que se



obtiene una reducción significativa de la capacitancia, permitiendo el uso de capacitores de película teniendo un reducido rizo de voltaje en el enlace de CC por debajo del 3%.

Guerrero Flores (2018), propone un sistema microinversor clásico, el cual es capaz de conectar un único panel, o un número pequeño de paneles, a la red eléctrica controlando la magnitud y fase de la energía que se genera realizando un único algoritmo de MPPT para todo el conjunto de celdas fotovoltaicas, determinado que la calidad de la energía mejora con el sistema propuesto, reduciendo el THD de corriente.

2.2. MARCO TEÓRICO

En el presente apartado se desarrolla el fundamento teórico de la presente investigación.

2.2.1. Energía solar

La energía solar es producida en el núcleo del Sol, en donde se producen reacciones de fusión a muy grandes temperaturas del orden de los millones de grados, liberando energía en forma de radiación electromagnética (ABB, 2011). Esta radiación atraviesa el espacio vacío en todas las direcciones, no sufre pérdidas apreciables por interacción con medios materiales. Sin embargo, la irradiancia solar, definida como la densidad de flujo radiante solar, es atenuada de acuerdo con el cuadrado de la distancia (Perpiñan Lamigueiro, 2012). La distancia del sol a la tierra es aproximadamente de 150 millones de kilómetros, otros parámetros característicos se pueden apreciar en la Tabla 1.

La energía solar es la principal fuente energética de nuestro planeta. La superficie de la tierra recibe anualmente una cantidad de energía solar, en forma de luz y calor, suficiente para cubrir miles de veces las necesidades mundiales durante un mismo periodo. Apenas una pequeña cantidad de esa energía es aprovechada actualmente. Así

mismo con pocas excepciones, prácticamente toda la energía usada por el ser humano proviene del sol (Gradella Villalva & Rafael Gazoli, 2012).

Tabla 1. Características del Sol y de la Tierra

Propiedad	Sol	Tierra
Diámetro	$D_{\text{sol}} = 1\,392\,520\text{ km}$	$D_{\text{tierra}} = 12\,756\text{ km}$
Temperatura en la superficie	$T_{\text{sol}} = 5778\text{ K}$	$T_{\text{tierra}} = 288\text{ K}$
Temperatura del núcleo	15 000 000 K	6700 K
Potencia irradiada	$P_{\text{sol}} = 3.845 \times 10^{26}\text{ W}$	-
Distancia Sol-Tierra	$r_{\text{SE}} = 149.6 \times 10^6\text{ km}$	

Fuente: Mertens (2014)

2.2.2. Radiación solar

La radiación solar está constituida por ondas electromagnéticas que poseen frecuencias y longitudes de ondas diferentes. La energía que una onda puede transmitir está asociada a sus frecuencias. Cuanto mayor es la frecuencia, mayor es la energía transmitida. La longitud de onda electromagnética es inversamente proporcional a la frecuencia, es decir, cuanto mayor es la frecuencia de onda, menor es su longitud (Gradella Villalva & Rafael Gazoli, 2012).

La ecuación (1) es conocida como la relación de Plank-Einstein muestra la relación entre la frecuencia y la energía de una onda electromagnética

$$E = hf \quad (1)$$

Siendo E la energía de la onda (expresada en Joules [J] o en electron-volts [eV]), f su frecuencia (se expresa en Hertz [Hz]) y h es la constante física de proporcionalidad, llamada constante de Plank, tiene un valor aproximado de 6.636×10^{-34} [J.s].

La luz viaja con una velocidad constante en el vacío del espacio extraterrestre. En la ecuación (2) se muestra la relación que se tiene entre frecuencia, la longitud de onda y la velocidad de la onda electromagnética.

$$c = \lambda f \quad (2)$$

Donde c es la velocidad de la luz en vacío (aproximadamente 300 000 km/s), λ es la longitud de onda (expresada en submúltiplos de metros) y f es la frecuencia de onda (en Hertz).

Todo cuerpo caliente emite radiación a su entorno. Según la ley de Planck de Radiación, la temperatura de la superficie determina el espectro de la radiación. En el caso del Sol la temperatura de la superficie es de 5778 K, lo que conduce al espectro de cuerpo negro idealizado que se muestra en la Figura 1 (línea discontinua). El espectro real medido fuera de la Tierra atmósfera (AM 0) sigue aproximadamente esta línea idealizada. El término AM 0 hace referencia a la masa de aire 0 y significa que la luz solar no ha atravesado la atmósfera (Mertens, 2014).

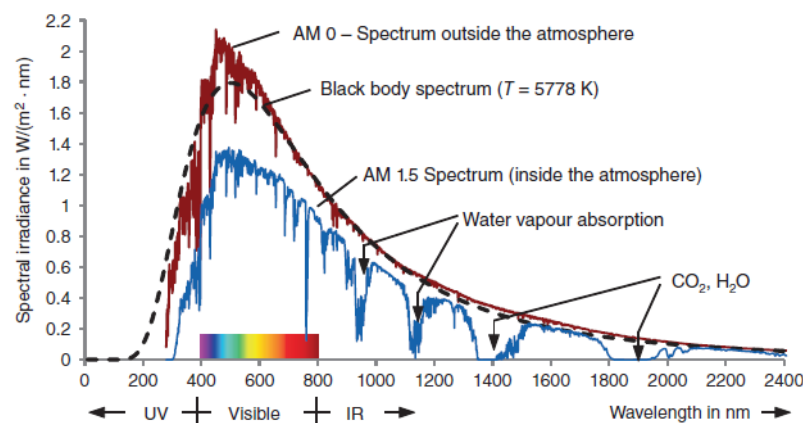


Figura 1. Espectro de la radiación solar en el interior y exterior de la atmósfera de la Tierra

Fuente: Mertens (2014)



La radiación electromagnética solar puede producir efectos diversos sobre los objetos y los seres vivos. Una pequeña parte de las ondas son captadas por el ojo humano llamada luz visible. Otra parte de la radiación solar no puede ser vista por el ojo humano y su presencia puede ser percibida de otras formas.

El espectro de la radiación solar cambia cuando la luz solar atraviesa la atmósfera, esto se debe a la:

- Reflexión de la luz, la luz solar se refleja en la atmósfera y esto reduce la radiación que llega a la Tierra.
- Absorción de la luz, debido a moléculas como el oxígeno, ozono, vapor de agua, dióxido de carbono entre otras que se encuentran en nuestra atmósfera, estas moléculas absorben parte de la radiación de ciertas longitudes de onda. Causan huecos en el espectro solar especialmente en la región infrarroja.
- La dispersión de Rayleigh, si la luz incide sobre partículas que son más pequeñas que la longitud de onda, entonces se produce un fenómeno llamado dispersión de Rayleigh. La dispersión de Rayleigh es la dispersión de la luz visible o cualquier otra radiación electromagnética. El color azul del cielo se debe a este fenómeno. La intensidad de luz dispersada por estas partículas es proporcional al inverso de la cuarta potencia de la longitud de onda de la luz, entonces cuanto más pequeña es la longitud de onda, en mayor medida será dispersada ($1/\lambda^4$).
- Dispersión debido a partículas de aerosoles y partículas de polvo, estas partículas son grandes. Las partículas absorben una parte de la luz y reflejan el resto, como pequeños espejos, a este fenómeno se le conoce como la dispersión de Mie. El grado de la dispersión de Mie depende en gran medida de la ubicación; es mayor en áreas industriales y densamente pobladas.



En el espacio extraterrestre, antes de ingresar a la atmósfera, la radiación solar está compuesta aproximadamente de 53% de radiación invisible, con una pequeña parte de luz infrarroja y una gran parte de luz ultravioleta y un 47% de luz visible. La luz visible es captada por el ojo humano, es la parte del espectro que podemos utilizar, también es la misma utilizada por las plantas para realizar la fotosíntesis.

La captación del calor solar es la transformación de la energía electromagnética en energía térmica de los cuerpos o materiales que reciben esta radiación. Cuando las ondas electromagnéticas inciden sobre un cuerpo que tiene la capacidad de absorber radiación, la energía electromagnética es transformada en energía cinética y transmitida por las moléculas y átomos del que está compuesto ese cuerpo. Este proceso corresponde a la transmisión de calor o energía térmica.

Cuanto mayor es el estado de agitación de los átomos o moléculas, mayor es la temperatura del cuerpo. La temperatura del cuerpo depende de la energía térmica que este posee. Esta energía puede aumentar o disminuir dependiendo de la cantidad de radiación recibida por él.

Las ondas electromagnéticas que inciden sobre determinados materiales, en vez de transmitir calor, pueden producir alteraciones en las propiedades eléctricas u originar tensiones y corrientes eléctricas. Existen diversos efectos eléctricos de radiación electromagnética sobre los cuerpos, siendo dos de ellos el efecto fotovoltaico y el efecto fotoeléctrico.

2.2.3. Tipos de radiación solar

En Carta González et al. (2012) se indica que de la enorme cantidad de energía que emite constantemente el Sol, una parte llega a la atmósfera en forma de radiación solar. De ella, el 16% es absorbida por la atmósfera y la troposfera y el 22.5% por el suelo; el

4% es reflejada directamente al espacio desde el suelo. La atmósfera difunde el 17.5% de la radiación, de la cual el 10.5% es absorbida directamente al espacio desde el suelo. La atmósfera difunde el 17.5% de la radiación, de la cual el 10.5% es absorbida por el suelo y el 7% regresa al espacio exterior. Las nubes reflejan al espacio exterior un 24%, absorbiendo un 1.5% y enviando al suelo, como radiación difusa, el 14.5% que es absorbido por el mismo. Así pues, el 47.5% de la radiación llega efectivamente a la superficie de la Tierra por tres vías:

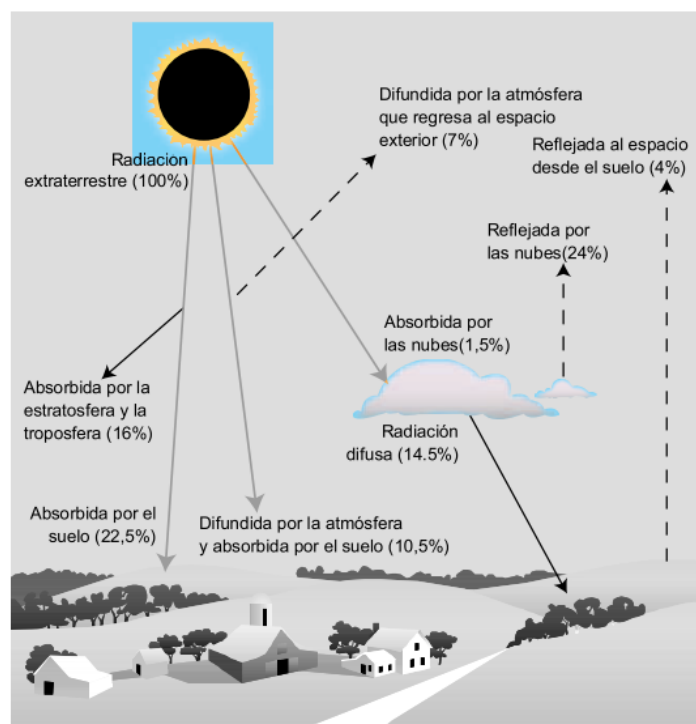


Figura 2. La energía del Sol que llega a la Tierra

Fuente: Carta González et al. (2012)

- **Radiación directa**, es la radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el sol sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección (es la más importante en un día soleado)
- **Radiación difusa**, es una radiación que incide indirectamente, como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el aire (es la radiación típica de los

días nublados). Esta difusión se produce al desviarse los rayos solares, debido a las partículas sólidas y las moléculas, como el vapor de agua, que existen en la atmósfera.

- **Radiación reflejada o albedo**, es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno (importante cerca del mar y de las zonas con nieve).

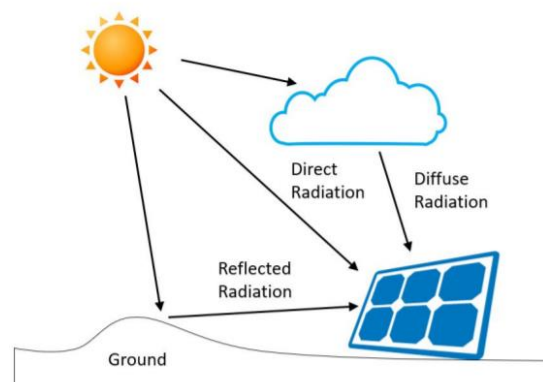


Figura 3. Tipos de radiación solar

Fuente: Gabás R. (2019)

2.2.4. La constante solar

El sol irradia continuamente una cantidad de potencia igual a 3.845×10^{26} W (Mertens, 2014). Parte de esta irradiancia solar es interceptada por nuestro planeta. Debido al tamaño y la distancia de nuestro planeta con respecto al Sol, es razonable asumir que el valor de la irradiancia es constante en la superficie exterior de nuestra atmosfera.

Según Mertens (2014) para poder calcular el valor de constante solar, se asume que hay una esfera alrededor del Sol que tiene un radio de $r = r_{SE}$. La radiación solar se extiende en todas las direcciones de esta supuesta esfera, entonces para la posición de la Tierra se puede calcular la densidad de potencia o irradiancia utilizando la Ecuación (3).

$$E_s = \frac{\text{Potencia de la radiación}}{\text{Area de la esfera}} = \frac{P_{\text{Sol}}}{4\pi r_{\text{SE}}^2} = \frac{3.845 \times 10^{26} \text{ W}}{4\pi (1.496 \times 10^{11} \text{ m})^2} \quad (3)$$
$$= 1367 \text{ W/m}^2$$

A este resultado se define como la constante solar, al valor de irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmósfera terrestre. Se aceptado como valor representativo el de 1367 W/m^2 propuesto por la Organización Meteorológica Mundial (Perpiñan Lamigueiro, 2012), este valor varía entre un +/- 3%, dependiendo de la distancia entre la Tierra y Sol y la actividad solar en particular las manchas solares (ABB, 2011).

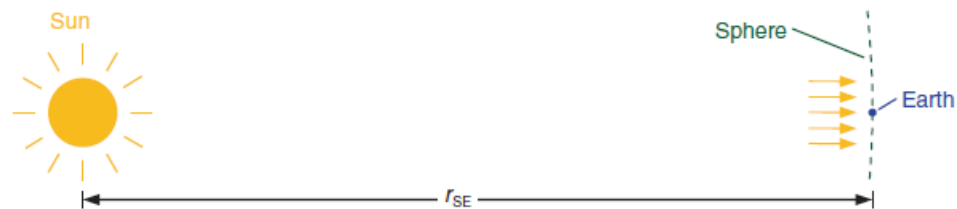


Figura 4. Determinación de la constante solar

Fuente: Mertens (2014)

2.2.5. Masa de aire

El valor de AM es una medida sin unidades de la longitud del camino de la luz a través de la atmósfera; se expresa en múltiplos del espesor de la atmósfera. Si el sol está en su cenit, AM es igual a 1, es decir, la luz pasa verticalmente a través de la atmósfera. El valor de AM fuera de la atmósfera es cero. La elevación del sol también influye en la irradiancia recibida en la superficie de la Tierra, que por lo tanto depende de la época del año. (Quaschnig, 2005).

Así cuando indicamos AM1.5 significa, por ejemplo, que la luz ha viajado 1,5 veces la distancia en comparación con la trayectoria vertical a través de la atmósfera.

La ecuación (4) se utiliza para calcular el valor de AM en función del ángulo γ_s del Sol.

$$x = \frac{1}{\text{sen } \gamma_s} \quad (4)$$

El sol tiene diferentes alturas según la hora del día y el año. La Figura 5 se muestra por ejemplo en qué días en Münster (Alemania) se alcanzan los valores AM respectivos (siempre una posición del sol al mediodía).

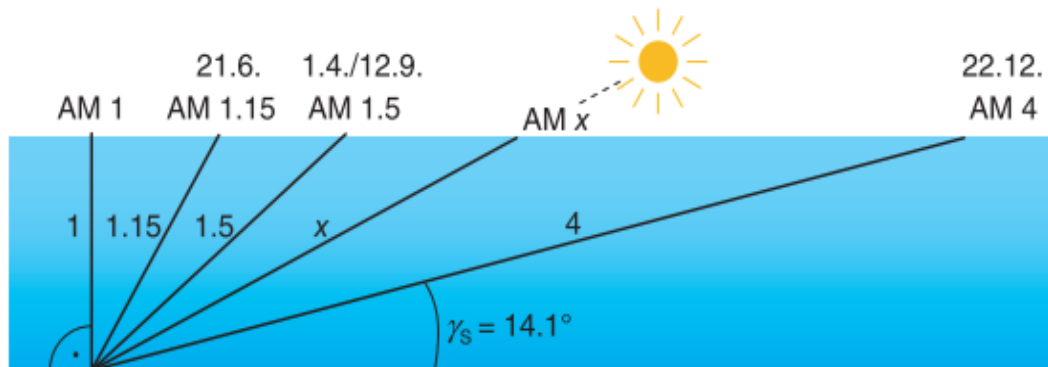


Figura 5. Explicación del término Masa de aire: El número x representa la extensión del camino en comparación con la distancia vertical a través de la atmósfera.

Fuente: Quaschnig (2005)

La distribución de energía del espectro de radiación solar depende de la localización geográfica, la hora del día, el día del año, las condiciones climáticas, la composición de la atmósfera, la altitud y otros factores (Gradella Villalva & Rafael Gazoli, 2012). El espectro estándar para medir módulos solares se ha establecido en el espectro AM 1.5 a medida que llega en primavera y otoño. Se considera como el espectro de un año promedio, muy utilizado para realizar proyectos en donde interviene la energía solar (Mertens, 2014).



2.2.6. El fotón

Un fotón es la partícula elemental responsable de las manifestaciones cuánticas del fenómeno electromagnético llamado luz. El término fotón fue acuñado en 1926, por el físico Gilbert N. Lewis y proviene de la palabra griega phos que quiere decir luz (Farah S., 2014).

Los fotones son las partículas portadoras de las formas de radiación electromagnética de la luz solar. También se encuentran en los rayos X, los rayos gamma, la luz ultravioleta, la luz infrarroja, la luz visible, las microondas y las ondas de radio. Los fotones viajan en el vacío a velocidad constante y carecen de masa, tampoco tienen carga eléctrica, pero si presentan propiedades de ondas y de partículas como todos los cuantos.

El fotón se comporta como una onda en fenómenos como la refracción que tiene lugar en una lente, o en la cancelación de interferencia destructiva de ondas reflejadas, sin embargo, se comporta como una partícula cuando interactúa con la materia para transferir una cantidad fija de energía. Esta energía es inversamente proporcional a la longitud de onda.

2.2.7. La irradiancia solar

La irradiancia solar es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m^2]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar (ABB, 2011). La irradiancia expresa la potencia de la irradiación solar en una superficie en un instante, suele considerarse para condiciones estándares una irradiancia de 1000 W/m^2 .



2.2.8. La irradiación

La irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [kWh/m^2]. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo. En algunas partes del mundo en invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa (ABB, 2011). La irradiación mide la cantidad de energía recibida en una superficie determinada.

2.2.9. Hora solar pico

La irradiancia varía a lo largo de un día, como se puede apreciar en la Figura 6, la evaluación del área bajo la curva es la irradiación, la energía radiante incidente por unidad de área, se mide en $\text{Wh/m}^2\text{día}$. Se ha adoptado como valor estándar de irradiancia de 1000 W/m^2 , dividiendo irradiación entre el valor estándar de irradiancia se halla la hora solar pico (HSP), que expresa las horas efectivas que un captador estaría recibiendo una irradiancia estándar de 1000 W/m^2 (Huallpa H., 2006).

2.2.10. Instrumentos de medición

Albedómetro

El albedómetro mide el grado de reflexión del terreno (albedo), está basado en el funcionamiento de los piranómetros. Consiste en dos piranómetros iguales contrapuestos uno orientado hacia el cielo y el otro orientado hacia el suelo. Los sensores deben ser sensibles a la radiación visible pero no a la infrarroja emitida por las superficies que rodean al instrumento (Tejeda Martínez & Gómez-Azpeitia, 2015).

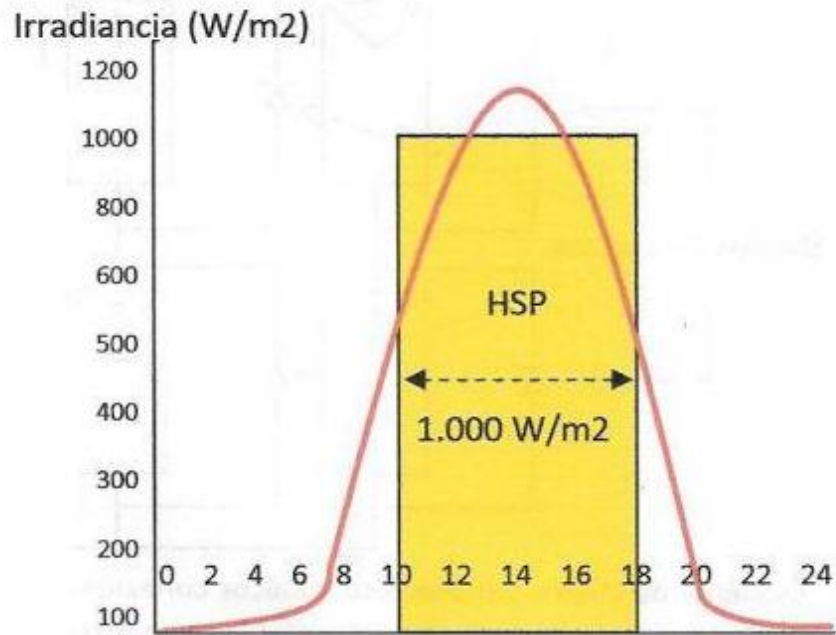


Figura 6. Irradiancia a lo largo de un día

Fuente: HPS (Horas Pico Sol) - Energía Solar Fotovoltaica (n.d.)

El sensor orientado hacia arriba mide la radiación global que incide en el terreno, el otro sensor mide la radiación global reflejada por el terreno.



Figura 7. Albedómetro SRA20 Estandar Secundario

Fuente: Tejeda Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)

Difusómetro

Mide la radiación de onda corta difusa, utilizando un piranómetro y una banda sombreadora.



Figura 8. Difusómetro

Fuente: Tejeda Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)

Piranómetro

El piranómetro es un instrumento que permite medir la radiación global. La radiación global este compuesto por la radiación directa y difusa. Este instrumento esta constituido por dos sensores de temperatura, los cuales uno de ellos está expuesto a la radiación solar, el cual tiene un color negro y otro sensor es protegido de la radiación solar generalmente es de color blanco o plateado. Al exponerlos a radiación solar existirá una diferencia de temperatura entre ellos, la irradiancia es directamente proporcional a la diferencia de temperatura entre ambos sensores.



Figura 9. Piranómetro

Fuente: Tejeda Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)

Heliógrafo de Campbell-Stokes

El heliógrafo de Campbell-Stokes es un instrumento graficador, que es utilizado para poder medir las horas de insolación. Está constituido por una esfera de vidrio macizo, en su foco se concentran los rayos solares a medida que el sol avanza sobre la esfera. En la base de la esfera se coloca una cartilla, el cual tienen marcadas las horas y fracciones de hora del día. Por intermedio de esta cartilla se pueden determinar los periodos despejados, nublados o medio nublados, esto de acuerdo a como se haya carbonizado la cartulina.

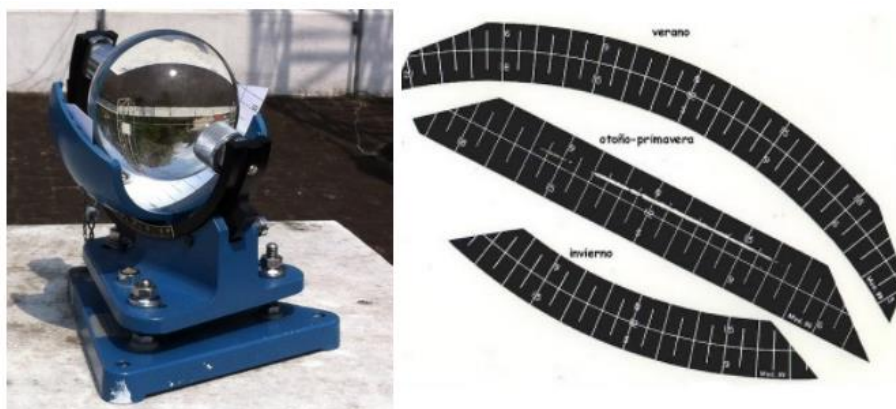


Figura 10. Heliógrafo de Campbell-Stokes y cartulinas estacionales

Fuente: Tejeda Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)

Pirheliómetro

El Pirheliómetro es un instrumento que permite medir la radiación solar incidente directa utilizando un colector perpendicular a los rayos solare.



Figura 11. Pirheliómetro

Fuente: Tejada Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)

Pirgeómetro

El pirgeómetro permite medir la radiación de onda larga, se le usa para medir hemisféricamente el intercambio de la radiación de onda larga entre una superficie horizontal ennegrecida, es el detector y una blanca, que puede ser el cielo o el suelo.

Radiómetro neto

Conocido también como pirradiómetro, se le utiliza para medir el flujo neto de la radiación de onda larga y corta, por lo tanto, permite hacer el balance de energía entre la radiación incidente de onda corta más la infrarroja que es de onda larga, con relación a la

onda corta y larga infrarroja reflejada y emitida por la superficie del suelo. Este instrumento incluye dos detectores, uno con la cara hacia arriba y el otro con la cara hacia abajo.



Figura 12. Pirgeómetro

Fuente: Pirgeómetro de Investigación (n.d.)

2.2.11. Efecto fotovoltaico

El fundamento de la conversión de la energía del sol en energía eléctrica radica en el Efecto Fotovoltaico, descubierto por Becquerel en 1839 al observar que ciertos materiales, al ser expuestos a la luz, eran capaces de producir una corriente eléctrica.



Figura 13. Pirradiómetro

Fuente: Tejada Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)



Sin embargo, no fue hasta 1954 cuando se produjo la primera célula fotovoltaica con una eficiencia de conversión aceptable. En los años 1950-70 se iniciaron las investigaciones intensivas en esta área, especialmente para aplicaciones espaciales. El gran cambio se produjo a partir de los 70, motivado en parte por la primera la crisis energética internacional, que fomentó un intento de diversificación de las fuentes energéticas y promovió la investigación y desarrollo de la energía FV como fuente energética.

El elemento fundamental en la conversión FV es la célula solar. En determinados materiales semiconductores, los fotones de la radiación solar son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor, haciendo posible la ruptura de sus enlaces de manera que estos quedan libres y puedan desplazarse en el material. La ausencia de un electrón por la ruptura de un enlace se denomina hueco, y también puede desplazarse a través del semiconductor. Por tanto, las propiedades de conducción eléctrica de un semiconductor se deben tanto al movimiento de los electrones como al movimiento de los huecos denominándose a ambos, de manera genérica, portadores de carga. El movimiento de los electrones y huecos en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor, que sería aprovechable por un circuito externo. Con el fin de separar los huecos y electrones para que no se restablezca el enlace, se utiliza un campo eléctrico, que obliga a la circulación de ambas cargas en sentidos opuestos. Una célula solar no es más que un semiconductor preparado de manera que pueda extraerse la circulación de corriente en el mismo hacia un circuito externo (ONUDI, 2013).

El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material normalmente semiconductor es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes los

electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción (característica de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa (ABB, 2011).

2.2.12. Células solares fotovoltaica

La célula solar fotovoltaica, es donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula solar más utilizada está compuesta por el material semiconductor silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm².

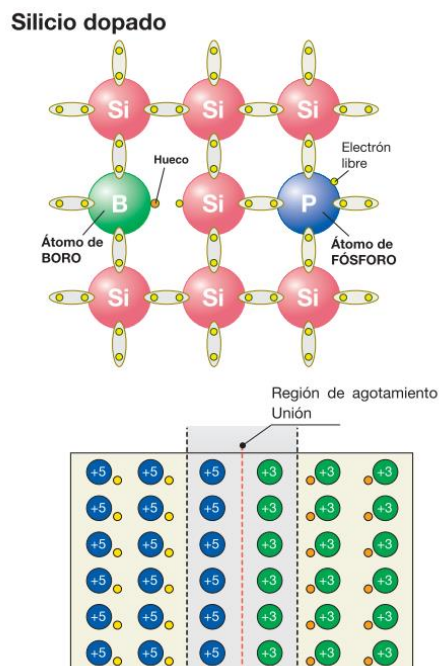


Figura 14. Célula solar fotovoltaica

Fuente: ABB (2011)



El silicio tiene cuatro electrones de valencia es tetravalente, el cual se dopa con átomos trivalentes como el boro que hace un efecto de dopaje positivo en una de las capas y la otra capa con átomos pentavalentes como el fosforo haciendo un dopaje negativo. Con este dopaje se logra tener una región P con exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones.

En el área de contacto entre las capas P-N, los electrones tienden a desplazarse desde la capa con exceso de electrones (N) hacia la capa con déficit electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P.

Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección, teniendo un funcionamiento como diodo.

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico, se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtienen un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencia mayor a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada (ABB, 2011).

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente en la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está

presente en el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Para evitar este fenómeno es importante que la célula FV posea una gran superficie, teniendo una mayor intensidad generada.

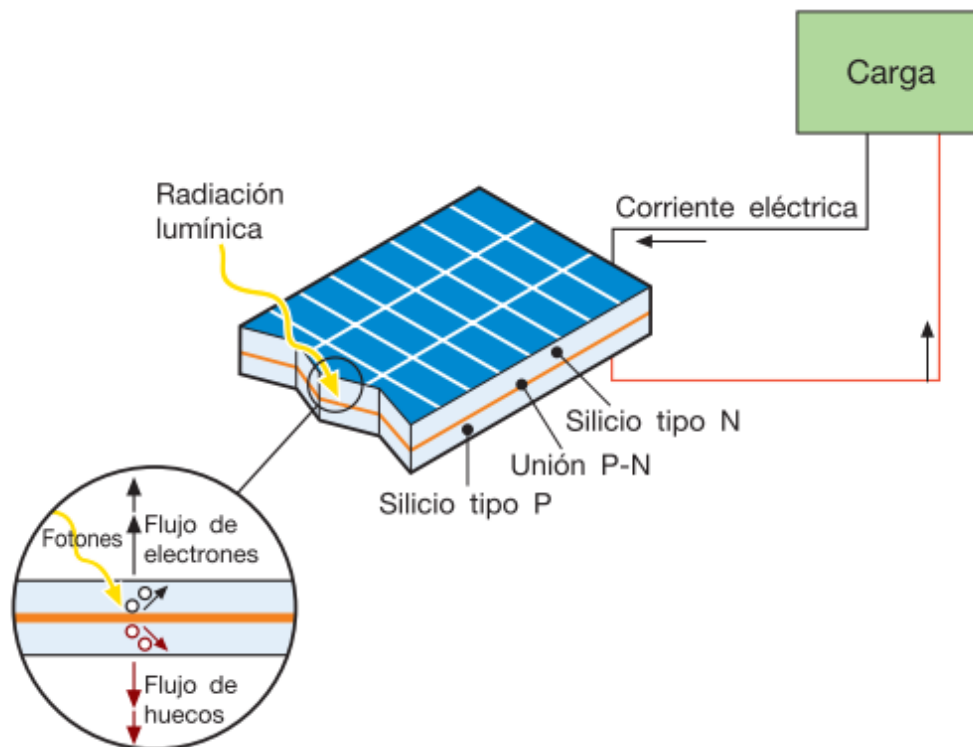


Figura 15. Funcionamiento de célula solar fotovoltaica

Fuente: ABB (2011)

Del 100% de la energía solar incidente; el 3% se pierde por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales; el 23% son fotones con longitudes de onda larga, con una energía insuficiente para liberar electrones pero genera calor; el 32% posee fotones con longitud de onda corta, con exceso de energía las cuales atraviesan la célula solar (transmisión); el 8.5% es la recombinación de portadores de carga libres; el 20% produce el gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición; el 0.5% son la pérdidas por conducción y el 13% es la energía eléctrica utilizable.

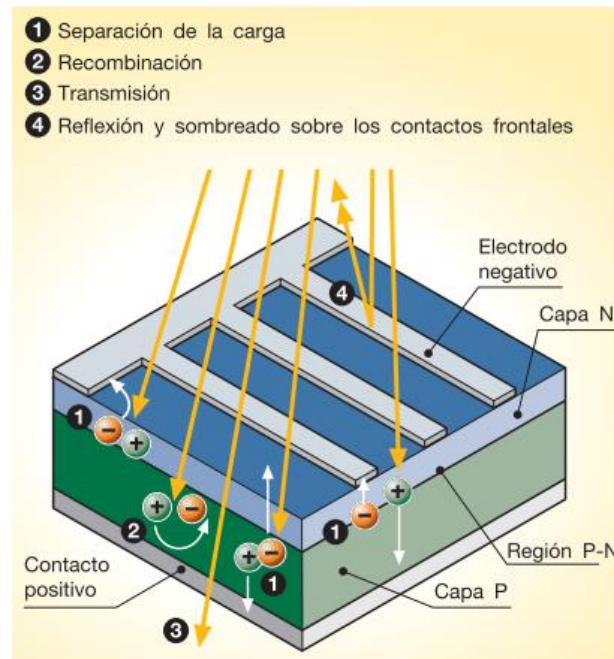


Figura 16. Efecto fotovoltaico

Fuente: ABB (2011)

2.2.13. Generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico, está formado por un conjunto de módulos, los cuales a su vez están formados por células solares, los cuales están conectados en serie y paralelo, transforman la energía solar incidente en energía eléctrica.

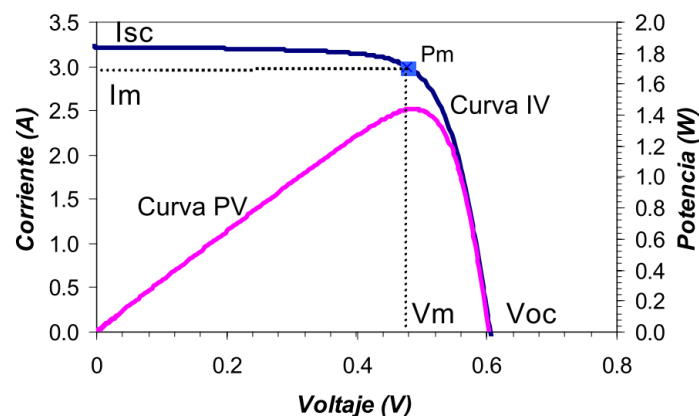


Figura 17. Curvas características I-V y de potencia de una célula solar FV de 100 cm²

Fuente: Alonso Abella & Chenlo Romero (2009)

El generador produce corriente continua y la potencia eléctrica que genera es variable, la cual depende principalmente de la irradiancia solar incidente y de la temperatura (Alonso Abella & Chenlo Romero, 2009).

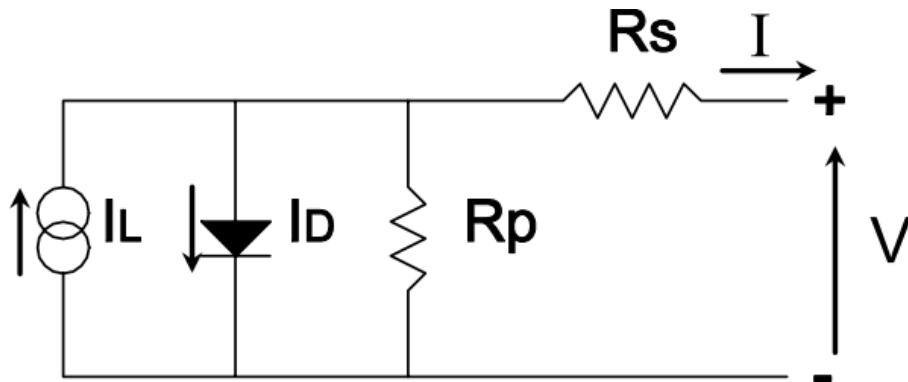


Figura 18. Circuito equivalente de un dispositivo fotovoltaico

Fuente: Alonso Abella & Chenlo Romero (2009)

La célula fotovoltaica se caracteriza por la curva I-V, el generador FV presenta una caracterización similar, estas características se pueden describir mediante la ecuación (5).

$$I = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (5)$$

Donde I_L , I_o , m , R_s y R_p son los parámetros característicos, la cual puede ser considerada para la célula solar, como para el módulo o para el generador fotovoltaico y pueden ser caracterizados por la ecuación (5), sin embargo, estos parámetros serán diferentes, aunque existe una relación entre ellos y el número de elementos en serie, N_s y en paralelo N_p .

- I_L es la corriente generada
- I_o es la corriente de oscuridad
- m es el factor de idealidad del diodo
- R_s es la resistencia en serie



- R_p es la resistencia en paralelo
- v_t es el voltaje térmico (kT/q , siendo k la constante de Boltzman, $k = 1.3854 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$, T la temperatura del dispositivo [K] y “ q ” la carga del electrón, $q = 1.6021 \times 10^{-19} \text{ c}$).

Los parámetros que usualmente se utilizan para caracterizar las células solares, para una irradiancia dada, una temperatura de operación y una determinada área son:

- Corriente de corto circuito, I_{sc} , la corriente máxima, a voltaje cero, Idealmente si $V=0$, $I_{sc} = I_L$. I_{sc} es directamente proporcional a la luz disponible.
- Voltaje de circuito abierto, V_{oc} , máximo voltaje, a corriente cero. V_{oc} aumenta logarítmicamente con la luz irradiancia incidente y disminuye linealmente con la temperatura.
- Punto de máxima potencia, P_m , donde el producto $P_m = V_m \times I_m$ alcanza su valor máximo.
- El factor de forma, FF , es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la célula.

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{sc}} \quad (6)$$

La curva I-V de una célula FV depende de sus características constructivas (número y tipo de células) y por las condiciones ambientales (Irradiancia, temperatura y espectro de la radiación).

Normalmente los parámetros característicos se dan en unas determinadas condiciones determinadas que permiten la interconexión universal de distintos tipos de módulos, la cuales son:

- Condiciones estándar de medida (STC) definidas por



Irradiancia	1000 W/m ²
Espectro solar	AM 1.5 (incidencia normal)
Temperatura ambiente	25 °C

- Condiciones estándar de operación

Irradiancia	800 W/m ²
Espectro solar	AM 1.5 (incidencia normal)
Temperatura ambiente	20 °C
Velocidad de viento	1 m/s

La temperatura del generador en las condiciones estándar de operación se denomina TONC (temperatura nominal de operación).

La temperatura de la célula depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Una ecuación aproximada para la estimación de la temperatura de la célula en función de la temperatura ambiente y de la irradiancia es:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (7)$$

Siendo, T_c la temperatura de la célula, T_a la ambiente, TONC la temperatura de operación nominal y G la irradiancia.

Efecto de la variación de la temperatura

El principal efecto del aumento de la temperatura de la célula es una reducción del voltaje de circuito abierto. La corriente de cortocircuito aumenta en una proporción muy pequeña. La variación de los parámetros de célula es diferente para cada tecnología y para cada fabricante.

Tabla 2. Variación de parámetros característicos con la temperatura para una célula de 100 cm².

Parámetro	Variación por °C	% de variación por °C
Voc (α)	-2.15 mV/°C	-0.36
Vm	-2.19 mV/°C	-0.45
Isc (β)	-1.20 mA/°C	0.04
Im	-3.23 mA/°C	-0.10
Pm (γ)	-7.08 mW/°C	-0.45

Fuente: Alonso Abella & Chenlo Romero (2009)

En la Figura 19 se presenta la variación de la curva I-V de un generador con la temperatura de operación, el voltaje de circuito abierto disminuye con la temperatura y en consecuencia la potencia máxima disminuye con la temperatura.

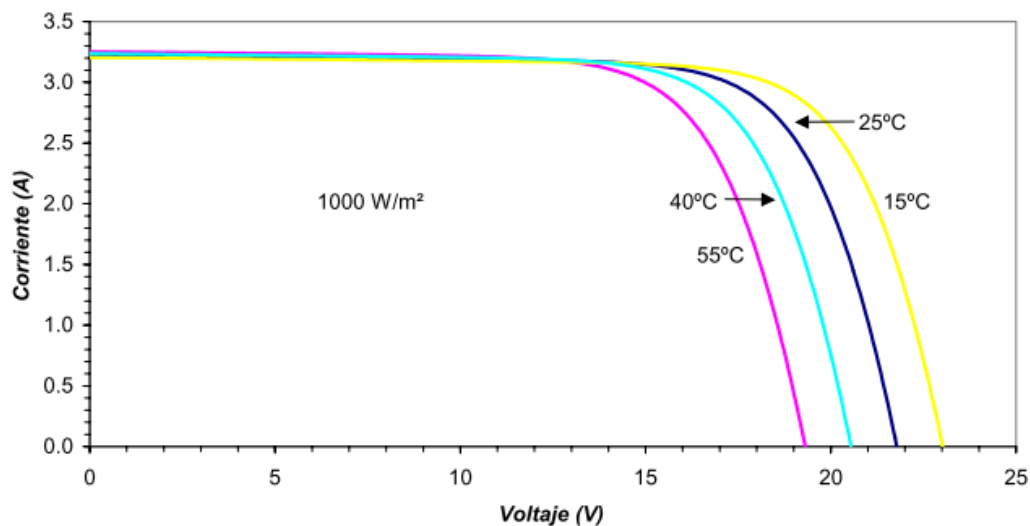


Figura 19. Variación de las curvas I-V de un módulo FV típico con la temperatura de operación para una irradiancia constante de 1000 W/m².

Fuente: Alonso Abella & Chenlo Romero (2009)

Efecto de la variación de la irradiancia

Cuando varía la irradiancia incidente sobre una célula FV se produce un cambio en la corriente y en el voltaje de salida. La corriente de cortocircuito varía linealmente con la irradiancia, mientras que el voltaje de circuito abierto se ve menos afectado, presentando una dependencia logarítmica.

En la Figura 20 se presenta la variación de la curva I-V de un generador fotovoltaico con la irradiancia, en donde la corriente de corto circuito aumenta linealmente.

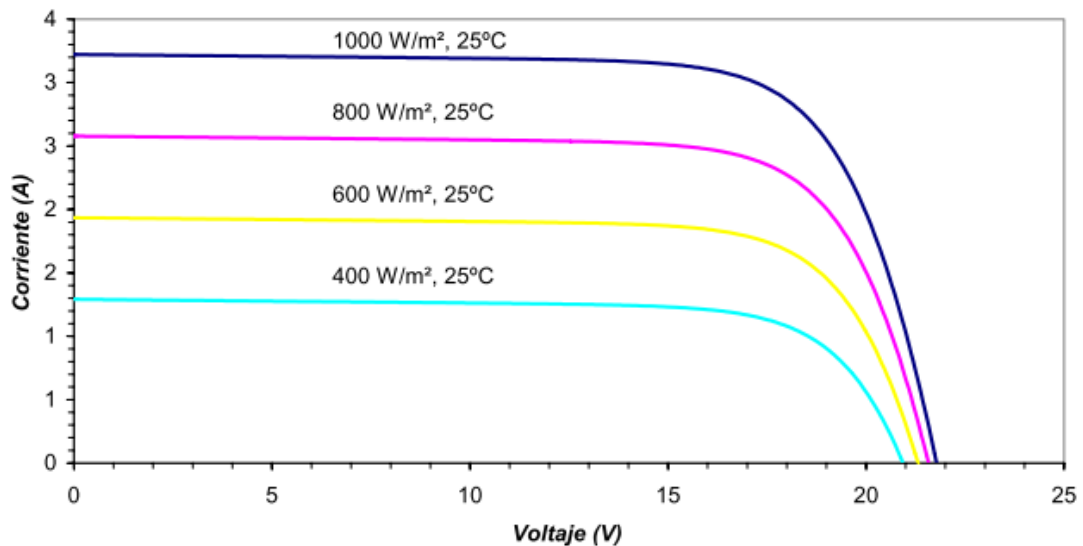


Figura 20. Variación de las curvas I-V de un módulo FV típico con la irradiancia incidente para una temperatura de 25°C.

Fuente: Alonso Abella & Chenlo Romero (2009)

La eficiencia de conversión fotovoltaica se puede evaluar utilizando la ecuación (8) que se muestra a continuación:

$$\eta_g = \frac{P_m}{P_{\text{irradiación}}} = \frac{V_m I_m}{G A_g} \quad (8)$$

donde G es la irradiancia solar y A_g es el área activa del generador.

La variación de I_{sc} , V_{oc} y η_g con la irradiancia y la temperatura se pueden expresar del siguiente modo:

$$I_{sc} = I_{sc}^* \frac{G}{G^*} + \alpha(T_c - T_c^*)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^* + v_t \ln \frac{I_{sc}}{I_{sc}^*} - \beta(T_c - T_c^*)$$

$$\eta_g = \eta_{g0} [1 + \delta(T_c - T_c^*)]$$

$$P_m = P^* \frac{G}{G^*} [1 - \delta(T_c - T_c^*)]$$

donde los superíndices “*” indican los valores en condiciones nominales. α , β y δ son coeficientes de temperatura característicos del generador, lo cuales se pueden definir como:

$$\alpha = \frac{1}{I_{sc}} \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \approx 0.0006/^\circ\text{C}$$

$$\beta = \frac{1}{V_{oc}} \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx -0.003/^\circ\text{C}$$

$$\frac{1}{FF} \frac{\partial FF}{\partial T} \approx -0.0015/^\circ\text{C}$$

$$\delta = \frac{1}{P_m} \frac{\partial P_m}{\partial T} \approx -(0.004 \rightarrow 0.005)/^\circ\text{C}$$

Es importante tener en cuenta que:

- La corriente de cortocircuito varía linealmente con la irradiancia incidente
- Mientras que la variación de temperatura afecta muy poco a la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto disminuye con el incremento de temperatura.

- La potencia máxima disminuye con el aumento de la temperatura de operación, aproximadamente un 4% por cada 10°C de aumento de temperatura.

Conexión en serie y paralelo

Una célula fotovoltaica (FV) típica genera un voltaje de circuito abierto entorno a los 0.6V y una corriente de cortocircuito que depende del área de célula (aproximadamente 3A para una célula de 100 cm² de área). Debido a su pequeña potencia, las células se asocian en serie y paralelo en módulos FV, que además aportan un soporte rígido y una protección contra los efectos ambientales. Por ejemplo, se pueden asociar 36 células conectadas en serie para dar $I_{sc} \approx 3A$, $V_{oc} \approx 21V$, $I_m \approx 2.9A$, $V_m \approx 18V$ y $P_m \approx 50W$. Si la potencia suministrada por un módulo FV no es suficiente para una aplicación determinada se realizan asociaciones en serie y paralelo de módulos para formar un generador FV.

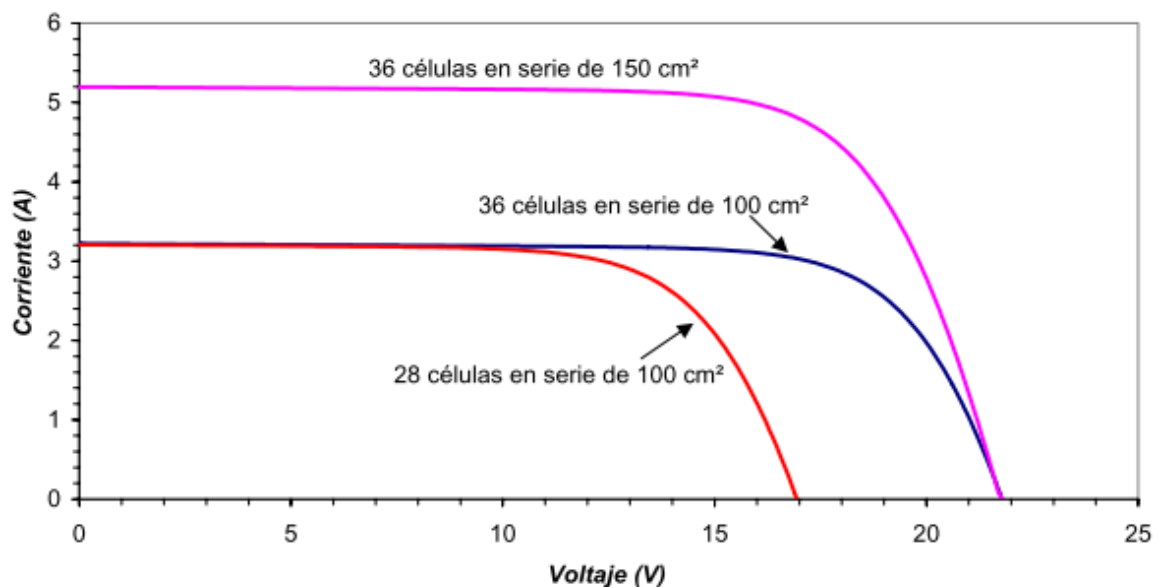


Figura 21. Asociación de células en serie para formar un generador FV

Fuente: Alonso Abella & Chenlo Romero (2009)

Cuando las células se asocian en serie, circula la misma corriente a través de ellas, y el voltaje resultante es la suma de los voltajes de cada una. Cuando se asocian en paralelo por lo contrario se suman las corrientes para cada valor de tensión.

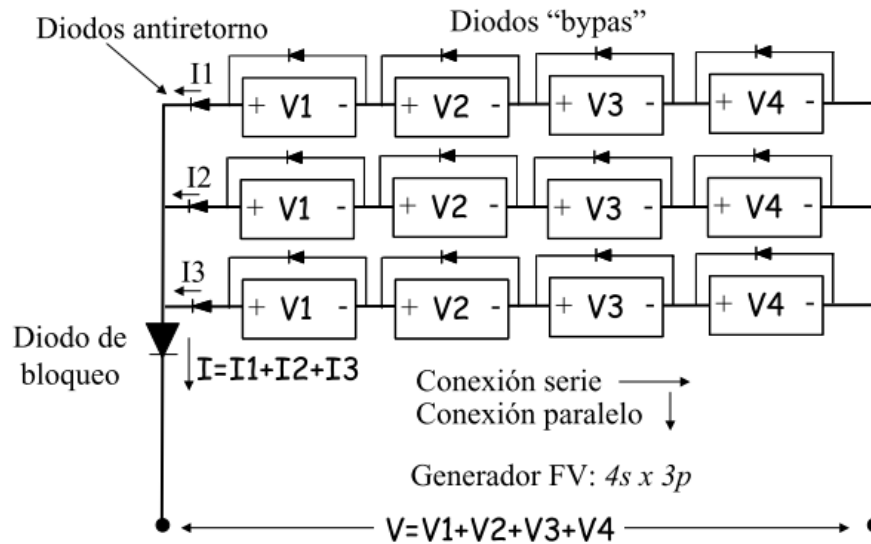


Figura 22. Conexión serie y paralelo de módulos FV para formar un generador FV

Fuente: Alonso Abella & Chenlo Romero (2009)

Un módulo FV es un conjunto de células conectadas en serie y en paralelo. Los módulos FV típicos por ejemplo para cargar una batería de 12V, están formados por 30, 33 o 36 células conectadas en serie. Si se necesita más voltaje o corriente que el que puede producir un módulo, estos también se pueden conectar en serie y paralelo para obtener los márgenes de tensión, corriente y potencia necesaria.

En la Figura 22 se presenta un ejemplo de generador FV compuesto por 4 módulos conectados en serie y 3 en paralelo. Se muestra la posición de los diodos de paso, estos diodos presentan un camino alternativo de la corriente en caso de sombreado, evitando la formación de puntos calientes. También se tiene los diodos de bloqueo y antirretorno, los cuales cumplen la función de evitar el flujo de corriente en dirección opuesta. El diodo de bloqueo únicamente es necesario en sistemas con baterías. El generador FV



proporciona una tensión que es la suma de las tensiones de cada uno de los módulos conectados en serie, y una corriente que es la suma de las corrientes de cada rama conectada en paralelo.

El generador puede trabajar en cualquier punto de su curva I-V pudiendo suministrar una potencia distinta para idénticas condiciones de irradiancia y temperatura, impuesta por el tipo de carga eléctrica de salida. Sin embargo, existe un punto de funcionamiento (I_m , V_m) en la curva I-V en el cual la potencia entregada es máxima: es el punto de máxima potencia.

2.2.14. Tipologías de plantas fotovoltaicas.

Según ABB (2011) Dentro de las tipologías de plantas fotovoltaicas se tienen las plantas aisladas y las conectadas a la red.

Plantas aisladas.

Son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles FV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético igualmente en condiciones de luminosidad deficiente y oscuridad. La corriente suministrada por el generador FV es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna se requiere un inversor. Este tipo de sistemas el generador esta sobredimensionado de forma que, durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación. Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos.

Entre las aplicaciones más frecuentes se encuentran el suministro a:

- equipos de bombeo de agua;
- radiorrepetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos;
- sistemas de iluminación;
- sistema de señalización vial, portuario y aeroportuaria;
- campings y zonas de servicio para autocaravanas;
- instalaciones publicitarias;
- refugios a gran altitud.

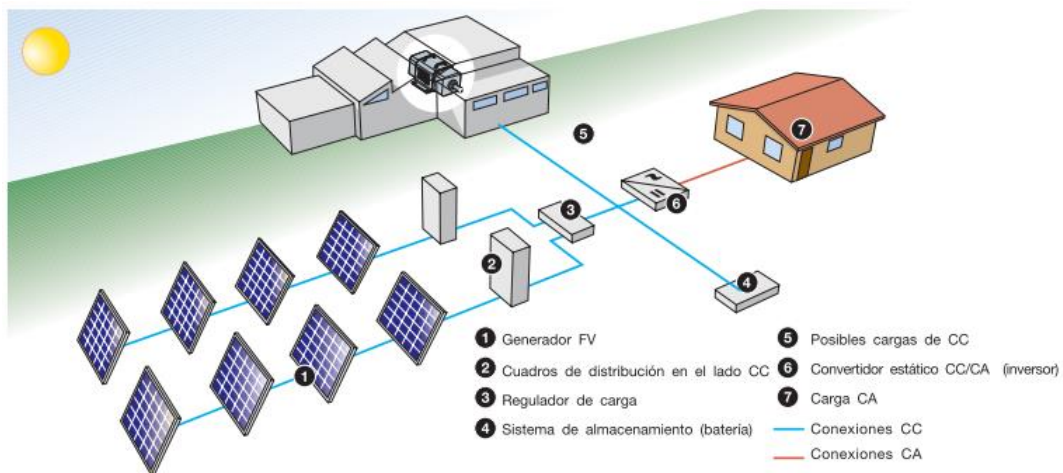


Figura 23. Diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV aislada

Fuente: ABB (2011)

Plantas conectadas a la red.

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por lo contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando, así como un acumulador

de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores de energía.

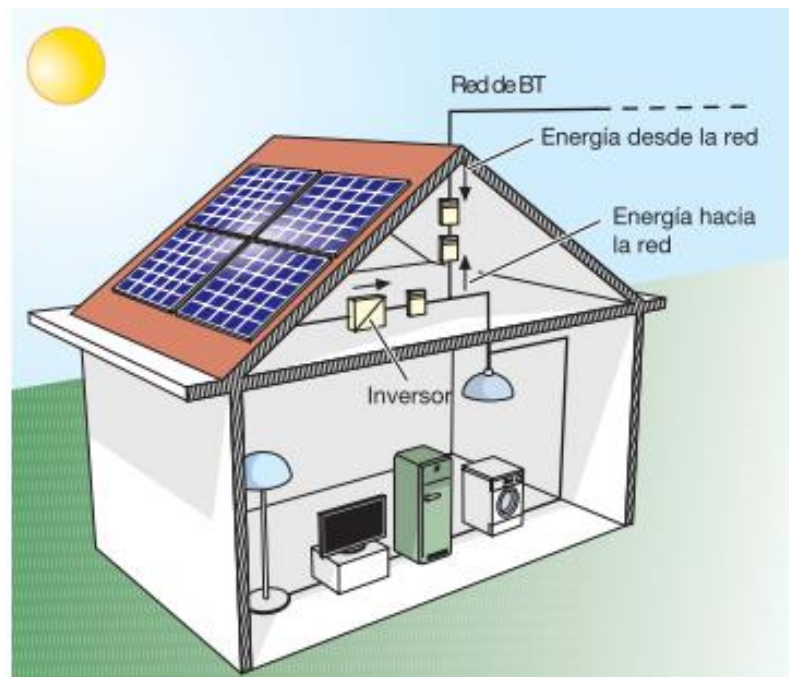


Figura 24. Sistema de generación FV conectado a la red

Fuente: ABB (2011)

Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costos en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzca los requisitos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor.

2.2.15. Inversor solar

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía

destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. En la Figura 26 muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada (ABB, 2011).

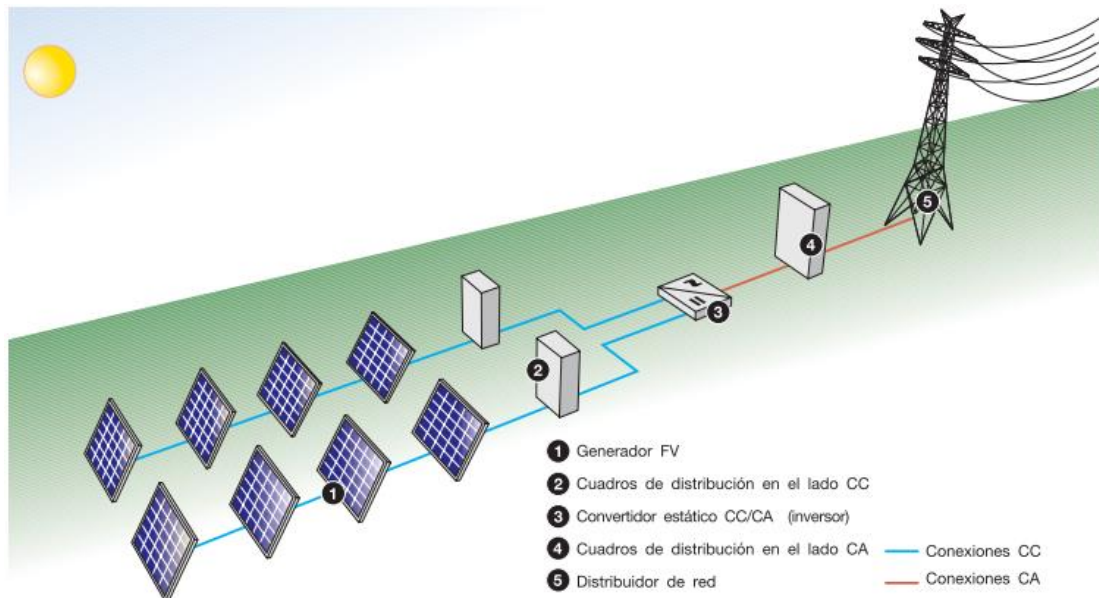


Figura 25. Diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV conectada a la red

Fuente: ABB (2011)

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho de pulso (PWM, pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida.

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

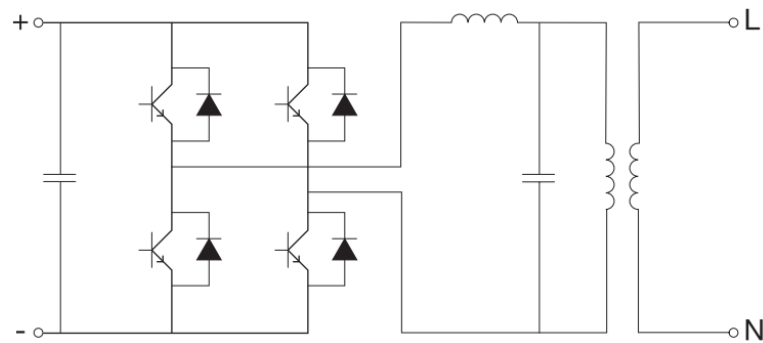


Figura 26. Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico

Fuente: (ABB, 2011)

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un chopper controlado, llamando seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking) El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V (tensión-intensidad) del generador al cual se produce la máxima potencia disponible.

El sistema MPPT de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante I-V es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

En las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga.

En las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.



2.2.16. Clasificación de los inversores solares conectadas a la red.

De acuerdo con Fuente López (2018) respecto a la clasificación de los inversores en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red estos se pueden clasificar:

2.2.16.1. Según el número de fases

Según el número de fases los inversores se clasifican en:

- Inversores monofásicos.
- Inversores trifásicos (un único inversor con salida trifásica o tres monofásicos conectados en paralelo).

2.2.16.2. Según el principio de funcionamiento

Los cuales se pueden clasificar como a) inversores de conmutación natural, conmutados por la red o guiados, fueron los primeros tipos que aparecieron, utilizan puentes de tiristores dependen de la señal de voltaje y frecuencia en la red, utilizan un aislamiento galvánico de baja frecuencia, entre sus ventajas su capacidad entre 50 y 5000 kW, rendimientos altos mayores de 96% a plena carga, instalación sencilla y alto grado de fiabilidad, costo bajo, sin embargo presenta alto componente reactiva-inductiva, con factores de potencia menores a 1, si se producen fallos en la red aparecen también fallos en el proceso de conmutación, no puede operar de manera aislada, siempre conectado a la red, generan distorsión armónica, se hace necesario el uso de filtros, b) Inversores de conmutación forzada o auto conmutados, en este caso la señal alterna se genera mediante dispositivos semiconductores disyuntores que abren y cierra el circuito según les indique el sistema de control, pueden operar en forma aislada o conectados a la red, el transistor más utilizado es el IGBT, dentro de sus ventajas generan onda completamente senoidal, permite la compensación del factor de potencia, la señal producida en fase con la red convencional, no generan una gran distorsión armonía, eficiencias altas incluso con poca



carga, su principal problema costo más alto, sus potencia son hasta 500 kW, rendimiento menor que el de conmutación guiada.

2.2.16.3. Según el parámetro que modula

Tenemos:

- Inversores que modulan corriente conmutados por la red.
- Inversores que modulan corriente autoconmutados.

2.2.16.4. Según la configuración del sistema

Los módulos fotovoltaicos están formados por unión de células, así como también un generador FV es, a su vez, un conjunto de módulos interconectados en serie y en paralelo, a esta unión se le llama cadena fotovoltaica, las distintas conexiones de módulos dan lugar a generadores FV de distintas potencias ya que los valores de intensidad y tensión proporcionados serán diferentes en función del número de conexiones en serie y paralelo, idealmente si los módulos tienen las mismas características y operan en las mismas condiciones, las características del generador serán las mismas que las de un único módulo aplicando los factores de corrección, correspondientes al número de conexiones en serie y paralelo, además la potencia máxima del generador será aproximadamente la suma de las potencias de cada módulo. Sabemos que la función principal del inversor fotovoltaico es extraer la máxima potencia del sistema. Es importante tener un buen diseño de la arquitectura del generador o generadores en un sistema FV, como también es importante el diseño de los inversores, para lograr el mejor rendimiento de la instalación. El tipo de configuración en la interconexión de los módulos fotovoltaicos depende de la configuración del inversor o inversores y el número de etapas de conversión. Las arquitecturas de instalación dependen si se desea optimizar la captación de energía de las células o se quiera optimizar el rendimiento en la etapa de conversión

de corriente continua en alterna, también existen arquitecturas mixtas que intentan aprovechar ambas tendencias.

Configuración con inversor centralizado

Este tipo de arquitectura busca optimizar el rendimiento del sistema de conversión CC/CA, el fundamento de este tipo de diseño es que exista un conjunto de cadenas unidas en párelo formando un único generador fotovoltaico que va conectado a un único inversor, de gran potencia, trifásico por lo general, sus principales ventajas configuraciones y sistema de control sencillos, con un único inversor, pérdidas mínimas, la tecnología de estos inversores está muy desarrollada, costos bajos, del mismo modo que lo son los de operación u mantenimiento, potencia entregada a la carga es grande, alrededor de MW de potencia, con respecto a sus desventajas que presenta este tipo de instalación, estas son muy sensibles a las sombras y variaciones de orientación, pueden ser afectadas por desajustes entre módulos fotovoltaicos, se producen pérdidas porque no se obtiene la máxima potencia para las cadenas.

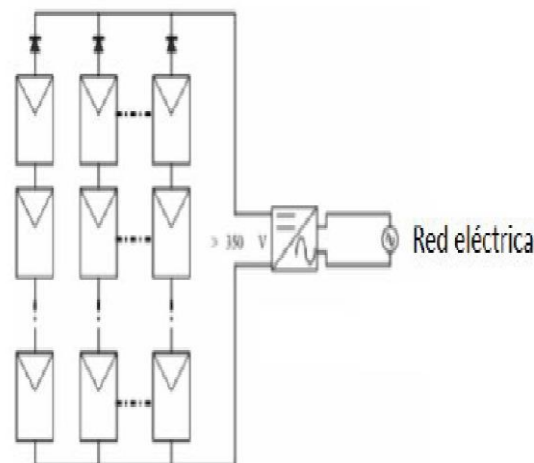


Figura 27. Esquema general de la configuración de un inversor centralizado

Fuente: Fuente López (2018)

Configuración con inversor en cadena

Esta arquitecturas buscan mejorar el rendimiento de la conversión de la energía solar en energía eléctrica, es decir optimizar la configuración de los paneles generadores, su esquema consiste en un conjunto de cadenas fotovoltaicas independientes que se conectan en paralelo, cada cadena tiene su etapa propia de conversión, con convertidor CC/CC que eleva la tensión entregada por la cadena para el seguimiento de máxima potencia y un inversor CC/CA que la conecta a la red convencional, los inversos suelen estar en el orden de los 2 a los 5 kW, típicas en aplicaciones monofásicas, con respecto a sus ventajas, las zonas de sombra no son tan problemáticas ya que existe un seguidor de la potencia máxima por cada inversor que optimiza la potencia, los rendimiento en esta configuración aumentan, la energía generada es mayor ya que sus sistema de seguimiento de máxima potencia son independientes para cada cadena, por otro lado sus principal inconveniente es su complejidad al tener una gran cantidad de equipos, por lo tanto aumenta el costo de instalación y el rendimiento de conversión total empeora al existir un mayor número de inversores.

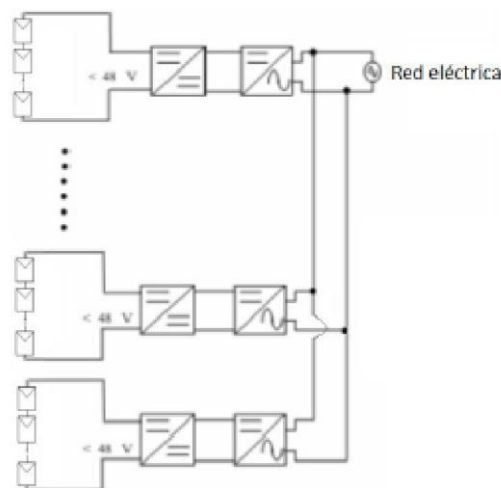


Figura 28. Esquema general de la configuración de un inversor en cadena

Fuente: Fuente López (2018)

Arquitecturas mixtas

Estas intentan aprovechar las dos tendencias anteriores, tienen el objetivo de encontrar un equilibrio entre la optimización de la configuración de paneles y la optimización de la configuración de convertidores, se trata agrupar módulos en serie para la construcción de generadores con MPPT independientes pero conectados a un inversor único de alta potencia, de manera que se consiga un balance entre un diseño fácil y a buen precio con alto rendimiento en términos de obtención del punto de máxima potencia.

Arquitectura multicadena

Se incluye un convertidor continua-continua en cada cadena para elevar a tensión continúa entregada, reduciendo el número de módulos y realizando el MPPT individual, a continuación, se conectan en paralelo en un bus de continua todas estas etapas a un único inversor.

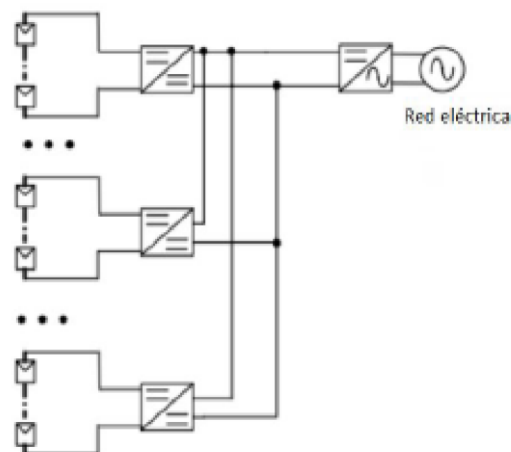


Figura 29. Esquema general de la configuración de un inversor multicadena

Fuente: Fuente López (2018)

Arquitectura DC-serie

Surge con el objetivo de repartir el trabajo de elevación de la tensión generada por los módulos, con etapas de conversión asociadas. Así, el voltaje de la red se alcanza

añadiendo un convertidor CC/CC a cada cadena e invirtiendo la señal en un inversor posterior centralizado. Así se reduce el número de módulos sin invertir excesivas cantidades en múltiples inversores CC/CA.

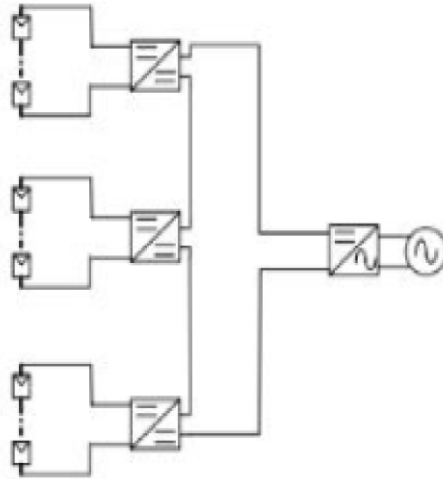


Figura 30. Esquema general de la arquitectura DC-serie

Fuente: Fuente López (2018)

Arquitectura CA – serie

Consiste en la instalación de un convertidor continua-alterna para cada cadena de módulos y conectar posteriormente estas cadenas para obtener la tensión de la red eléctrica convencional.

Microinversores

Se le utiliza con el objetivo de optimizar la flexibilidad en el diseño y el seguimiento del punto de máxima potencia, pueden alcanzar potencias en un rango de 100-500W. Estos son convertidores CC/CA que trabajan modificando la señal que generan uno o como mucho dos paneles fotovoltaicos. De este modo, inversor y panel forman una estructura única que se conecta directamente a la red, esta estructura recibe también el nombre de módulo CA, esta configuración es utilizada en entornos urbanos, en la práctica

se suele conectar un gran número de módulos CA en paralelo a la red eléctrica convencional.

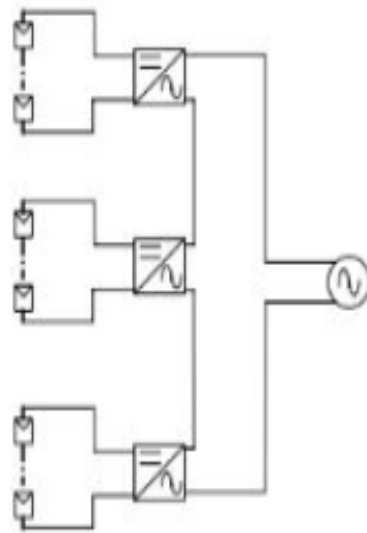


Figura 31. Esquema general de la arquitectura CA-serie

Fuente: Fuente López (2018)

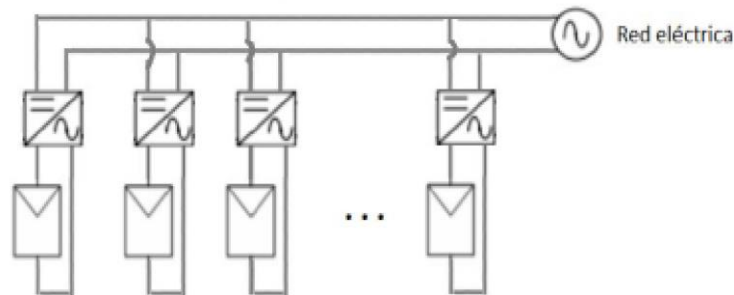


Figura 32. Esquema general de un microinversor

Fuente: Fuente López (2018)

Existen configuraciones de un solo panel; configuración con dos paneles, se le diseño con el objetivo de reducir los gastos que suponía incluir tanta etapa convertora, convierte la energía continua de los dos módulos realizando un MPPT independiente para cada uno, con rendimientos altos y bajos costos, esta configuración hace que estos



inversores puedan competir en costo con los inversores en cadena, entre sus principales ventajas, su configuración permite que cada inversor siga el punto de máxima potencia de su modulo en forma independiente con lo que el rendimiento se optimiza, permite el uso de distintos tipos de paneles FV porque funcionan de manera independiente, si existe un fallo en alguna de las unidades el funcionamiento global no es afectado, facilita la interconexión e instalación modulo inversor, no existe cableado en continua, permite una libertad de diseño por su modularidad; el principal inconveniente es el gran costo que supone emplear esta arquitectura, este tiene que ver con que las unidades módulo – inversor suministran muy poca potencia, los precios son altos en aplicaciones de pequeña escala e inabarcables en grandes aplicaciones, el tiempo de vida del conjunto panel – inversor se reduce, los paneles FV su vida útil es muy largo, incluso más de dos décadas, en cambio del inversor no lo es, por lo que construir ambos elementos en un conjunto único hace que el tiempo de vida de los módulos de reduzca al del inversor.

2.2.16.5. Según el tipo de aislamiento galvánico.

El aislamiento galvánico es la separación de dos etapas en dispositivo electrónica, con el objetivo de separar el generador FV y la red eléctrica convencional, tratando de producir la transmisión de energía generada sin que exista conducción directa para evitar el flujo de corriente a través de ambas etapas, manteniendo las masas de las dos etapas aisladas garantizando la seguridad, el cual utiliza un transformador de aislamiento que proporciona separación galvánica, las funciones del aislamiento son de evitar la transmisión de defectos entre la red y el sistema generador, no permite que se transmita corriente continua a la red y hacer de barrera de posibles sobretensiones procedentes de la red que se pueden transmitir a los módulos o al inversor, aumentar la seguridad frente a interferencias electromagnéticas, evitar corriente de modo común, puede incrementar el voltaje de salida del inverso en caso de que sea necesario; en un sistema FV el aislamiento

galvánico entre la parte alterna y continua mediante un transformado no es estrictamente necesario, depende de la normativa de cada país.

Inversores con aislamiento galvánico en baja frecuencia

Las primeras tecnologías de sistemas fotovoltaicos que se desarrollaron contaban con un transformador de baja frecuencia, para el aislamiento galvánico del inversor y la red convencional, la inclusión de dispositivo aumenta las pérdidas de potencia, el tamaño, el peso y el costo total del sistema FV.

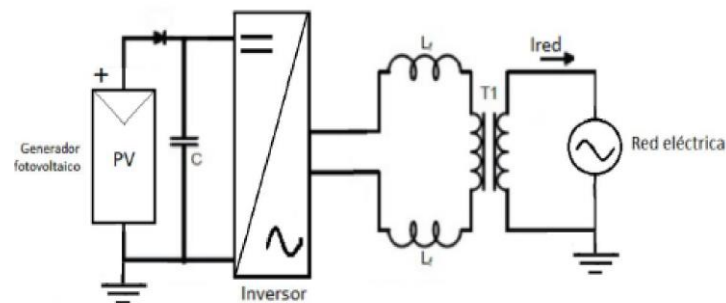


Figura 33. Esquema del inversor FV con transformador de aislamiento en baja frecuencia

Fuente: Fuente López (2018)

Inversores con aislamiento galvánico en alta frecuencia

En este tipo de configuración el transformador se sitúa en la parte de continua y trabaja con frecuencias de entre 10 y 50 kHz, a pesar de que las pérdidas, el tamaño como consecuencia el precio de este transformador son menores, el sistema es más complejo e incluye componentes auxiliares que deben tenerse en cuenta en el análisis, entre sus desventajas al estar el transformador en la parte continua del circuito existe la posibilidad de que se transmitan corrientes continuas a la red, por lo que se hace necesario tener sistemas de seguridad, se trata de sistemas más complejos de interconectar por

consiguiendo costos de conexión elevados y el precio final no reduce significativamente, las pérdidas de conversión son algo menores, sin embargo al ser un proceso complejo, se ve que la eficiencia total se mantiene constante con respecto del aislamiento de baja frecuencia.

Finalmente, la diferencia entre una configuración y otra apenas es perceptible y es necesario seguir investigando soluciones para el aumento del rendimiento y la reducción de los costos.

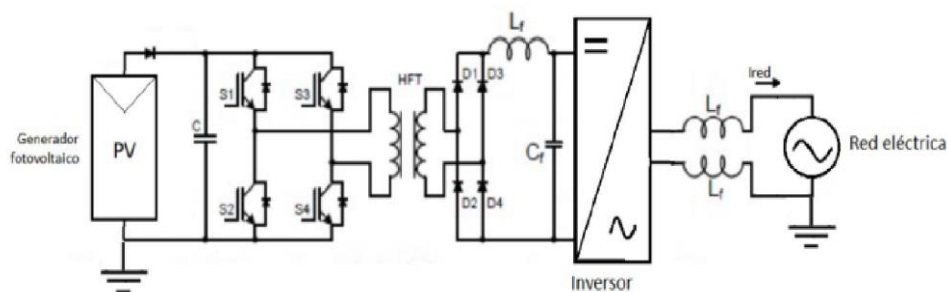


Figura 34. Esquema del inversor FV con transformador de aislamiento en alta frecuencia

Fuente: Fuente López (2018)

Configuración sin aislamiento galvánico

Este surge con la idea de eliminar el transformador de la instalación con el objetivo de acabar con el problema de pérdidas en los devanados y de reducir el tamaño y el costo, sin embargo al no haber aislamiento galvánico entre la parte alterna y continua se hace necesario incluir otro tipo de sistemas de protección contra posibles desvíos de corriente eléctrica que pueden generarse en los dispositivos, o transmisión de corriente continua a la etapa alterna y sistemas de seguridad para el personal y los usuarios, en aplicaciones de baja potencia ya se utilizan los transformadores.

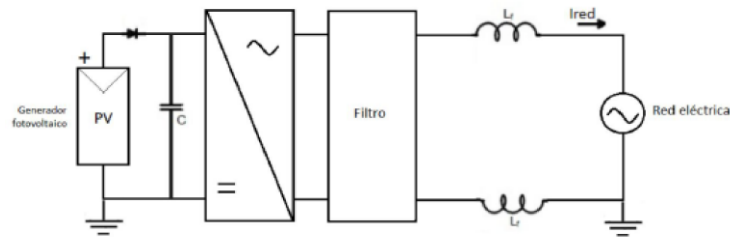


Figura 35. Esquema del inversor FV sin transformador de aislamiento galvánico

Fuente: Fuente López (2018)

2.2.17. Algoritmo de seguimiento de potencia

El sistema tiene como objetivo ajustar la generación de energía del panel fotovoltaico según dos modos de operación: seguimiento de máxima potencia disponible y seguimiento de potencia de referencia (generalmente la consumida por las cargas), ante variaciones de irradiancia solar y temperatura. Tanto la energía sobrante en el primer caso como la que falte (en caso de que la demanda de las cargas supere la capacidad de generación del panel solar) en ambos casos será tomada de la red (Intriago M., 2019).

Estos algoritmos se basan en el comportamiento de la curva P-V de la placa solar ante las condiciones ambientales. Es decir, en función de la potencia que se desea entregar, se establece un voltaje de referencia en bornes del panel fotovoltaico.

Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

Este método se basa en extraer en todo momento la máxima potencia posible del panel fotovoltaico. El algoritmo deberá ir reajustando el voltaje de salida del panel con el fin de aumentar o disminuir la potencia de salida, acercándola a su máximo, como se puede ver en la Figura 17.

Uno de los métodos para alcanzar esta potencia máxima es el conocido como Perturbación & Observación, el cual observa variaciones en la potencia de salida ante cambios de voltaje, alcanzando el estado final cuando la variación de potencia es mínima

entre dos valores de voltaje (pendiente de curva P-V nula), en la Figura 36 se aprecia el diagrama de bloques correspondiente a este método.

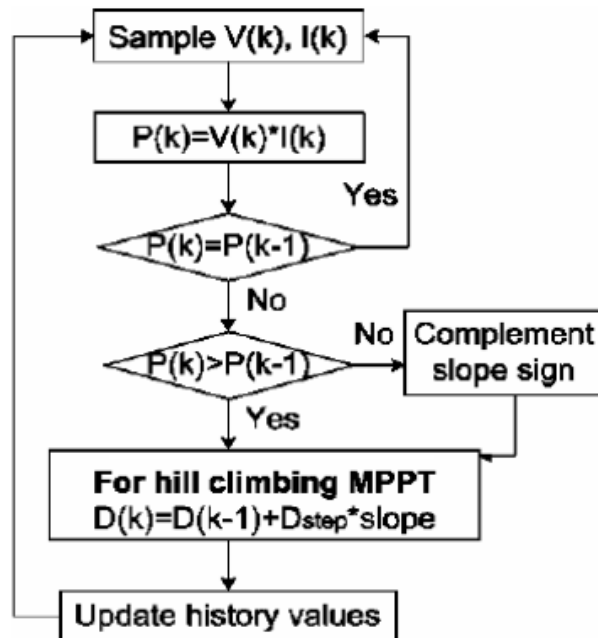


Figura 36. Diagrama de bloques del algoritmo MPPT P&O

Fuente: Garcia Alonso & Oliver Ramirez (2017)

El comportamiento de esta estrategia queda determinado por el valor tomado para D_{step} la pendiente (slope), a elegir según la dinámica deseada del sistema. Un Punto en contra de este método es la dificultad de alcanzar el auténtico punto de máxima potencia, lo que provoca oscilaciones de las consignas de voltaje respecto a punto de trabajo (MPPT).

Un método alternativo es el algoritmo de conductancia incremental, el cual se base en que en el punto de carga óptima de la curva I-V del panel fotovoltaico.

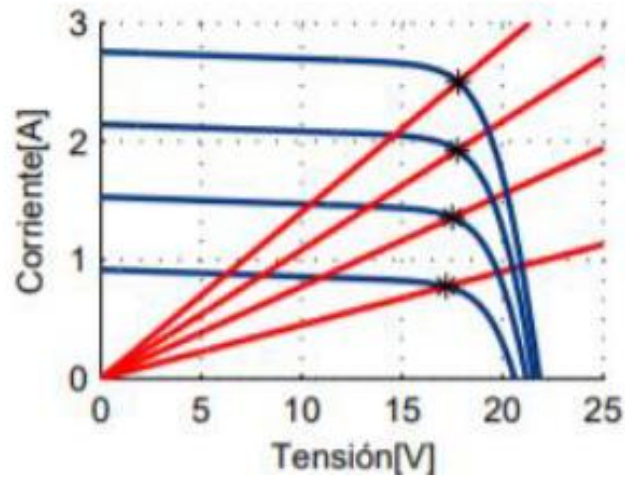


Figura 37. Recta de conductancia en curva I-V

Fuente: Intriago M. (2019)

En la Figura 37 se muestra la recta de conductancia óptima (inversa de carga óptima) en la curva I-V (I_{MPPT} - V_{MPPT}) en función de distintos perfiles de irradiancia.

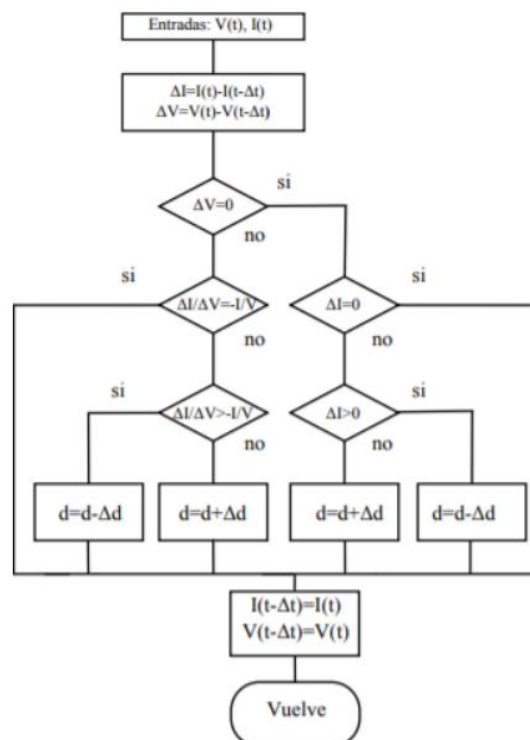


Figura 38. Diagrama de bloques del método incremento de inductancia

Fuente: Intriago M. (2019)

El sistema se encontrará en el punto de conductancia óptima (máxima potencia) cuando la pendiente de la curva P-V sea nula, esto se puede apreciar en la (9).

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V * I)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (9)$$

Por lo tanto, se deduce que el panel se encuentra en el punto de máxima potencia si su conductancia incremental es igual a su conductancia instantánea. El diagrama de bloques que modela el ajuste del algoritmo de conductancia incremental se muestra en la Figura 38.

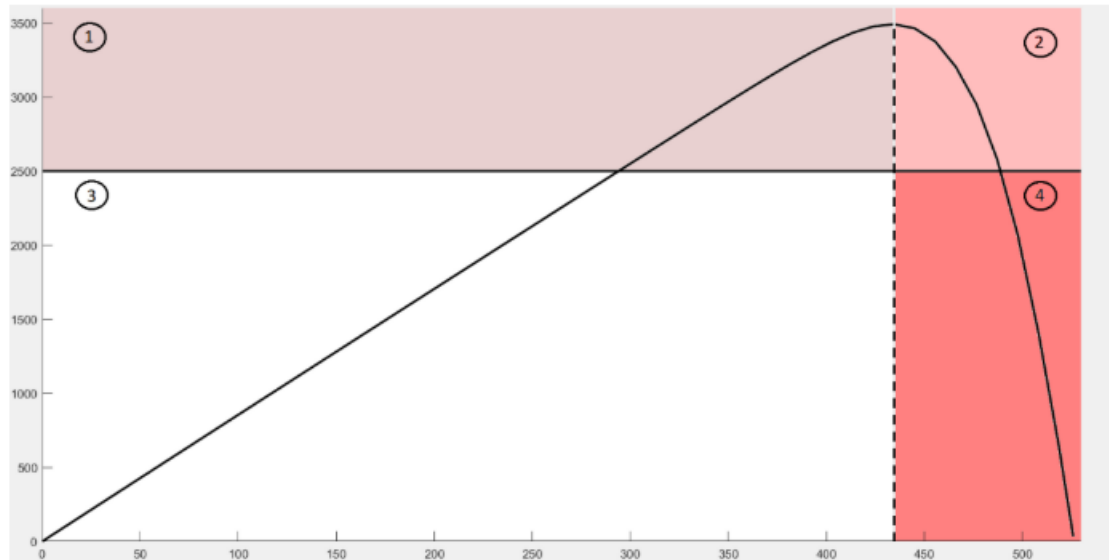
La principal ventaja de este algoritmo reside en la eliminación de las no-linealidades que implica analizar la potencia generada por el panel (multiplicación corriente por tensión) y con ello la reducción de las oscilaciones alrededor del punto de trabajo. Por otro lado, la carga computacional es mayor y se pierde toda flexibilidad en la potencia generada (condición sólo se cumple en MPPT).

Seguimiento del punto de Potencia Especifica (SPPT)

En este caso el objetivo no es extraer la máxima potencia posible del panel fotovoltaico, sino adecuar la generación a la demanda de las cargas conectadas a la instalación. Esto se consigue variando el voltaje en bornes de la placa con el fin de modificar el punto de funcionamiento en la curva P-V.

La respuesta del algoritmo no depende ahora únicamente de la curva P-V, sino que esta se modifica incluyendo la potencia de referencia demanda por las cargas, tal y como muestra en la Figura 39.

En la figura se distinguen un total de 4 zonas, según la localización del punto de trabajo (potencia que entrega el panel) respecto a la potencia de referencia de cargas (en la imagen unos 2500 W) y el voltaje de máxima potencia (sobre los 440V).



$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Zona 1: } P_{\text{operación}} > P_{\text{ref}} \text{ y } V_{\text{operación}} < V_{\text{mpp}} \\ \text{Zona 2: } P_{\text{operación}} > P_{\text{ref}} \text{ y } V_{\text{operación}} > V_{\text{mpp}} \\ \text{Zona 3: } P_{\text{operación}} < P_{\text{ref}} \text{ y } V_{\text{operación}} < V_{\text{mpp}} \\ \text{Zona 4: } P_{\text{operación}} < P_{\text{ref}} \text{ y } V_{\text{operación}} > V_{\text{mpp}} \end{array} \right.$$

Figura 39. Curva P-V con potencia de referencia

Fuente: Intriago M. (2019)

Las zonas 1 y 3 pertenecen a la denominada zona lineal, donde el comportamiento P-V se puede aproximar al de una recta (excepto en la etapa final, como se puede observar). Con el fin de tener un mayor control y estabilidad, esta será la zona en la que trabajará el algoritmo SPPT. Las zonas 2 y 4 pertenecen a la parte de caída exponencial.

Existe la posibilidad de que por condiciones ambientales el sistema no sea capaz de ofrecer en ningún momento la potencia que demandan las cargas, en ese caso deberá entregar la máxima posible.

2.2.18. Eficiencia en inversores

El rendimiento del Inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores. El rendimiento total real depende de las

pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor (Fuente López, 2018).

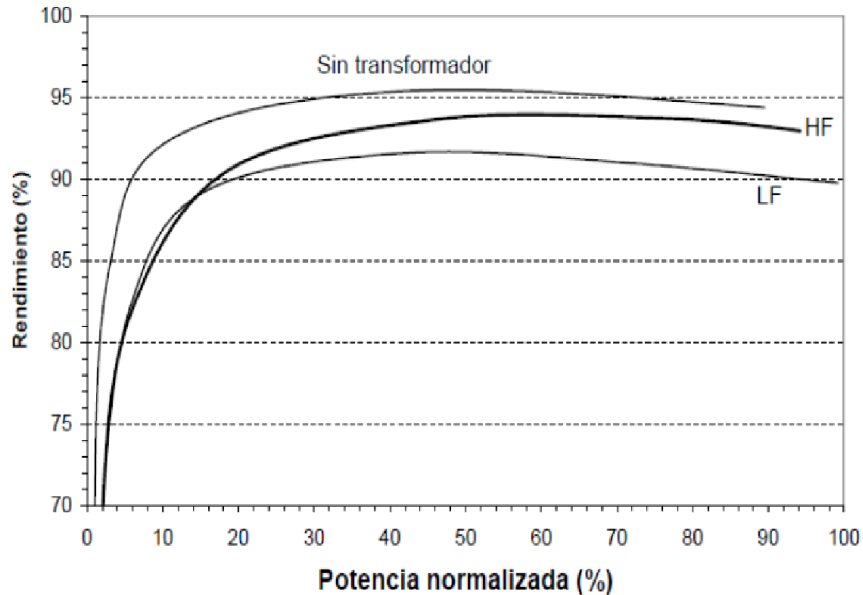


Figura 40. Rendimiento de un inversor según su aislamiento galvánico

Fuente: Fuente López (2018)

Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimiento entre el 90% y 95%. Este puede optimizarse siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas. Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento de este, por encima del 90% de su potencia nominal.

El rendimiento del inversor se define como la relación de la potencia de salida y la entrada, la cual se muestra en la ecuación (10):

$$\eta_I = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \quad (10)$$

De este rendimiento se obtiene el “rendimiento europeo”, η_{Euro} , el cual es usado para comparar inversores, principalmente de red, se obtiene del promedio ponderado de las eficiencias bajo distintas cargas, sin contemplar la tensión de entrada a la que debe calcularse.

$$\eta_{\text{Euro}} = \sum a_{\text{Eu}} \cdot \eta_{i_MPP} \quad (11)$$

Donde a_{Eu} es el factor de ponderación europeo y, η_{i_MPP} corresponde al rendimiento estático del seguidor del punto de máxima potencia para una potencia parcial determinada.

$$\eta_{\text{Euro}} = 0.03\eta_5 + 0.06\eta_{10} + 0.13\eta_{20} + 0.1\eta_{30} + 0.48\eta_{50} + 0.2\eta_{100} \quad (12)$$

Donde η_5 representa al rendimiento a un 5% de la potencia, η_{10} , un rendimiento del 10% y así sucesivamente.

2.2.19. Criterio de selección de inversores.

En Deza M. (2022) para un sistema fotovoltaico ON GRID se sugiere tomar en cuenta el consumo energético y las horas solar pico de la zona en estudio para seleccionar cada uno de los componentes integrantes del sistema, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

$$V_{oc} \text{ panel} < \text{Max. VMPPT microinversor.}$$

$$I_{sc} \text{ panel} < I_{\text{max input MPPT microinversor}}$$



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

En este apartado se presenta el tipo de investigación, así como el diseño metodológico planteado.

3.1.1. Tipo de investigación

Según Lozada (2016), define investigación del tipo aplicativo cuando del conocimiento teórico se genera una solución aplicada. Este es básicamente un proceso de conectar teorías y productos basados en los logros tecnológicos de la investigación básica, tal como se plantea en la presente investigación en donde empleamos conceptos teóricos los cuales sirven como aportes para la instalación de sistemas ON GRID a base de microinversores. Además, también se trata de una investigación del tipo exploratorio ya que no se cuentan con pocos temas de investigación que se realizaron en las condiciones geográficas y climatológicas de la Región Puno. La investigación exploratoria es aquel que trata temas desconocidos o poco estudiados, por lo que los resultados constituyen una visión aproximada del objeto, es decir un nivel de estudio superficial (Arias-Odón, 2012).

3.1.2. Diseño de la investigación

Esta investigación cuenta con un diseño preexperimental, porque tiene un mínimo grado de control sobre las variables Sampieri (2018) manifiestan que el diseño preexperimental consiste en aplicar a un grupo de estudio una preprueba, posteriormente se le aplica el estímulo y al final se realiza un post prueba para determinar si hubo o no variación.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN



3.2.1. Población.

Ñaupas et. al. (2018), define como el conjunto de elementos o individuos que muestran rasgos comunes que lo asocian como el conjunto de unidades de estudio. Sin embargo, para el siguiente trabajo de investigación la población está definido por la información obtenida por el sistema de medición del microinversor, por la característica que se ha evaluado en la tesis.

3.2.2. Muestra.

En Ñaupas et. al. (2018), define a la muestra como una pequeña parte de una población, compuesta por los más representativos, a la cual se le aplican instrumentos de recolección de datos, esta muestra puede estar compuesta por individuos, cosas, elementos o procesos deben reunir las características necesarias para lograr los objetivos de la investigación. En ese sentido la muestra para la investigación ha sido la información recogida durante el periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021, tomando como día típico el 18 de diciembre del año 2021, día en el que se han presentado condiciones muy variables en la fuente de energía solar, lo que permite analizar en diferentes condiciones al microinversor.

3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS RECOLECCIÓN DE DATOS

3.3.1. Lugar de Estudio.

Las instalaciones de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Electica, en donde se instaló un sistema de medición para la irradiación solar y la Escuela Profesional de Ingeniería Renovables de la Universidad Nacional de Juliaca específicamente el edificio del Instituto en Energías Renovables, en donde se tiene instalado un sistema de generación y medición con microinversor.

3.3.2. Descripción detallada de los métodos, uso de materiales e insumos.



a) Diseño de muestreo

Para poder determinar la característica de operación y eficiencia del microinversor, es necesario recopilar una cantidad suficiente de datos y variables que intervienen en el sistema de generación, por lo que el experimento consiste en mantener la demanda de carga durante el periodo de muestreo conectado al microinversor, midiendo parámetros eléctricos diversos, para luego analizar e interpretar dicha información.

b) Descripción detallada del uso de materiales, equipos, insumos, entre otros.

Para la implementación del sistema fotovoltaico utilizando microinversores conectado a la red sin almacenamiento de energía, motivo de estudio de la presente tesis. Consta de un panel fotovoltaico de silicio policristalino instalado con una inclinación de 15° orientado al Norte, con una potencia pico de 270 W modelo TP660P-270 del fabricante Telesun, un microinversor de conexión a la red de 250 W en corriente continua y 225 W en corriente alterna, modelo REPLUS-250A del fabricante ReneSola. Un sistema de monitoreo y adquisición de datos el cual recolecta parámetros eléctricos como potencia, tensión, corriente, energía tanto en el lado de corriente continua como también en el lado de corriente alterna, además de la frecuencia, factor de potencia. Esta recolección de datos se realiza con un intervalo de un minuto desde 5.30 hasta 18.29 horas en forma diaria. Las características técnicas del panel fotovoltaico y microinversor se muestran en la Tabla 3 y la Tabla 6.

El sistema de medición está compuesto por un medidor eléctrico multiparámetro integrado de marca EASTRON modelo DCM230 en corriente continua y un medidor eléctrico multiparámetro integrado de marca HIKING modelo DDS238 en corriente alterna, ambos provisto de un canal de comunicación RS485 y MODBUS, que permite realizar la comunicación con una computadora de escritorio con la que se adquiere la

información registrada en los medidores, la información que se recoge es almacenada en un repositorio en un formato estándar.

El microinversor está conectado a la red del sistema eléctrico del pabellón del edificio del Instituto en Energías Renovables en el tablero de distribución de la azotea, al ser un equipo de conexión a la red no utiliza un sistema de almacenamiento de energía, por lo que es conectado directamente al tablero de distribución mencionado y este tablero esta interconectado al tablero general de dicha infraestructura.

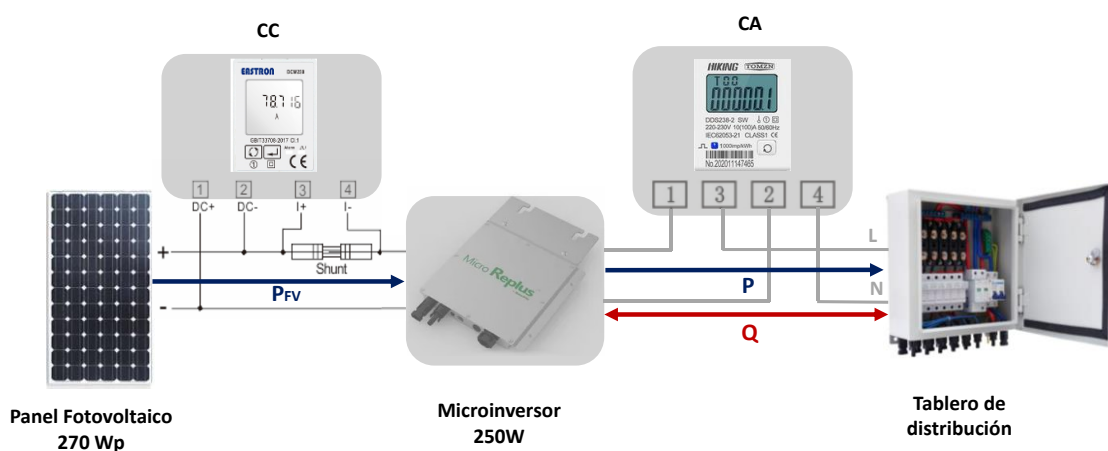


Figura 41. Esquema de instalación microinversor y sistema de medición

Elaboración propia

c) **Procesamiento de la información.**

Los datos recopilados no necesariamente son adecuados, por lo que se realiza un procesamiento previo antes de utilizarlos, lo que implica limpiar la data, agregar características, completar los valores faltantes entre otras.

El procedimiento implica verificar las lecturas de los sistemas de medición sean correctas, los errores que encuentran en este procesamiento son lecturas negativas o vacías de corriente, tensión, potencia, energía, entre otras, por lo que para eliminar estas lecturas erróneas y reemplazarlas con valores adecuados se puede utilizar la interpolación

de los puntos anteriores y posteriores (Alzahrani et al., 2017). Con la información preparada para el análisis se procede a generar diversos reportes de los parámetros eléctricos medidos tanto en corriente continua como alterna, ambos procesos son realizados utilizando la aplicación Jupyter Notebook, utilizando la biblioteca Pandas la cual nos permite manipular datos y Matplotlib que permite creación de gráficos de alta calidad, ambas bibliotecas son de Python el cual es un lenguaje de programación de código abierto.

3.3.3. Materiales.

Panel fotovoltaico.

El panel solar es fabricado con células de silicio policristalino, presenta 60 células, se ha utilizado una unidad como generador fotovoltaico.



Figura 42. Panel solar de 270 W utilizando como generador fotovoltaico

Fuente: Manual del fabricante

En la Tabla 3 se muestra las características técnicas del panel solar de 270 Wp.

Tabla 3. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico de 270 W.

Características	TP660P-270
Potencia máxima	270 Wp
Voltaje máximo (Vmpp)	31,3 V
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,63 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	38,5 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,09 A
Eficiencia del módulo (η)	16,6 %
Tipo de celda	Silicio policristalino

Fuente: Manual del fabricante

Medidor eléctrico en AC.

Este medidor está diseñado para medir la variable de energía activa de CA monofásica de dos hilos, para aplicaciones residencial, de servicios públicos e industrial. Permite una lectura remota por el puerto de comunicación RS485.

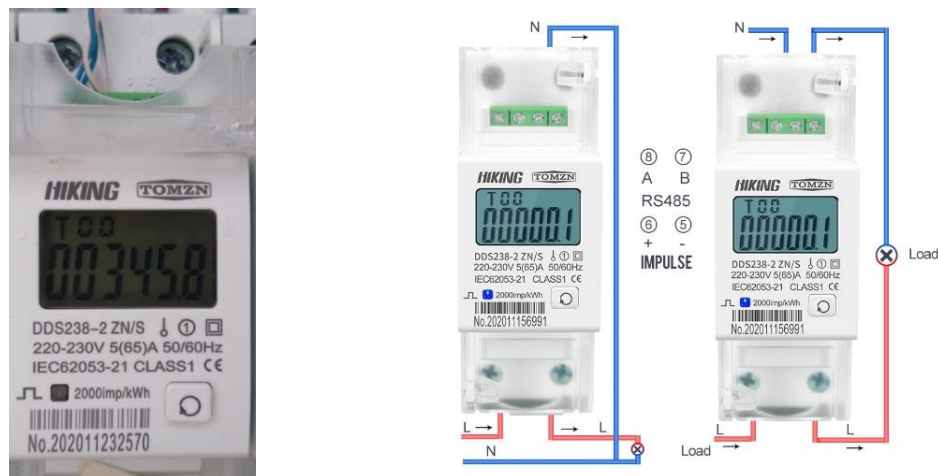


Figura 43. Medidor eléctrico multiparámetro en corriente alterna

Fuente: Manual del fabricante

En la Tabla 4 se muestra las especificaciones técnicas del medidor eléctrico multiparámetro.

Tabla 4. Especificaciones técnicas Medidor eléctrico multiparámetro en C.A.

Características	HIKING DDS238-2 ZN/S
Voltaje en C.A.	110V, 120V, 220V, 230V, 240V
Corriente en C.A.	5(65) A
Frecuencia	50 o 60 Hz +/- 10%
Clase de precisión	1
IP grade	IP 20
Constante	1000 @ 2000 imp/kWh
Puerto de comunicación	RS485
Precisión	voltaje – 0.5%, corriente – 0.5%, factor de potencia +/- 1%, potencia activa +/- 2%, energía activa – clase 1

Fuente: Manual del fabricante

Medidor eléctrico en DC.

El medidor multiparámetro en D.C. puede medir voltaje, corriente, potencia, energía, admite medición bidireccional con salida de tipo pulso, provisto de un puerto de comunicación del tipo RS485 utilizando Modbus RTU.

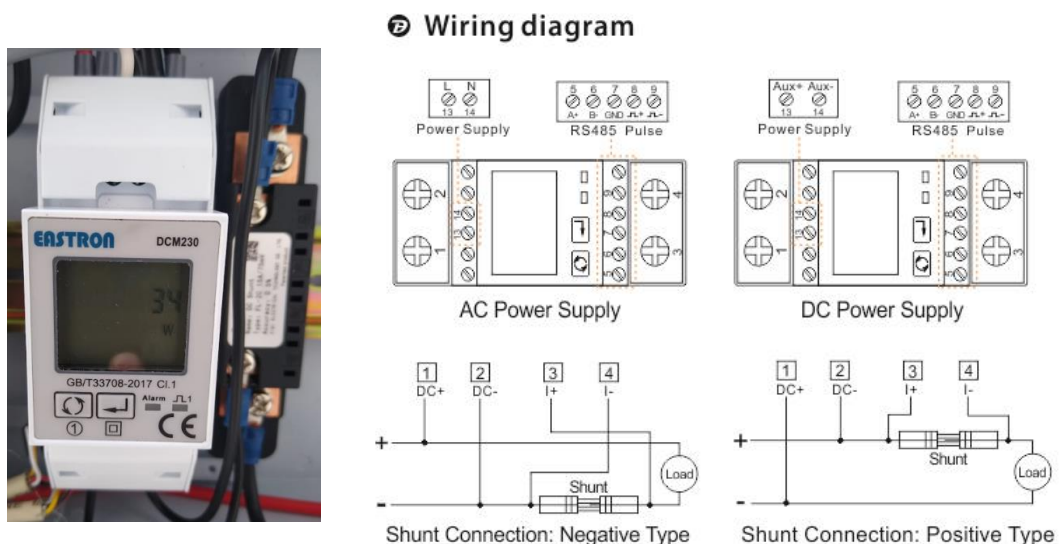


Figura 44. Medidor eléctrico multiparámetro en corriente continua

Fuente: Manual del fabricante

En la Tabla 5 se muestra las especificaciones técnicas del medidor eléctrico multiparámetro utilizado para medir y registrar parámetros eléctricos del generador fotovoltaico.

Tabla 5. Especificaciones técnicas Medidor eléctrico multiparámetro en C.C.

Características	EASTRON DCM 230
Voltaje en C.C.	5 – 1000V / 5 – 600V / 5 – 300V
Corriente en C.C.	mediante resistencia shunt 75 mV / 60 mV / 45 mV
Salida	tipo pulso + RS485 modbus
Tiempo de respuesta	< 100 ms
Precisión	voltaje – 1%, corriente – 0.5%, energía 1%, potencia – 1%

Fuente: Manual del fabricante

Microinversor solar.

El microinversor convierte la energía generada de CC a la CA, esta energía la entrega a la red eléctrica de distribución, se ha utilizado el modelo Micro Replus-250A, provisto de optimizador MPPT, el microinversor es de 250 W.



Figura 45. Microinversor REPLUS – 250A – 250W

Fuente: Manual del fabricante

Las especificaciones técnicas del microinversor se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Especificaciones técnicas del microinversor de 250 W

Características	REPLUS-250A
Potencia máxima en C.C.	250 W
Voltaje máximo en C.C.	60 V
Rango de Funcionamiento del MPPT	22 V – 55 V
Rango de Funcionamiento de corriente	0 A- 14 A
Corriente máxima C.C.	12 A
Potencia máxima en C.A.	220 W
Tensión Nominal en C.A./Rango	211 V - 240 V - 264 V
Corriente máxima en C.A.	1.0 A
Frecuencia	59.3 – 60 - 60.5 Hz
Temperatura de operación	-40°c ~ +65°c
Máxima eficiencia	96.3 %
THD (at Nominal Output)	<4%
Power Factor (cosφ)	>0.95

Fuente: Manual del fabricante

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para poder determinar la caracterización de operación del microinversor, se debe de realizar un preprocesamiento de la información recolectada mediante el sistema de monitoreo implementado, para lo cual se realiza un análisis de la data en corriente continua entregada por el generador fotovoltaico al microinversor y un análisis de la data en corriente alterna en la salida del microinversor, la cual es inyectada al sistema eléctrico en lugar donde esta implementado el sistema.

4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN CORRIENTE CONTINUA.

La información en corriente continua que es adquirida en los sistemas de monitoreo debe ser procesados. En la Tabla 7 se muestra este preprocesamiento el cual corresponde al día 18 de diciembre del 2021, para el lado de medición en corriente continua, se tienen 780 registros adquiridos con un intervalo de un minuto.

Tabla 7. Resultados de parámetros medidos en sistema de medición en CC

	Vdc	Idc	Wdc	WhImport	Whexport	Totdem	Maxdem
Hora							
2021-12-18 05:30:00	32.244535	0.025705	0.79293	51.920	0.005	0.000000	235.98334
2021-12-18 05:31:00	30.544480	0.070580	2.10770	51.920	0.005	0.008335	235.98334
2021-12-18 05:32:00	32.981160	0.000000	0.00000	51.920	0.005	0.025000	235.98334
2021-12-18 05:33:00	31.148275	0.090080	2.77290	51.920	0.005	0.033330	235.98334
2021-12-18 05:34:00	33.354035	0.000000	0.00000	51.920	0.005	0.050000	235.98334
...
2021-12-18 18:25:00	5.390270	0.000000	0.00000	52.915	0.005	0.083330	235.98334
2021-12-18 18:26:00	4.728565	0.000000	0.00000	52.915	0.005	0.066670	235.98334
2021-12-18 18:27:00	4.136700	0.000000	0.00000	52.915	0.005	0.050000	235.98334
2021-12-18 18:28:00	3.612350	0.000000	0.00000	52.915	0.005	0.041665	235.98334
2021-12-18 18:29:00	3.133480	0.000000	0.00000	52.915	0.005	0.025000	235.98334

Elaboración propia

Donde:

Vdc: Tensión de generación (V)

Idc: Corriente de generación (A)

Wdc: Potencia pico de generación (W)

Whimport: Energía inyectada a la red (kWh)

Whexport: Energía importada al sistema (energía que ha podido ingresar de otra fuente de energía)

Totdem: Potencia demanda (W)

Maxdem: Máxima potencia demanda (W)

4.1.1. Tensión generada.

En la Figura 46, se muestra el resultado de la tensión medida en los bornes del generador fotovoltaico, en la entrada del microinversor.



Figura 46. Tensión en corriente continua medida en la entrada del microinversor

Elaboración propia

El nivel de tensión varía en función de la irradiancia y la temperatura del panel fotovoltaica que se presenta en el día, por lo que la tensión varía en el intervalo de 18.39 volt a 33.69 volt, teniendo un promedio de 30.54 voltios. Valores negativos que se pueden apreciar en la figura no son considerados debido a que esas lecturas corresponden a situaciones en las que la irradiancia solar es cero, estas anomalías se presentan a partir del 17:45 horas de la tarde. De las mediciones realizadas se puede verificar que a las 5.35 de la mañana, la tensión es de 33.56 voltios cuando genera una corriente igual a 0 amperios. Para una corriente de generación de 7.76 amperios la tensión es de 29.88 voltios.

4.1.2. Corriente generada.

En la Figura 47, se muestra el resultado de las mediciones de la corriente que genera el panel fotovoltaico el cual es suministrado al microinversor.

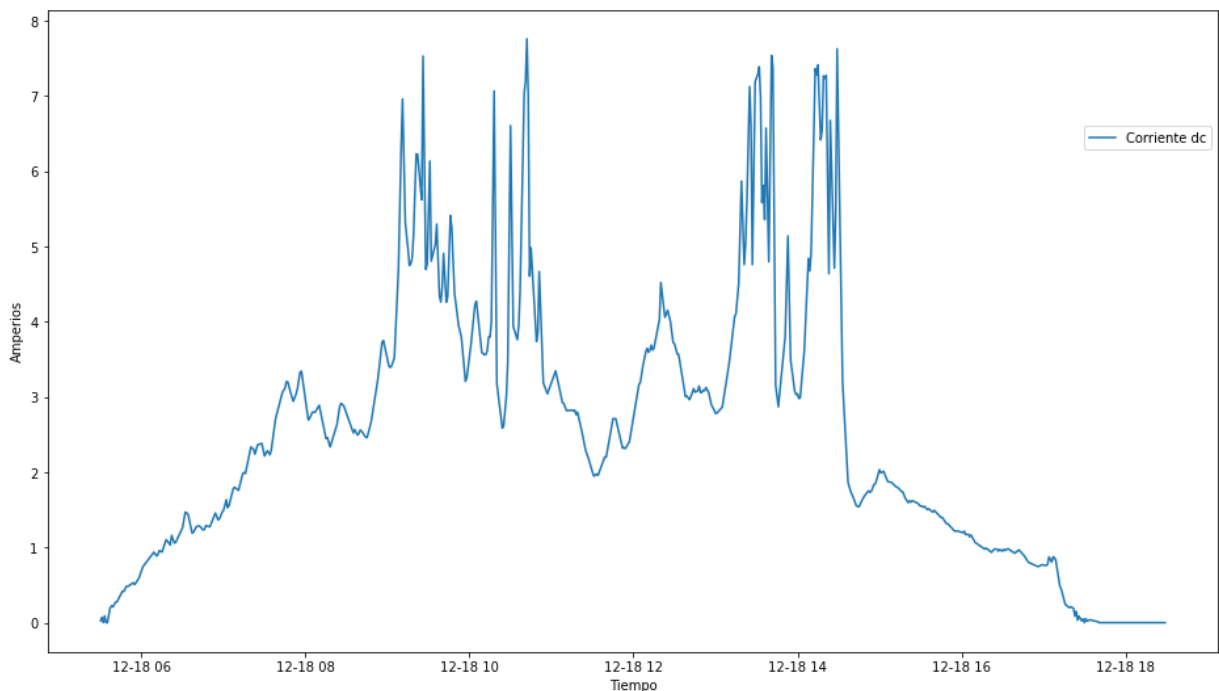


Figura 47. Corriente continua medida en la entrada del microinversor

Elaboración propia

La corriente máxima generada fue de 7.76 amperios el cual corresponde a las 10:42 horas de la mañana. La variabilidad de la corriente medida corresponde a la variabilidad de la nubosidad que se presentó en el día de análisis de esta información.

4.1.3. Potencia generada.

A continuación, en la Figura 48 se muestra el resultado de los datos colectados para la potencia en corriente continua de generación del panel fotovoltaico, el cual es suministrada al microinversor. La máxima potencia generada asciende al valor de 236.56 watt, el cual ha sido registrado a las 13:41 horas de la tarde, cuando la tensión y la corriente fueron respectivamente de 31.26 voltios y 7.53 amperios. Se registra una potencia promedio de 81.76 watt.

4.1.4. Energía inyectada a la red.

En la Figura 49, se muestra la energía que ha sido suministrada al microinversor, el día 18 de diciembre del 2021 la producción de energía ha sido de 0.995 kWh, por el generador fotovoltaico.

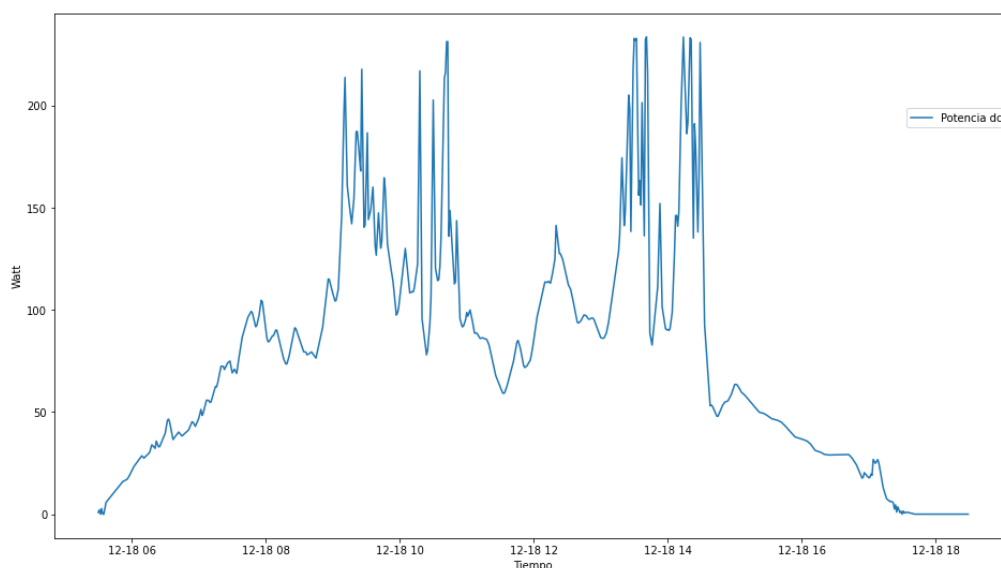


Figura 48. Potencia generada por el panel fotovoltaico

Elaboración propia

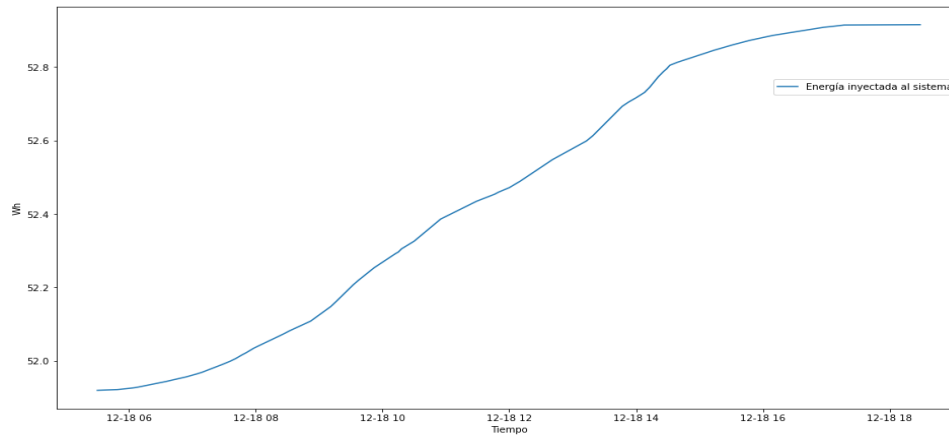


Figura 49. Energía suministrada al microinversor día 18/12/2021

Elaboración propia

4.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN CORRIENTE ALTERNA.

Los resultados del procesamiento de la información recolectada por el sistema de medición, parámetros generados por el microinversor en el lado de corriente alterna, se muestran en la Tabla 8, esta información corresponde al día 18 de diciembre del 2021.

Tabla 8. Resultados de parámetros medidos en CA

	Vac	Iac	Wac	Q	PF	f	EI
Hora							
2021-12-18 05:30:00	217.077778	0.0	0.0	0.0	1.0	59.983333	407.66
2021-12-18 05:31:00	217.180000	0.0	0.0	0.0	1.0	59.981000	407.66
2021-12-18 05:32:00	217.266667	0.0	0.0	0.0	1.0	59.981111	407.66
2021-12-18 05:33:00	217.188889	0.0	0.0	0.0	1.0	60.000000	407.66
2021-12-18 05:34:00	217.350000	0.0	0.0	0.0	1.0	59.999000	407.66
...
2021-12-18 18:25:00	210.955556	0.0	0.0	0.0	1.0	59.942222	408.57
2021-12-18 18:26:00	210.900000	0.0	0.0	0.0	1.0	59.984000	408.57
2021-12-18 18:27:00	210.733333	0.0	0.0	0.0	1.0	59.955556	408.57
2021-12-18 18:28:00	210.744444	0.0	0.0	0.0	1.0	59.972222	408.57
2021-12-18 18:29:00	210.890000	0.0	0.0	0.0	1.0	59.971000	408.57

Elaboración propia

Donde:

Vac: Tensión en ca de salida microinversor (V)

Iac: Corriente en ca de entregada por el microinversor (A)

Wac: Potencia activa en ca producida por microinversor (W)

Q: Potencia reactiva en ca producida por microinversor (VAR)

PF: Factor de potencia

f: Frecuencia (Hz)

EI: Energía inyectada a la red (kWh)

En la Figura 50 se muestran las gráficas correspondientes a los parámetros generados por el microinversor, lado de corriente alterna.

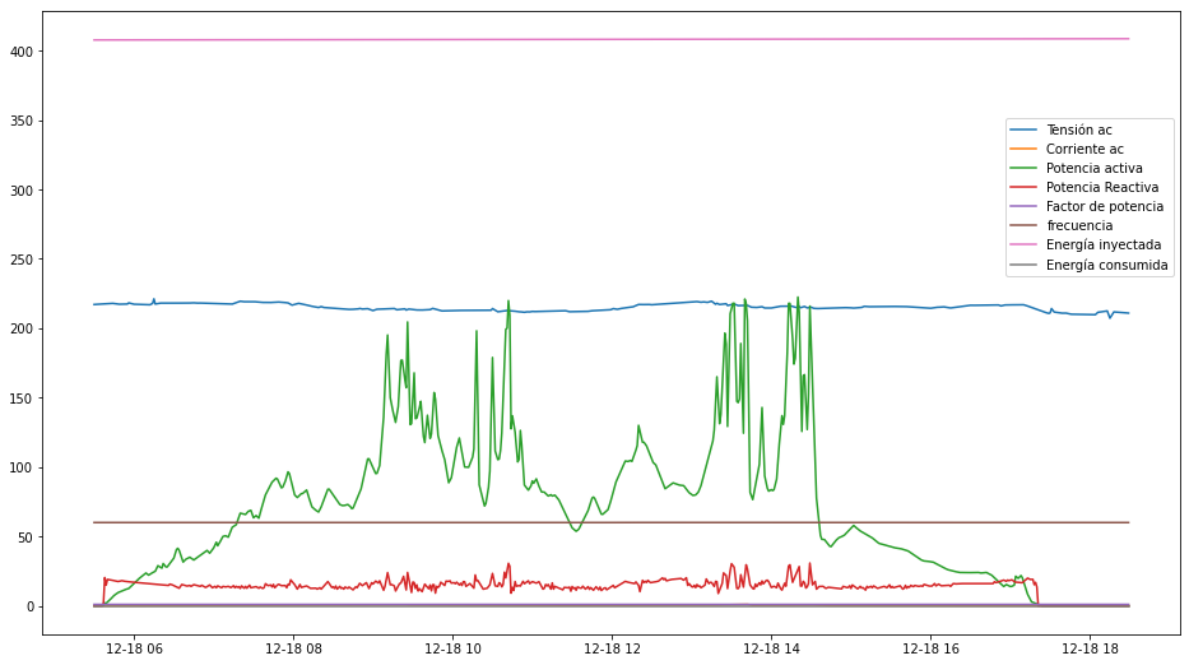


Figura 50. Comparación de las variables medidas en CA

Elaboración propia

4.2.1. Tensión en la salida del microinversor.

En la Figura 51, se muestra el comportamiento de la tensión medida en la salida del microinversor.

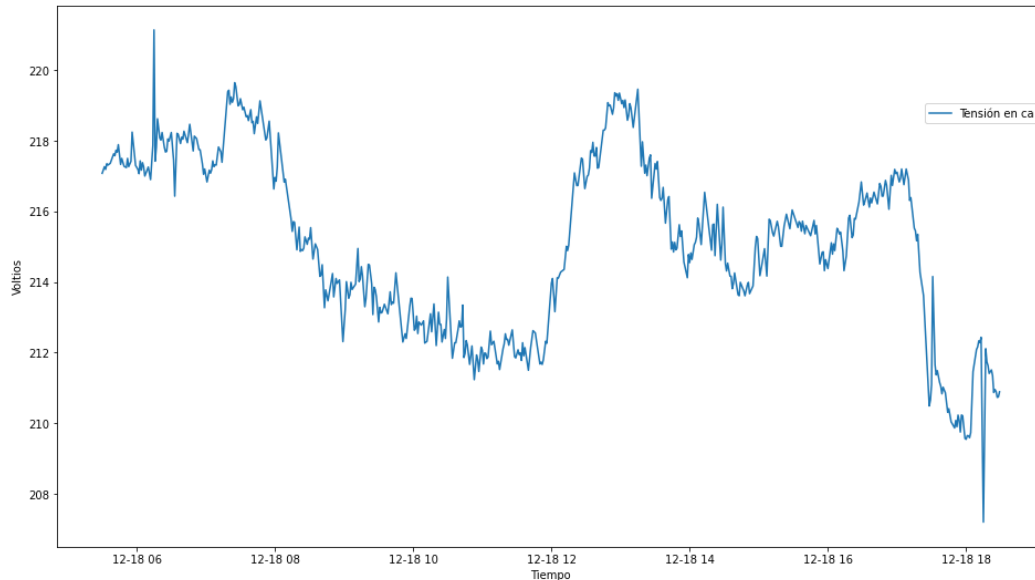


Figura 51. Tensión producida por el microinversor

Elaboración propia

De los valores medidos se aprecia que la tensión mínima fue de 211.23 voltios la cual se presenta a las 10:53 de la mañana, la tensión máxima se dio a las 6:15 de la mañana con un valor de 221.14 voltios, teniendo una media de 215.47 voltios para el día de análisis. El microinversor empieza a funcionar a las 5:37 con una tensión de 217.36 voltios y se desconecta a las 17:20 donde la tensión fue de 214.27, hora en la que el generador fotovoltaico no entrega la suficiente potencia para que le microinversor funcione. La tendencia de la gráfica que se muestra a partir de las 17:21 horas es la tensión medida del sistema, pero con el microinversor desconectado de la red.

4.2.2. Corriente producida por el microinversor.

En la Figura 52, se muestra la tendencia de la corriente inyectada a la red eléctrica el día 18 de diciembre del 2021.

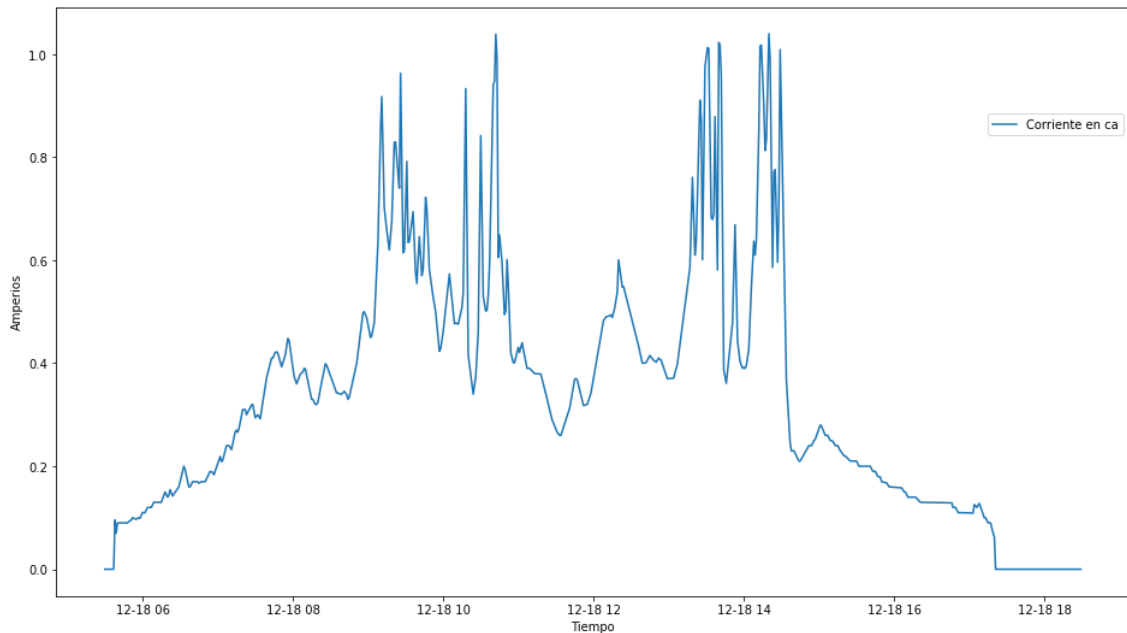


Figura 52. Corriente inyectada a la red

Elaboración propia

La corriente que se inyecta cuando el microinversor se conecta a la red es de 0.096 amperios, lo que se da a las 5:38 horas de la mañana. El valor de la corriente antes de desconectarse de la red es de 0.063 amperios, la que se da a las 17:20 horas de la tarde, siendo la también la corriente mínima. La corriente máxima se registró a las 14:20 horas de la tarde con una potencia medida de 222.44 W. La media de la corriente inyectada en el día de análisis es de 0.37 amperios. La variación de la corriente que produce el microinversor se debe a la variabilidad que se tiene en la energía solar que incide en el panel fotovoltaico.

4.2.3. Potencia activa producida por el microinversor.

La tendencia de potencia activa producida por el microinversor analizado se muestra en la Figura 53, la cual es muy similar a la forma de la corriente que se inyecta a la red eléctrica.

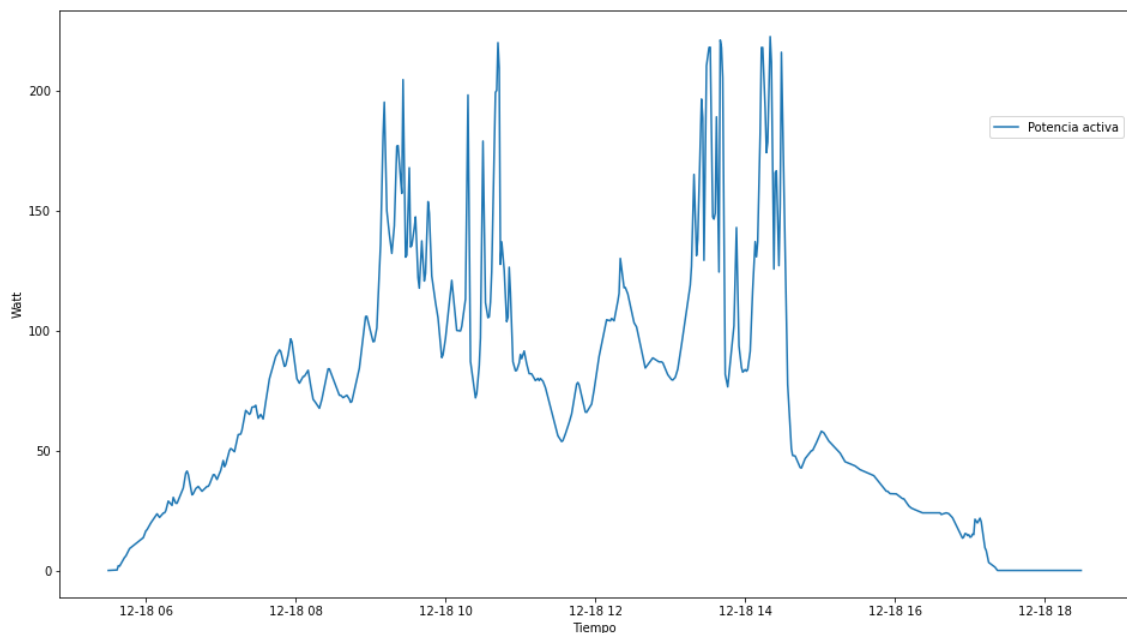


Figura 53. Potencia activa inyectada a la red

Elaboración propia

Se ha producido una potencia mínima de 0.2 W la cual se presenta a las 5:37 horas de la mañana, hora en la que el microinversor se conecta a la red. La potencia máxima producida es de 222.44 W que se ha dado a las 14:20 horas de la tarde. Siendo la media de potencia activa producida el día 18 de diciembre de 77.44 W. La potencia producida antes de desconectarse de la red eléctrica es de 1.4 W que se da a las 17:20 horas de la tarde. Esta variabilidad depende de las condiciones climatológicas que afectan a la energía captada por el generador fotovoltaico se debe considerar que por la época del año se presentan bastantes eventos de lluvia y nubosidad, lo cual influye en la potencia generada la cual se proporcional al inversor, para que sea transformada en potencia activa alterna.

4.2.4. Potencia reactiva.

En la Figura 54, se muestra la potencia reactiva registrada en el día de análisis.

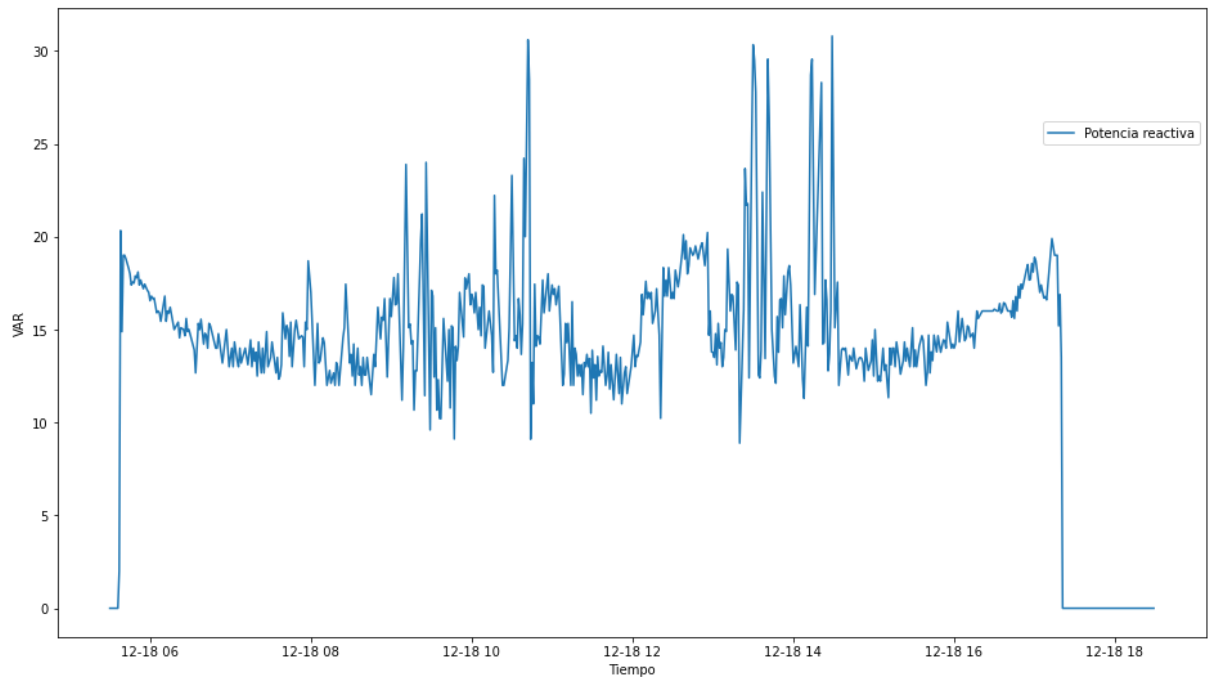


Figura 54. Potencia reactiva registrada

Elaboración propia

Se ha registrado una potencia reactiva mínima de 2 VAR y una máxima de 30.8 VAR, estas se presentaron a 5:37 y 14:29 horas respectivamente. El sistema de medición inicia el registro de este parámetro a las 5:37, hora en la que el microinversor se conecta a la red y deja de registrar a las 17:21, un minuto antes de esa hora la potencia reactiva es de 0.37 VAR. La media para la potencia reactiva es de 15.51 VAR.

4.2.5. Factor de potencia.

El comportamiento del factor de potencia medido para el día 18 de diciembre del 2021 se muestra en la Figura 55. El factor de potencia a lo largo de este día toma valores cercanos a la unidad en gran parte del periodo de evaluación.

Como se puede apreciar en la Figura 56 y la Figura 57 el factor de potencia es superior a 0.9 cuando el microinversor se encuentra operando a un 14% de la potencia nominal y superior a 0.95 cuando opera a un 25% de la capacidad del microinversor, cuando opera a más del 50% de la capacidad del microinversor el factor de potencia es muy cercano a la unidad.

El factor de potencia mínima es de 0.114 que se da a las 5:38 horas cuando el equipo se conecta a la red y presenta un factor de potencia máximo de 0.995 a las 9:14 horas, teniendo una media de 0.925 respecto al día de análisis.

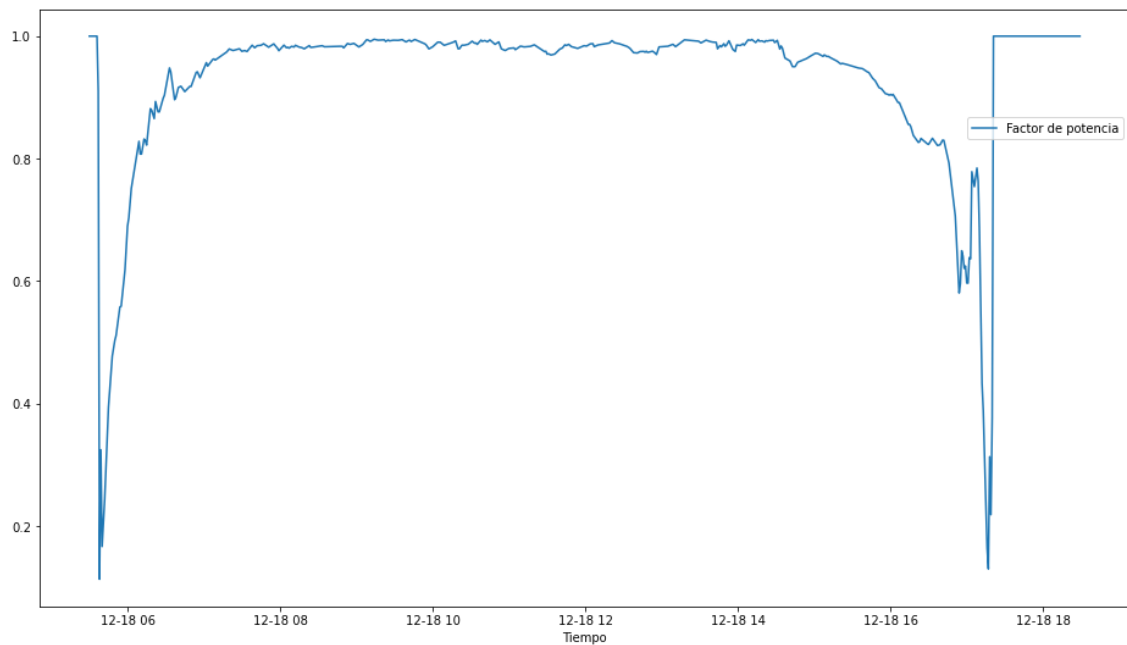


Figura 55. Variación del factor de potencia

Elaboración propia

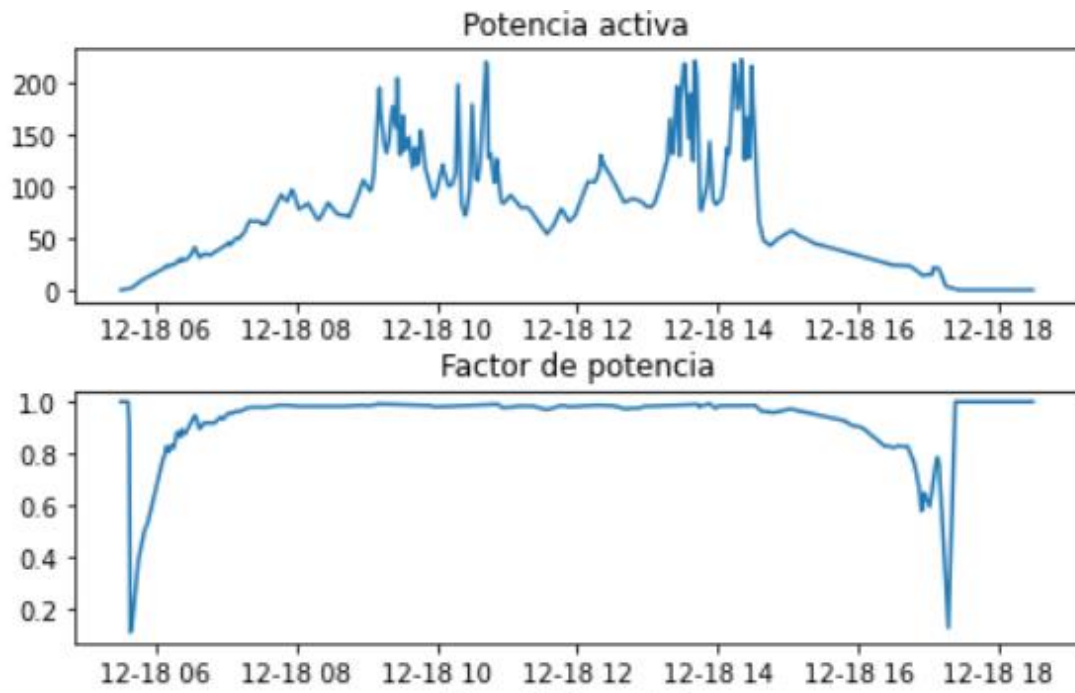


Figura 56. Potencia activa y el factor de potencia del microinversor

Elaboración propia

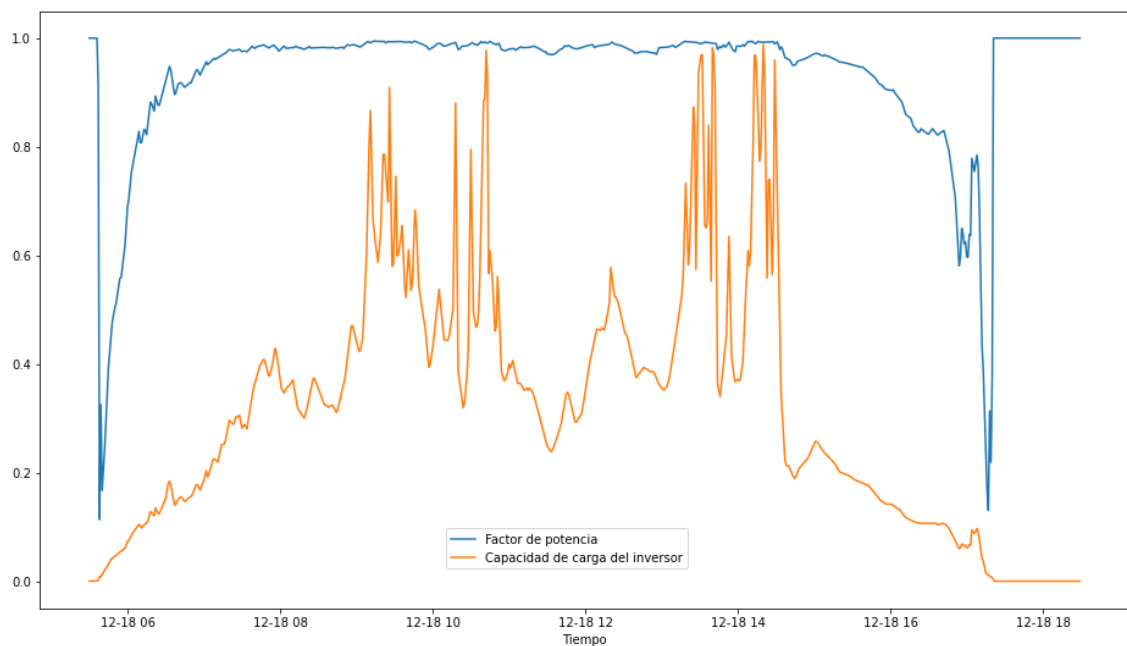


Figura 57. Comparación del factor de potencia y la capacidad de carga del microinversor

Elaboración propia

4.2.6. Frecuencia.

En la Figura 58 se muestra la gráfica de la frecuencia que ha sido medido a lo largo del día 18 de diciembre del 2021.

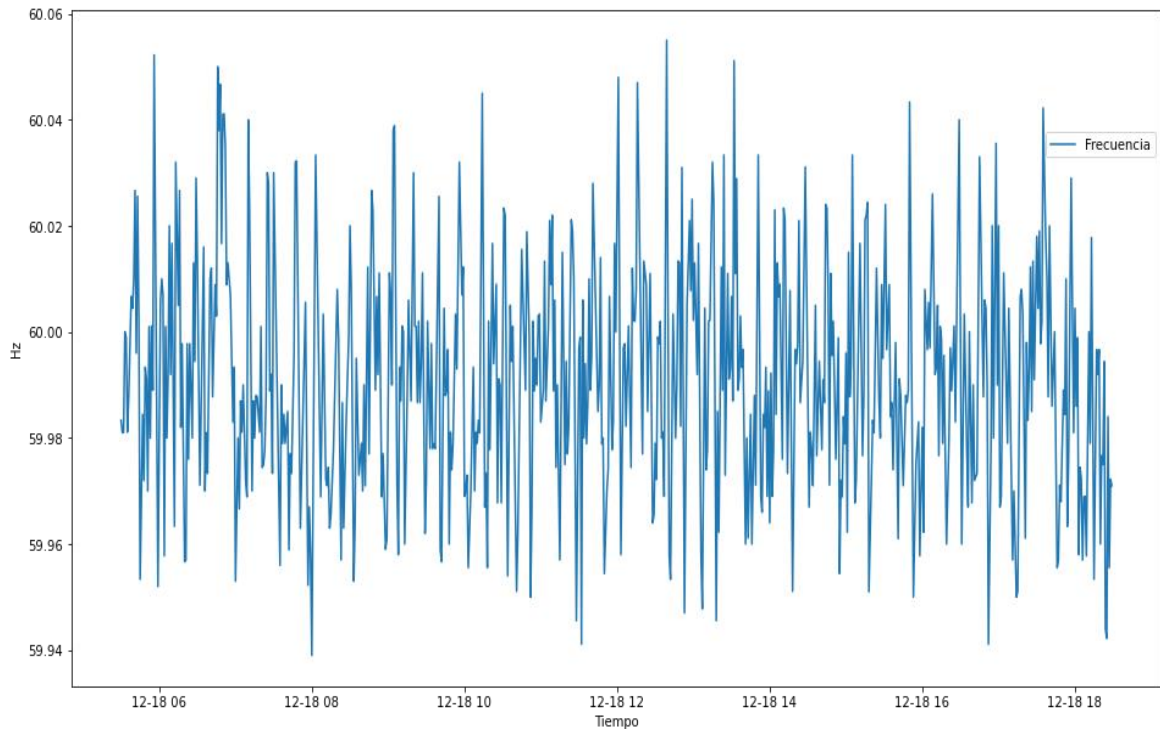


Figura 58. Medición de la frecuencia día 18/12/2021

Elaboración propia

En este proceso de análisis se verifica que hay una frecuencia mínima de 59.939 Hz y una máxima de 60.055, teniendo una media para el periodo de análisis de 59.991 Hz. Se debe de considerar que de acuerdo con la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE) DS020-97-EM, se considera una tolerancia respecto a la frecuencia de +/- 0.6%, que representa el +/- 0.36 Hz. En los valores registrados se puede apreciar que se encuentra dentro los valores de tolerancia permisibles, por lo que estaríamos cumpliendo lo establecido en la norma.

Tabla 9. Comparación de la frecuencia medida y la permitida por NTCSE día

18/12/2021

Frecuencia medida	Desviación de la frecuencia medida (nominal 60 Hz)	Tolerancia permitida (+/-0.6%)
(Hz)	(Hz)	(Hz)
59.939 (mínima)	- 0.061	
60.055 (máxima)	+ 0.055	+/- 0.36
59.991 (media)	- 0.009	

Elaboración propia

4.2.7. Energía inyectada a la red.

La energía producida para el día de análisis que ha sido suministrada a la red eléctrica fue de 0.995 kWh, la cual se puede apreciar en la Figura 59.

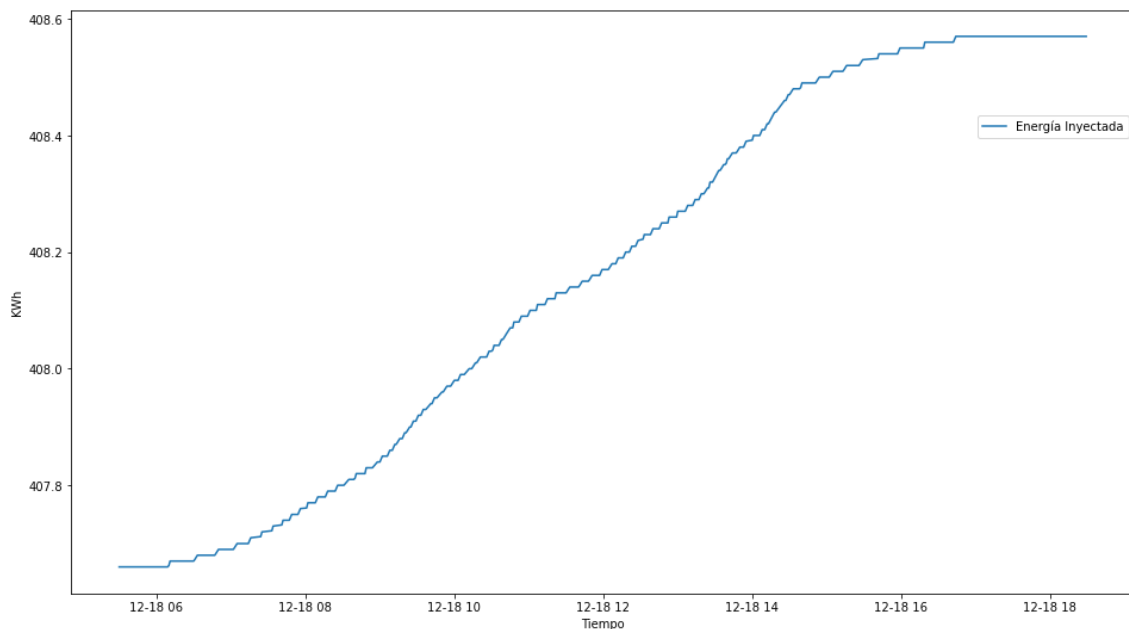


Figura 59. Energía en corriente alternada

Elaboración propia

4.2.8. Energía importada de la red.

El sistema de monitoreo no ha sido previsto para medir el consumo de la carga, por lo que no se tiene registrado la energía importada de la red, siendo su valor de cero.

Un sistema típico que utiliza este tipo de equipamiento para alimentar a una determinada carga, al estar conectado a la red este importa energía cuando existe déficit de producción energética o cuando no se cuenta con recurso solar.

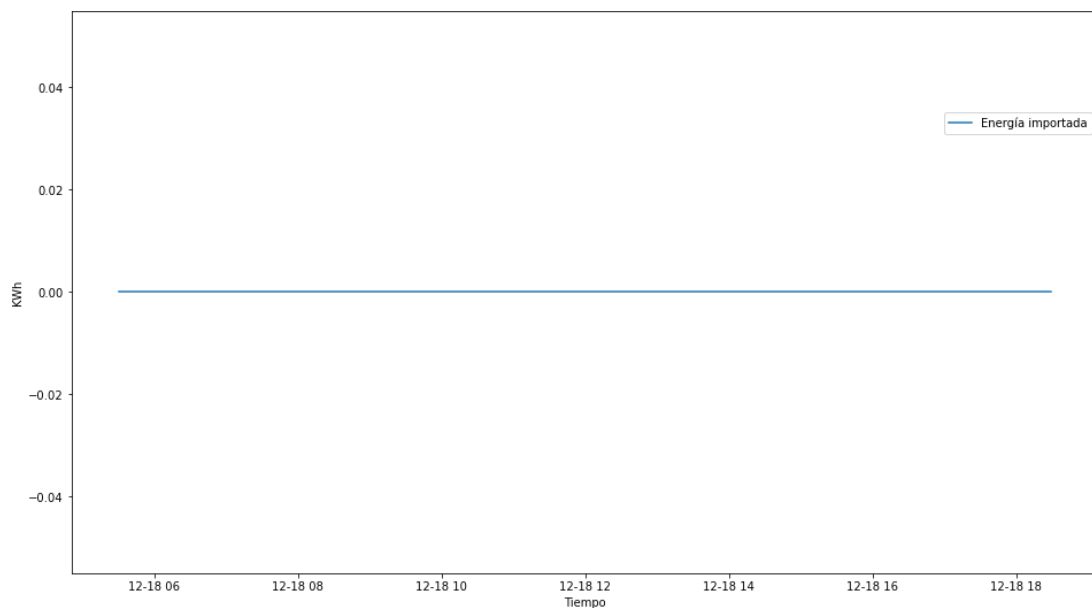


Figura 60. Energía importada de la red

Elaboración propia

4.2.9. Caracterización de parámetros producidos microinversor.

En la Figura 61 se muestra los diferentes comportamientos de los parámetros medidos en el sistema de generación fotovoltaica con la utilización de un microinversor. El panel fotovoltaico utilizado es de 270 Wp y el microinversor de acuerdo con sus características técnicas de 250 Wp de entrada, entregando a la red una potencia máxima de 225 W en corriente alterna.

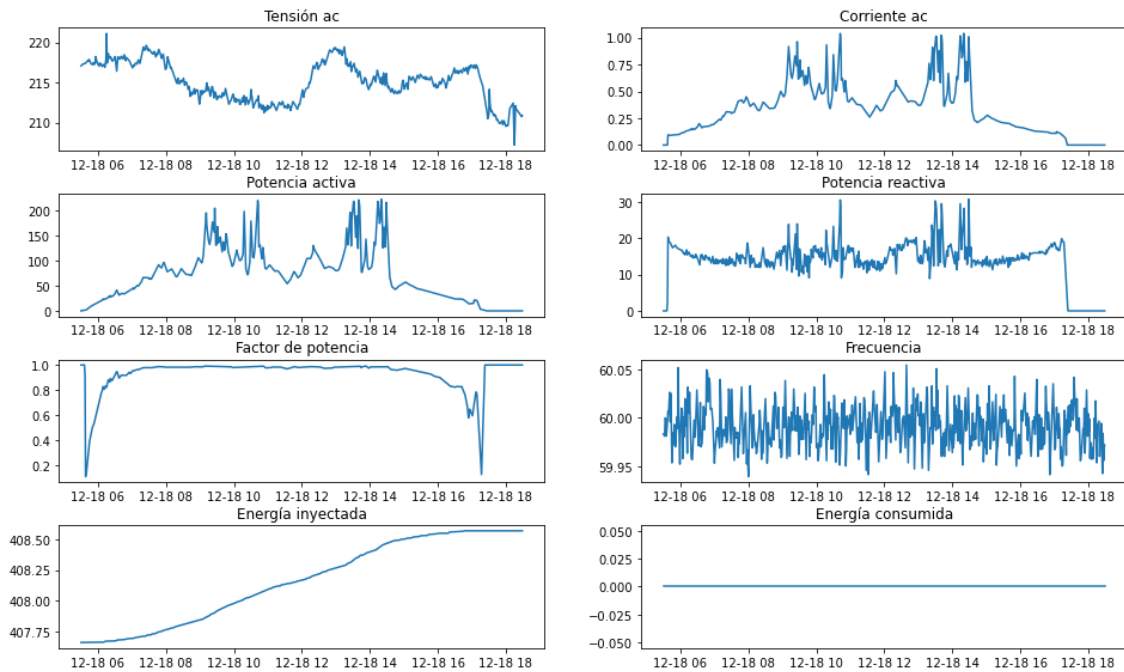


Figura 61. Gráficas del comportamiento en corriente alterna microinversor día

18/01/2021

Elaboración propia

4.3. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL MICROINVERSOR.

Para poder determinar la eficiencia del microinversor se realiza una comparación de la potencia en corriente continua y la potencia en corriente alterna, además de comparar la energía en corriente continua y la energía en corriente alterna.

4.3.1. Comparación de la potencia entregada y producida por microinversor.

En la Figura 62 se puede apreciar la potencia en corriente continua suministrada al microinversor, comparada con la potencia producida en corriente alterna, la diferencia existente entre la potencia de entrada y salida representa la potencia consumida por el equipo.

En la Figura 63 y Figura 64 se muestran las potencias en corriente continua y alterna del microinversor para el periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021.

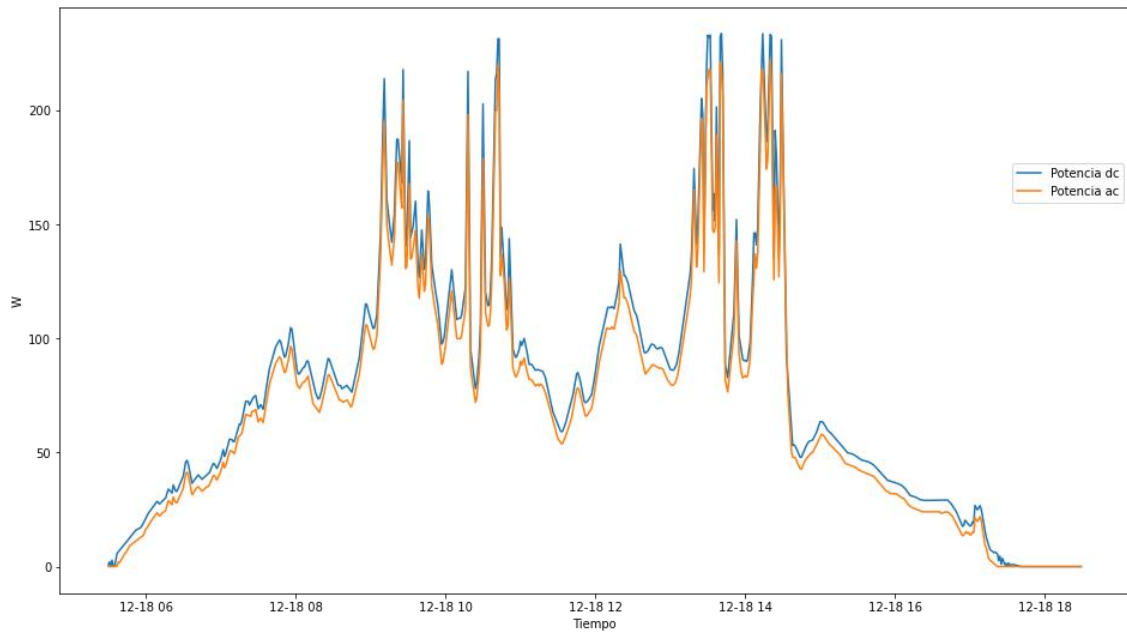


Figura 62. Potencia en corriente continua y alterna medidos en el microinversor día
18/12/2021

Elaboración propia

Tanto en la potencia en corriente continua y en la potencia en corriente alterna, se puede apreciar que son limitadas en el primer caso a potencias que bordean los 250 W y en el segundo caso a 225 W. Estas tendencias son más notorias en los días en que el recurso solar ha sido más uniforme, se debe tener en cuenta que el periodo de evaluación en nuestra región se presentan periodos con mucha nubosidad y lluvias, lo que genera un recurso desde el punto de vista de la irradiancia irregular. Es importante mencionar que la potencia del panel fotovoltaico (generador fotovoltaico) es de 270 Wp, sin embargo, debido a que el microinversor requiere una potencia de 250 W en corriente continua y entrega 225 W en corriente alterna, además de utilizar un optimizador de tipo MPPT para la interacción con el panel fotovoltaico, con la finalidad de hacer seguimiento de los puntos de máxima potencia, limita la potencia de generación fotovoltaica a la máxima potencia admisible del microinversor, por lo que se tiene en el generador fotovoltaico aún potencia que se podría aprovechar.

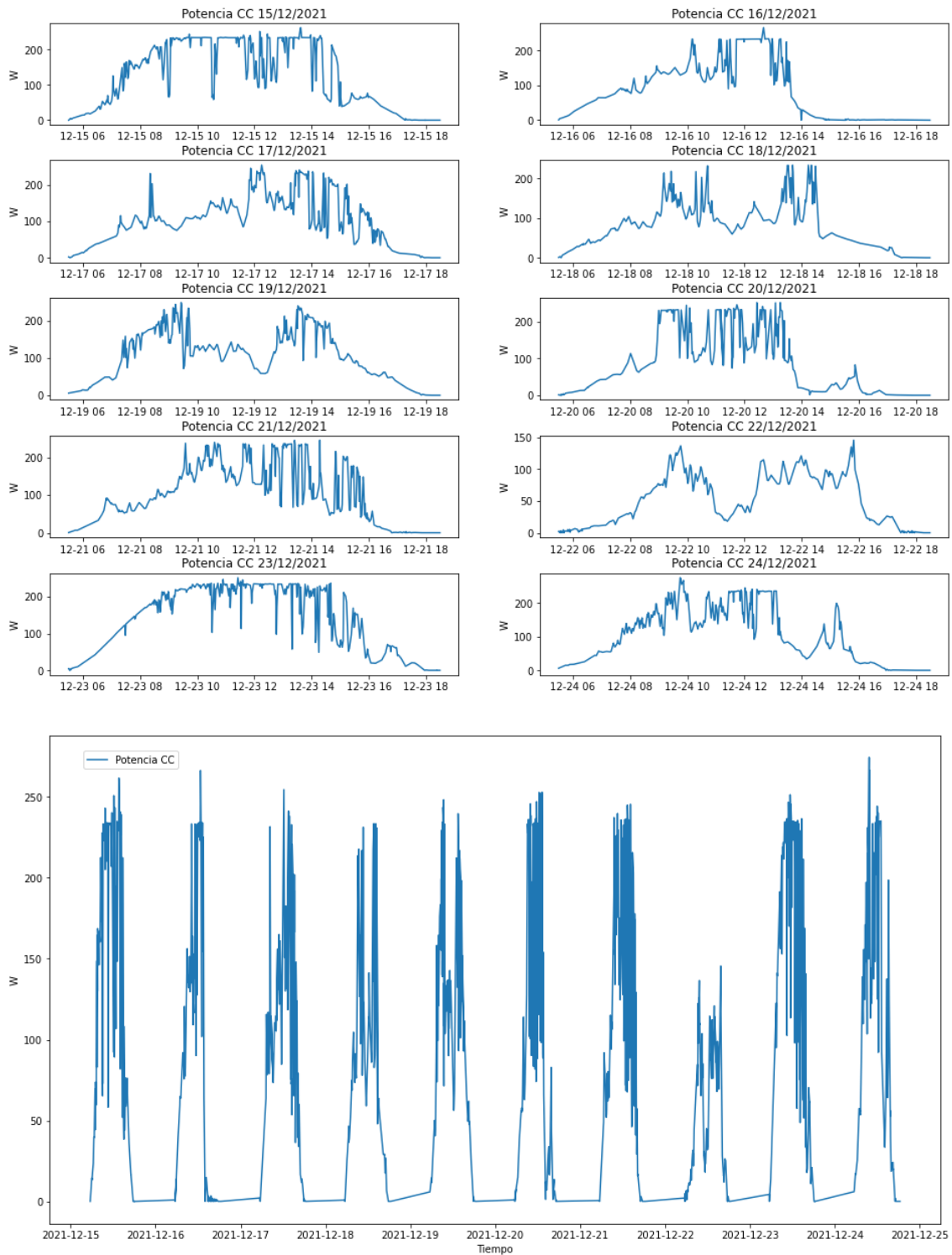


Figura 63. Potencia en corriente continua periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021

Elaboración propia

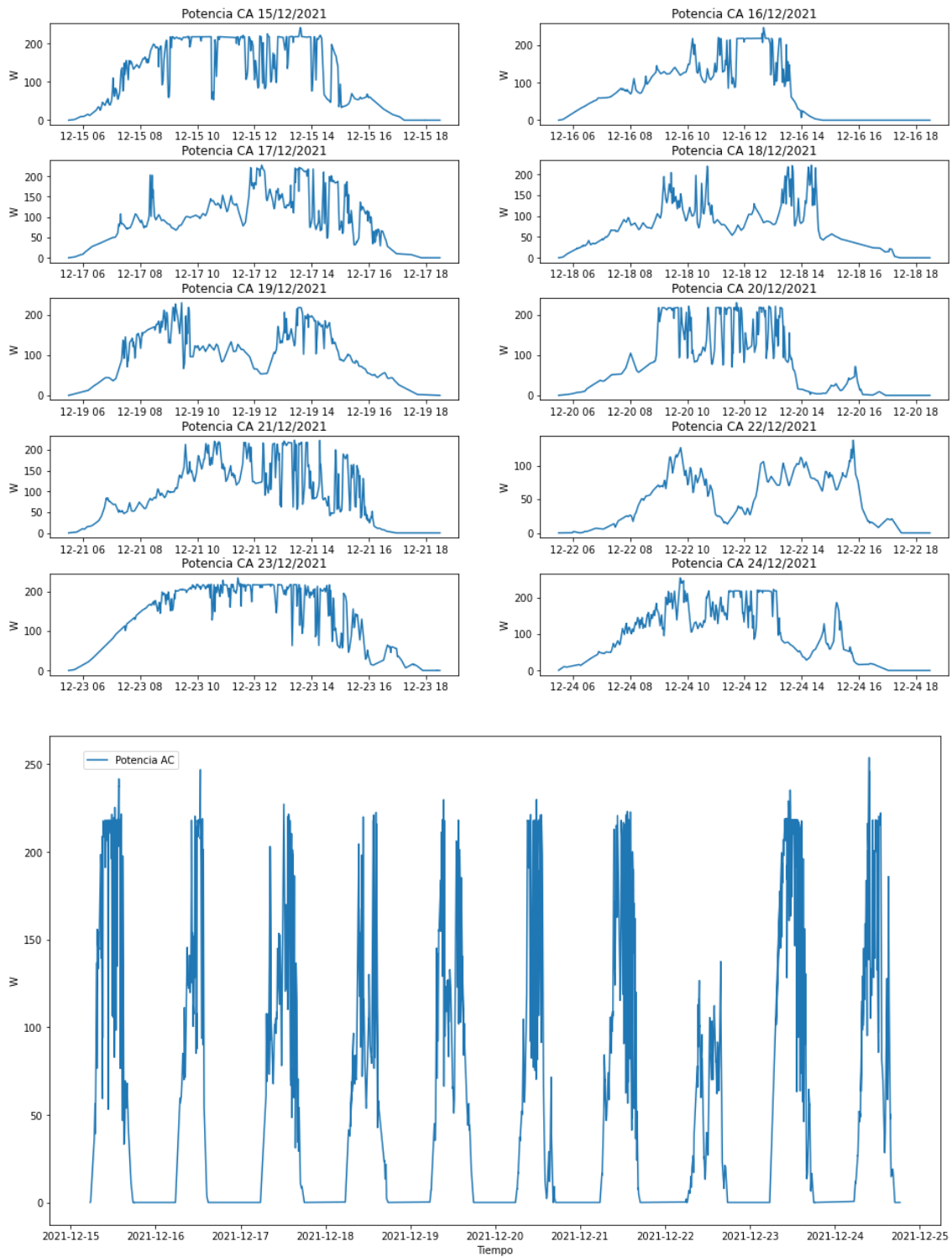


Figura 64. Potencia en corriente alterna periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021

Elaboración propia

4.3.2. Análisis del recurso solar.

Es posible analizar el recurso solar considerando el repositorio del proyecto Power Data Acces Viewer de la NASA, data de libre acceso con fines de respaldar la energía renovable, la eficiencia energética de los edificios y las necesidades agrícolas, de la cual se ha consultado la Irradiación, correspondiente al periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021, valores medidos en forma diaria en kWh/m², la cual se muestra en la Tabla 10. Una manera de poder analizar el recurso solar en sistemas fotovoltaicos es el de considerar la hora solar pico medida en horas, la cual se obtiene dividiendo la irradiación diaria por el valor estándar de 1000 W/m².

Tabla 10. Irradiación horizontal diaria para el periodo del 14/12/2021 a 24/12/2021

Día	Irradiación diaria (kWh/m ²)	HSP (h)
15/12/2021	5.45	5.45
16/12/2021	4.03	4.03
17/12/2021	6.16	6.16
18/12/2021	4.38	4.38
19/12/2021	6.57	6.57
20/12/2021	5.70	5.70
21/12/2021	5.61	5.61
22/12/2021	3.84	3.84
23/12/2021	7.34	7.34
24/12/2021	4.42	4.42

Fuente: (NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources, n.d.)

Considerando la potencia de salida del microinversor de acuerdo con las especificaciones técnicas el cual es de 225 W, se puede calcular teóricamente la energía

que el microinversor podría generar, multiplicando el HSP con la potencia del equipo, estos resultados de muestran en la Tabla 11.

Si en la Tabla 11 sumamos la energía teórica esta tendría el valor de 12.036 KWh, de manera similar la energía producida del 15 al 24 de diciembre fue de 11.450 KWh.

Considerando la energía que podría calcularse teóricamente respecto a la que realmente se produjo, ha tenido una diferencia de 0.586 kWh en el intervalo evaluado, estos resultados validan la utilización de la información del repositorio mencionado, permitiendo determinar la energía producida por estos sistemas en cualquier ubicación geográfica, sin embargo, es necesario realizar la comparación con intervalos de muchos más días.

Tabla 11. Comparación de la energía producida por el microinversor teóricamente y la energía medida producida por el microinversor

Día	Energía teórica (kWh)	Energía medida (kWh)	Diferencia (kWh)
15/12/2021	1.226	1.520	- 0.294
16/12/2021	0.906	0.970	- 0.064
17/12/2021	1.386	1.180	+ 0.206
18/12/2021	0.985	0.910	+ 0.075
19/12/2021	1.478	1.230	+ 0.248
20/12/2021	1.283	0.970	+ 0.313
21/12/2021	1.262	1.180	+ 0.082
22/12/2021	0.864	0.620	+ 0.244
23/12/2021	1.652	1.670	- 0.018
24/12/2021	0.994	1.200	- 0.206

Elaboración propia

4.3.3. Comparación de la energía en corriente continua y la energía en corriente alterna en el microinversor.

De acuerdo con las mediciones realizadas entre el 15 y el 24 de diciembre del 2021 se ha podido determinar el consumo de energía que el microinversor presenta, dichos resultados se muestran en la Tabla 12, se puede verificar que cuando el microinversor genera menos energía, esta condición representa un mayor porcentaje de consumo energético por el equipo.

Tabla 12. Consumo de energía del microinversor

Día	Energía CC (kWh)	Energía CA (kWh)	Consumo (kWh)	Porcentaje (%)
15/12/2021	1.628	1.520	0.108	6.63
16/12/2021	1.054	0.970	0.084	7.97
17/12/2021	1.268	1.180	0.088	6.94
18/12/2021	0.995	0.910	0.085	8.54
19/12/2021	1.324	1.230	0.094	7.10
20/12/2021	1.053	0.970	0.083	7.88
21/12/2021	1.276	1.180	0.096	7.52
22/12/2021	0.682	0.620	0.062	9.09
23/12/2021	1.789	1.670	0.119	6.65
24/12/2021	1.305	1.200	0.105	8.05

Elaboración propia

4.3.4. Eficiencia del microinversor.

En la Figura 65 se muestra la eficiencia del microinversor para el día 18 de diciembre del 2021, en la que se puede apreciar que esta se presentan valores superiores al 90%, dichos valores se presentan a partir de las 7:00 hasta 15:17 horas.

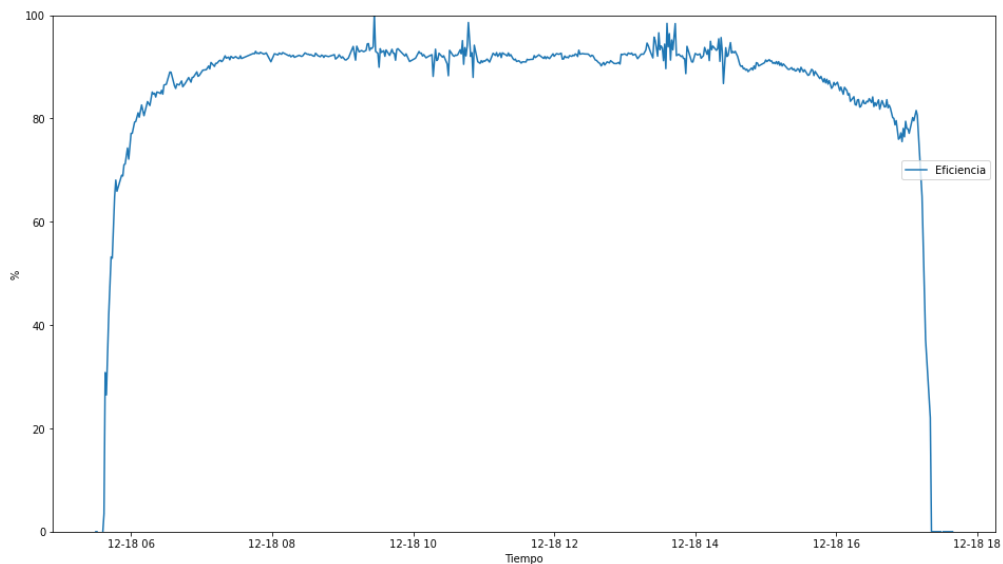


Figura 65. Eficiencia del microinversor del día 18/12/2021

Elaboración propia



Figura 66. Comparación de la eficiencia y la capacidad de carga del microinversor del día 18/12/2021

Elaboración propia

Si consideramos el coeficiente de carga del microinversor se verifica que las eficiencias superiores al 90% se presentan cuando dicho coeficiente es superior al 20%, como se puede apreciar en la Figura 66.

La manera de poder evaluar la eficiencia del microinversor es comparando la energía en corriente continua y alterna, esta comparación se muestra en la Tabla 13.

En la Figura 67 se muestra la comparación de la energía en corriente continua y la energía en corriente alterna del microinversor, así como la eficiencia que se presentó para cada día del periodo de análisis.

Tabla 13. Eficiencia del microinversor comparando energía en corriente continua y alterna

Día	Energía CC (kWh)	Energía CA (kWh)	Porcentaje (%)
15/12/2021	1.628	1.520	93.366
16/12/2021	1.054	0.970	92.030
17/12/2021	1.268	1.180	93.060
18/12/2021	0.995	0.910	91.457
19/12/2021	1.324	1.230	92.900
20/12/2021	1.053	0.970	92.118
21/12/2021	1.276	1.180	92.476
22/12/2021	0.682	0.620	90.909
23/12/2021	1.789	1.670	93.348
24/12/2021	1.305	1.200	91.954

Elaboración propia

Durante el periodo de evaluación se ha presentado la menor eficiencia para el día 22/12/2021 con un 90.909%, dicho día también registra la menor producción energética. La mayor eficiencia se presenta para el día 15/12/2021 en la que se presenta la eficiencia de 93.366% teniendo también la mayor producción energética.

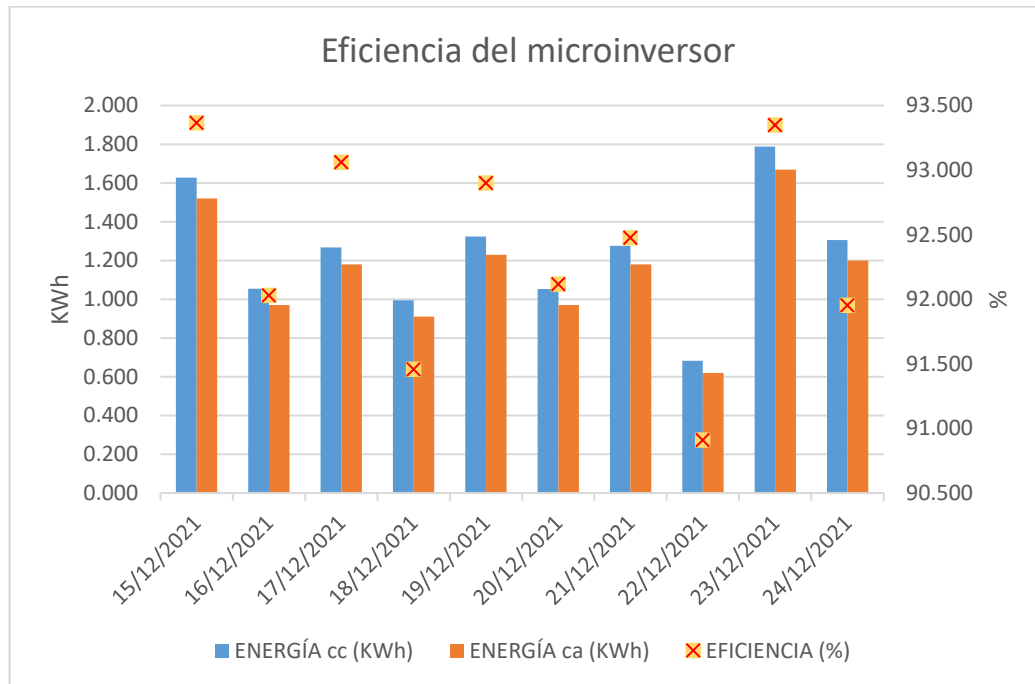


Figura 67. Eficiencia del microinversor para el periodo del 15 al 24 de diciembre del 2021

Elaboración propia

El promedio de energía inyectada a la red es de 1.145 kWh, esto para el periodo de análisis que corresponde a 10 días.



V. CONCLUSIONES

Para que los sistemas fotovoltaicos sean sostenibles, es necesario tener un mejor aprovechamiento de la energía solar. La utilización de microinversores solares de conexión a la red, permite utilizar esta energía en sistemas que consumen corriente alterna. Dentro de las variables que son utilizadas en la generación fotovoltaica es la irradiación una de las más importantes, en base a la cual se puede determinar la energía que es producida por el microinversor.

La evaluación del desempeño del microinversor solar fotovoltaico a 3800 msnm, permite comprender y mejorar la selección y operación de estos sistemas en las zonas altiplánicas de la región Puno.

De las mediciones realizadas se ha podido determinar que los diferentes parámetros eléctricos producidos por el microinversor están dentro de los parámetros permisibles con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

La potencia de entrada y salida del microinversor analizado son de 250 W y 225 W respectivamente, estas potencias se logran verificar en los resultados de las mediciones realizadas en los periodos de evaluación.

La potencia del generador fotovoltaico es de 270 W, sin embargo, al ser el microinversor de 250 W es limitado a esta potencia de generación.

Para que los sistemas de generación fotovoltaica operen en condiciones de máxima potencia es necesario que se cumpla que la potencia del microinversor sea por lo menos igual a la del generador fotovoltaico, como es recomendado en la bibliografía. Se puede apreciar en las mediciones hechas que el generador fotovoltaico aún tenía un margen de producción energética, lo que no garantiza que funcione en condición de optimización.



El microinversor presenta eficiencias superiores al 90% cuando este opera a una capacidad superior del 20%. La eficiencia determinada en el periodo de evaluación ha estado comprendida entre 90.91% y 93.36%. Las eficiencias menores se presentan cuando la energía generada en CC es baja.

El microinversor opera con factores de potencia cercanos a la unidad cuando opera a más del 50% de la capacidad del microinversor, cuando funciona a un 14% de potencia nominal el factor de potencia este alrededor de 0.9 y para el 25% de la capacidad el factor de potencia se encuentra alrededor de 0.95.



VI. RECOMENDACIONES

Considerando que en diversas fuentes bibliográficas recomiendan en la selección de inversores utilizar potencias que sea igual o inferior en un 10% de la capacidad del generador fotovoltaico, con la finalidad de optimizar la producción energética. En ese sentido se podría investigar si esta relación es adecuada, considerando que en la región altiplánica se presentan irradiaciones que superan el estándar del 1000 W/m^2 , por intervalos de tiempo considerables a largo del día.

Realizar un análisis de la distorsión armónica y variación de las variables generadas, se verifica que existen eventos de sobreirradiación que producen picos de potencia generada, lo cual aparentemente tienen un efecto en el microinversor.

Considerar periodos mayores de análisis, considerando una comparación de diferentes variables de operación en días típicos del año, lo cual contribuiría conocer mejor la operación, además de caracterizar la operación de microinversores integrados en varios módulos.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. (2011). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas n° 10. Plantas fotovoltaicas. In *Asea Brown Boveri, S.A.*
- Alonso Abella, M., & Chenlo Romero, F. (2009). *Sistemas de bombeo fotovoltaico (monografía)*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas–CIEMAT.
- Alzahrani, A., Shamsi, P., Dagli, C., & Ferdowsi, M. (2017). Solar Irradiance Forecasting Using Deep Neural Networks. *ScienceDirect Procedia Computer Science, 114*, 304–313. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.09.045>
- Arias-Odón, F. G. (2012). *El Proyecto de Investigación* (Issue May). <https://doi.org/10.29327/527957>
- Bravo Arche, E. (2016). *Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada* *Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada*.
- Carta González, J. A., Calero Pérez, R. C., Castro Gil, M.-A., Colmenar Santos, A., & Collado Fernández, E. (2012). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables* (Pearson Educación S.A. (Ed.); segunda).
- Deza M., D. R. (2022). *Viabilidad para la implementación de sistemas on grid con microinversores de 600 W de potencia para autoconsumo en edificaciones ubicadas en la ciudad de Juliaca – 2020*.
- Farah S., A. (2014). ¿ *CÓMO CAPTURAR UN FOTÓN?* 3–5.



Fuente López, I. de la. (2018). *Inversores en aplicaciones fotovoltaicas*.

<http://uvadoc.uva.es/handle/10324/31889>

Gabás R., A. E. (2019). *Solar Irradiance Forecasting* (Issue September).

<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/184288/master-thesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

García Alonso, A. E., & Oliver Ramírez, J. Á. (2017). *Maximum Power Point tracking algorithms for solar power system- Review* (Vol. 4, Issue 1).

<https://irjet.net/archives/V4/i1/IRJET-V4I1275.pdf>

Gradella Villalva, M., & Rafael Gazoli, J. (2012). *Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações*. (Editora Erica Ltda. (Ed.)).

Guerrero Flores, W. F. (2018). *Micro-inversor fotovoltaico submodular con conexión en cascada a red*.

HPS (Horas Pico Sol) - Energía solar fotovoltaica 1. (n.d.). Retrieved May 17, 2021, from <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-fotovoltaica-1/hps-horas-pico-sol-137870>

Huallpa H., M. T. (2006). *Estudio de factibilidad de sistemas híbridos eólico-solar en el departamento de Moquegua*. Pontificia Universidad Católica del Perú.

Intriago M., O. F. (2019). *Diseño y simulación de un inversor para energía solar fotovoltaica adaptativo con vertido cero a red*.

Lozada, J. (2016). Investigación Aplicada: Definición , Propiedad Intelectual e Industria. *Cienciaamérica*, 1(3), 34–39.

<http://www.uti.edu.ec/documents/investigacion/volumen3/06Lozada-2014.pdf>



Mertens, K. (2014). *Photovoltaics: fundamentals, technology, and practice*. (John Wiley & Sons (Ed.)).

NASA POWER / *Prediction Of Worldwide Energy Resources*. (n.d.). Retrieved January 30, 2022, from <https://power.larc.nasa.gov/>

Ñaupas, H., & Paitán, Marcelino Raúl Valdivia Dueñas, Jesús Josefa Palacios Vilela, H. E. R. D. (2018). Metodología de la investigación cuantitativa-cualitativa y redacción de la tesis. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

ONUDI. (2013). *Energía Solar. Energía Solar Fotovoltaica*.

Perpiñan Lamigueiro, O. (2012). *Energía solar fotovoltaica*. Creative Commons ebook. <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>

Pirgeómetro de investigación. (n.d.). Retrieved December 15, 2021, from <https://www.sensovant.com/productos/meteorologia/radiacion-solar/articulo/pirgeometro-investigacion-IR20-IR20WS.html>

Quaschnig, V. (2005). *Understanding renewable energy systems* (Routledge Taylor & Francis (Ed.)).

Sampieri, R. H. (2018). *Metodología de la Investigación: Las Rutas Cuantitativa, Cualitativa Y Mixta*. McGraw-Hill Interamericana.

<https://books.google.com.pe/books?id=5A2QDwAAQBAJ>

Sandoval Romero, J. (2017). *Evaluación e Implementación de un Microinversor con*.

Sosa, J., Ortega, R., Gracia, V., Salinas, I., & Tovar, R. (2017). *Estructuras de control*



para operación de un microinversor en modo red. 1(2), 10–23.

Tejeda Martínez, A., & Gómez-Azpeitia, G. (2015). Prontuario Solar de México. In

Universidad de Colima, Universidad Veracruzana.

[https://www.researchgate.net/profile/Luis_Gabriel_Gomez-](https://www.researchgate.net/profile/Luis_Gabriel_Gomez-Azpeitia/publication/312576876_Prontuario_Solar_de_Mexico/links/58823f144585150dde401d19/Prontuario-Solar-de-Mexico.pdf#page=70)

[Azpeitia/publication/312576876_Prontuario_Solar_de_Mexico/links/58823f14458](https://www.researchgate.net/profile/Luis_Gabriel_Gomez-Azpeitia/publication/312576876_Prontuario_Solar_de_Mexico/links/58823f144585150dde401d19/Prontuario-Solar-de-Mexico.pdf#page=70)

[5150dde401d19/Prontuario-Solar-de-Mexico.pdf#page=70](https://www.researchgate.net/profile/Luis_Gabriel_Gomez-Azpeitia/publication/312576876_Prontuario_Solar_de_Mexico/links/58823f144585150dde401d19/Prontuario-Solar-de-Mexico.pdf#page=70)

Zhang, Q. (2013). Optimization and Design of Photovoltaic Micro-Inverter.

Optimization And Design Of Photovoltaic Micro- Inverter, 2013, 2004–2019.