

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES**



**DETERMINACIÓN Y VALIDACIÓN DEL PERFORMANCE RATIO
EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED CON
TECNOLOGÍA DE INVERSOR STRING Y CONVERTORES CC-CC
BAJO CONDICIONES DE SOMBREADO PARCIAL DE LA EPIER-
AYABACAS – UNAJ**

Elvis Fernando Vargas Mamani

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Asesor:

Asesor: M.Sc. Reynaldo Condori Yucra



Juliaca, 2024



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES**



**DETERMINACIÓN Y VALIDACIÓN DEL PERFORMANCE RATIO
EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED CON
TECNOLOGÍA DE INVERSOR STRING Y CONVERTORES CC-CC
BAJO CONDICIONES DE SOMBREADO PARCIAL DE LA EPIER-
AYABACAS – UNAJ**

Elvis Fernando Vargas Mamani

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Asesor:

Asesor: M.Sc. Reynaldo Condori Yucra



Juliaca, 2024

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA
EN ENERGÍAS RENOVABLES**



**DETERMINACIÓN Y VALIDACIÓN DEL PERFORMANCE RATIO
EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED CON
TECNOLOGÍA DE INVERSOR STRING Y CONVERTORES CC-CC
BAJO CONDICIONES DE SOMBREADO PARCIAL DE LA EPIER-
AYABACAS – UNAJ**

Elvis Fernando Vargas Mamani

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Asesor: M.Sc. Reynaldo Condori Yucra

Juliaca - Perú

2024

FICHA CATALOGRÁFICA

Vargas, E. (2024). *Determinación y validación del performance ratio en sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnología de inversor string y convertidores cc-cc bajo condiciones de sombreado parcial de la EPIER- Ayabacas – UNAJ.*

AUTOR: Elvis Fernando Vargas Mamani

TÍTULO: Determinación y validación del performance ratio en sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnología de inversor string y convertidores cc-cc bajo condiciones de sombreado parcial de la EPIER- Ayabacas – UNAJ.

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2024

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (127 pp)

CÓDIGO: 02-000037-02/V32

NOTA: Incluye bibliografía

ASESOR: M. Sc Reynaldo Condori Yucra

PALABRAS CLAVE: sombras parciales, trazado de curvas I - V, PVsyst, inversor string, convertidores cc-cc, radiación solar, performance ratio PR.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES

**“DETERMINACIÓN Y VALIDACIÓN DEL PERFORMANCE RATIO
EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED CON
TECNOLOGÍA DE INVERSOR STRING Y CONVERTORES CC-CC
BAJO CONDICIONES DE SOMBREADO PARCIAL DE LA EPIER-
AYABACAS – UNAJ”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

Presentado por:

Elvis Fernando Vargas Mamani

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

Dr. Ubaldo Yancachajlla Tito

PRESIDENTE DE JURADO

M.Sc. Alex Mario Lerma Coaquira

JURADO (Secretario)

M.Sc. Josmell Tito Calderón

JURADO (Vocal)

M.Sc. Reynaldo Condori Yucra
ASESOR DE TESIS



2° MIEMBRO



3° MIEMBRO



DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a mi padre, Máximo Vargas y a mi madre Irene Mamani, que a lo largo de mi vida personal y profesional me guiaron y me llevaron por el camino del bien. Son mi principal fuente de apoyo y motivación. ¡gracias papito y mamita por tanto! A mis Hermanitos Elizabeth, Yazmin y Yoel, gracias a ustedes encuentro una fuente de inspiración de motivación, para seguir adelante con mucha más fuerza, los quiero mucho.

Elvis Fernando Vargas Mamani

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios ser divino por darme la vida, por protegerme, guiarme y darme fuerzas para superar obstáculos, dificultades a lo largo de toda mi vida.

De la misma forma, agradezco a mi asesor M. Sc. Reynaldo Condori Yucra por su disposición de tiempo y de su experiencia y conocimiento.

De la misma forma, agradezco a la escuela profesional de ingeniería en energías renovables y a sus docentes por los conocimientos compartidos.

De la misma forma, agradezco al laboratorio de energía solar de la EPIER, donde me permitieron realizar pruebas de la investigación.

De la misma forma agradezco, a cada uno de quienes han estado conmigo, sin importar el tiempo y espacio de mi vida.

Elvis Fernando Vargas Mamani

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
ÍNDICE GENERAL	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xii
ÍNDICE DE ANEXOS	xiii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
INTRODUCCIÓN	17
CAPÍTULO I.....	19
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	19
1.1 Formulación del problema	20
1.1.1 Problema general.....	20
1.1.2 Problemas específicos	20
1.2 Objetivos de la investigación	20
1.2.1 Objetivo general	20
1.2.2 Objetivos específicos.....	21
1.3 Formulación de hipótesis	21
1.3.1 Hipótesis general	21
1.3.2 Hipótesis específico.....	21
1.4 Justificación de la investigación	22
1.4.1 Justificación técnica	22
1.4.2 Justificación social	22
1.4.3 Justificación económica	22
1.4.4 Justificación ambiental.....	22
CAPÍTULO II.....	23
REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	23
2.1 Antecedentes de la investigación	23
2.1.1 Internacional.....	23
2.1.2 Nacional	24
2.1.3 Regionales	25

2.2	Bases teóricas de la investigación.....	25
2.2.1	Energía solar.....	25
2.2.2	Potencial de la energía solar en el Perú.....	26
2.2.3	Sistema solar fotovoltaico conectado a red (On Grid).....	26
2.2.4	Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.....	27
2.2.5	Convertidores CC – CC.....	31
2.2.6	Angulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.....	31
2.2.7	Sombreamiento de los módulos fotovoltaicos.....	33
2.2.8	Temperatura del ambiente.....	34
2.2.9	Coordenadas de la Tierra.....	34
2.2.10	Velocidad del viento.....	35
2.2.11	Parámetros de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.....	36
CAPÍTULO III.....		37
MATERIALES Y METODOS.....		37
3.1	Ámbito de estudio.....	37
3.2	Materiales Recurso y equipos.....	38
3.2.1	Panel solar fotovoltaico.....	38
3.2.2	Inversor On grid.....	39
3.2.3	Convertidores CC – CC / Optimizador de potencia.....	40
3.2.4	Materiales de prueba.....	41
3.2.5	Equipos de pruebas de la curva I-V.....	42
3.3	Software para el desarrollo.....	43
3.4	Recursos humanos.....	43
3.5	Metodología.....	44
3.6	Metodología para la obtención de parámetros ambientales y eléctricos de los sistemas fotovoltaicos conectados a red con inversor string y convertidor cc-cc.....	44
3.7	Metodología para la obtención de datos de los sistemas fotovoltaicos conectados a red bajo la perspectiva de la norma IEC-61724 mediante condiciones de sombreado parcial y sin sombreados.....	45
3.7.1	Procedimiento.....	46
3.7.2	Capturar.....	46
3.7.3	Trasladar.....	46
3.7.4	Almacenar.....	46
3.7.5	Procesar.....	47
3.7.6	Operar.....	48

3.8	Metodología para la obtención de rendimiento simulado en el software PVsyst con inversor String y convertidores cc-cc bajo sombreado parcial	51
3.9	Diagrama Unifilar de ambos sistemas fotovoltaicos.....	52
CAPÍTULO IV.....		54
RESULTADOS Y DISCUSIONES		54
4.1	Análisis e interpretación de parámetros ambientales, eléctricos y físicos de los Sistemas Fotovoltaicos según el trazado de curvas I-V	54
4.1.1	Análisis e interpretación de curvas I-V al 25% de manera horizontal	55
4.1.2	Análisis e interpretación de curvas I-V al 50% de manera horizontal	59
4.1.3	Análisis e interpretación de curvas I-V al 75% de manera horizontal	62
4.1.4	Análisis e interpretación de curvas I-V al 100% de manera horizontal ..	65
4.1.5	Análisis e interpretación de curvas I-V al 25%, 50%, 75% y 100% de manera vertical	68
4.2	Determinación del rendimiento real del (PR) bajo la perspectiva de la norma IEC-61724 del sfv on grid, con inversor String y convertidores cc-cc.....	78
4.2.1	Irradiación recibida durante el periodo de pruebas del sombreado parcial	78
4.2.2	Energía diaria producida por el generador DC durante el periodo de pruebas del sombreado parcial	80
4.2.3	Energía diaria producida por el sistema AC durante el periodo de pruebas del sombreado parcial	82
4.2.4	Determinación rendimiento real (PR) durante el periodo de pruebas del sombreado parcial de los sistemas fotovoltaicos con inversor String y convertidores cc-cc	83
4.3	Análisis e interpretación del rendimiento simulado mediante el software PVsyst con inversor String y convertidores cc-cc bajo sombreado parcial	87
CAPÍTULO V.....		91
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		91
5.1	Conclusiones	91
5.2	Recomendaciones.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		95
ANEXOS.....		99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa del recurso solar en el Perú	26
Figura 2. Sistema fotovoltaico conectado a red.....	27
Figura 3. Modulo fotovoltaico.....	28
Figura 4. Curva I - V.	28
Figura 5. Inversores	29
Figura 6. Tipos de Inversores	30
Figura 7. Conversores CC-CC.....	31
Figura 8. Angulo de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico.....	32
Figura 9. Sombras en módulos fotovoltaicos.	33
Figura 10. Coordenada geográfica de la tierra.	35
Figura 11. Ubicación del lugar de estudio de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnología de inversor string y conversores cc-cc.....	37
Figura 12. Diagrama de flujo de procedimiento para el proyecto de investigación....	45
Figura 13. Vista de la PC de almacenamiento de datos, de la sala de monitoreo del sistema fotovoltaico con inversor string	47
Figura 14. Vista de la PC de almacenamiento de datos, de la sala de monitoreo del sistema fotovoltaico con conversores cc - cc.....	47
Figura 15. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico on grid con conversores cc-cc.	52
Figura 16. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico on grid con inversor string. ...	53
Figura 17: Ubicación del 25 % del sombreado parcial de forma horizontal.....	54
Figura 18: Ubicación del 25 % del sombreado parcial de forma vertical.	55
Figura 19: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del inversor string	56
Figura 20: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inversor string después de 10 minutos.	57
Figura 21: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del conversor cc-cc.	58
Figura 22: Curva I-V medida sin sombreado parcial de los conversores cc-cc después de 10 minutos.	58

Figura 23: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del inverter string	60
Figura 24: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inverter string después de 10 minutos.	61
Figura 25: Curva I-V medida de manera vertical al 75% con sombreado parcial del inverter string	63
Figura 26: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inverter string.	64
Figura 27: Curva I-V medida de manera vertical al 100% con sombreado parcial del inverter string.	65
Figura 28: Ubicación del 100 % del sombreado parcial de forma horizontal.....	66
Figura 29: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inverter string.	67
Figura 30: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del inverter string.	68
Figura 31: Curva I-V medida de manera vertical al 25% sin sombreado parcial del inverter string	69
Figura 32: Ubicación del 25 % del sombreado parcial de forma horizontal.....	69
Figura 33: Curva I-V medida de manera vertical al 50% con sombreado parcial del inverter string.	70
Figura 34: Curva I-V medida de manera vertical al 50% sin sombreado parcial del inverter string.	71
Figura 35: Ubicación del 50 % del sombreado parcial de forma horizontal.....	71
Figura 36: Curva I-V medida de manera vertical al 75% con sombreado parcial del inverter string.	72
Figura 37: Curva I-V medida de manera vertical al 75% sin sombreado parcial del inverter string.	72
Figura 38: Ubicación del 75 % del sombreado parcial de forma horizontal.....	73
Figura 39: Curva I-V medida de manera vertical al 100% con sombreado parcial del inverter string.	74
Figura 40: Curva I-V medida de manera vertical al 100% sin sombreado parcial del inverter string.	74
Figura 41: Ubicación del 100 % del sombreado parcial de forma horizontal.....	75

Figura 42: Ubicación de sombras de forma vertical en un sistema fotovoltaico en PVsyst.	77
Figura 43: Ubicación de sombras de forma horizontal en la planta solar la bonita. ...	77
Figura 44: Curva de irradiación recibida durante el día 30 de Julio del 2024.	78
Figura 45: Curva de irradiación recibida durante el día 31 de Julio del 2024.	79
Figura 46: Curva de irradiación recibida durante el día 1 de agosto del 2024.	79
Figura 47: Curva de irradiación recibida durante el día 2 de agosto del 2024.....	80
Figura 48: Curva de energía diaria recibida por el generador DC con inversores string, (SMA) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%.	81
Figura 49: Curva de energía diaria recibida por el generador DC con convertor cc-cc, (SOLAR EDGE) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%.	81
Figura 50: Curva de energía diaria recibida por el sistema en AC con inversores string, (SMA) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%.....	82
Figura 51: Curva de energía diaria recibida por el sistema en AC con convertor cc-cc, (SOLAR EDGE) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%.	83
Figura 52: Simulación del sombreadamiento parcial de forma vertical al 25% y 50% en el sistema fotovoltaico string en PVsyst.	87
Figura 53: Simulación del sombreadamiento parcial de forma vertical al 75% y 100% en el sistema fotovoltaico string en PVsyst.	88
Figura 54: Simulación del sombreadamiento parcial de forma vertical al 25% y 50% en el sistema fotovoltaico con convertidores cc-cc en PVsyst.....	89
Figura 55: Simulación del sombreadamiento parcial de forma vertical al 75% y 100% en el sistema fotovoltaico con convertidores cc-cc en PVsyst.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos técnicos de los equipos de paneles solares instalados en ambos sistemas FV.	38
Tabla 2 Datos técnicos de los de inversores on grid instalados en ambos sistemas FV.	39
Tabla 3 Datos técnicos del conversor cc-cc instalados en el sistema FV solar edge...41	
Tabla 4 Materiales de construcción	42
Tabla 5 Equipos utilizados para las pruebas del presente trabajo.	43
Tabla 6 Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).	59
Tabla 7 Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 50% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).	62
Tabla 8 Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 75% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).	64
Tabla 9 Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 100% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).	67
Tabla 10 Resumen de datos curva I-V medida de manera horizontal al 100% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).	75
Tabla 11 Resumen de datos procesados para la obtención del performance ratio (PR) con sombreado parcial inversor string (SMA) y los conversores cc-cc (SOLAR EDGE) de manera vertical.	84
Tabla 12 Resumen de datos procesados para la obtención del performance ratio (PR) con sombreado parcial inversor string (SMA) y los conversores cc-cc (SOLAR EDGE) de manera horizontal.	85

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Tabla de datos de evaluación del PR de 3 mes del sistema fotovoltaico con inversor string incluido días de sombreados parciales	99
Anexo 2. Tabla de datos de evaluación del PR de 3 mes del sistema fotovoltaico con conversor cc-cc incluido días de sombreados parciales.....	102
Anexo 3. Informe de trazado de curvas I-V con sombreados parciales	105
Anexo 4. Informe de trazado de curvas I-V sin sombreados parciales	109
Anexo 5. Informe del PR en software PVsyst con sombreado parcial conversor cc-cc	111
Anexo 6. Informe del PR en software PVsyst con sombreado parcial con inversor string	115
Anexo 7. Informe del PR en software PVsyst sin sombreado parcial con inversor string	119
Anexo 8. Informe del PR en software PVsyst sin sombreado parcial con conversor cc-cc	121
Anexo 9. Pruebas de sombreado parcial de forma vertical	123
Anexo 10. Pruebas de sombreado parcial de forma horizontal.....	124
Anexo 11. Pruebas de trazado de curva I-V	125
Anexo 12. Revisión de los parámetros registrados en ambos sistemas fotovoltaicos	126

LISTA DE ABREVIATURAS

AC: Corriente alterna

DC: Corriente continua

EPIER: Escuela profesional de ingeniería en energías renovables

E.AC: energía diaria producida por el sistema

E.DC: energía diaria producida por el generador

H: Irradiación diaria recibida en el generador

IEC: Comisión electrónica internacional

LC: Perdidas de captura

LBOSS: Perdidas del resto del sistema

nA: Eficiencia del array

nBOSS: Eficiencia del resto del sistema

nS: Eficiencia del sistema

nA: Eficiencia del array

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

PR: Rendimiento real

PLC: Controlador lógico programable

PV: Fotovoltaico

PC: Computadora personal

SFCR: Sistema fotovoltaico conectado a la red

UNAJ: Universidad nacional de Juliaca

YR: Productividad de referencial

YA: Productividad del generador fotovoltaico

YF: Productividad final

RESUMEN

En la actualidad, el crecimiento de las energías renovables es exponencial, en este ámbito la región de Puno cuenta con proyectos fotovoltaicos realizados, pero dichos proyectos aun no son analizados después de su construcción limitando un adecuado aprovechamiento del recurso solar. Bajo este contexto, el proyecto de investigación utilizado es de tipo aplicado experimental donde se determinará y validará el performance ratio en sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnología de inversor string y conversores cc-cc bajo condiciones de sombreado parcial, en el cual utilizamos equipos y normativas para determinar el sombreado parcial al 25%, 50%, 75% y 100% de forma horizontal y vertical. La determinación se realizó con datos obtenidos de la monitorización de ambos sistemas fotovoltaicos, para ello se extrajo los parámetros eléctricos y ambientales con el trazador de curva I – V, el cual tiene deformaciones debido a las sombras parciales generadas, el sistema fotovoltaico con inversor string de 3240 Wp, se obtuvo una potencia máxima alcanzada con sombreados generados horizontales de 2536.9 W, 1935.1 W, 2277.6 W y 1919.0 todo estos resultados con irradiancia de 1007 W/m², 785 W/m², 1000 W/m² y 856 W/m², con una temperatura del módulo 51.7 °C, 40.1 °C, 43.8°C y 46.9 °C. La obtención del PR, se realizó bajo la normativa IEC-61724, los cuales se obtuvieron un PR del 71.95% y 75.14% del sistema string, del sistema con conversores cc-cc el PR fue de 80.67%, 84.39%. estos resultados son con sombreado horizontales. De esta misma forma se validó los resultados en PVSyst obtenido un PR de 72.2% y 68.2%, del sistema string, del sistema con conversores cc-cc el PR fue de 78.5% y 76.7%. De esta forma concluimos la importancia de estudio de sombras y monitorización, para impulsar más sistemas fotovoltaicos en la región Puno.

Palabras clave: Conversores cc-cc, inversor string, normativa IEC 61724, pvsyst, performance ratio, radiación solar, sombras parciales, trazado de curvas i – v.

ABSTRACT

Currently, Currently, the growth of renewable energies is exponential, in this area the Puno region has photovoltaic projects carried out, but these projects are not yet analyzed after their construction, limiting adequate use of the solar resource. Under this context, the research project is used as an experimental applied type where the performance ratio in photovoltaic systems connected to the grid with string inverter technology and DC-DC converters will be determined and validated under conditions of partial shading, in which equipment used and regulations to determine partial shading at 25%, 50%, 75% and 100% horizontally and vertically. The determination was carried out with data obtained from the monitoring of both photovoltaic systems, for this the electrical and environmental parameters were extracted with the I – V curve tracer, which has deformations due to the partial shadows generated, the photovoltaic system with string inverter of 3240 Wp, a maximum power achieved with horizontal generated shading of 2536.9 W, 1935.1 W, 2277.6 W and 1919.0 all these results with irradiance of 1007 W/m², 785 W/m², 1000 W/m² and 856 W/m², with a module temperature of 51.7 °C, 40.1 °C, 43.8 °C and 46.9 °C. Obtaining the PR was carried out under the IEC-61724 standard, which obtained a PR of 71.95% and 75.14% from the string system, from the system with DC-DC converters the PR was 80.67%, 84.39%. These results are with horizontal shading. In the same way, the results were validated in PVsyst, obtaining a PR of 72.2% and 68.2%, for the string system, and for the system with DC-DC converters, the PR was 78.5% and 76.7%. In this way we conclude the importance of studying shadows and monitoring, to promote more photovoltaic systems in the Puno region.

Keywords: DC-DC converters, string inverter, IEC 61724 standard, pvsyst, performance ratio, solar radiation, partial shadows, tracing of i – v curves.

INTRODUCCION

En los últimos años en el Perú el incremento de las energías renovables es abismal, sobre todo la energía solar fotovoltaica, el cual actualmente tiene un crecimiento exponencial en sistema conectados a red (on grid), a niveles de pequeña, media y gran potencia, el uso de la energía solar fotovoltaica fue promovida por un pacto mundial, en el cual se plantaron varios objetivos, uno de esos objetivos sostenibles es aprovechar la energías no contaminantes, el cual vendría a ser las energías renovables, esto con la finalidad de reducir el impacto ambiental generada por combustibles fósiles, que provocan cambios en el medio ambiente generando gases de efecto invernadero (CO₂), por tal motivo el mundo y el Perú empezaron a realizar cambios en su matriz energética, desarrollando una transición energética hacia un Perú sostenible, beneficiando a todo el estado peruano, económicamente, técnicamente y ambientalmente.

En los últimos 10 años el Perú empezó a desarrollar proyectos a niveles de compra y venta de energías, esto se pudo desarrollar porque las políticas del estado lo permitieron, así como centrales de energía eólica y centrales solares, estas centrales se construyeron con el objetivo de mitigar los problemas ambientales que se tiene, teniendo en cuenta el costo de construcción y operación y mantenimiento aun elevadas en ese momento, en la actualidad se están ejecutando proyectos fotovoltaicos conectados a red, en dos modalidades a nivel utility y a nivel de autoconsumo, esto porque los precios en el mercado actual de los componentes de plantas solares se redujeron bastante, pero de la misma forma se reducen los precios de una instalación a pequeña potencia o media potencia es por eso que las instalaciones fotovoltaicas empezaron a tomar más impulso en el Perú, teniendo en cuenta el recurso solar favorable que tenemos sobre todo en la parte sur del Perú.

En la Universidad Nacional de Juliaca en la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías, se tiene sistemas fotovoltaico conectados a red (on grid) de distintas tecnologías, esto con la finalidad de poder realizar investigaciones, tal es el caso de los sistemas fotovoltaicos con inversores string y convertidores cc-cc, donde ambos sistemas fotovoltaicos entraron en operación el año 2021, por otro lado, ambos sistemas cuenta con datos registrados gracias a su monitorización instalado, el cual se procesa para realizar diversas investigación acerca de los sistemas fotovoltaicos conectados a red en EPIER - UNAJ. En

el Perú la falta de normativa para las instalaciones, inspección y monitorización en sistemas fotovoltaicos, no garantizan una adecuada instalación fotovoltaica, generando pérdidas de aprovechamiento de energía, Por esta razón, se podría incluir el estudio de sombras en los módulos fotovoltaicos de manera vertical y horizontal a niveles detallados tomando en cuenta casos reales en un periodo de tiempo desde las 10:00am – hasta las 2:00pm en 4 días consecutivos realizando sombreados parciales a los dos sistemas fotovoltaicos, de la misma forma se obtiene un informe del performance ratio (PR) simulado en un periodo de tiempo de 3 meses, esto para poder verificar resultados simulados de cada sistemas fotovoltaico instalado, después de la construcción realizar monitorización y comparación entre lo simulado y los datos reales bajo normativas internacionales para poder ver diferencias entre las pérdidas simuladas y pérdidas reales que da. Por tanto, se determinará y validará el performance ratio (PR) en sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnología de inversor string y convertidores cc-cc bajo condiciones de sombreado parcial según la normativa la IEC 61724.

Para finalizar, el presente trabajo de investigación está organizado en 5 capítulos. En el capítulo I, exponemos el planteamiento del problema de la investigación, los objetivos generales, específicos y las hipótesis planteadas, y por ultimo las justificaciones. En capítulo II, se presentan antecedentes de la investigación que nos avalaran la investigación, incluyendo sustento teórico indispensable para entender el tema. En el capítulo III, se precisa del alcance del estudio, el tipo de investigación que se realizó, la población, la metodología empleada según la normativa IEC 61724 e instrumentos utilizados, así como el trazador de curvas, softwares de simulación como el PVsyst. En el capítulo IV, se destinará a presentar los resultados obtenidos con sombreado parcial bajo la normativa IEC 61724, al cual se analiza e interpreta de la misma forma se desarrollará la simulación en el software PVsyst, también veremos resultado de trazados de curva I-V, donde obtendremos parámetros eléctricos y ambientales. En el capítulo V, se dedica a exponer las conclusiones de pruebas realizadas durante la investigación, y se generan recomendaciones en base a la experiencia de la investigación desarrollada.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Según el Osinergmin (2019), define la energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable inagotable, por tal motivo el incremento del aprovechamiento de esta energía en los últimos años es de manera exponencial, ya sea a nivel de proyectos de gran potencial, mediana potencia y pequeña potencia. Sin embargo, este recurso no se aprovecha de manera óptima en instalaciones fotovoltaicas de pequeña potencia y muchas veces en instalaciones fotovoltaicas de mediana potencia. El problema surge porque nos olvidamos a determinar y validar el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas de pequeñas y medianas instalaciones, pero en las instalaciones de gran potencial (Plantas solares MW, GW) el rendimiento, que vendría a ser la eficiencia de la planta solar, es primordial por el tema de rentabilidad y la venta de energía a las empresas distribuidoras. El Perú no es ajeno a esta realidad si añadimos la falta de la normativa peruana en desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Nos encontramos con un problema mayor que abarca desde el diseño, construcción, operación y mantenimiento en instalaciones fotovoltaicas.

En región de Puno existen instalaciones de paneles solares de pequeña y mediana potencia, tal es el caso de los lugares donde no existen la conexión a red, así como las instalaciones de los sistemas fotovoltaicos Off Grid en las Islas de Urus, otro ejemplo es la instalación de paneles solares para reducir el consumo eléctrico de la red, de la misma manera en el lugar de la investigación, en la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables - UNAJ – AYABACAS – ubicada en la región de Puno de la Provincia de San Román, en dicho lugar existen instalaciones de sistemas fotovoltaicos netamente para temas de investigación, tal es el caso del sistema fotovoltaico conectado a la red de 3kW con inversor string y el sistema fotovoltaico conectado a la red de 3 kW con convertidores cc/cc. Se percibió que en ambos sistemas fotovoltaicos aún no se determinó el Performance Ratio (PR). Esto implica la falta de monitorización del rendimiento de dichas instalaciones fotovoltaicas, por tanto, no se puede determinar cuál es el estado actual de producción de energía dichas instalaciones fotovoltaicas, también se realizará el análisis generando el sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100% de manera horizontal y vertical en ambos sistemas fotovoltaicos.

En la actualidad, los proyectos fotovoltaicos de generación de energía con temas de investigación son instalados considerando diferentes parámetros en distintos lugares donde el objetivo es el de poder ver el comportamiento de cada sistema fotovoltaico, tal es el caso de los sistemas fotovoltaicos a 3837 msnm de la EPIER – Ayabacas que actualmente se inyecta a la red, el cual suele ser utilizados para el tema de investigación y el ahorro en la factura eléctrica. En esta coyuntura se plantea Determinar y validar el Performance Ratio de los dos sistemas fotovoltaicos operando bajo condiciones de sombreado parcial. instalados utilizando el procedimiento de la norma IEC - 61724 y el Software PVsyst.

1.1 Formulación del problema

1.1.1 Problema general

¿Se podrá determinar y validar el performance ratio (PR) en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y Conversores cc-cc operando bajo condiciones de sombreado parcial?

1.1.2 Problemas específicos

- ¿Cómo identificar los parámetros ambientales, eléctricos y físicos de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y Conversores cc-cc?
- ¿En qué medida los parámetros de entrada en DC y salida en AC serán necesarios para determinar el performance ratio mediante el procedimiento de la norma IEC-61724 del SFCR con inversor String y conversores cc - cc en condiciones de sombreado parcial?
- ¿Será posible validar los indicadores del performance ratio mediante el software PVsyst con inversor string y conversores cc-cc en condiciones de sombreado parcial y evaluar su nivel de significancia?

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Determinar el performance ratio (PR) en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y conversores cc - cc operando bajo condiciones de sombreado parcial a 3837 msnm.

1.2.2 Objetivos específicos

- Determinar los parámetros ambientales, eléctricos y físicos de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y convertidores cc-cc.
- Determinar el rendimiento real bajo la perspectiva de la norma IEC-61724 del SFCR con inversor String y convertidores cc-cc mediante los parámetros de entrada DC y salida AC en condiciones de sombreado parcial.
- Validar mediante el software PVsyst el PR según el enfoque de la norma IEC-61724 del SFCR con inversor String y convertidores cc-cc bajo sombreado parcial para evaluar su significancia.

1.3 Formulación de hipótesis

1.3.1 Hipótesis general

Se determinará el performance ratio (PR) en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y convertidores cc-cc operando bajo condiciones de sombreado parcial.

1.3.2 Hipótesis específico

- Mediante la monitorización con instrumentos de medición que determinaran los parámetros ambientales, eléctricos y físicos de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y convertidores cc-cc.
- Bajo la perspectiva de la norma IEC-61724 se tiene en cuenta los parámetros eléctricos y ambientales que serán necesarios para determinar el performance ratio PR en los SFCR con inversor String y convertidores cc-cc en condición de sombreado parcial.
- Según el enfoque de la norma IEC-61724 son validados mediante el software PVsyst para determinar su performance ratio del SFCR con inversor string convertidores cc-cc bajo sombreado parcial

1.4 Justificación de la investigación

1.4.1 Justificación técnica

Como justificación técnica del proyecto podemos mencionar que esta opción busca poder ver el rendimiento, en el que se encuentra ambos sistemas fotovoltaicos y también poder generar sombras parciales a 25, 50 y 75 % y apreciar como realmente afecta ese sombreado en los dos sistemas fotovoltaicos instalados en la EPIER uno con optimizadores de potencia y el otro sin usar ningún tipo de optimizador, por tal motivo también se propone validar con el software PVsyst realizando con el enfoque de la norma IEC-61724, esto con la finalidad de que el resultado sea más confiable para ambos sistemas fotovoltaicos de la EPIER – UNAJ.

1.4.2 Justificación social

El presente trabajo de investigación se justifica de poder determinar el Performance Ratio (PR) en los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red con inversor String y convertidores cc-cc operando bajo condiciones de sombreado parcial. El cual pretende dar soluciones a esta situación; proponiendo monitorear y mejorar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, el cual beneficiara directamente a la EPIER – Ayabacas – UNAJ. De esta forma garantizamos el funcionamiento óptimo de los sistemas fotovoltaicos a lo largo de su vida útil.

1.4.3 Justificación económica

El proyecto de tesis contribuye económicamente y técnicamente al uso eficiente de los sistemas fotovoltaicos generando una mayor confiabilidad en los proyectos fotovoltaicos, sobre todo evitando gastos innecesarios que se podría ahorrar a lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico. De esta manera contribuiremos al uso adecuado y la eficiencia de los proyectos fotovoltaicos instalado, esta investigación se podrá aplicar en instalaciones fotovoltaicas similares a nivel regional y nacional.

1.4.4 Justificación ambiental

El proyecto de tesis contribuye directamente con el uso adecuado de las energías renovables y no contaminantes, reduciendo el uso de combustibles fósiles y del CO₂.

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Antecedentes de la investigación

2.1.1 Internacional

Como En el ámbito internacional se muestra importantes avances, así podemos nombrar a Kumar & Rejoice (2017), quienes propusieron realizar el rendimiento simulado Si-Poly. De 100 kWp conectado a la red, ubicado en el estado de India en el Departamento de Energía y Medio Ambiente de la Universidad TERI, el objetivo de la investigación se realizó para evaluar la viabilidad de instalar un sistema fotovoltaico para abastecer la carga eléctrica de un instituto de dicha universidad. El sistema que se simuló consta de 323 módulos fotovoltaicos Si – Poly. Cada módulo fotovoltaico tiene una potencia nominal de 310 Wp. Para la interconexión con la red eléctrica se utilizaron 4 inversores solares de 20 kW cada uno. Se obtuvo los resultados de la investigación que se realizó mediante el Software PVsyst V6.52. En el cual se analizaron el índice de pérdidas y rendimiento medio anual (PR), que como resultado nos da un PR del 80%. Finalmente, concluyeron que el sistema fotovoltaico proporciona los beneficios operativos al propietario por mantener un rendimiento viable y óptimo.

En la misma línea de investigación podemos mencionar al proyecto desarrollado por Quevedo (2020), quien planteó el Rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red a más de 2500 msnm, ubicado en el estado de Colombia en la Ciudad de Bogotá, en esta investigación se demostró que la tensión eléctrica se relaciona con la temperatura de los módulos mediante una correlación negativa; es decir, que cuando la temperatura aumenta, la tensión disminuye en la misma proporción, A partir de ello se determinó que a una altitud de 2556 msnm de la instalación fotovoltaica bajo estudio, permite que la temperatura ambiente sea relativamente baja, lo que a su vez favorece a la instalación, ya que se obtiene un rendimiento más alto. El PR obtenido en la investigación es de 88,4%.

Otro trabajo similar realizado por Aoun (2020), propone el análisis de rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red de 20 MW en Adrar, al sur de Argelia, la planta fotovoltaica está compuesto por módulos fotovoltaicos de silicio policristalino de la marca

Yingli Green Energy y ha sido monitorizada desde enero del 2018 hasta diciembre del 2018, obteniendo resultado del rendimiento (PR) diarios, mensuales y anual. Los rendimientos variaron desde 55.29% que fue el rendimiento mínimo en el mes de julio hasta 81.96% en enero que fue el rendimiento máximo, finalmente concluyeron con una media anual del 71,71% que se interpreta un rendimiento anual positivo para poder instalar nuevas plantas fotovoltaicas.

2.1.2 Nacional

La literatura nacional referida al tema presenta muy pocos resultados. Así se encuentra a Gamarra & Nahui (2020), quien realizó la evaluación comparativa del coeficiente de rendimiento de la energía solar en cinco distintas regiones del Perú, para el estudio se instalaron cinco sistemas fotovoltaicos de 3.2 kWp en diferentes Universidades de cada región del Perú, se midió datos reales tanto de irradiación solar y potencia de salida durante el año 2019. En base a los datos registrados se evaluó el coeficiente de rendimiento fotovoltaico, en cual se pudo apreciar que el coeficiente de rendimiento varía en función a la región que se esté analizando. Finalmente, el promedio más alto obtenido fue de la región de Piura mientras que el valor más bajo obtenido fue en la Universidad Nacional Agraria La Molina, UNALM.

En la misma línea de investigación podemos mencionar a Romero (2019), el cual nos muestra el análisis del rendimiento de diversas tecnologías de módulos fotovoltaicos en Perú. En esta investigación se instalaron tres emplazamientos peruanos con climas desérticos. En el cual se instaló un PVGCS mc-Si de 3,3 kWp en Arequipa y otro sistema idéntico en Tacna. En Lima se instaló un PVGCS mc-Si de 3,3 kWp. Los tres sistemas fotovoltaicos c-Si se monitorizaron por más de tres años manteniendo el mismo estado de limpieza a todas las instalaciones sometidos en la investigación, teniendo como resultados que Arequipa mostró el recurso solar más efectiva y su rendimiento oscila entre 0.80 – 0.91. en Tacna se mostró un rendimiento de 0.81 – 0.83 y el recurso más bajo y en Lima el rendimiento más bajo fue en Lima teniendo un recurso solar de 736 y 833 kWh. Finalmente, llegaron a los resultados que la tecnología de los módulos para cada lugar es adecuado obteniendo un rendimiento bastante positivo.

Otro trabajo similar realizado por Gómez (2019), propone el Estudio de un sistema fotovoltaico: Caracterización, Simulación y evaluación de diversos métodos de Análisis y Predicción, el sistema posee una potencia nominal de 3.3 Kw conectado a la red. Ubicado en la región de Arequipa, en campus de la Universidad Nacional San Agustín de Arequipa, el sistema fotovoltaico está compuesto de 12 paneles Monocristalinos modelo Sunmodule Plus 275 W y un inversor Coolcept-x StecaGrid 3010 W. Este sistema ha sido monitorizado desde mayo de 2015 hasta abril de 2016 obteniendo un PR (performance ratio) promedio de 83.8 %, finalmente concluyeron que Arequipa tiene la capacidad de producción y eficiencia muy alta comparado con diversos lugares en Europa, con estos resultados obtenidos se puede incentivar para la construcción de más plantas fotovoltaicas

2.1.3 Regionales

En la literatura regional solamente se encontró resultados de Torres & Condori (2019), quienes realizaron el análisis y evaluación del sistema fotovoltaico con inyección a la red de 3kw en el pabellón administrativo de la UNAJ, este proyecto fue realizado en base a la obtención de datos reales desde el 27 de marzo hasta el 13 de octubre del 2019, el sistema presentó un excelente desempeño, con una producción de energía diaria media de 14,92 kWh, lo que equivale a una productividad diaria media de 4,97 kWh/k. con estos datos obtenidos se determinó que su rendimiento total fue del 88% del sistema y la eficiencia del sistema en un promedio de 15% – 16% los cuales generan en promedio mensual de 430.25 kWh de energía inyectada a la red del pabellón administrativo de la UNAJ. Finalmente, con estos resultados obtenidos se determinó que el rendimiento es positivo.

2.2 Bases teóricas de la investigación

2.2.1 Energía solar

La energía solar es una energía limpia e inagotable, actualmente el avance tecnológico permite aprovechar la energía solar de distintas formas ya sea de una forma térmica para poder calentar líquidos o de una forma fotovoltaica donde se puede aprovechar para poder generar energía eléctrica.

Así podemos mencionar a Osinergmin (2019), que menciona que la energía solar es la energía radiante proveniente del Sol, esta energía solar emite fotones que llega a la superficie terrestre a grandes velocidades.

2.2.2 Potencial de la energía solar en el Perú

Los estudios del recurso solar en el Perú son muy beneficioso y Osinergmin (2019), confirma este hecho. La energía solar es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio peruano sobre todo en la parte sur del Perú, en la gran mayoría de las regiones la energía solar es bastante grande y uniforme durante todo el año, haciendo más atractivo su inversión y su uso en comparación a otros países. (Tamayo, 2011)

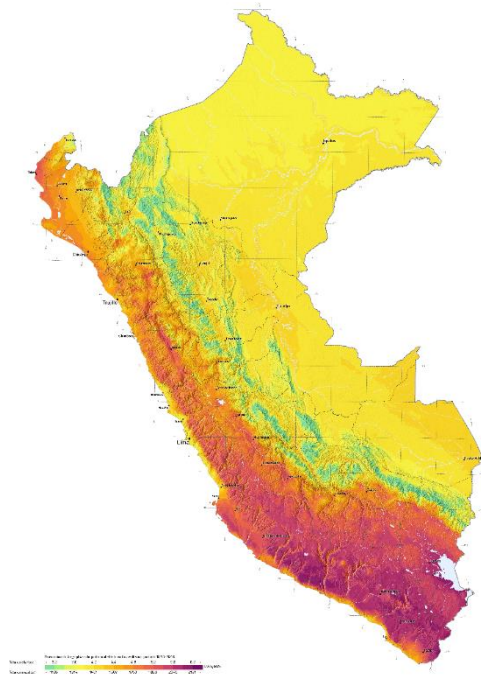


Figura 1. Mapa del recurso solar en el Perú (SOLARGIS, 2021)

2.2.3 Sistema solar fotovoltaico conectado a red (On Grid)

Un sistema solar fotovoltaico conectado a la red básicamente, consiste en tener un conjunto de paneles fotovoltaicos y un inversor conectado a la red, los paneles solares son los encargados de que reciban la radiación que emite el sol que es en energía continua. Esa energía recibida del sol es convertida a energía alterna gracias a un inversor, el inversor necesita la señal de la red pública y de los paneles solares para poner en operación el sistema fotovoltaico, el objetivo de este tipo de sistemas fotovoltaicos, es el de poder

reducir su consumo energético de la red para ahorrar costos en su recibo de energía, pero de la misma forma aprovecha el uso de una energía limpia y sustentable.

Según el Osinergmin (2019), define como una modalidad que permite a los usuarios conectados a la red utilizar los paneles como fuente complementaria para reducir la facturación del recibo de luz; es decir, autoabastecerse de energía eléctrica mediante paneles solares y reducir así la energía demandada de la red. Esto depende de la regulación existente, sabemos que en el Perú actualmente no existe normativa para poder inyectar a la red por tal motivo no permite la inyección de excedente de energía en la red pública.

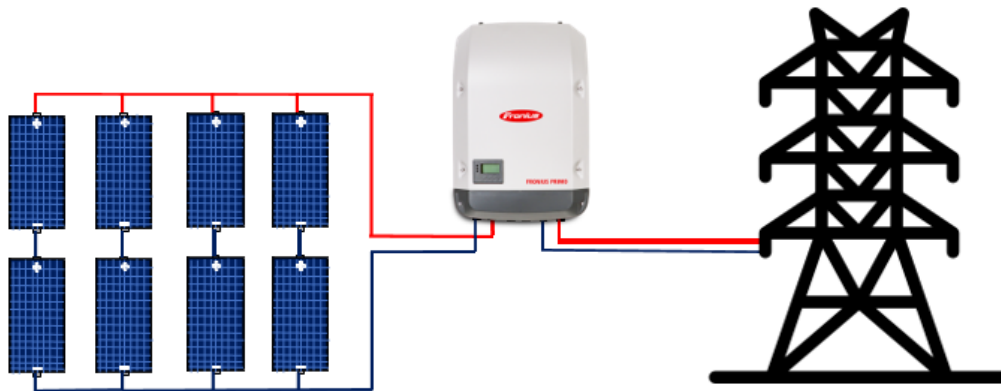


Figura 2. Sistema fotovoltaico conectado a red (Elaboración propia).

2.2.4 Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red

- a. **Modulo fotovoltaico.** Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células o celdas solares que están conectados en serie, son dispositivos que convierten la energía solar en electricidad, el interior de las células solares está compuesto por varios materiales que aprovechan directamente la energía del sol mediante el efecto fotovoltaico, o indirectamente, mediante la previa conversión de energía solar a calor o a energía química, cabe destacar que la tecnología nos permite conocer distintos tipos de módulos fotovoltaicos con eficiencias mucho más altas y con precios más económicos a comparación de hace una década (Delgado, 2012).

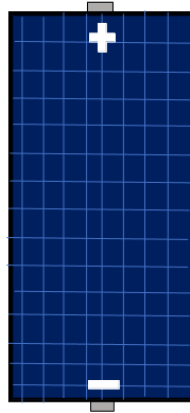


Figura 3. Modulo fotovoltaico (Elaboración propia).

- b. Curva de corriente y tensión de los módulos fotovoltaicos.** Existen dos curvas características para las celdas fotovoltaicas, que representa tensión y corriente medidos en relacionadas una con la otra, que representan la relación directa de la potencia generada contra el voltaje en los bornes del panel, para hallar estos valores los módulos fotovoltaicos son sometidos en un laboratorio a ciertas condiciones en radiación y temperatura, estos valores son primordial para poder ver el comportamiento de un módulo fotovoltaico. Generalmente cada fabricante tiene valores distintos y está en su ficha técnica (Delgado, 2012).

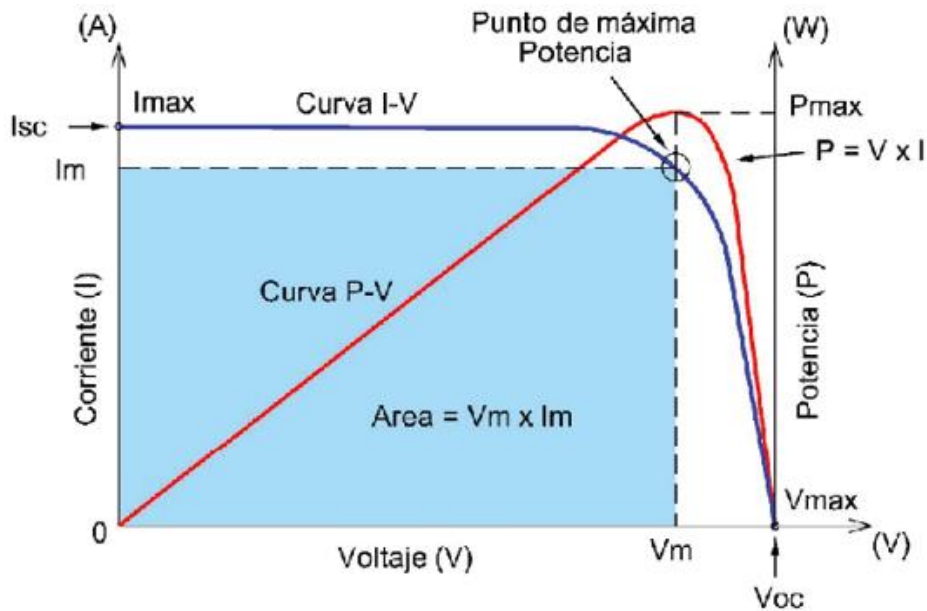


Figura 4. Curva I - V (Novoa et al., 2020).

c. **Inversores.** El inversor es el corazón de una instalación fotovoltaica, porque la energía que genera un módulo fotovoltaico es en corriente continua, que debe ser acondicionada y procesado para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica en el cual se trabaja con corriente alterna. El equipo de adaptación de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc. En sistemas conectados a red este inversor funcionara de manera sincronizada con la red (Periñán, 2013).

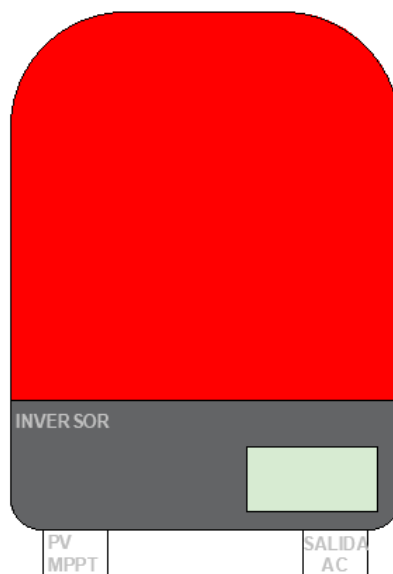


Figura 5. Inversores (Elaboración Propia)

d. **Característica de los inversores.** La información más detallada de los inversores lo podemos ver en su ficha técnica y su manual de cada equipo, esta información nos proporciona el fabricante de cada marca de inversor que incluye los siguientes parámetros: La Potencia nominal que trabaja el inversor; es la potencia que trabaja el arreglo fotovoltaico, Potencia Máxima del inversores; es la potencia que trabaja en momentos de arranque de un equipo que solo puede ser un periodo de tiempo, Punto de Máxima Potencia MPP; es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de buscar el máximo aprovechamiento del generador fotovoltaico, Tensión máxima de entrada; es la tensión máximo que se puede conectar los módulos

fotovoltaicos en serie, Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor, Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada y muchas veces este dato para poder analizar su rendimiento del sistema. (Periñán, 2013).

- e. **Tipos de inversores conectados a la red.** Inversor central: un único inversor dedicado a toda la planta fotovoltaica; son recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño de plantas fotovoltaicas. Permiten reducir costes en adquisición, instalación y mantenimiento y aumentar confiabilidad y eficiencia; cabe recalcar que en este tipo de inversores el monitorio es detalloso, para ver el comportamiento de la planta fotovoltaica. Inversor String; un inversor dedicado a una rama o arreglo fotovoltaico; son particularmente utilizados en instalaciones de pequeñas potencias, se adapta mejor a las condiciones de funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas es fácil de instalar y el costo es más económico. Microinversores para cada Módulo; un inversor dedicado a un módulo fotovoltaico, aunque la tecnología de los microinversores ya te permite conectara a 4 módulos; estos microinversores generalmente son utilizados en pequeños sistemas demostrativos o investigativo (Periñán, 2013).

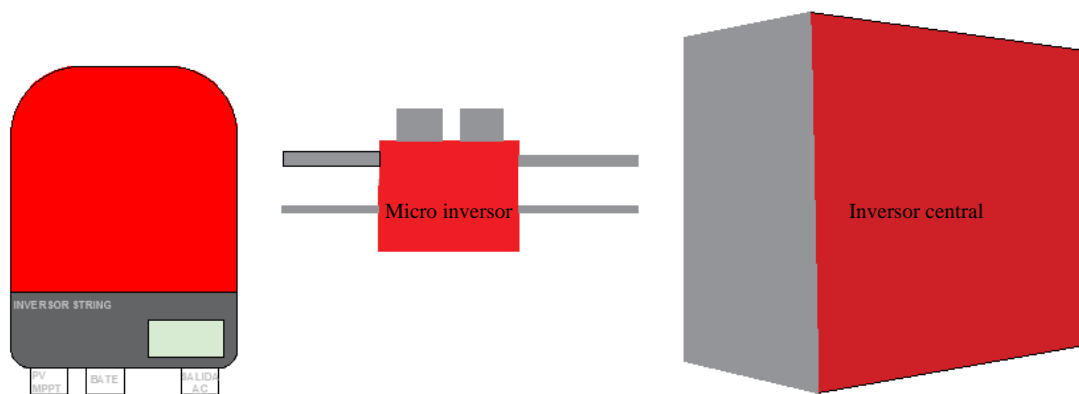


Figura 6. Tipos de Inversores (Elaboración Propia)

2.2.5 Conversores CC – CC

Un convertidor CC/CC consiste en una fuente de alimentación que convierte una entrada de tensión CC en otra tensión regulada CC de salida. La tensión de entrada puede estar regulada a menudo de acuerdo a la necesidad de la salida del conversor, el ingreso de un convertidor CC/CC generalmente es una batería o una línea de tensión CA rectificada (López, 2014).

Un convertidor CC/CC presenta dos maneras de operación distintos, dependiendo de la corriente que circula por la inductancia; Modo de conducción continuo (CCM). En este modo, la intensidad que circula a través de la inductancia nunca se anula. Modo de conducción discontinuo (DCM). En este modo, la intensidad que circula por el inductor se anula para un intervalo del tiempo de no conducción (Enrique, 2011).

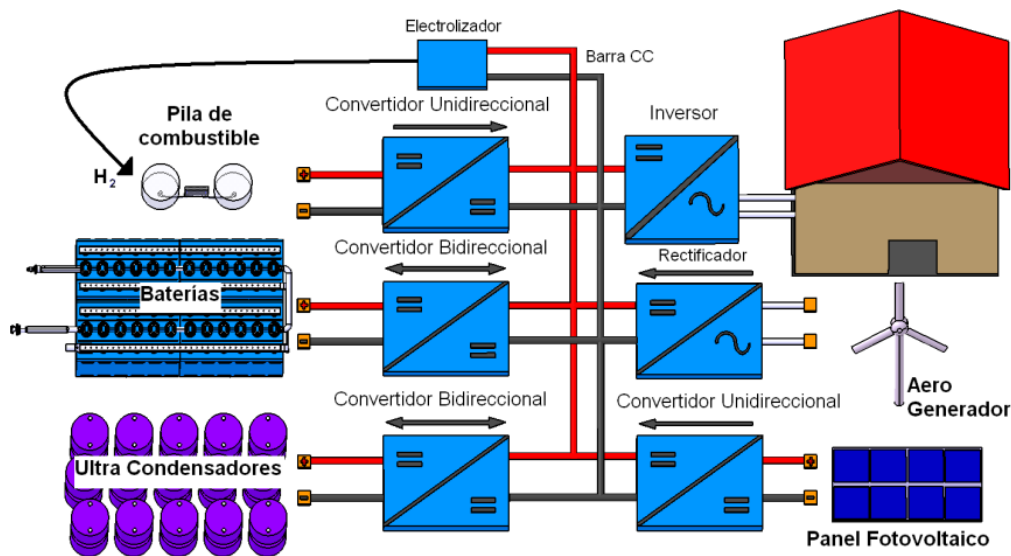


Figura 7. Conversores CC-CC (López, 2014).

2.2.6 Angulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos

El ángulo de inclinación nos sirve para poder optimizar el aprovechamiento de los módulos fotovoltaicos, si la radiación solar es perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico, la captación de energía será máxima, para obtener el mayor aprovechamiento

posible de energía se puede recurrir a sistemas de seguimiento del sol para hacer que la superficie de los paneles siempre esté perpendicular a la radiación solar, pero este sistema requiere mayor inversión (Pérez, 2019).

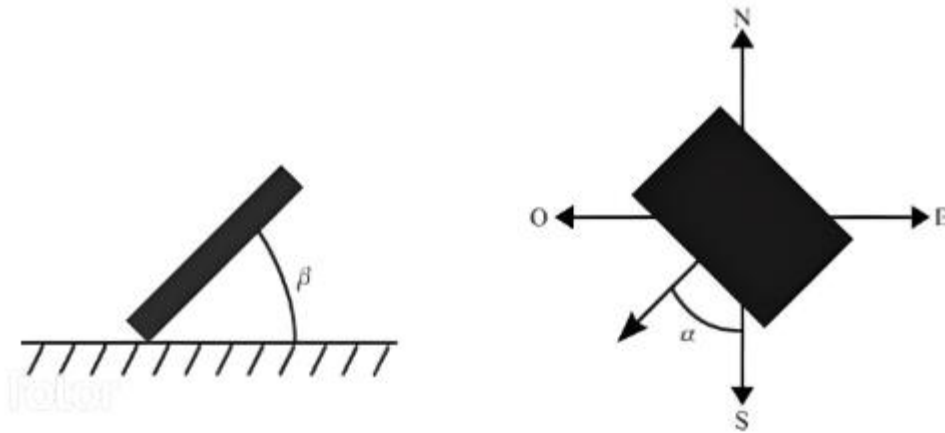


Figura 8. Ángulo de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico (Pérez, 2019).

- a. Ángulo de inclinación (β).** Es el ángulo que forma la superficie del módulo fotovoltaico con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical, esta varía de acuerdo a la latitud del lugar (Pérez, 2019). Independiente de la tecnología de los sistemas fotovoltaicos, es muy importante instalar con un ángulo de inclinación adecuado, el cual nos permitirá ganar eficiencia para que podamos recibir la mayor cantidad de radiación solar, esto dependerá directamente de latitud del lugar.
- b. Ángulo de azimut (α).** Es el ángulo que forma la proyección de la dirección sobre el plano horizontal, el cual tiene que ser perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico y el meridiano del lugar. La orientación hacia el sur del módulo fotovoltaico corresponde con el origen y toma del valor 0° , la orientación oeste es 90° , la orientación norte es 180° y la orientación este es 270° (Pérez, 2019). De la misma forma nos ayuda a optimizar la radiación solar, esto puede variar dependiendo de la ubicación del lugar y el terreno que puede tener una instalación, ya sean techos o montañas.

2.2.7 Sombreamiento de los módulos fotovoltaicos

La sombra influye de manera negativo el paso de radiación directa sobre el panel fotovoltaico, esta sombra hace que se active de manera automática el funcionamiento de los diodos de la caja de conexiones, generando peldaños en la curva I-V del módulo fotovoltaico. En conclusión, el rendimiento y la producción disminuye radicalmente y puede estar entre un 40 y un 100% depende del área de sombreado y el punto de sombreado, aunque la sombra solo sea parcial. las células fotovoltaicas al verse obstaculizada su radiación solar, éstas pasan de generar electricidad a consumirla, ocasionando un posible sobrecalentamiento incluso su deterioro y la poca producción de energía (Gonzales, 2020).

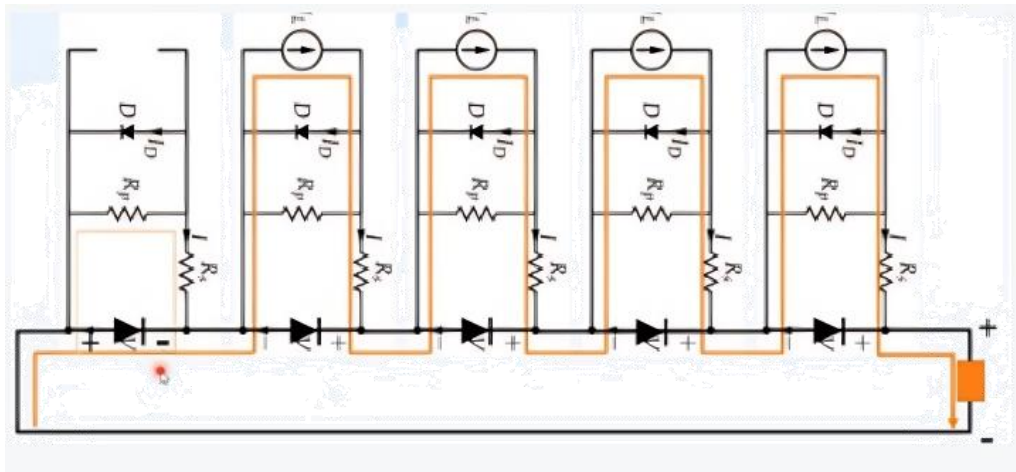


Figura 9. Sombras en módulos fotovoltaicos (Gonzales, 2020).

según Silva (2020), los módulos fotovoltaicos están constituidos con 72 o 60 celdas fotovoltaicas conectadas en serie esto varía dependiendo del tamaño del módulo, incluso la tecnología avanza bastante en los últimos años con nuevos módulos de 144 células y mucho más, todo esto para obtener mayor rendimiento independientemente que afecte el sombreado. Los paneles solares incluyen diodos de bypass que cortocircuitan algunas de las celdas en caso de que la irradiancia no sea uniforme, los módulos fotovoltaicos tienen la función de evitar que se produzcan muchos puntos calientes gracias a estos diodos de bypass, ejemplo en la figura 9 se puede apreciar el circuito de un modulo fotovoltaico con 5 diodos de bypass, el 5 circuito existe un sombreado, donde

automáticamente se activa el diodo de bypass evitando caídas de tensión y generando tensión en los 4 diodos restantes.

2.2.8 Temperatura del ambiente

La temperatura del ambiente es un factor sumamente importante, porque es directamente proporcional con el rendimiento energético de las instalaciones fotovoltaicas, la temperatura del ambiente se considera en los cálculos de diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos esto debido a que, si la temperatura aumenta, la tendencia del punto de máxima potencia por lo general baja, si la temperatura es menor la tendencia de máxima potencia incrementa por tanto incrementa el rendimiento en instalaciones fotovoltaicas (Medina , 2021).

a. Temperatura de la célula fotovoltaica. Es la temperatura real en la que se encuentra una célula fotovoltaica, esta temperatura varía por los fenómenos atmosféricos de cada lugar, estos datos se pueden obtener mediante sensores que registran la temperatura de la célula, ya sea mediante un sensor de PT100 o PT1000 dependiendo del tamaño de la instalación fotovoltaica.

2.2.9 Coordenadas de la Tierra

Mediante las coordenadas geográficas, latitud y longitud podemos definir la ubicación de una instalación fotovoltaica con precisión en cualquier lugar de la tierra, sus unidades se expresan en grados sexagesimales.

Las coordenadas geográficas son aquellas que indican la posición de un punto en la superficie de la tierra tomando como referencias la latitud y la longitud. La Tierra. Sabemos que la tierra gira alrededor de un eje denominado Eje de la Línea de los Polos. A los extremos de este eje se les llama Polo Norte y Polo Sur, y existe un círculo máximo perpendicular a este eje, el cual llamamos el Ecuador. El Ecuador es el que divide a la Tierra en dos hemisferios, hemisferio norte y hemisferio sur (Ibañez et al., 2010).

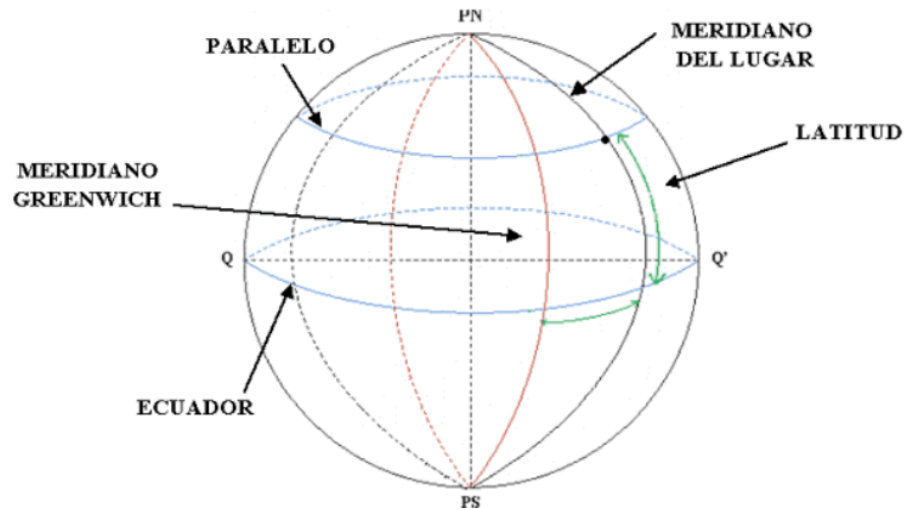


Figura 10. Coordenada geográfica de la tierra (Ibañez et al., 2010).

- a. **Latitud.** La Latitud es el arco meridiano contado desde el Ecuador, que es su línea de base al punto donde se encuentra el observador. La latitud también se define como la distancia angular que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el ecuador, los valores de la latitud en el ecuador corresponden a 0° . Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud. Los polos Norte y Sur tienen latitud 90°N y 90°S respectivamente, estos pueden ser positivos y negativos siempre dependiendo del hemisferio (Ibañez et al., 2010).
- b. **Longitud.** La longitud se define como la distancia angular que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el meridiano de Greenwich, sabemos que el meridiano de Greenwich divide a la Tierra en dos hemisferios llamados Este oriental y Oeste occidental. Al meridiano de Greenwich, es el punto referencial; también se puede observar que todos los puntos ubicados sobre el mismo meridiano tienen la misma la misma longitud (Ibañez et al., 2010).

2.2.10 Velocidad del viento

La velocidad del viento es el movimiento del aire, esto se produce por la radiación solar que es el principal causante de los vientos; el viento se caracteriza por tener velocidad y dirección variable, esta velocidad es generada por la diferencia de presión, En las regiones ecuatoriales se produce una mayor absorción de radiación solar que en las polares; el aire caliente que se eleva en los trópicos es reemplazado por las masas de aire

fresco superficiales proveniente de los polos. El ciclo se cierra con el desplazamiento, por la alta atmósfera, del aire caliente hacia los polos. Por tal motivo el viento es intermitente y depende de la ubicación del lugar para poder aprovechar el potencial (Moragues & Rapallini, 2003).

2.2.11 Parámetros de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos

La velocidad del viento es el movimiento del aire, esto se produce por la radiación solar que es el principal causante de.

- a. **Tensión nominal circuito abierto (V_{oc}).** La Es la máxima tensión que se obtiene en los extremos de los módulos fotovoltaicos, por lo tanto, la corriente que se extrae de la célula es nula; constituye la máxima tensión que se puede extraer de una célula solar, esto se puede medir experimentalmente cuando no está conectada a ninguna carga (Carta et al., 2009).
- b. **Corriente de corto circuito (I_{sc}).** Es la máxima corriente que se puede obtener de la célula, la corriente que se obtiene de la célula cuando la tensión en sus bornes es de cero voltios; es decir unir un terminal positivo y un terminal negativo, solamente por un periodo de tiempo para no dañar el módulo fotovoltaico. (Carta et al., 2009)
- c. **Potencia máxima (P_{max}).** La potencia máxima es el producto de la corriente por la tensión; tanto en cortocircuito como en circuito abierto la potencia es 0, de esta misma forma podemos saber la potencia instalada de un patio fotovoltaico. (Carta et al., 2009)
- d. **Eficiencia (%).** La Eficiencia expresada en %, es el parámetro por excelencia que define el funcionamiento de la célula solar de un sistema fotovoltaico. Representa la relación entre la potencia que obtenemos de los módulos fotovoltaicos entre la potencia de la irradiación que incide sobre módulos fotovoltaico. (Carta et al., 2009)

CAPÍTULO III

MATERIALES Y METODOS

3.1 Ámbito de estudio

El presente proyecto a investigar se desarrolló en el Instituto de Investigación de Energías Renovables EPIER – UNAJ – Sede Ayabacas. Esto se detalla en la figura 13.



Figura 11. Ubicación del lugar de estudio de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnología de inversor string y convertidores cc-cc (Google Earth, 2023).



3.2 Materiales Recurso y equipos

3.2.1 Panel solar fotovoltaico

A continuación, se realizará la caracterización de los paneles solares instalados en ambos sistemas fotovoltaicos, en primer lugar tenemos 12 paneles solares de la marca Talesun del modelo TP660P de una potencia de 270 Wp que está instalado en el Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String (SMA), en segundo lugar tenemos 10 paneles solares de la marca Bauer del modelo BSP370 M de una potencia de 370 Wp que está instalado en el Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con convertidores CC - CC (Solar Edge) como se muestra sus características técnicas en tabla 1.

Tabla 1

Datos técnicos de los equipos de paneles solares instalados en ambos sistemas FV.

Nombre	Figura	Descripción
Panel solar Fotovoltaico Talesun		Marca: Talesun Modelo: TP660P – 270 Potencia máxima (P _{máx}): 270Wp Corriente de máxima potencia (I _{mp}): 8.63 A Tensión de máxima potencia (V _{mp}): 31.3 V Corriente de corto circuito (I _{sc}): 9.09 A Tensión de circuito abierto (V _{oc}): 38.5 V Temperatura nominal de Operación de la Célula (T _{NOC}): 45+-2°C Eficiencia: 16.5 % Material: silicio policristalino
Panel solar Fotovoltaico Bauer		Marca: Bauer Energy Modelo: BSP 370 M Potencia máxima (P _{máx}): 370Wp Corriente de máxima potencia (I _{mp}): 9.23 A Tensión de máxima potencia

(Vmp); 40.1 V
 Corriente de corto circuito (Isc):
 9.95 A
 Tensión de circuito abierto
 (Voc): 48.3 V
 Temperatura nominal de
 Operación de la Célula
 (TNOC): 45 °C
 Eficiencia: 19 %
 Material: silicio monocristalino


Nota. Autoría propia

3.2.2 Inversor On grid

A continuación, se realizará la caracterización de los inversores instalados en ambos sistemas fotovoltaicos, en primer lugar, tenemos al inversor Sunny Boy SMA 3.0 kW que están instalados directamente a los 12 paneles solares de la marca Talesun del modelo TP660P de una potencia de 270 Wp. En segundo lugar tenemos al inversor Solar Edge SE3000H que están instalados a los optimizadores o conversores CC – CC, y estos optimizadores están conectados directamente a cada panel solar de la marca Bauer del modelo BSP370 M de una potencia de 370 Wp. En la tabla 2 se muestra las características de cada inversor.

Tabla 2

Datos técnicos de los de inversores on grid instalados en ambos sistemas FV.

Nombre	Figura	Descripción
Inversor On grid Sunny Boy SMA 3.0		Marca: Sunny Boy SMA 3.0 Entrada DC Rango de tensión del PMP: Vmp: 110-500 V Tensión de entrada máxima: Voc: 600 V Corriente máxima de entrada: Imáx: 15 A Potencia máxima del generador fotovoltaico: PFVmáx 5500Wp Entrada AC Rango de tensión nomina: VCA: 180-280 V Potencia eléctrica nominal: 3000 W Factor de Potencia: FP 1 Frecuencia de red CA/Rango: f: 50-60 Z /-5 a +5 HZ

Inversor On grid
Solar Edge




Marca: Solar Edge
Modelo: SE3000H
Parámetros de entrada
Máxima potencia de entrada
C.C.: 4650 W
Corriente máxima de entrada: 9
Acd
Tensión máxima de entrada:
480Vcd
Tensión nominal de entrada de
C.C.; 380 Vcd.
Parámetros de salida
Potencia nominal de salida de
CA: 3000 VA
Máxima potencia de salida de
CA: 3000 VA
Voltaje nominal de salida de
CA: 220 / 230 Vca
Frecuencia: 50/60 Hz
Corriente máxima de salida
continua: 14 A

Nota. Autoría propia

3.2.3 Conversores CC – CC / Optimizador de potencia

A continuación, se realizará la caracterización de los conversores cc-cc, componiendo un total de 10 conversores cc-cc que están instalados en cada panel solar de la marca Bauer del modelo BSP370 M de una potencia de 370 Wp. En la tabla 3 se muestra las características de los conversores cc-cc.

Tabla 3*Datos técnicos del conversor cc-cc instalados en el sistema FV solar edge.*

Nombre	Figura	Descripción
Conversor cc-cc		Marca: Solar Edge P370 Entrada DC Potencia de entrada nominal: 370 W Corriente de entrada máxima: 13,75 Acd Tensión de entrada máxima: 60 Vcd Corriente máxima de corto circuito (Isc): 11 Acd Rango operativo MPPT: 8-60 Vdc Salida durante el funcionamiento Máxima corriente de salida: 15 Acd Máximo voltaje de salida: 60Vcd

Nota. Autoría propia


3.2.4 Materiales de prueba

A continuación, se describirá detalladamente de los materiales utilizados, para el tema del sombreado parcial que se realizó paralelamente a los sistemas fotovoltaicos con convertidores CC – CC y con inversores string,

puntualizamos, que no existe una normativa técnica universal, que nos recomienden cual son los materiales para realizar sombras parciales, o que parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos se tiene que realizar la sombra, pero tampoco nos puntualizan del tiempo que se tiene que realizar las pruebas en sombreado parcial, por tanto, tomamos referencias de investigaciones pasadas y recomendaciones de cada investigador.

En la tabla 4, se muestra el material que se utilizó para el sombreado parcial del 25% 50 % y 75% de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y convertidores CC – CC.

Tabla 4
Materiales de construcción

Nombre	Figura	Descripción
Cartón de caja CPD 6		<p>Longitud: 10 m, 12 m Altura: 50 cm, 1 m, 1.5 m Espesor: 3 cm Material: Cartón tipo CPD 6 Se utiliza para el empaquetado de autos o moto tamaño grande</p> <p>Se utilizo en ambos sistemas fotovoltaico paralelamente.</p>

Nota. Autoría propia

3.2.5 Equipos de pruebas de la curva I-V

Los equipos que se utilizaron, se detallan en sus especificaciones técnicas en tabla 5, estos equipos se utilizaron en la parte del trazado de curvas I - V con sombreadamiento y sin ningún tipo de sombreadamiento.

Para las pruebas del proyecto de investigación realizada, se utilizó un trazador de curvas de la marca GOSSEN METRAWATT PV 1500 que se muestra en la tabla 5, este es un instrumento de medición de potencia máxima y trazador de curvas para paneles solares hasta 1500 V DC, 20 A DC , este cuenta con un sensor de temperatura que se instala al conjunto de paneles solare que se realizara la prueba, y una celda calibrada con un sensor de temperatura para medir la temperatura del ambiente que se describe.

De la misma forma se utilizo la Pinza amperimétrica Fluke 375, este equipo se utilizó para poder constatar los valores que se está monitorizando y los valores obtenidos con la Pinza amperimétrica.

Tabla 5

Equipos utilizados para las pruebas del presente trabajo.

Nombre	Figura	Descripción
Trazador de curvas I – V de sistemas fotovoltaicos		Marca: Gossen Metrawatt Puerto de USB a PC Alimentación externa: 60 W Entrada de irradiación, de la celda calibrada con el sensor de temperatura al interior de la celda, Entrada de medida de temperatura del sistema fotovoltaico de prueba Pt 100 o pt 1000, Entrada de medida de tensión y corriente de 4 hilos incluye seccionador de seguridad.
Pinza Amperimétrica		Marca: Fluke 375 Gama: Alta y eficaz Rango de lectura: 0 - 600 V y 0 – 600 A, en modo CA y CC
Variador de frecuencia		Marca: Schneider Gama: ATV12H075M2 Alimentación: 220 V Salida: 380 V trifásica

Nota. Autoría propia

3.3 Software para el desarrollo

- PV – Analysator. (Analysator, 2012)
- Excel. (Microsoft, 2019)
- PVsyst. (PVsyst, 2023)

3.4 Recursos humanos

En todo el proceso de la ejecución de la tesis, se encargó el tesista del presente trabajo.

3.5 Metodología

En este ámbito, Para la recolección de datos de la investigación, en primera medida se realizó una caracterización de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y convertidores CC – CC, esto con el fin de poder evaluar los datos adquiridos de la sala de monitoreo. En segunda medida, realizaremos las pruebas de sombreado parcial en los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR) con inversor String y convertidores CC-CC al mismo tiempo, primero realizaremos al 25%, 50%, 75% y 100% al sombreado a un panel solar, primero de manera vertical luego de manera horizontal. En tercera medida, realizaremos las pruebas de trazado de curva I – V a los dos sistemas fotovoltaicos, con sombras y sin sombras. En cuarta medida, validaremos los mismos resultados con sombreado parcial en el software PVsyst 7.3. Toda esta evaluación se registrará a la normativa IEC – 61724.

3.6 Metodología para la obtención de parámetros ambientales y eléctricos de los sistemas fotovoltaicos conectados a red con inversor string y convertidor cc-cc.

Para la determinación los parámetros ambientales, eléctricos sin sombreados y con sombreados parciales se utilizó el equipo GOSSEN METRAWATT PV 1500, el cual es un trazador de curvas I-V que le pertenece a laboratorio de la EPIER, el equipo cumple con la calibración y la certificación de calidad de prueba más alta a nivel mundial, donde se cumplirá con la condición ambiental que nos indica la IEC 61724. Independiente el equipo trabaja bajo estas normativas, si la radiación solar es menor a 700 W/m² automáticamente no nos generara ninguna curva, por tanto, las pruebas se realizarán en un horario de 10:00 am – 2:00 pm, durante 4 días realizando sombreados parciales, donde en esos días y horarios se registraron mayor radiación solar, de la misma forma se realizar el sombreado a la misma vez a los dos sistemas fotovoltaicos, para no perjudicar los sistemas fotovoltaicos y no dañar los equipos instalados, todo estos resultados podremos procesar en software del equipo GOSSEN METRAWATT PV 1500, el cual es el PV – Analysator donde nos generar un informe detallado del comportamiento de las curvas I-V, con sombreado y sin sombreado parcial, los datos que se obtuvieron fueron en condiciones STC y valores reales, así como Pmax, Imax, Vmax, Isc, Voc, Tmod, Tcelula Irradiancia efectiva, el cual se podrá ver en el capítulo de resultados y anexos.

3.7 Metodología para la obtención de datos de los sistemas fotovoltaicos conectados a red bajo la perspectiva de la norma IEC-61724 mediante condiciones de sombreado parcial y sin sombreados.

Para la determinación de la obtención de datos de los sistemas en fotovoltaicos conectados a Red (SFCR) con inversor string y convertidores cc-cc, operando bajo condiciones de sombreado parcial, se realizó una caracterización general de los equipos e instrumentos utilizados en la presente investigación, de tal forma poder cumplir y desarrollar con los objetivos planteados.

Los equipos e instrumentos que se mencionaron y los datos que se proporcionó, son de la sala de monitoreo de la escuela profesional de Ingeniería en Energías Renovables – EPIER – UNAJ cede Ayabacas, el cual fueron motorizado durante tres meses junio julio y agosto. Las pruebas del sombreado parcial se realizaron durante 4 días, los cuales fueron el día 30 de julio, 31 de julio, 1 de agosto y 2 de agosto, en un periodo de 10:00am hasta las 2:00pm, cabe recalcar que ambos sistemas fotovoltaicos estuvieron limpios y en optimas condiciones.

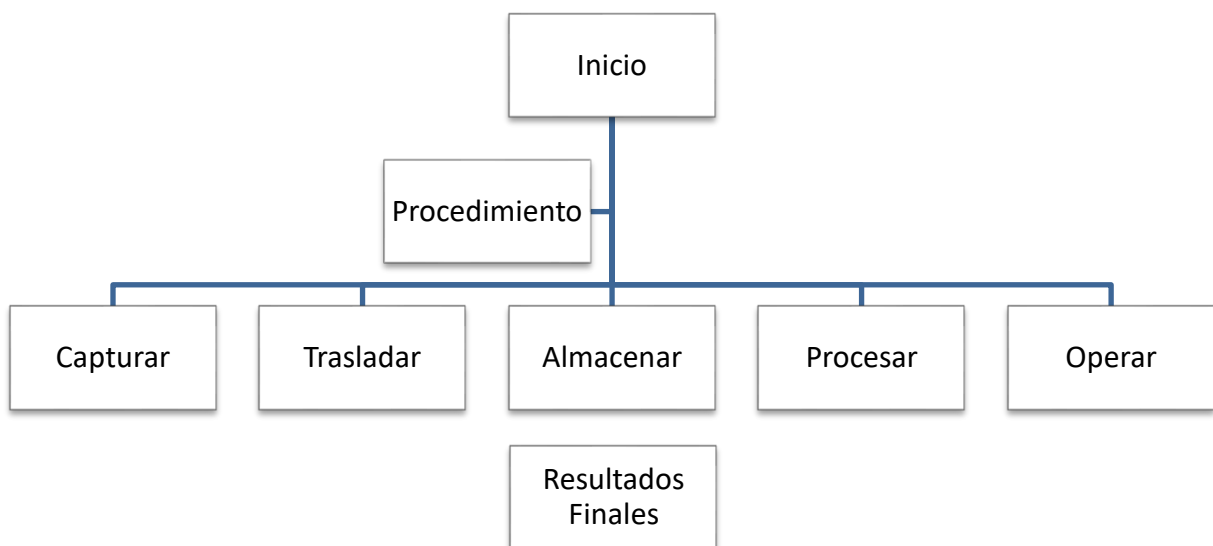


Figura 12. Diagrama de flujo de procedimiento para el proyecto de investigación
(Elaboración propia)

3.7.1 Procedimiento

Para determinar el performance ratio (PR) en sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR) con inversor string y convertidores cc - cc operando bajo condiciones de sombreado parcial, se realizará el procedimiento de la recolección de datos, así como la irradiancia incidente, temperatura del ambiente, temperatura del módulo, corriente a la entrada del inversor y la salida del inversor DC/AC, tensión a la entrada y salida del inversor DC/AC y potencia a la entrada y salida DC/AC.

En primera medida realizaremos la recolección de datos de 3 meses sin ningún tipo sombreado parcial, después realizaremos las pruebas con sombreado parcial, con sombreados al 25%, 50% y 75%, de manera horizontal y luego vertical, esto se realizará en un periodo de 4 días para no causar daños en los sistemas fotovoltaicos.

3.7.2 Capturar

Para capturar datos reales de la monitorización se están utilizando equipos como, sensores de temperatura que el mismo trazador tiene y forma parte de su equipo, medidores de voltaje y corriente, la última versión de LOGO 8.3, PLC y celdas calibras en el cual es donde se recolectara los datos de irradiancia solar, todos estos equipos ya se encontraban instalados y le pertenecen a la EPIER.

De la misma forma para el tema de sombreado parcial se realizaron mediciones de trazados de curvas I – V con sombras y sin sombras, almacenando y capturando datos con los equipos GOSSEN METRAWATT PV 1500, es el trazador de curva calibrado de la EPIER, más una Pinza amperimétrica Fluke 375 que se verifico los datos obtenidos.

3.7.3 Trasladar

Todos estos datos capturados se trasladan en tiempo real, con un interfaz de protocolos de internet de RS485, que está instalado en la sala de monitorio de la EPIER.

3.7.4 Almacenar

Todos estos datos capturados y trasladados se almacenan en la PC de la EPIER, el cual cuenta con memorias de almacenamiento sólidos y estables, cabe aclarar que los datos se están almacenando son cada minuto y de ambos sistemas fotovoltaicos.

3.7.5 Procesar

Todos estos datos almacenados en la PC de la EPIER, se realizaron el procedimiento y su programación de automatizado en la plataforma LabVIEW, tal como puede apreciar en la figura 13 y 14 donde se muestran datos de cada sistema fotovoltaico en tiempo real.

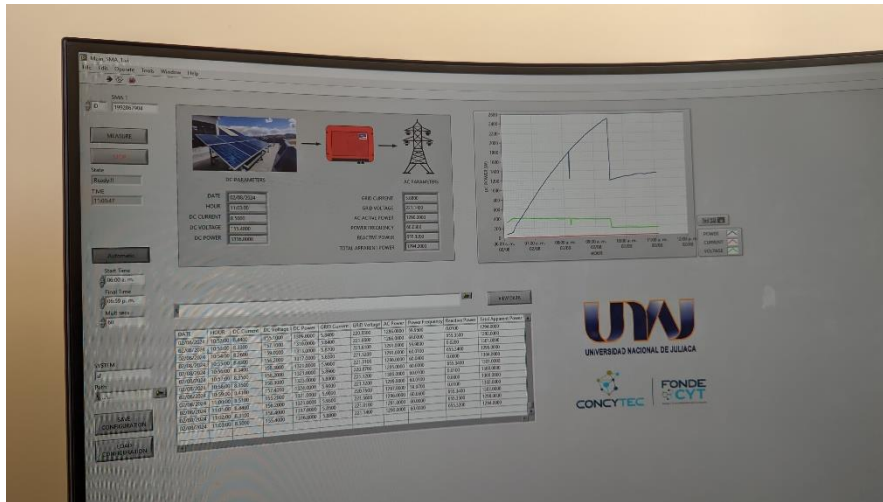


Figura 13. Vista de la PC de almacenamiento de datos, de la sala de monitoreo del sistema fotovoltaico con inversor string. (Elaboración propia)

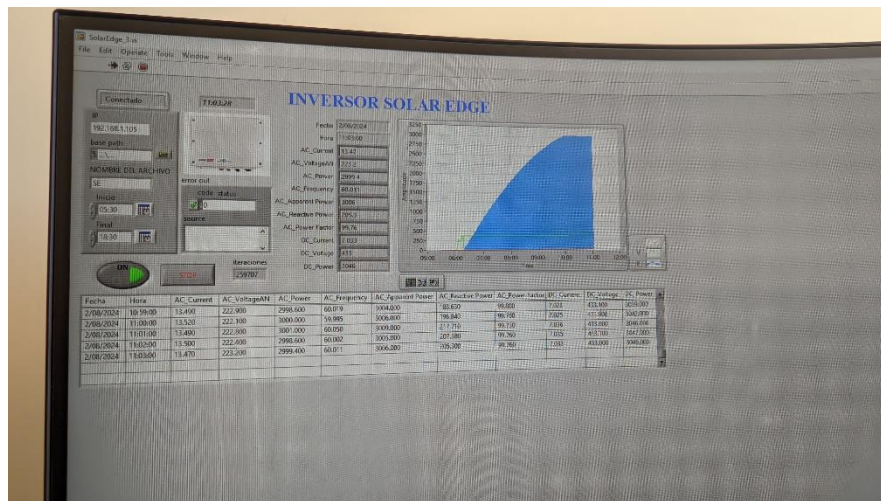


Figura 14. Vista de la PC de almacenamiento de datos, de la sala de monitoreo del sistema fotovoltaico con convertidores cc - cc. (Elaboración propia)

Cabe recalcar y aclarar, que ambos sistemas fotovoltaicos ya estaban en funcionamiento con la monitorización implementada, el cual nosotros hemos descrito y realizado pruebas según nuestros objetivos planteados.

3.7.6 Operar

Determinaremos y validaremos con algoritmos propios, normados según la IEC 61724 el cual nos ayudara a determinar el performance ratio (PR), en los sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR) con inversor string y convertidores cc-cc operando bajo condiciones de sombreado parcial, y de la misma manera sin sombreado parcial.

La normativa IEC 61724, es una normativa internacional y tiene cambios y comparaciones según la fecha edición, el cual no es un cambio significativo a nivel de pruebas. Esta normativa se caracteriza por el método de monitoreo y un análisis del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos conectados red, que se pueden aplicar a nivel residencial e industrial. A continuación, describiremos el método de cálculo del PR según normativa IEC 61724.

a) Irradiación diaria recibida en el generador (H)

Según la normativa la IEC 61724, Esto vendría a ser la integral de la irradiancia en la superficie del generador fotovoltaico, y a la misma se convierte en la sumatoria de la irradiancia diaria recibida dividido entre el tiempo de recolección de datos, estos datos fueron obtenidos cada minuto desde las 6:30am hasta las 5:00pm.

$$G(\text{diaria}) = \frac{1}{60} \sum_i^n G_i \quad (1)$$

b) Energía diaria producida por el generador (E.DC)

Según la normativa la IEC 61724, Esto vendría a ser la integral de la potencia de salida del generador, y a la misma se convierte en la sumatoria de la energía diaria recibida del generador dividido entre el tiempo de recolección de datos, estos datos fueron obtenidos cada minuto desde las 6:30am hasta las 5:00pm.

$$E(\text{diariaDC}) = \frac{1}{60} \sum_i^n E_i \quad (2)$$

c) Energía diaria producida por el sistema (E.AC)

Según la normativa la IEC 61724, Esto vendría a ser la integral de la potencia de salida del inversor, y a la misma se convierte en la sumatoria de la energía diaria producida por el inversor dividido entre el tiempo de recolección de datos, el cual es por minuto. estos datos fueron obtenidos cada minuto desde las 6:30am hasta las 5:00pm.

$$E(\text{diariaAC}) = \frac{1}{60} \sum_i^n E_i \quad (3)$$

d) Productividad de referencial (Y_R)

Según la normativa la IEC 61724, esto vendría a ser la energía continua diaria teóricamente disponible que un SFCR puede transformar en energía eléctrica. Es decir, es el cociente entre la radiación solar incidente sobre el plano del generador y la irradiancia en condiciones estándar.

$$Y_R = \frac{G(\text{diaria})}{G_{STC}} \quad (4)$$

e) Productividad del generador fotovoltaico (Y_A)

Según la normativa la IEC 61724, esto vendría a definirse como la energía DC diaria producida por el generador fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada. Se expresa en kWh·kWp

$$Y_A = \frac{\text{Energía DC generada (KWh)}}{\text{Potencia nominal del generador (KWp)}} \quad (5)$$

f) Productividad final (Y_F)

Según la normativa la IEC 61724, esto vendría a definirse como la energía AC final producida diariamente por el sistema fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada. Se expresa en kWh·kWp

$$Y_A = \frac{\text{Energía AC generada (KWh)}}{\text{Potencia nominal del generador (KWp)}} \quad (6)$$

g) Perdidas de captura (L_C)

Según la normativa la IEC 61724, esto correspondería a la diferencia entre la productividad teórica disponible a la salida del generador y la productividad a la salida del generador y se expresan en unidades de

Esto representan las pérdidas asociadas al funcionamiento del generador y están ocasionadas por distintas causas: una temperatura superior a 25 °C en las células, a la dispersión de las características eléctricas de los módulos (mismatch), al sombreado del generador, a las pérdidas en los diodos, al efecto Joule en el cableado y al error en el seguimiento del punto de máxima potencia, entre otras.

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (7)$$

h) Pérdidas del resto del sistema (L_{BOSS})

Según la normativa la IEC 61724, esto correspondería a la diferencia entre la productividad a la salida del generador y la productividad final del sistema.

En los sistemas fotovoltaicos conectados a red, están asociadas principalmente a las pérdidas ocasionadas por la conversión de energía DC en energía AC realizada por el inversor:

$$L_{BOSS} = Y_A - Y_F \quad (8)$$

i) Eficiencia del array (n_A)

Según la normativa la IEC 61724, se define como la energía DC producida por el generador fotovoltaico dividida entre la irradiación total recibida por el generador durante el período en estudio.

$$n_A = \frac{\text{Energía DC generada (KWh)}}{\text{Irradiación en el generador (KWh)}} \quad (9)$$

j) Eficiencia del resto de sistema (n_{BOSS})

Según la normativa la IEC 61724, se define como la energía AC producida por el sistema fotovoltaico dividida entre la energía DC producida por el generador fotovoltaico.

$$n_{BOSS} = \frac{\text{Energía AC generada (KWh)}}{\text{Energía DC generada (KWh)}} \quad (10)$$

k) Eficiencia del sistema (n_s)

Según la normativa la IEC 61724, se define como la energía AC producida por el sistema fotovoltaico dividida entre la irradiación total recibida por el generador durante el período en estudio.

Las tres eficiencias también se están descritas previamente se relacionan mediante la siguiente expresión.

$$n_s = \frac{\text{Energía AC generada (KWh)}}{\text{Irradiancion en el generador (KWh)}} \quad (11)$$

$$n_s = n_A * n_{BOS} \quad (12)$$

l) Performance Ratio o Rendimiento Global (PR)

Según la normativa la IEC 61724, se define como otro indicador para medir la eficiencia total del sistema, es uno de los parámetros más utilizado en la actualidad para describir la transformación energética que tiene lugar en el SFCR, relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible, indica la cantidad de energía final producida por irradiación recibida y potencia pico instalada. Se define como la relación entre la productividad final y la productividad referencial y ofrece una medida global del rendimiento del sistema que incluye las pérdidas producidas en el generador y en el resto del sistema.

$$n_s = \frac{\text{Productividad Final (Y}_F\text{)}}{\text{Productividad de Referencia (Y}_R\text{)}} \quad (13)$$

3.8 Metodología para la obtención de rendimiento simulado en el software PVsyst con inversor String y conversores cc-cc bajo sombreado parcial

Para la determinación del PR en el software PVsyst, se tiene que ingresas datos reales ya instalados, así como indicar el nombre del proyecto, ubicación exacta del proyecto, la orientación de los sistemas fotovoltaicos instalados, configuración del sistema (consiste en la selección de los paneles instalados y del inversor), ingresaremos las perdidas detallas que se dan en el sistema, los sombreados lejanos que vendría ser el horizonte, el sombreado cerca que es el dibujo en 3D donde generáramos sombreados parciales a los sistemas fotovoltaicos y finalmente tendremos el PR simulado de ambos sistemas

fotovoltaicos, cabe recalcar que software es líder a nivel mundial en diseño y simulación de proyectos fotovoltaicos, cumpliendo con varias normativas internacionales, una de ellos vendría a ser la IEC 61724.

3.9 Diagrama Unifilar de ambos sistemas fotovoltaicos

Se realiza el diagrama unifilar de acuerdo a la instalación ya existente, el armado de la estructura de los paneles solares tiene una inclinación de 20 grados con una orientación al norte. En la figura 15 se muestra el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red con convertor cc-cc, es donde indica todas las conexiones realizadas en los sistemas fotovoltaicos.

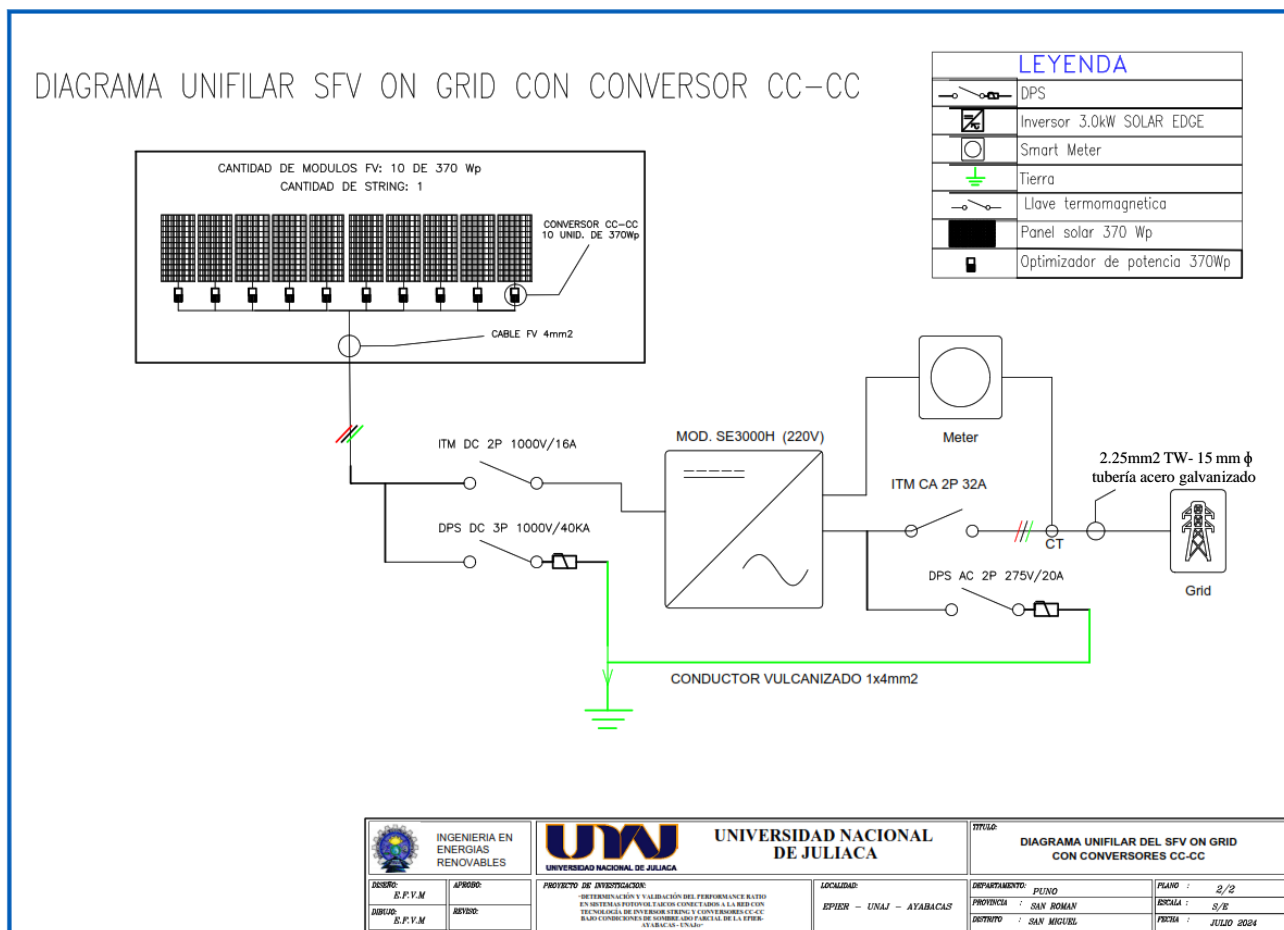


Figura 15. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico on grid con convertidores cc-cc. (Elaboración propia)

Se realizó el diagrama unifilar de acuerdo a la instalación ya existente, el armado de la estructura de los paneles solares tiene una inclinación de 20 grados con una orientación al norte. En la figura 16 se muestra el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red con inversor string SMA y 12 paneles solares de 270Wp es donde indica todas las conexiones realizadas en los sistemas fotovoltaicos.

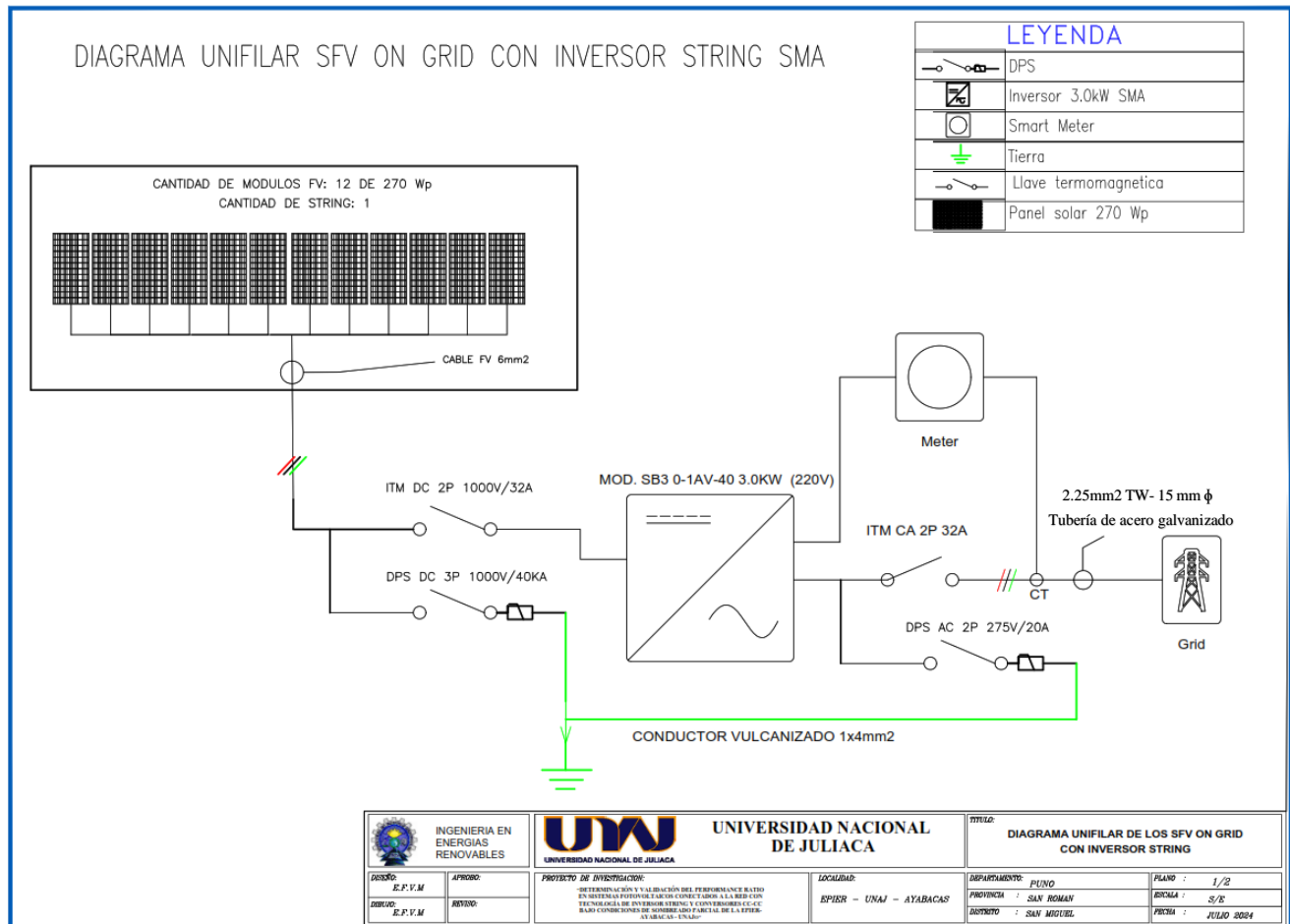


Figura 16. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico on grid con inversor string.
(Elaboración propia)

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

En este capítulo realizaremos el análisis de datos recopilados, del presente trabajo de investigación que contemplo el análisis de dos sistemas fotovoltaicos realizando sombras parciales, de la misma forma se realizó la recolección de datos del trazadores de curvas I – V, con sombra y sin sombra. Estas pruebas se realizaron con la finalidad de analizar el performance ratio (PR) real y simulado en el software PVsyst.

4.1 Análisis e interpretación de parámetros ambientales, eléctricos y físicos de los Sistemas Fotovoltaicos según el trazado de curvas I-V

El análisis de comportamiento de las curvas I-V fue realizado en 4 días de prueba con sombreado parcial y sin sombreado, estas pruebas fueron realizado primero de manera vertical al 25%, 50%, 75% y 100 %, después de manera horizontal, con las mismas características. Primero se realizó las pruebas de manera vertical al 25 % de sombreado de una columna de un panel solar, en el cual se obtuvieron datos eléctricos y ambientales con los trazadores de curvas I-V, la primera prueba fue realizado a las 12:00am, con sombreado parcial la segunda prueba fue realizada a las 12:15am libre de sombras, luego se realizó la tercera prueba a las 2:00pm con sombreado parcial al 50% de manera vertical luego a las 2:15pm sin ningún tipo de sombreado, de esta misma forma se realizara el sombreado parcial de toda la columna de un panel solar hasta llegar el 75% y el 100%.

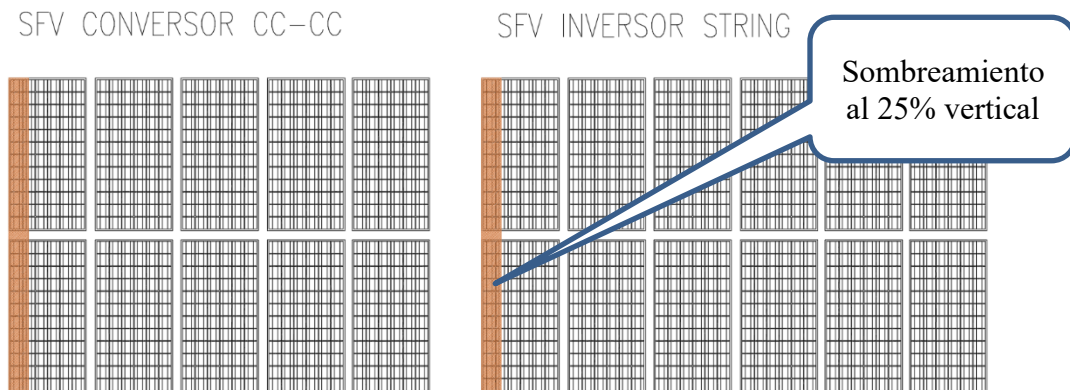


Figura 17: Ubicación del 25 % del sombreado parcial de forma vertical.
(Elaboración propia)

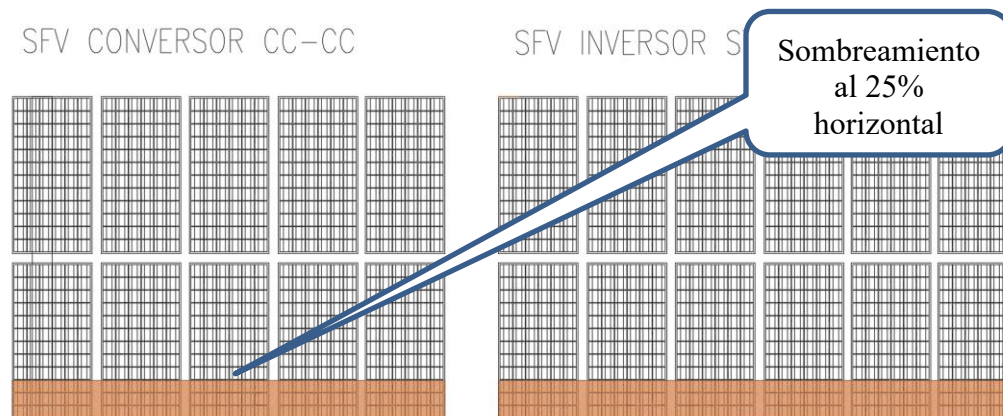


Figura 18: Ubicación del 25 % del sombreado parcial de forma horizontal.
(Elaboración propia)

Para el sombreado de manera horizontal, que se realizó el 25 % de sombreado de una fila de un panel solar, tal como se muestra en la figura 18, en el cual se obtuvieron datos eléctricos y ambientales con los trazadores de curvas I-V, la primera prueba fue realizado a las 12:00am, con sombreado parcial la segunda prueba fue realizada a las 12:15am libre de sombras, luego se realizó la tercera prueba a las 2:00pm con sombreado parcial al 50% de manera vertical luego a las 2:15pm sin ningún tipo de sombreado. de esta misma forma se realizará el sombreado parcial de toda la fila de un panel solar hasta llegar al 75% y al 100%. En total por día tendremos 4 trazados de curvas, al 25% y 50%, luego en el día 2 se tendrá 75% y 100% de manera vertical, luego se realizará el mismo procedimiento de sombreados parciales al 25%, 50%, 75% y 100% de forma horizontal. Teniendo en total 16 veces de trazado de curvas. 8 con sombras y 8 sin sombreados parciales.

4.1.1 Análisis e interpretación de curvas I-V al 25% de manera horizontal

En la figura 19, podemos apreciar el resultado de la curva I-V al 25 % del sombreado de los paneles solares, con el equipo GOSSEN METRAWATT PV 1500, el sombreado se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2536.9 W, corriente máxima de 8.48 A, voltaje máximo de 299.2 V, corriente de corto circuito 9.13 A, voltaje de circuito abierto de 404.7 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1007 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 48.9 °C. estos datos fueron medidos el día 30/07/2024 a las

12:13:32, en la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva violeta esta en las condiciones estándares (STC), también se aprecia la curva de la eficiencia el cual es el color verde, de la misma forma se visualiza la curva rosada las condiciones estándares de temperatura nominal de operación (NOCT) y la curva azul vendría a ser la potencial del sistema fotovoltaico SMA.

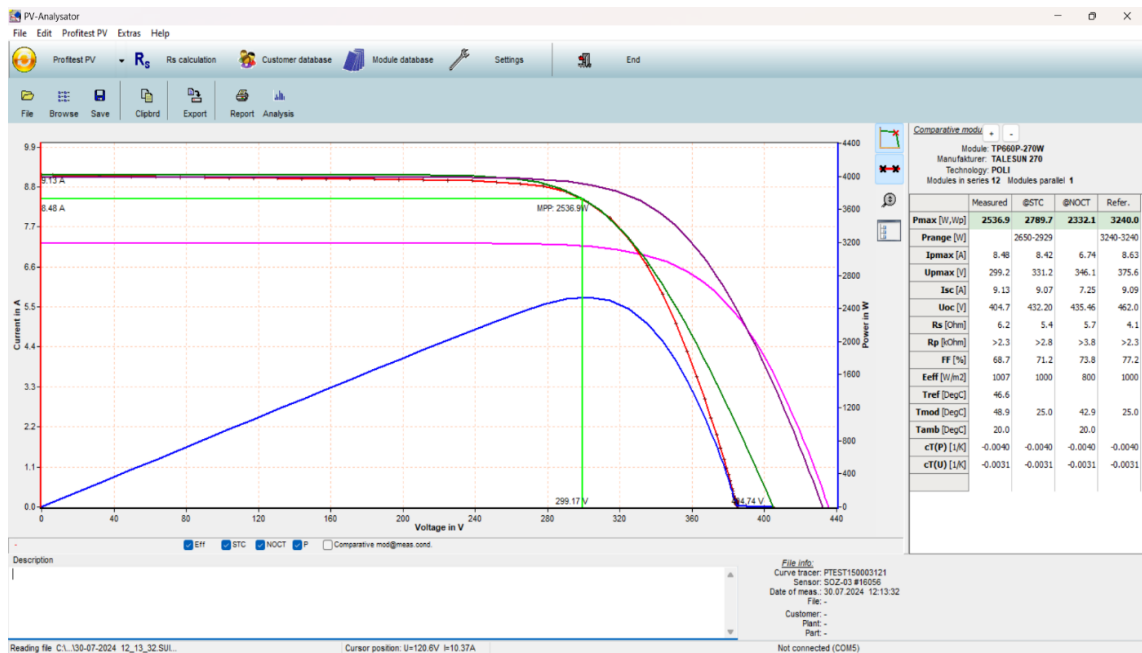


Figura 19: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

De la misma forma se realizó el trazado de curva I-V sin sombreado, se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2682.0 W, corriente máxima de 8.47 A, voltaje máximo de 316.6 V, corriente de corto circuito 9.13 A, voltaje de circuito abierto de 407.6 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1005 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 51.7 °C. estos datos fueron medidos el día 30/07/2024 a las 12:18:36, en la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva violeta está en las

condiciones estándares (STC), también se aprecia la curva de la eficiencia el cual es el color verde, de la misma forma se visualiza la curva rosada las condiciones estándares de temperatura nominal de operación (NOCT) y la curva azul vendría a ser la potencial del sistema fotovoltaico SMA.

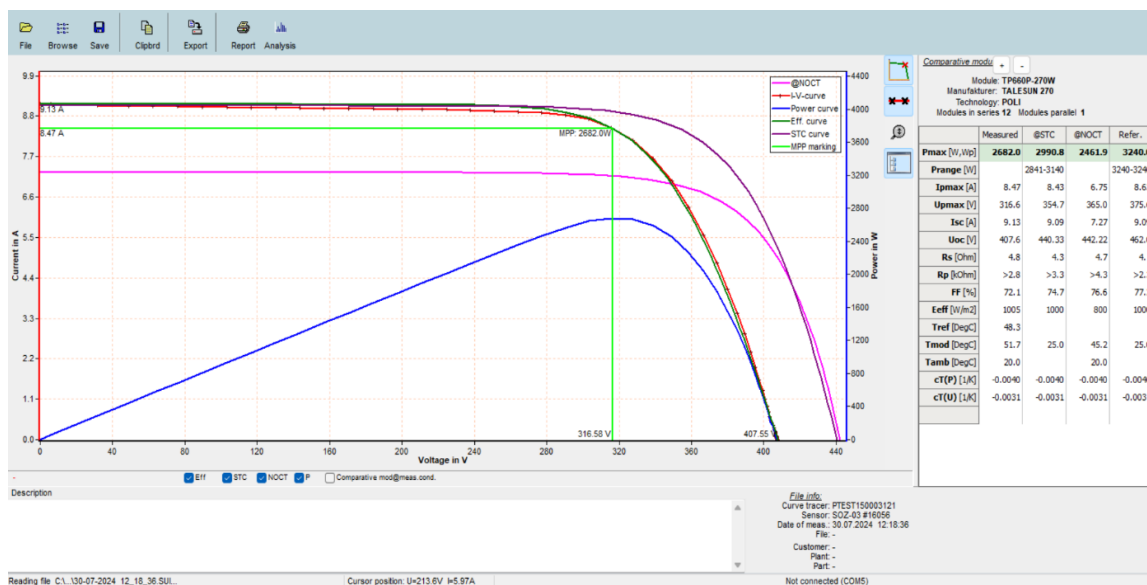


Figura 20: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inversor string después de 10 minutos. (Elaboración propia)

De la misma forma se realizó el trazado de curva I-V con sombreado parcial al 25%, se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con convertidores cc-cc (Solar Edge), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2.0 W, corriente máxima de 0.22 A, voltaje máximo de 8.9 V, corriente de corto circuito 0.33 A, voltaje de circuito abierto de 10.3 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1010 W/m2 de irradiancia y con temperatura del módulo 48.8 °C. estos datos fueron medidos el día 30/07/2024 a las 12:28:36, en la misma figura se puede apreciar que los resultados de los trazados de curva son erróneos. Esto se da porque los optimizadores de potencia están diseñados para protegerse ante cualquier tipo de desconexión, reduciendo la tensión hasta incluso llegar 1 voltio, esto se protege con la finalidad de prevenir daños al manipulador y al sistema, por tal motivo no será posible medir las curvas I-V, con los optimizadores de potencia, pero una vez conectado, empieza a restaurarse, generando tensión y corriente al máximo.

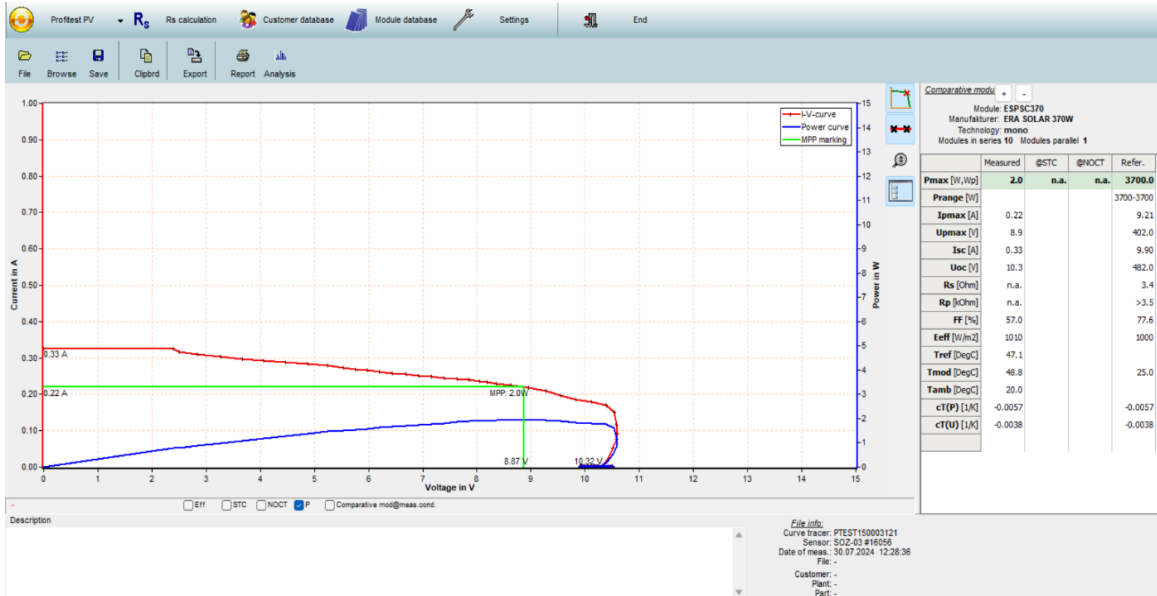


Figura 21: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del convertor cc-cc. (Elaboración propia)

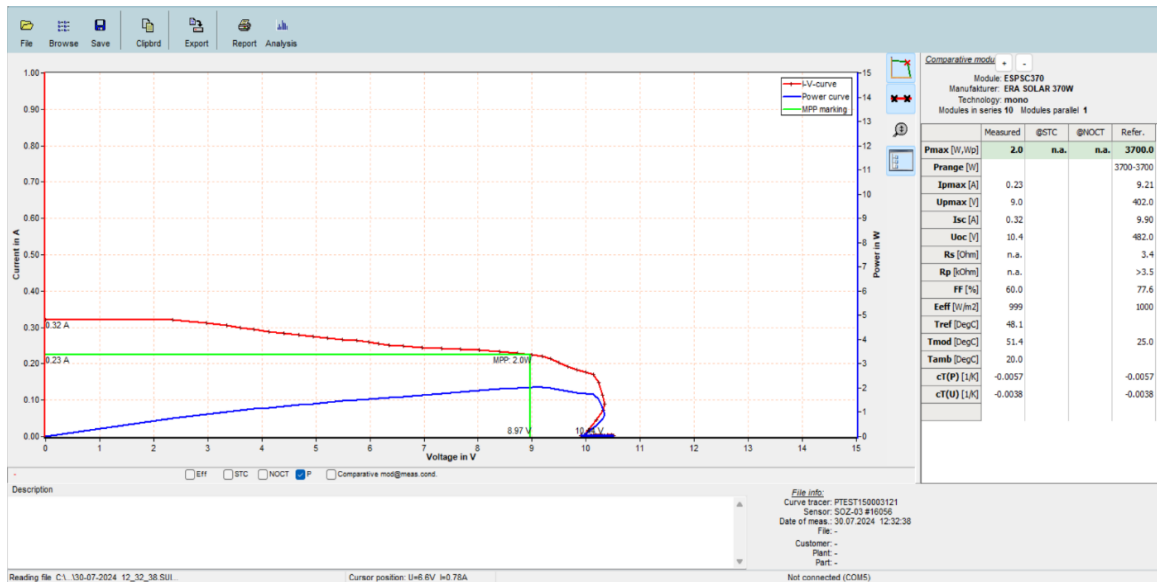


Figura 22: Curva I-V medida sin sombreado parcial de los convertidores cc-cc después de 10 minutos. (Elaboración propia)

En Tabla 6, se muestra el resumen de los datos obtenidos del trazado de curva I-V con un sombreado del 25 % de manera horizontal, es importante aclarar que no se realizara el análisis del trazado de curvas de los convertidores cc-cc, por el tema de error de las curvas I-V, por la caracterización de los optimizadores de potencia, que al detectar la desconexión del sistema fotovoltaico, se autoprotege reduciendo su tensión a lo más mínimo, esto para no generar daño al equipo y las personas, por tal motivo se puede generar los trazados de cursos en los sistema cc-cc.

Tabla 6

Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).

	Potencia máxima. (W)	Corriente máxima (A)	Voltaje máximo (V)	Corriente de corto circuito. (A)	Voltaje de circuito abierto (V)
Inversor string al 25 % con sombra	2536.9	8.48	299.2	9.13	404.7
Inversor string sin sombra	2682.0	8.47	316.6	9.13	404.6
Variación %	5.4	0.12	5.4	0	0.03

Nota. Autoría propia

De la Tabla 6, podemos observar que el sombreado de manera vertical, afecta la producción de energía, en potencia y en voltaje máximo en un 5.4%, manteniéndose la corriente casi estable según el trazado de curvas.

4.1.2 Análisis e interpretación de curvas I-V al 50% de manera horizontal

En la figura 24, podemos apreciar el resultado de la curva I-V al 50 % del sombreado parcial, con el equipo GOSSEN METRAWATT PV 1500, el sombreado se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 1935.1 W, corriente máxima de 6.59 A, voltaje máximo de 293.6 V, corriente de corto circuito 7.04 A, voltaje de circuito abierto de 404.5 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 785 W/m² de irradiancia y con temperatura

del módulo 40.1 °C. estos datos fueron medidos el día 30/07/2024 a las 14:18:30, En la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva violeta está en las condiciones estándares (STC), también se aprecia la curva de la eficiencia el cual es el color verde, de la misma forma se visualiza la curva rosada las condiciones estándares de temperatura nominal de operación (NOCT) y la curva azul vendría a ser la potencial del sistema fotovoltaico SMA.

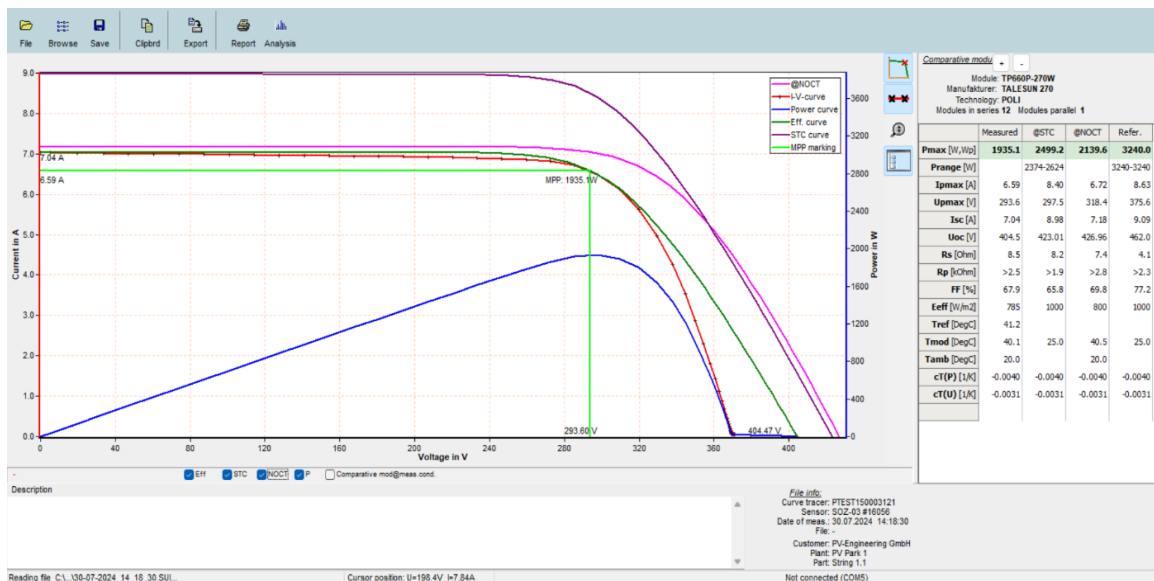


Figura 23: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

De la misma forma se realizó el trazado de curva I-V sin sombreado, se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2124.9 W, corriente máxima de 6.36 A, voltaje máximo de 334.1 V, corriente de corto circuito 6.95 A, voltaje de circuito abierto de 415.0 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 770 W/m2 de irradiancia y con temperatura del módulo 42.7 °C. estos datos fueron medidos el día 30/07/2024 a las 14:22:30, en la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva violeta está en las

condiciones estándares (STC), también se aprecia la curva de la eficiencia el cual es el color verde, de la misma forma se visualiza la curva rosada las condiciones estándares de temperatura nominal de operación (NOCT) y la curva azul vendría a ser la potencial del sistema fotovoltaico SMA.

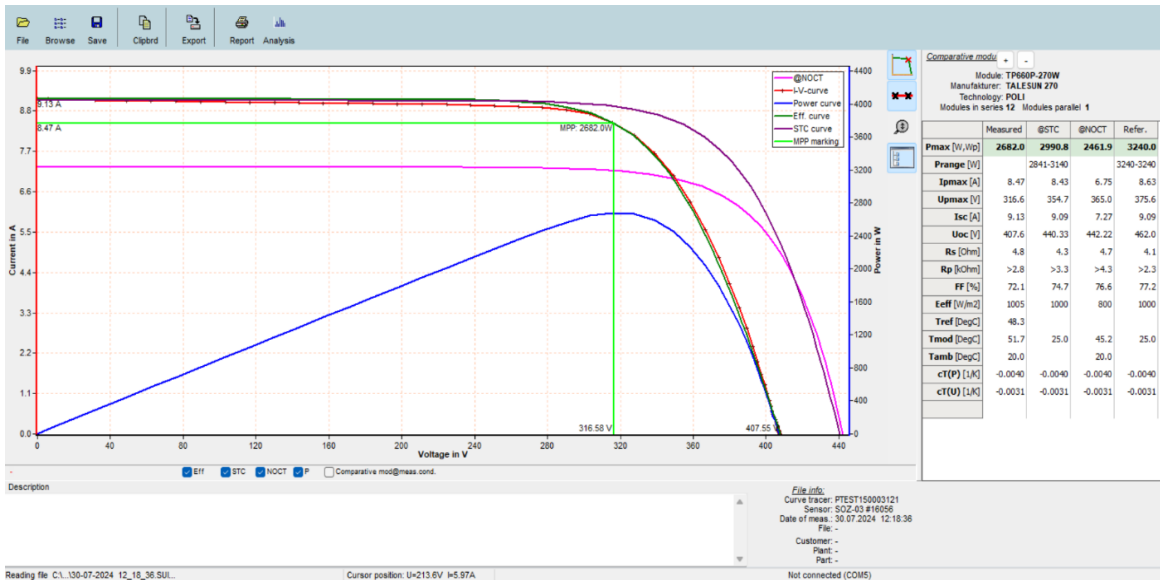


Figura 24: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inversor string después de 10 minutos. (Elaboración propia)

De la misma forma se realizó el trazado de curva I-V con sombreado parcial al 50%, se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con convertidores cc-cc (Solar Edge), donde los resultados de los trazados de curva son erróneos. Esto se da porque los optimizadores de potencia que están diseñados para protegerse ante cualquier tipo de desconexión, reduciendo la tensión hasta incluso llegar 1 voltio, esto se protege con la finalidad de prevenir daños al manipulador y al sistema, por tal motivo no será posible medir las curvas I-V en los convertidores cc-cc, pero de igual manera se realizó pruebas.

En Tabla 7, se muestra el resumen de los datos obtenidos del trazado de curva I-V con un sombreado del 50 % de manera horizontal, es importante aclarar que no se realizara el análisis del trazado de curvas de los convertidores cc-cc, por el tema de error de las curvas

I-V, por la caracterización de los optimizadores de potencia. Únicamente se analizará las curvas I-V de sistemas String (SMA).

Tabla 7

Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 50% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).

	Potencia máxima. (W)	Corriente máxima (A)	Voltaje máximo (V)	Corriente de corto circuito. (A)	Voltaje de circuito abierto (V)
Inversor string al 50 % con sombra	1935.1	6.59	293.6	7.04	404.5
Inversor string sin sombra	2124.9	6.36	334.1	6.95	415.0
Variación %	8.93	3.41	12.12	1.28	2.53

Nota. Autoría propia

De la Tabla 7, podemos observar que el sombreado de manera vertical al 50%, afecta la producción de energía, en potencia en un 8.93% y en voltaje máximo 12.12%, obtenido una variación en corriente máxima de 3.41% según el trazado de curvas.

4.1.3 Análisis e interpretación de curvas I-V al 75% de manera horizontal

En la figura 25, podemos apreciar el resultado de la curva I-V al 75 % del sombreado parcial, con el equipo GOSSEN METRAWATT PV 1500, el sombreado se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2277.6 W, corriente máxima de 8.46 A, voltaje máximo de 269.1 V, corriente de corto circuito 9.07 A, voltaje de circuito abierto de 395.87 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1000 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 43.8 °C. estos datos fueron medidos el día 31/07/2024 a las 11:18:42, En la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva empieza a tener una variación causada por las sombras generadas.

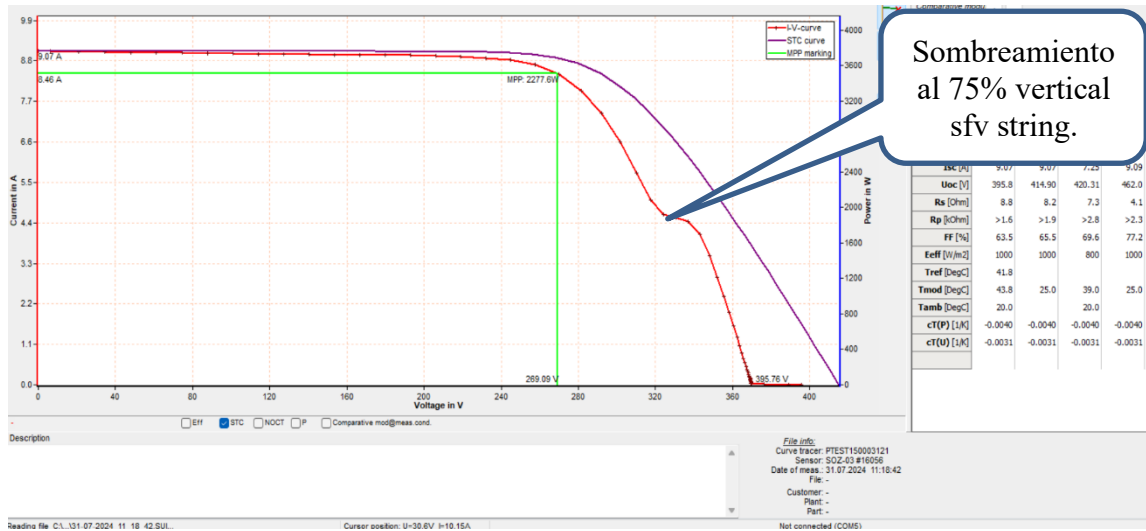


Figura 25: Curva I-V medida de manera vertical al 75% con sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

De la misma forma se realizó el trazado de curva I-V sin sombreado, se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2738.0 W, corriente máxima de 8.47 A, voltaje máximo de 323.4 V, corriente de corto circuito 9.12 A, voltaje de circuito abierto de 413.9 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1003 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 46.4 °C. estos datos fueron medidos el día 31/07/2024 a las 11:22:58, en la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva violeta está en las condiciones estándares (STC), también se aprecia que no existe ningún tipo de sombreado, como el caso anterior.

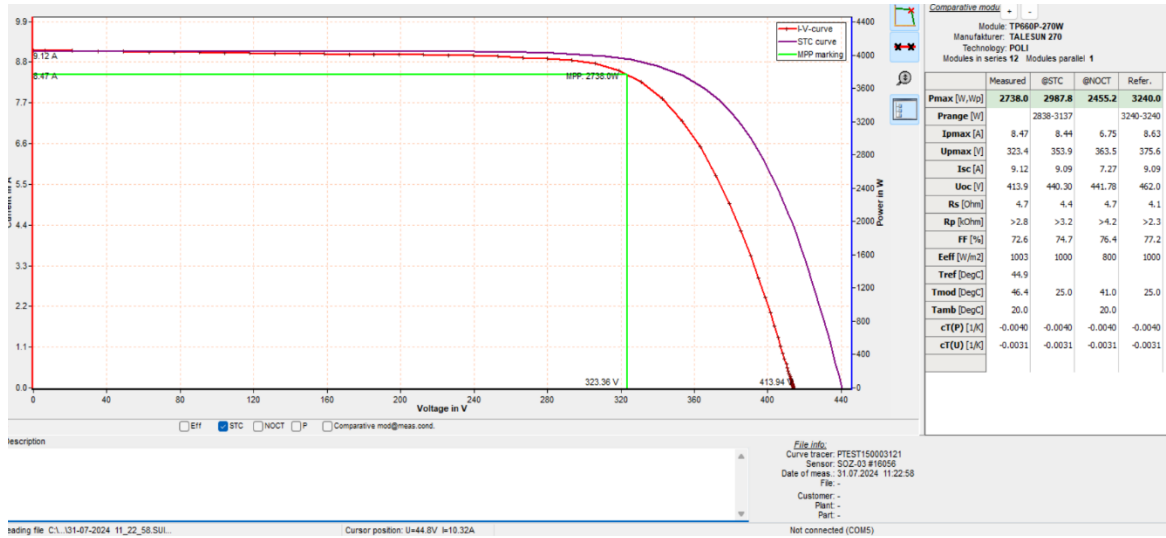


Figura 26: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

En Tabla 8, se muestra el resumen de los datos obtenidos del trazado de curva I-V con un sombreado del 75 % de manera horizontal, es importante aclarar que no se realizara el análisis del trazado de curvas de los convertidores cc-cc, por el tema de error de las curvas I-V, por la caracterización y su configuración de los optimizadores de potencia. Únicamente se analizará las curvas I-V de sistemas String (SMA).

Tabla 8

Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 75% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).

	Potencia máxima. (W)	Corriente máxima (A)	Voltaje máximo (V)	Corriente de corto circuito. (A)	Voltaje de circuito abierto (V)
Inversor string al 75 % con sombra	2277.6	8.46	269.1	9.07	395.8
Inversor string sin sombra	2738.0	8.47	323.4	9.12	413.9
Variación %	16.82	0.12	16.79	0.55	4.37

Nota. Autoría propia

De la Tabla 8, podemos observar que el sombreado de manera vertical al 75%, afecta la producción de energía, en potencia un 16.82% y en voltaje máximo un 16.79%, manteniéndose la corriente casi estable, no sobrepasando el 1%, según el trazado de curvas.

4.1.4 Análisis e interpretación de curvas I-V al 100% de manera horizontal

En la figura 28, podemos apreciar el resultado de la curva I-V al 100 % del sombreado parcial, con el equipo GOSSEN METRAWATT PV 1500, el sombreado se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 1919.0 W, corriente máxima de 7.18 A, voltaje máximo de 267.2 V, corriente de corto circuito 7.70 A, voltaje de circuito abierto de 377.3 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 856 W/m2 de irradiancia y con temperatura del módulo 46.9 °C. estos datos fueron medidos el día 31/07/2024 a las 13:53:56, En la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva empieza a tener una variación causada por las sombras generadas de una recta de manera horizontal al 100%.

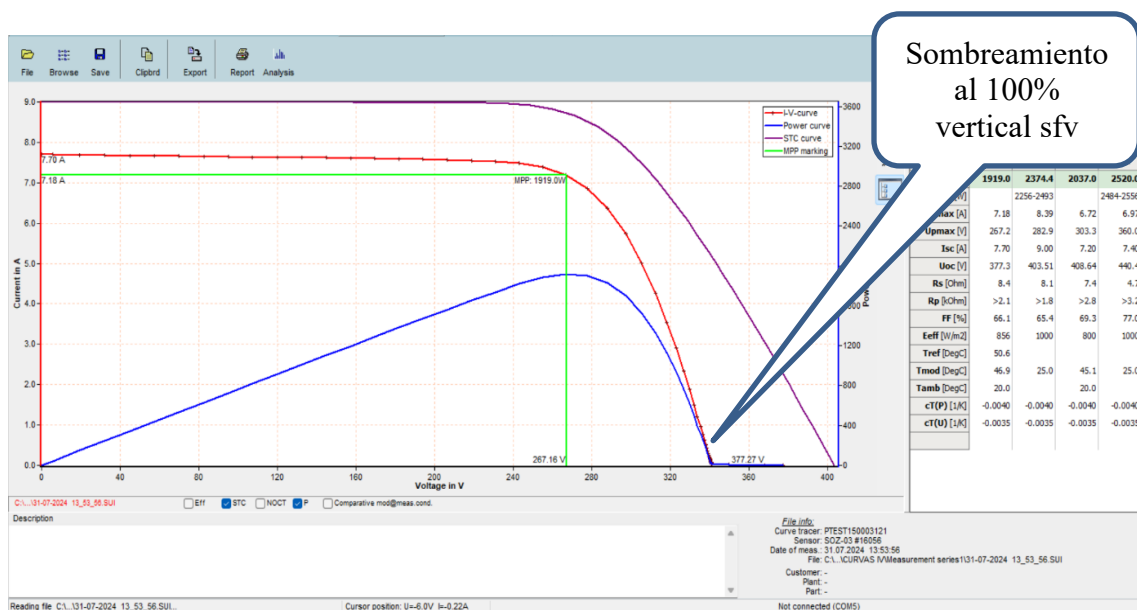


Figura 27: Curva I-V medida de manera vertical al 100% con sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

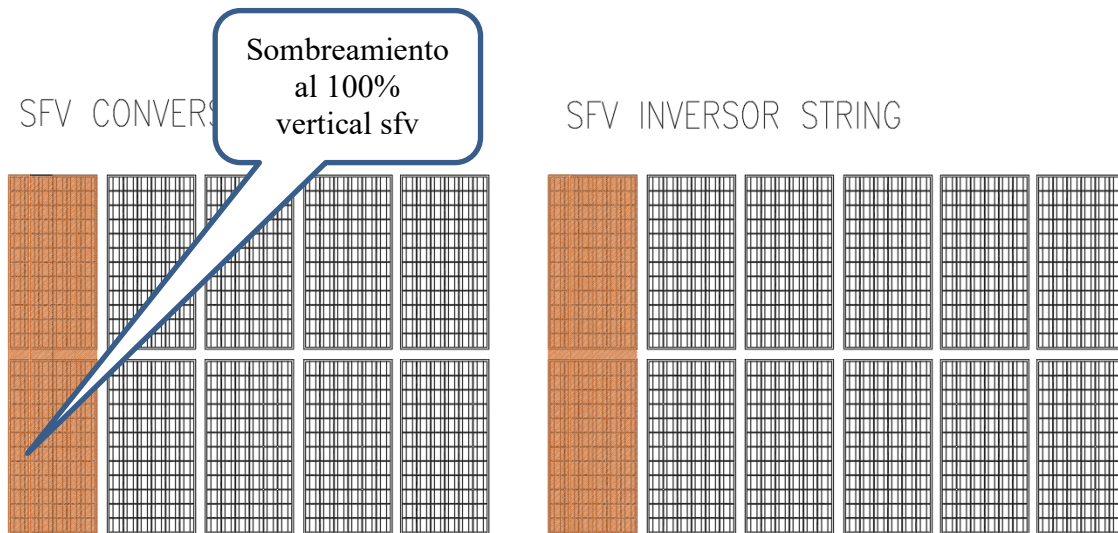


Figura 28: Ubicación del 100 % del sombreado parcial de forma horizontal.
(Elaboración propia)

De la misma forma se realizó el trazado de curva I-V sin sombreado, se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724. Se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2336.9 W, corriente máxima de 7.11 A, voltaje máximo de 328.8 V, corriente de corto circuito 7.60 A, voltaje de circuito abierto de 414.5 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 845 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 46.1 °C. estos datos fueron medidos el día 31/07/2024 a las 13:57:30, en la misma figura se puede apreciar figura de curva de color violeta, la que corrige a la curva I-V medida de color rojo el cual es el real del sistema fotovoltaico, esta curva violeta está en las condiciones estándares (STC), también se aprecia que no existe ningún tipo de sombreado, como el caso anterior.

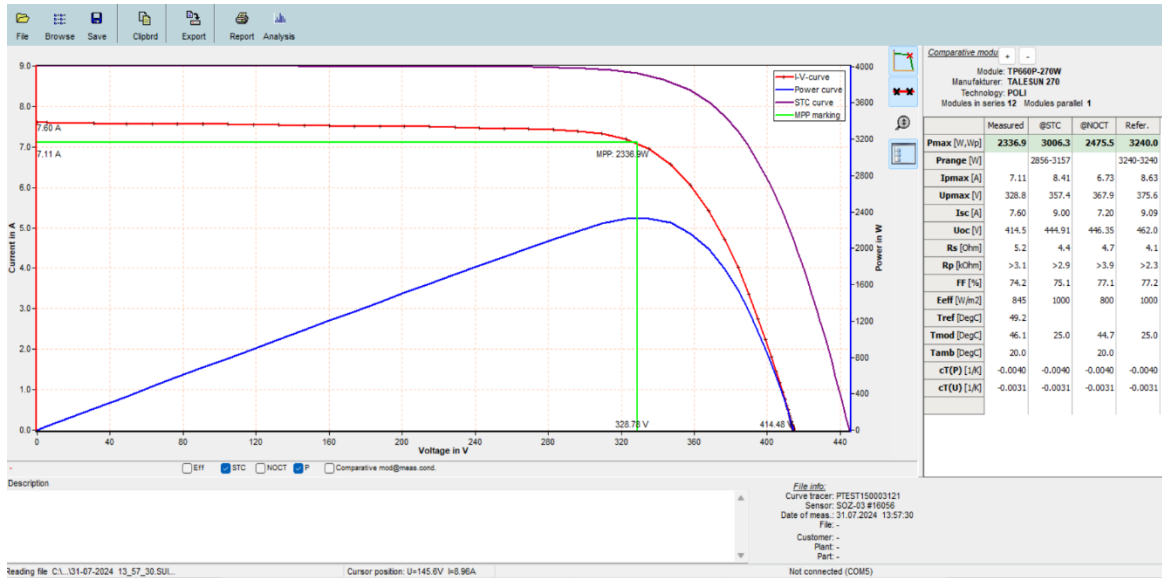


Figura 29: Curva I-V medida de manera vertical sin sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

En Tabla 9, se muestra el resumen de los datos obtenidos del trazado de curva I-V con un sombreado del 100 % de manera horizontal, es importante aclarar que no se realizara el análisis del trazado de curvas de los convertidores cc-cc, por el tema de error de las curvas I-V, por la caracterización y su configuración de los optimizadores de potencia. Únicamente se analizará las curvas I-V de sistemas String (SMA).

Tabla 9

Resumen de datos curva I-V medida de manera vertical al 100% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).

	Potencia máxima. (W)	Corriente máxima (A)	Voltaje máximo (V)	Corriente de corto circuito. (A)	Voltaje de circuito abierto (V)
Inversor string al 100 % con sombra	1919.0	7.18	267.2	7.70	377.3
Inversor string sin sombra	2336.9	7.11	328.8	7.60	414.5
Variación %	17.88	0.11	18.73	0.12	8.97

Nota. Autoría propia

De la Tabla 9, podemos observar que el sombreado de manera vertical al 100%, afecta la producción de energía, en potencia un 17.88% y en voltaje máximo un 18.73%, manteniéndose la corriente casi estable, según el trazado de curvas.

4.1.5 Análisis e interpretación de curvas I-V al 25%, 50%, 75% y 100% de manera vertical

En las figuras 30 y 31, podemos apreciar el resultado de la curva I-V al 100 % del sombreado parcial, con el equipo GOSSEN METRAWATT PV 1500, el sombreado se realizó de manera vertical, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA) y convertidores cc-cc (Solar Edge), donde se ha cumplido las condiciones ambientales que indica NORMA IEC-61724.

Para el primer caso, tal como se muestra en la figura 30 se realizó el trazado de curva con un sombreado parcial del 25% de manera vertical, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 1311.4 W, corriente máxima de 8.60 A, voltaje máximo de 152.5 V, corriente de corto circuito 9.20 A, voltaje de circuito abierto de 392.5 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1019 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 46.3 °C. estos datos fueron medidos el día 01/08/2024 a las 11:50:28.

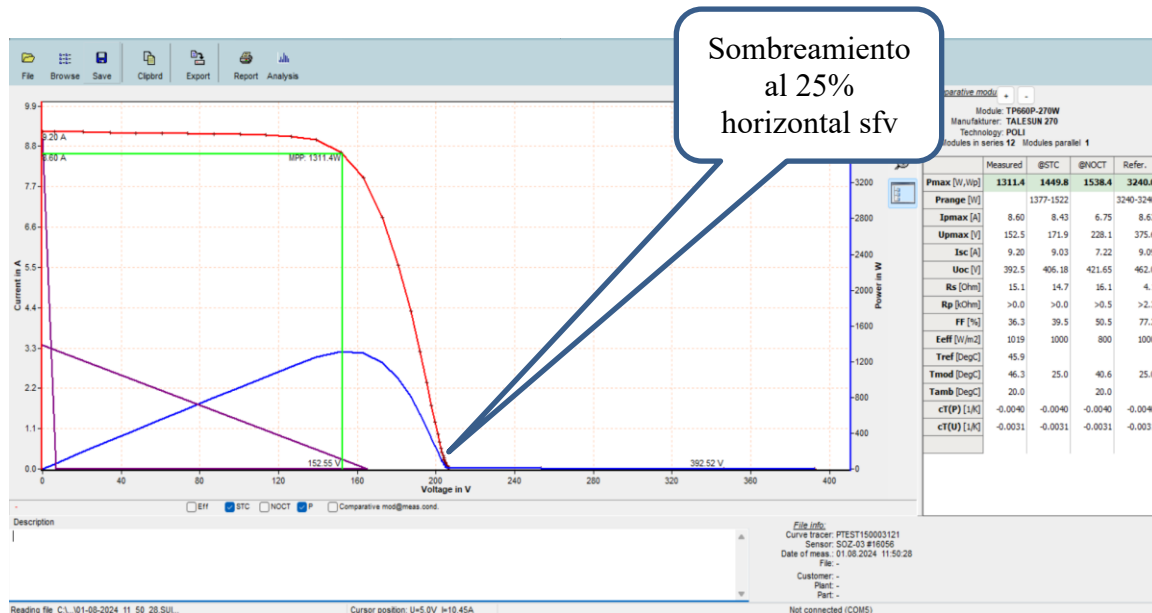


Figura 30: Curva I-V medida de manera vertical al 25% con sombreado parcial del inverter string. (Elaboración propia)

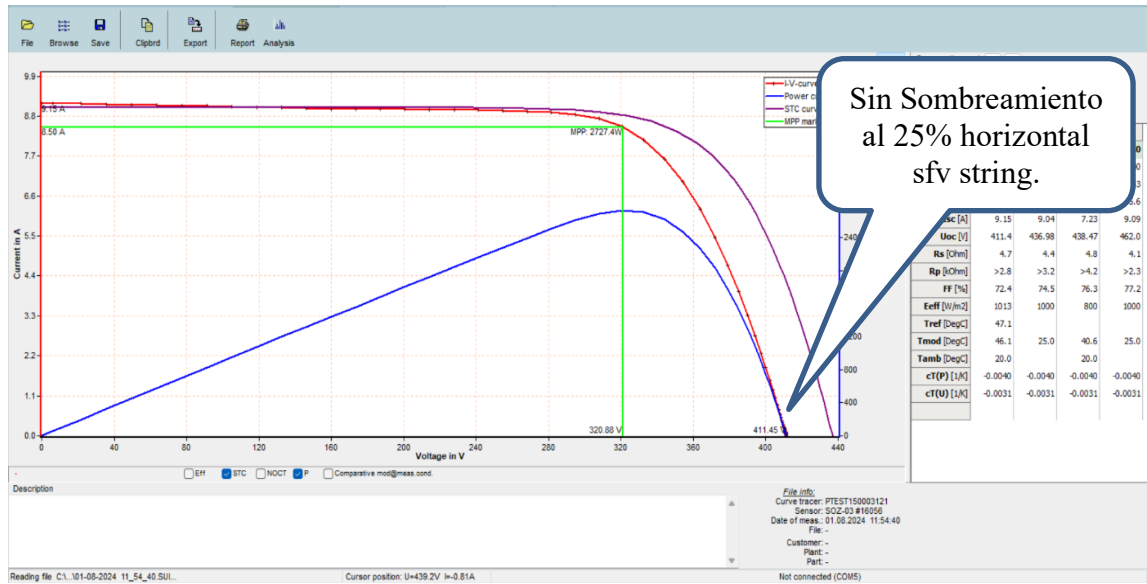


Figura 31: Curva I-V medida de manera vertical al 25% sin sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

De la misma forma para el primer caso se realizó el trazado de curva sin sombreado parcial del 25% de manera vertical, tal como se puede apreciar en la figura 31 en el cual se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2727.4 W, corriente máxima de 8.50 A, voltaje máximo de 320.9 V, corriente de corto circuito 9.15 A, voltaje de circuito abierto de 411.4 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1013 W/m2 de irradiancia y con temperatura del módulo 46.1 °C. estos datos fueron medidos el día 01/08/2024 a las 11:54:40.

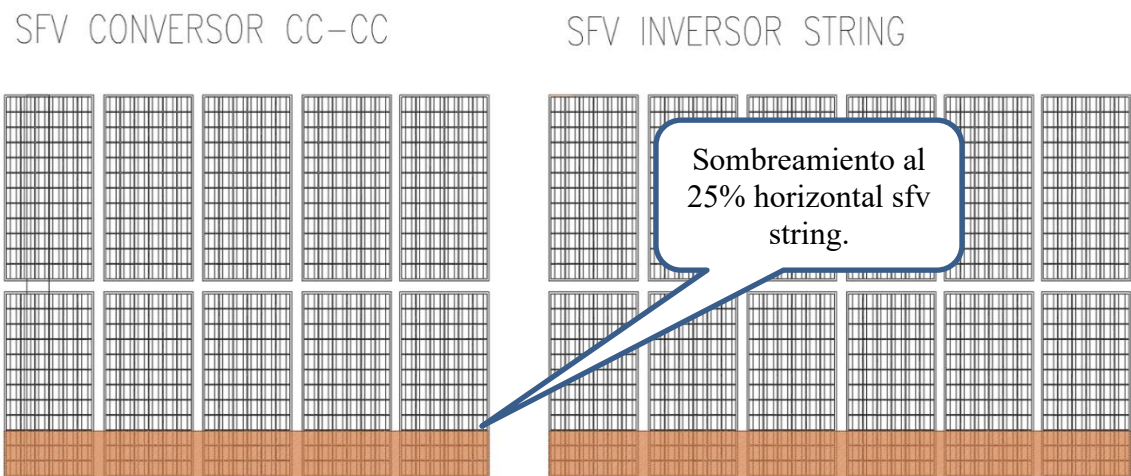


Figura 32: Ubicación del 25 % del sombreado parcial de forma horizontal. (Elaboración propia)

Para el segundo caso como se muestra en la figura 33, se realizó el trazado de curva con un sombreado parcial del 50% de manera vertical, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 1239.7 W, corriente máxima de 8.09 A, voltaje máximo de 153.2 V, corriente de corto circuito 8.64 A, voltaje de circuito abierto de 370.2 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 937 W/m²de irradiancia y con temperatura del módulo 48.9 °C. estos datos fueron medidos el día 01/08/2024 a las 13:06:30.

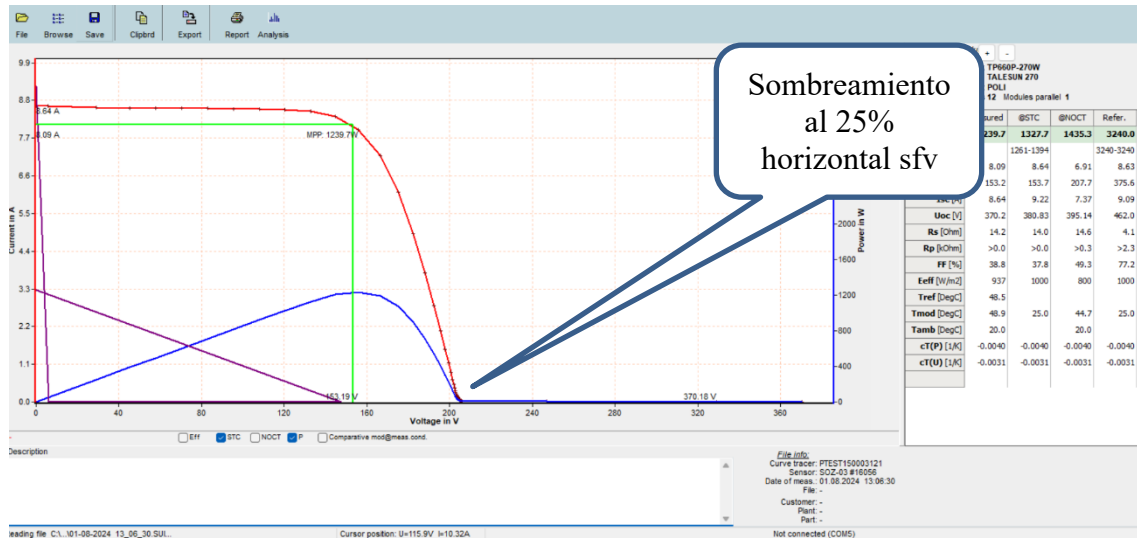


Figura 33: Curva I-V medida de manera vertical al 50% con sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

De la misma forma para este caso se realizó el trazado de curva sin sombreado parcial del 50% de manera vertical en el cual se muestra en la figura 34, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2556.6 W, corriente máxima de 7.97 A, voltaje máximo de 320.6 V, corriente de corto circuito 8.62 A, voltaje de circuito abierto de 409.0 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 930 W/m²de irradiancia y con temperatura del módulo 49.9 °C. estos datos fueron medidos el día 01/08/2024 a las 13:14:30.

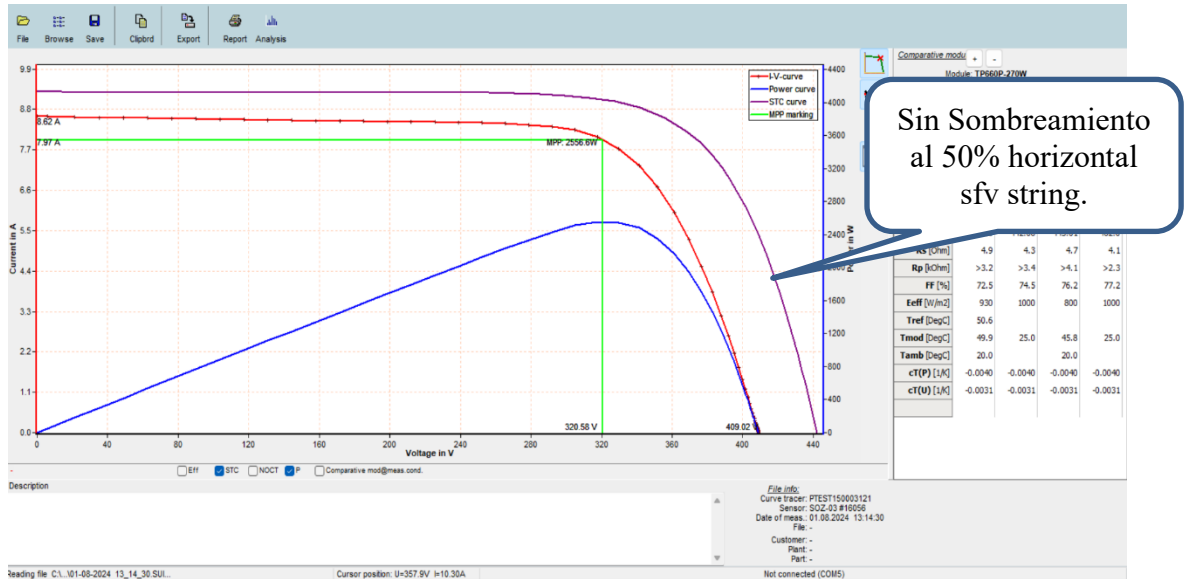


Figura 34: Curva I-V medida de manera vertical al 50% sin sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

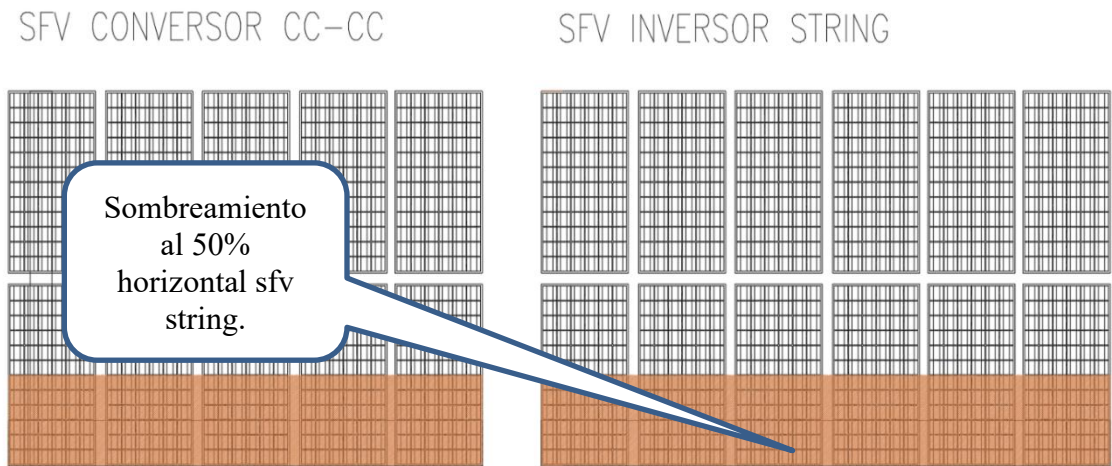


Figura 35: Ubicación del 50 % del sombreado parcial de forma horizontal. (Elaboración propia)

Para el tercer caso se realizó el trazado de curva con un sombreado parcial del 75% de manera vertical tal como se muestra en la figura 36, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 1354.4 W, corriente máxima de 8.06 A, voltaje máximo de 157.5 V, corriente de corto circuito 9.19 A, voltaje de circuito abierto de 298.8 V estos valores se

obtuvieron en las condiciones de 1016 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 46.8 °C. estos datos fueron medidos el día 02/08/2024 a las 11:10:26.

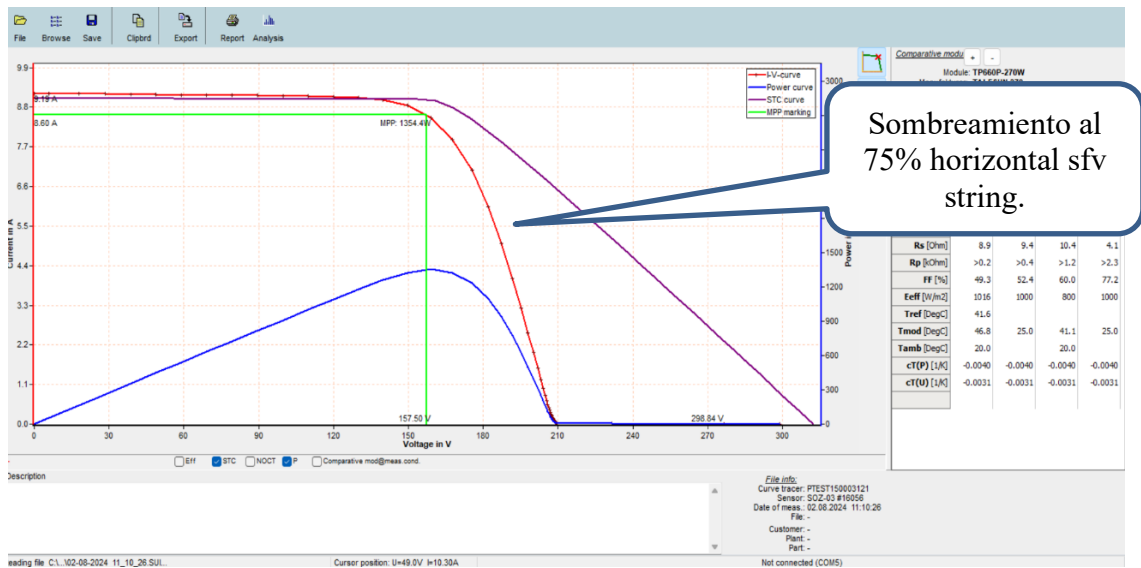


Figura 36: Curva I-V medida de manera vertical al 75% con sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

De la misma forma para este caso se realizó el trazado de curva sin sombreado parcial del 75% de manera vertical tal como se muestra en la figura 37, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2833.7 W, corriente máxima de 8.61 A, voltaje máximo de 329.1 V, corriente de corto circuito 9.27 A, voltaje de circuito abierto de 419.7 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1023 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 48.5 °C. estos datos fueron medidos el día 02/08/2024 a las 11:16:58.

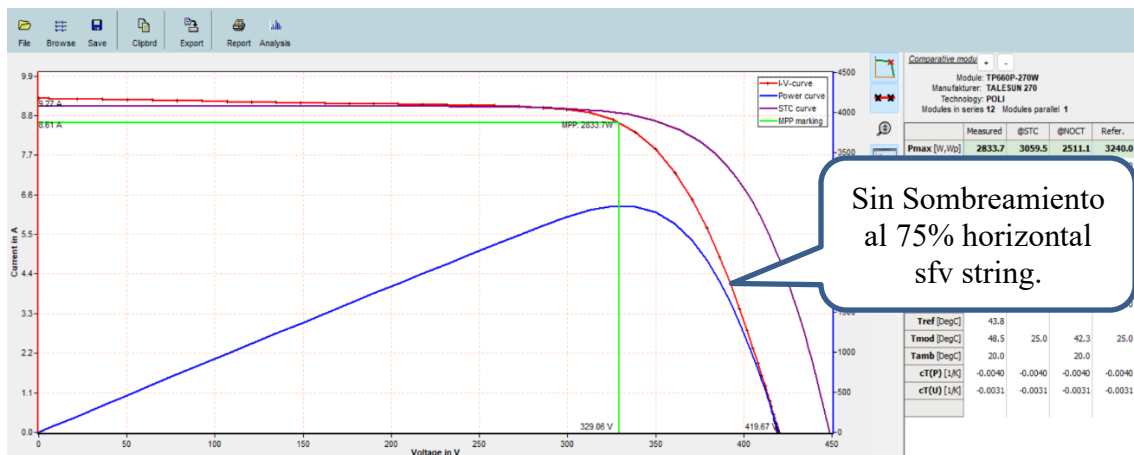


Figura 37: Curva I-V medida de manera vertical al 75% sin sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

SFV CONVERTOR CC-CC

SFV INVERSOR STRING

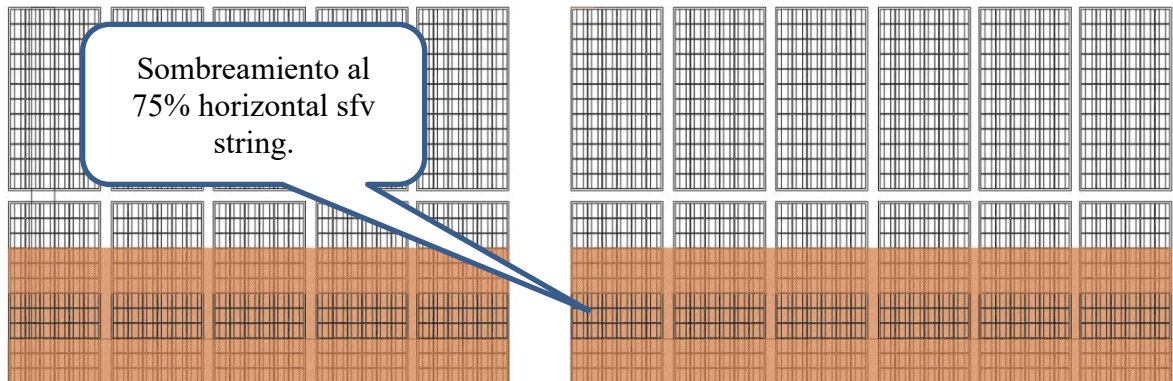


Figura 38: Ubicación del 75 % del sombreado parcial de forma horizontal.

(Elaboración propia)

Para el cuarto caso se realizó el trazado de curva con un sombreado parcial del 100% de manera vertical, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 1286.3 W, corriente máxima de 8.44 A, voltaje máximo de 152.3 V, corriente de corto circuito 9.03 A, voltaje de circuito abierto de 332.7 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 1010 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 46.1 °C. estos datos fueron medidos el día 02/08/2024 a las 12:42:20.

De la misma forma para este caso se realizó el trazado de curva sin sombreado parcial del 100% de manera vertical tal como se muestra en la figura 39, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 2678.2 W, corriente máxima de 8.29 A, voltaje máximo de 323.2 V, corriente de corto circuito 8.96 A, voltaje de circuito abierto de 412.7 V estos valores se obtuvieron en las condiciones de 999 W/m² de irradiancia y con temperatura del módulo 50.7 °C. estos datos fueron medidos el día 02/08/2024 a las 12:49:44.

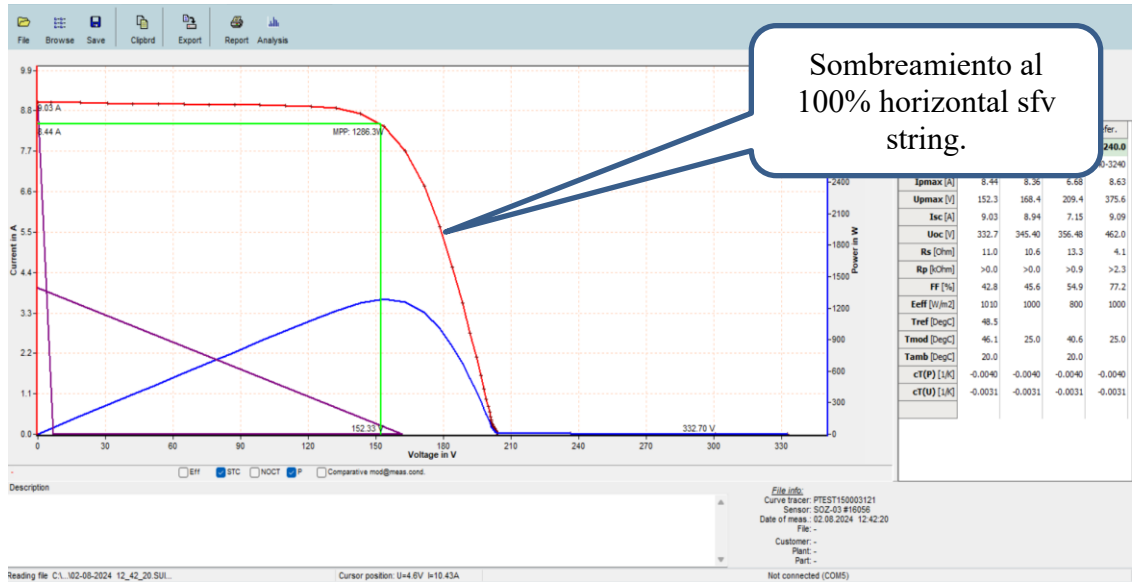


Figura 39: Curva I-V medida de manera vertical al 100% con sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

De la misma forma para este caso se realizó el trazado de curva sin sombreado parcial del 100 %, tal como se muestra en la figura 40, se obtuvo la potencia máxima alcanzada es de 22676.2 W, corriente máxima de 8.29 A.

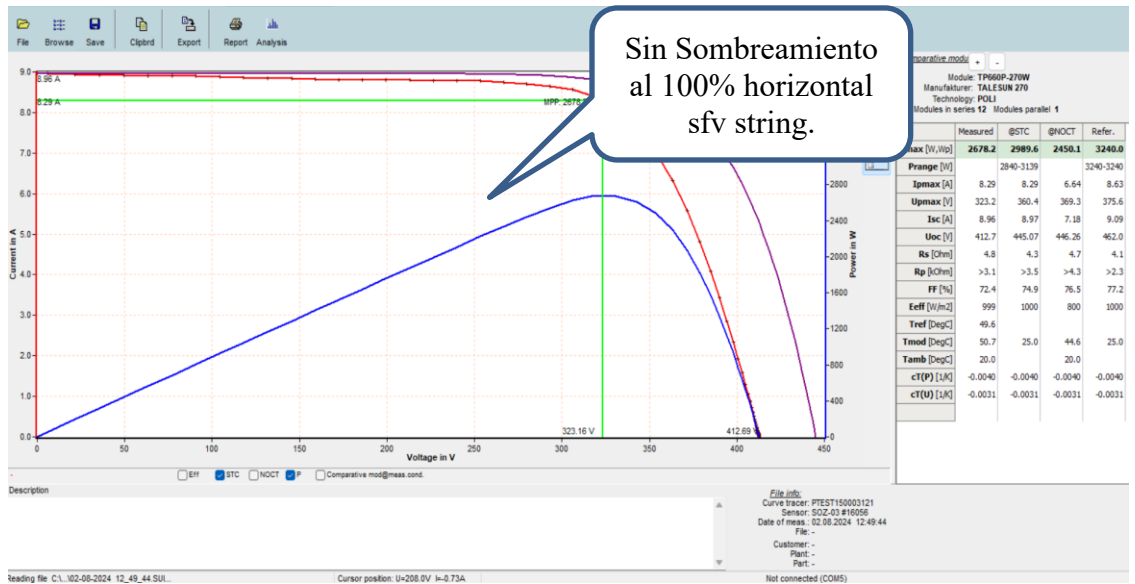


Figura 40: Curva I-V medida de manera vertical al 100% sin sombreado parcial del inversor string. (Elaboración propia)

SFV CONVERTOR CC-CC

SFV INVERSOR STRING

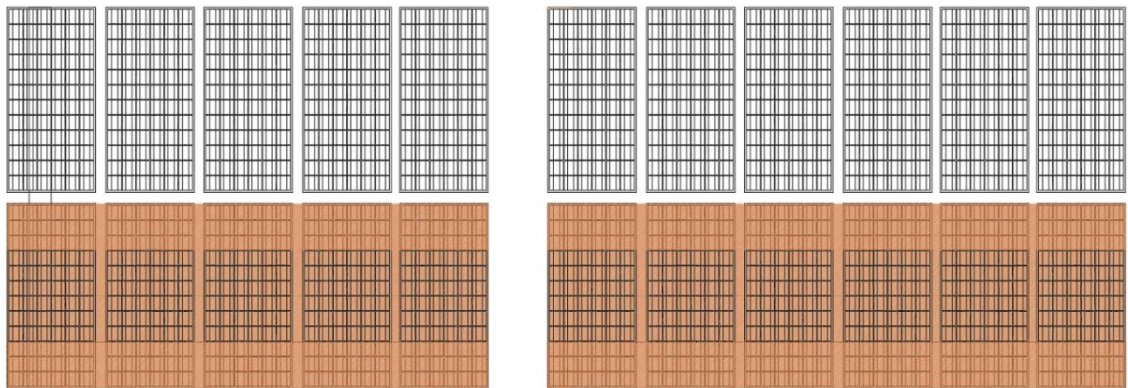


Figura 41: Ubicación del 100 % del sombreado parcial de forma horizontal.

(Elaboración propia)

En Tabla 10, se muestra el resumen de los datos obtenidos del trazado de curva I-V con un sombreado y sin el sombreado del 25%, 50%, 75% y 100 % de manera horizontal, es importante aclarar que no se realizará el análisis del trazado de curvas de los convertidores cc-cc, por el tema de error de las curvas I-V, por la caracterización y su configuración de los optimizadores de potencia, Únicamente se analizará las curvas I-V de sistemas String (SMA).

Tabla 10

Resumen de datos curva I-V medida de manera horizontal al 100% con sombreado parcial y sin sombreado del inversor string (SMA).

	Potencia máxima. (W)	Corriente máxima (A)	Voltaje máximo (V)	Corriente de corto circuito. (A)	Voltaje de circuito abierto (V)
Inversor string al 25 % con sombra	1311.4	8.60	152.5	9.20	392.5
Inversor string sin sombra	2727.4	8.50	320.9	9.15	411.4
Variación %	51.92	0.12	52.48	0.55	4.59
Inversor string al 50 % con sombra	1239.7	8.09	153.2	8.64	370.2

Inversor string sin sombra	2556.6	7.97	320.6	8.62	409.0
Variación %	51.51	0.11	52.22	0.22	9.49
Inversor string al 75 % con sombra	1354.4	8.06	157.5	9.19	298.8
Inversor string sin sombra	2833.7	8.61	329.1	9.27	419.7
Variación %	52.20	0.23	53.34	0.11	28.81
Inversor string al 100 % con sombra	1286.3	8.44	152.3	9.03	332.7
Inversor string sin sombra	2678.2	8.29	323.2	8.96	412.7
Variación %	51.97	1.8	52.88	0.78	19.39

Nota. Autoría propia

De la Tabla 10, podemos observar que el sombreado de manera horizontal al 25%, 50%, 75% y 100 % afecta la producción de energía, en potencia y en voltaje máximo, manteniéndose la corriente casi estable casi en todos los casos de sombreado, según el trazado de curvas que se mostró en los gráficos anteriores. Para nuestro primer objetivo del trabajo de investigación, hemos podido realizar el procedimiento cumpliendo con la normativa de trazado de curvas I-V para poder determinar los parámetros eléctricos y ambientales, el tiempo de sombreado que se estableció, fue a criterio propio considerando en las horas de sol punta. en los cuales fueron realizados desde las 10 de la mañana hasta las 2 de la tarde, si realizamos un análisis crítico frente a casos reales, estas sombras se dan por un sombreado entre paneles solares, al no considerar la distancia óptima de fila y de columnas de cada string fotovoltaico, así como se pueden mostrar en las siguientes figuras de casos reales.

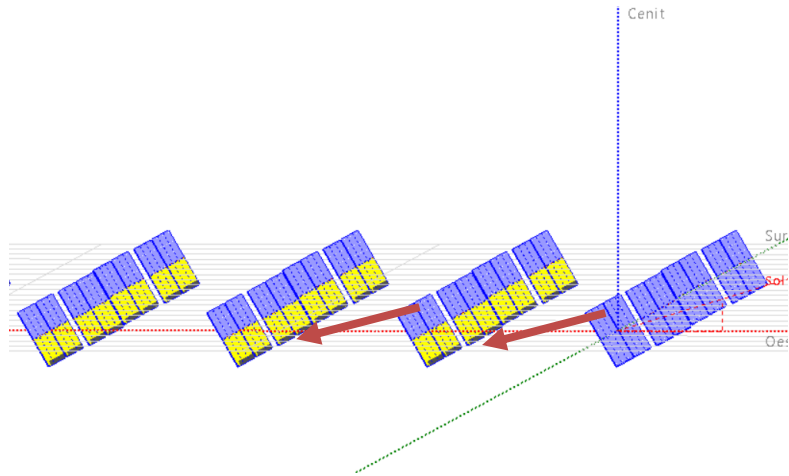


Figura 42: Ubicación de sombras de forma vertical en un sistema fotovoltaico en PVsyst. (Elaboración propia)

En la figura 42 se puede observar sombras simuladas reales de manera horizontal, en donde se da en las mañanas en las tardes, donde afecta la columna de los arreglos de los sistemas fotovoltaicos, esto son casos reales con seguidores solares de un eje.



Figura 43: Ubicación de sombras de forma horizontal en la planta solar la bonita. (Elaboración propia)

En la figura 43 se puede observar sombras reales de una planta solar de 1MW de forma vertical, en donde se genera en las mañanas, esto nos genera pérdidas en energía y económicamente.

4.2 Determinación del rendimiento real del (PR) bajo la perspectiva de la norma IEC-61724 del sfv on grid, con inversor String y convertidores cc-cc

Como se explicó en la metodología para la obtención de resultados final, en ambos sistemas fotovoltaicos con sombreado parcial, se determinará el PR de los días de sombreado parcial, el cual es, el día 30 de julio, 31 de julio, 1 de agosto y el día 2 de agosto. De la misma forma se analizará tres meses del PR, el cual son los meses de 1 de junio hasta el 30 de junio, 1 de julio hasta el 31 de julio y por último de 1 de agosto hasta el 31 de agosto.

4.2.1 Irradiación recibida durante el periodo de pruebas del sombreado parcial

En las figuras 44 se encuentra los resultados de la irradiación recibida durante el día 30 de julio del 2024, los cuales fueron registrados por cada minuto desde que salga el sol hasta que ya no exista radiación solar, estos datos se registraron en las celdas calibras de la EPIER, una vez obtenido estos datos se procesó según la norma IEC-61724, obtenido una hora solar pico de 6.97 durante ese día.

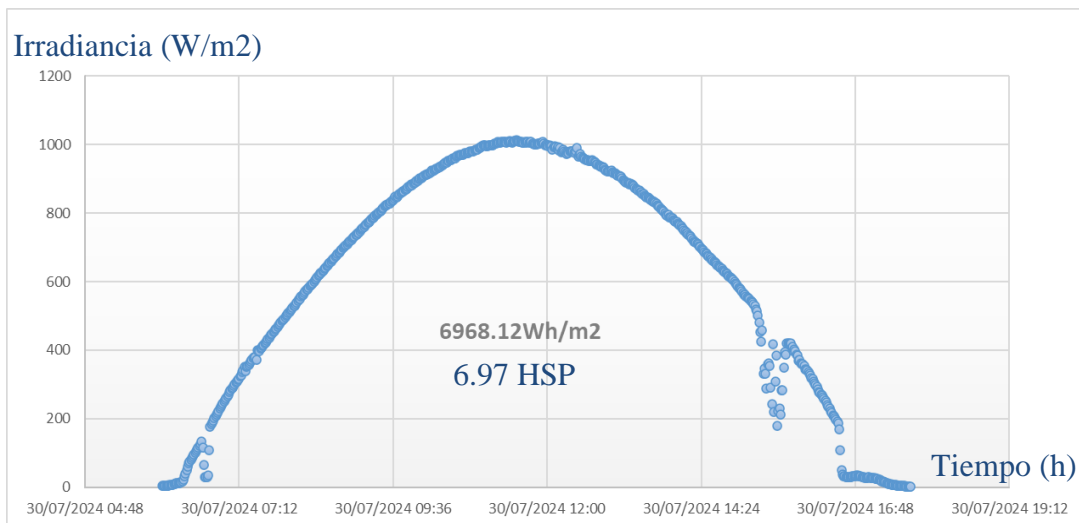


Figura 44: Curva de irradiación recibida durante el día 30 de Julio del 2024. (Elaboración propia)

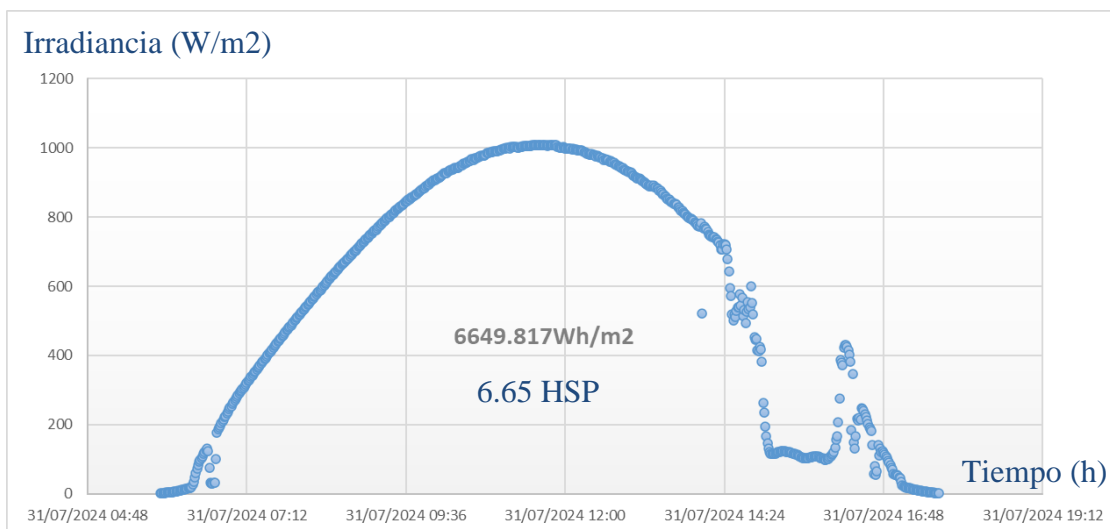


Figura 45: Curva de irradiación recibida durante el día 31 de Julio del 2024.
(Elaboración propia)

En las figuras 45 y 46 se encuentra los resultados de la irradiación recibida durante el día 31 de julio y 1 de agosto del 2024, los cuales fueron registrados por cada minuto obtenido una hora solar pico de 6.65 y 6.85 durante ambos días.

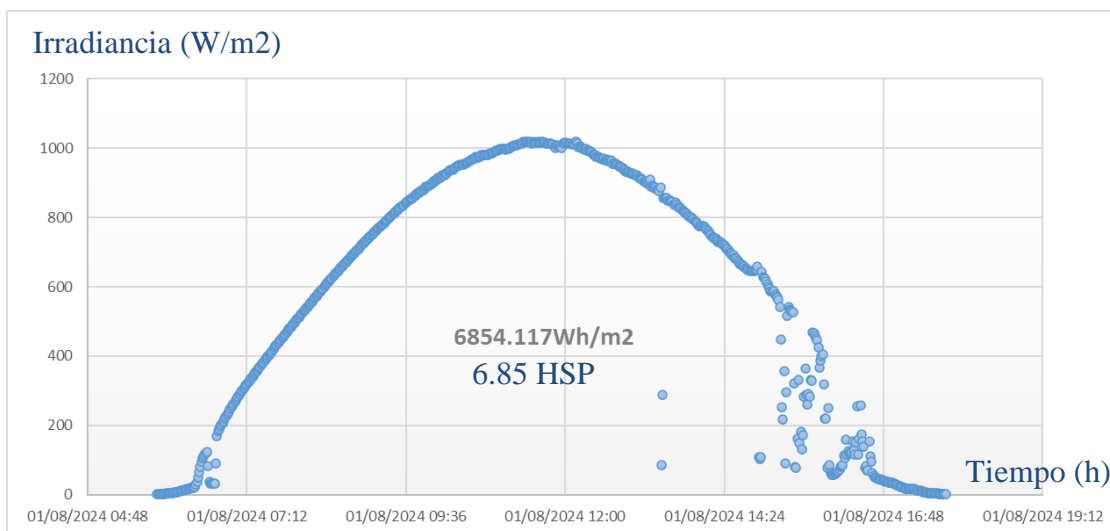


Figura 46: Curva de irradiación recibida durante el día 1 de agosto del 2024.
(Elaboración propia)

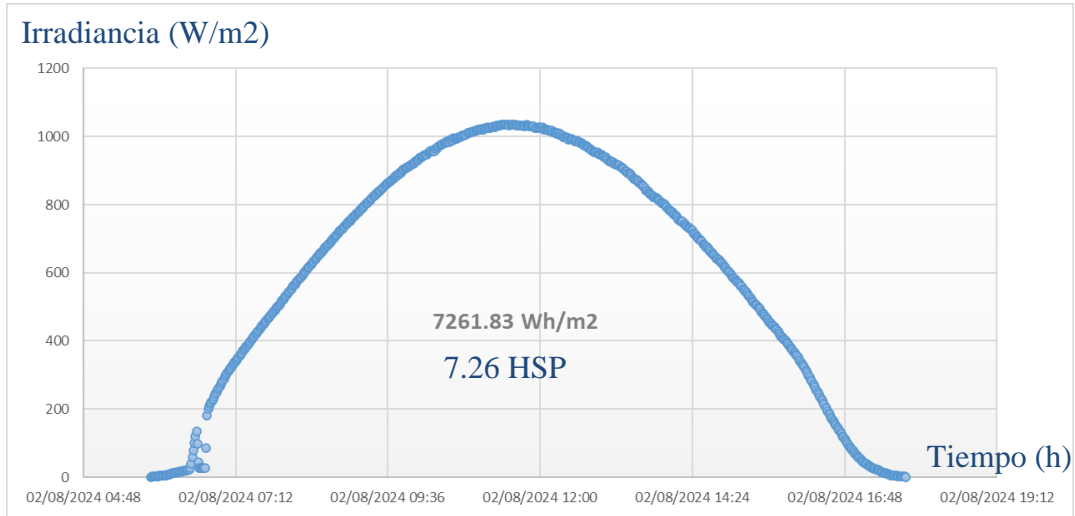


Figura 47: Curva de irradiación recibida durante el día 2 de agosto del 2024.
(Elaboración propia)

En las figuras 47 se encuentra los resultados de la irradiación recibida durante el día 2 de agosto del 2024, los cuales fueron registrados por cada minuto obtenido una hora solar pico de 7.26 durante todo el día.

4.2.2 Energía diaria producida por el generador DC durante el periodo de pruebas del sombreado parcial

En la figura 48, se encuentra el resumen de los resultados de la energía diaria recibida por el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA) en parte DC, y en la figura 49 se encuentra el resumen de los resultados de la energía diaria recibida por el sistema fotovoltaico con convertidores CC - CC (SOLAR EDGE) en parte DC se muestra en la figura 49 la curva es más estable esto debido a la tecnología de los optimizadores de potencia, estos datos se muestran durante el periodo de días con sombreado parcial. los cuales fueron registrados por cada minuto a la entrada del inversor, una vez obtenido estos datos se procesó según la norma IEC-61724.

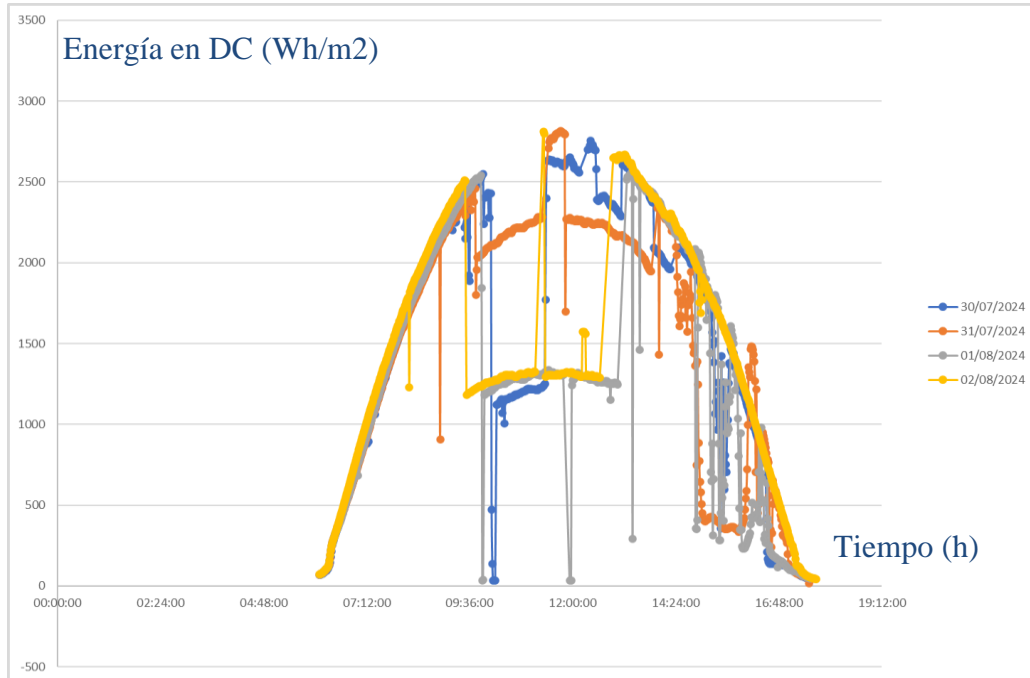


Figura 48: Curva de energía diaria recibida por el generador DC con inversores string, (SMA) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%. (Elaboración propia)

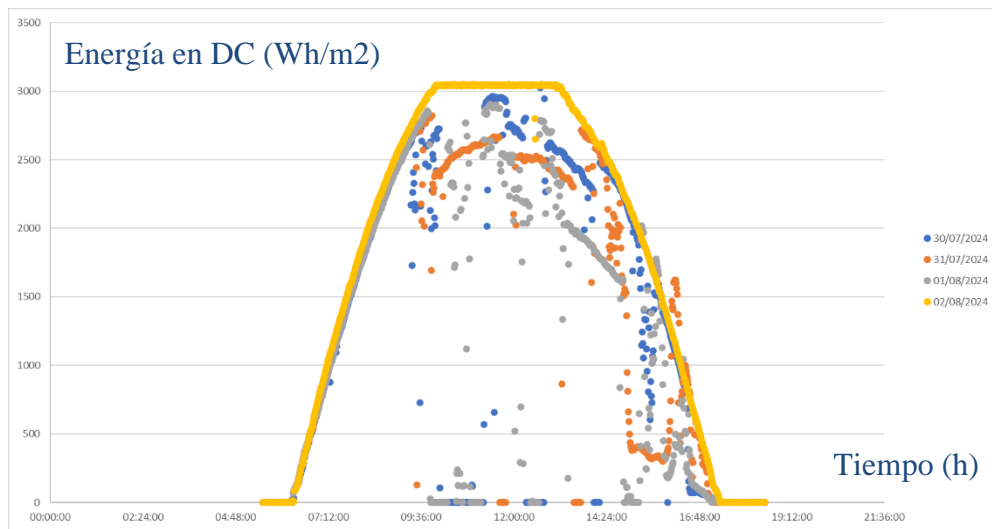


Figura 49: Curva de energía diaria recibida por el generador DC con convertor cc-cc, (SOLAR EDGE) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%. (Elaboración propia)

4.2.3 Energía diaria producida por el sistema AC durante el periodo de pruebas del sombreado parcial

En las figuras 50 y 51, se encuentra el resumen de los resultados de la energía diaria producida por el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA) en parte AC, y en la figura 51 se encuentra el resumen de los resultados de la energía diaria producida por el sistema fotovoltaico conversores CC - CC (SOLAR EDGE) en parte AC, estos datos se muestran durante el periodo de días con sombreado parcial. los cuales fueron registrados por cada minuto a la entrada del inversor, una vez obtenido estos datos se procesó según la norma IEC-61724.

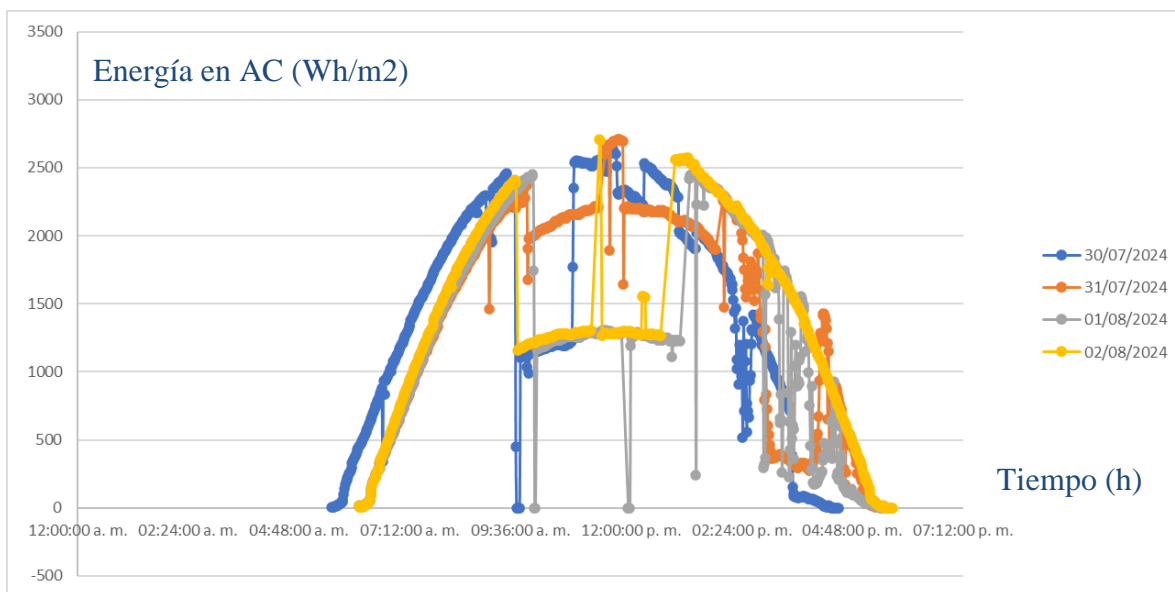


Figura 50: Curva de energía diaria recibida por el sistema en AC con inversores string, (SMA) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%. (Elaboración propia)

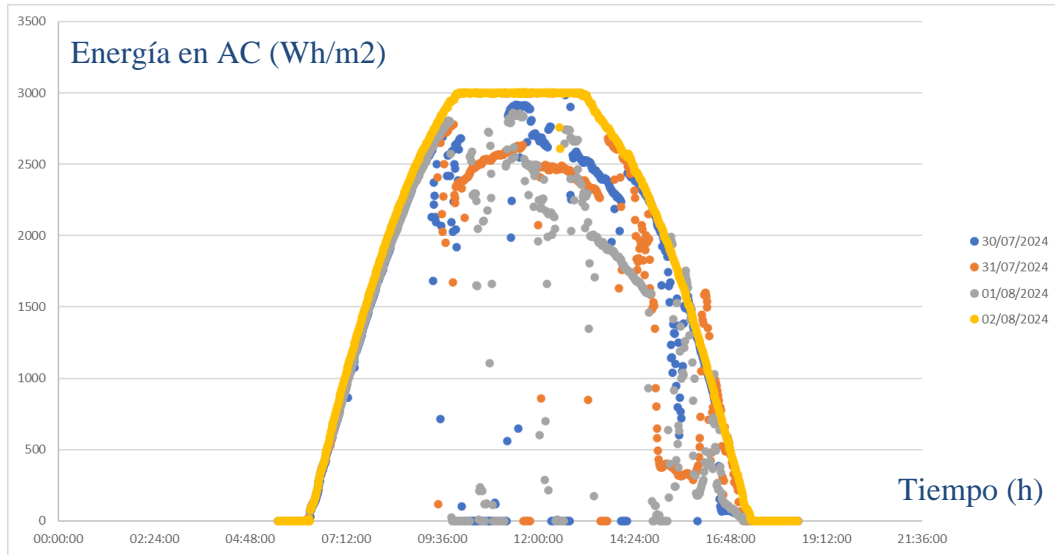


Figura 51: Curva de energía diaria recibida por el sistema en AC con convertor cc-cc, (SOLAR EDGE) a un sombreado parcial del 25%, 50%, 75% y 100%. (Elaboración propia)

4.2.4 Determinación rendimiento real (PR) durante el periodo de pruebas del sombreado parcial de los sistemas fotovoltaicos con inversor String y convertidores cc-cc

En la tabla 11, se encuentra el resumen de los resultados procesados de 2 días de prueba con sombreado parcial, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA) y el sistema fotovoltaico convertidores CC - CC (SOLAR EDGE), el periodo de tiempo para el primer sombreado parcial al 25% y 50% de manera vertical, fue el día 30 de julio de 10:00 Am – 12:00 PM y la segunda prueba fue de 12:00 PM – 14:00 PM, realizando el sombreado a los dos sistemas al mismo tiempo. Para el segundo sombreado parcial al 75% y 100% de manera vertical, fue el día 31 de julio de 10:00 AM – 12:00 PM y la segunda prueba fue de 12:00 PM – 14:00 PM, realizando el sombreado a los dos sistemas al mismo tiempo. Estos resultados se muestran en el anexo1, los cuales fueron registrados por cada minuto a la entrada del inversor, una vez obtenido estos datos se procesó según la norma IEC-61724 para la obtención del performance ratio que se muestra en la tabla.

Tabla 11

Resumen de datos procesados para la obtención del performance ratio (PR) con sombreado parcial inversor string (SMA) y los convertidores cc-cc (SOLAR EDGE) de manera vertical.

Sombrado de manera vertical	Irradiación del generador (kW/h)	Energía del generador DC (kW/h)	Energía del sistema AC (kWh)	Producción de referencia (YR): (kWh *kWp * día)	Producción del generador YA: (kWh *kWp * día)	Producción final YF: (kWh *kWp * día)	Pérdidas de capacidad LC: (kWh)	Pérdidas del resto del sistema L.B OS: (kWh)	Eficiencia del array A: (%)	Eficiencia del resto del sistema BOS: (%)	Eficiencia del sistema S:	Performance Ratio PR. (%)
30 de julio (SMA)	6.97	16.96	16.24	6.97	5.17	5.01	1.73	0.22	12.17	95.78	11.66	71.95
30 de julio (SOLAR EDGE)	6.97	18.43	16.18	6.97	5.07	4.99	0.90	0.08	13.79	98.48	13.61	80.67
31 de julio (SMA)	6.65	16.89	16.19	6.65	5.21	5.00	1.44	0.22	12.70	95.84	12.17	75.14
31 de julio (SOLAR EDGE)	6.65	18.48	18.18	6.65	5.70	5.61	0.95	0.09	13.90	98.37	13.67	84.39

Nota. Autoría propia

De la Tabla 11, podemos observar que el sombreado de manera vertical al 25% y 50%, afecta el performance ratio llegando a un **71.95%** en los inversores string (SMA) y en los convertidores cc-cc (Solar Edge) el performance ratio llego **80.67%**, concluyendo que el día 30 de julio los convertidores cc-cc aprovecharon un **8.72%** más que el inversor

string. De la misma forma en la misma tabla podemos observar, que el sombreado de manera vertical al 50% y 100%, afecta el performance ratio llegando a un **75.14%** en los inversores string (SMA) y en los convertidores cc-cc (Solar Edge) el performance ratio llego **84.39%**, concluyendo que el día 31 de julio los convertidores cc-cc aprovecharon un **9.25%** más que el inversor string.

En la tabla 12, se encuentra el resumen de los resultados procesados de 2 días de prueba con sombreado parcial, en el sistema fotovoltaico con inversores string (SMA) y el sistema fotovoltaico convertidores CC - CC (SOLAR EDGE), el periodo de tiempo para el tercer sombreado parcial al 25% y 50% de manera horizontal, fue el día 01 de agosto de 10:00AM – 12:00PM y la segunda prueba fue de 12:00PM – 14:00PM, realizando el sombreado a los dos sistemas al mismo tiempo. Para el cuarto sombreado parcial al 75% y 100% de manera horizontal, fue el día 02 de agosto de 10:00AM – 12:00PM y la segunda prueba fue de 12:00PM – 14:00PM, realizando el sombreado a los dos sistemas al mismo tiempo. Estos resultados se muestran en el anexo 2, los cuales fueron registrados por cada minuto a la entrada del inversor, una vez obtenido estos datos se procesó según la norma IEC-61724 para la obtención del performance ratio que se muestra en la tabla.

Tabla 12

Resumen de datos procesados para la obtención del performance ratio (PR) con sombreado parcial inversor string (SMA) y los convertidores cc-cc (SOLAR EDGE) de manera horizontal.

	Irra diaci ón del gene rado r (kW h)	Ene rgía del gene rado r DC (kW h)	En erg ía del sist em a (k Wh)	Produ ctivid ad de refer encia (YR): (kWh * dia)	Produ ctivid ad del gener ador YA: (kWh *kWp * dia)	Produ ctivid ad final YF: (kWh *kWp * dia)	Pér did as de cap tur a LC: (k Wh)	Pér did as del rest o del sist ema L.B OS: (k Wh)	Efic ienc ia del arra y n A: (%)	Efic ienc ia del rest o del siste ma n BO S: (%)	Efic ienc ia del siste ma n S: (%)	Rerf orma ce Ratio PR. (%)
--	--	--	--	---	---	---	---	---	---	--	--	---

1 de agosto (SMA)	6.85	14.84	14.08	6.85	4.58	4.34	2.27	0.23	10.82	94.87	10.27	63.39
1 de agosto (SOLAR EDGE)	6.85	15.25	15.02	6.85	4.71	4.64	2.15	0.07	11.13	98.47	10.96	67.63
2 de agosto (SMA)	7.26	16.00	15.37	7.26	4.94	4.74	2.32	0.20	11.02	96.02	10.58	65.31
2 de agosto (SOLAR EDGE)	7.26	23.76	23.40	7.26	7.33	7.22	0.07	0.11	16.36	98.51	16.11	99.47

Nota. Autoría propia

De la Tabla 12, podemos observar que el sombreado de manera vertical al 25% y 50%, afecta el performance ratio llegando a un **71.95%** en los inversores string (SMA) y en los conversores cc-cc (Solar Edge) el performance ratio llego **80.67%**, concluyendo que el día 30 de julio los conversores cc-cc aprovecharon un **8.72%** mas que el inversor string. De la misma forma en la misma tabla podemos observar, que el sombreado de manera vertical al 50% y 100%, afecta el performance ratio llegando a un **75.14%** en los inversores string (SMA) y en los conversores cc-cc (Solar Edge) el performance ratio llego **84.39%**, concluyendo que el día 31 de julio los conversores cc-cc aprovecharon un **9.25%** más que el inversor string. De esta forma podríamos comparar el análisis de la investigación que con los resultados de la investigación **Torres & Condori (2019)**, quienes realizaron el análisis y evaluación del sistema fotovoltaico con inyección a la red de 3kw en el pabellón administrativo de la UNAJ, donde ellos obtuvieron un PR promedio de 87% por un periodo de tiempo de 8 meses desde el mes de marzo hasta octubre de 2019, en nuestro caso tenemos un PR del 85.09% en un periodo de tiempo de 3 meses los cuales comprenden desde junio julio y agosto del año 2024, incluyendo días de pruebas de sombreado, ambas comparación se están realizando con inversor string.

4.3 Análisis e interpretación del rendimiento simulado mediante el software PVsyst con inversor String y convertidores cc-cc bajo sombreado parcial

El análisis de performance ratio también se realizó en el software PVsyst, esto se realizó cumpliendo uno de nuestros objetivos, el cual se analizará si es válido bajo la normativa IEC-61724 del SFCR con inversor String y convertidores cc-cc bajo sombreado parcial, en cual se evalúan su significancia. También aclaramos que los datos ingresados al software PVsyst, son los datos reales de las dos instalaciones fotovoltaicas con inversor String y convertidores cc-cc.

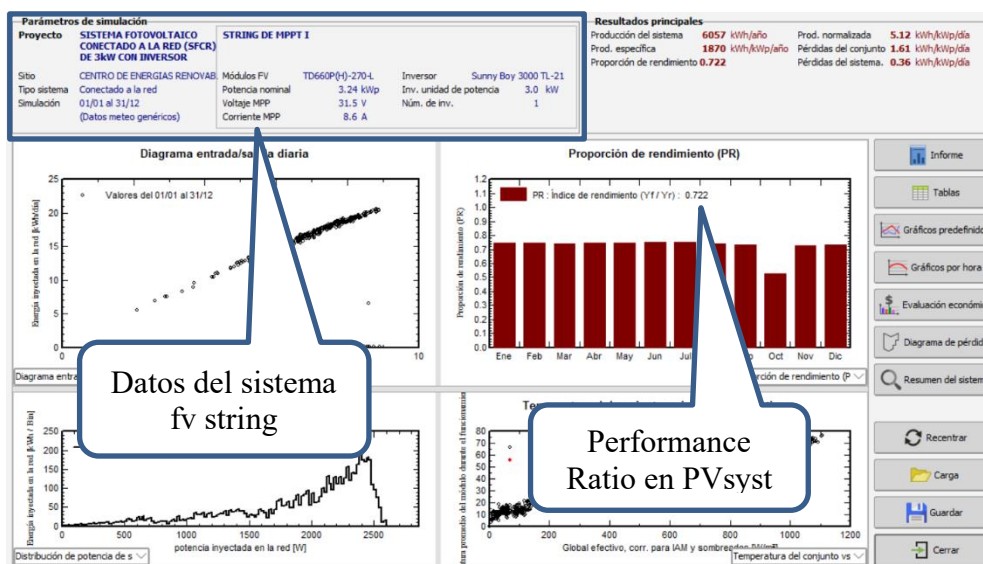


Figura 52: Simulación del sombreado parcial de forma vertical al 25% y 50% en el sistema fotovoltaico string en PVsyst. (Elaboración propia)

De la figura 52, podemos observar que sistema fotovoltaico simulado es el inversor string (SMA) con un sombreado al 25% y 50%, que se mostrara a más detalles en los anexos donde el sombreado parcial afecta, el performance ratio llegando a un **0.722** que vendría a ser **72.2%**.

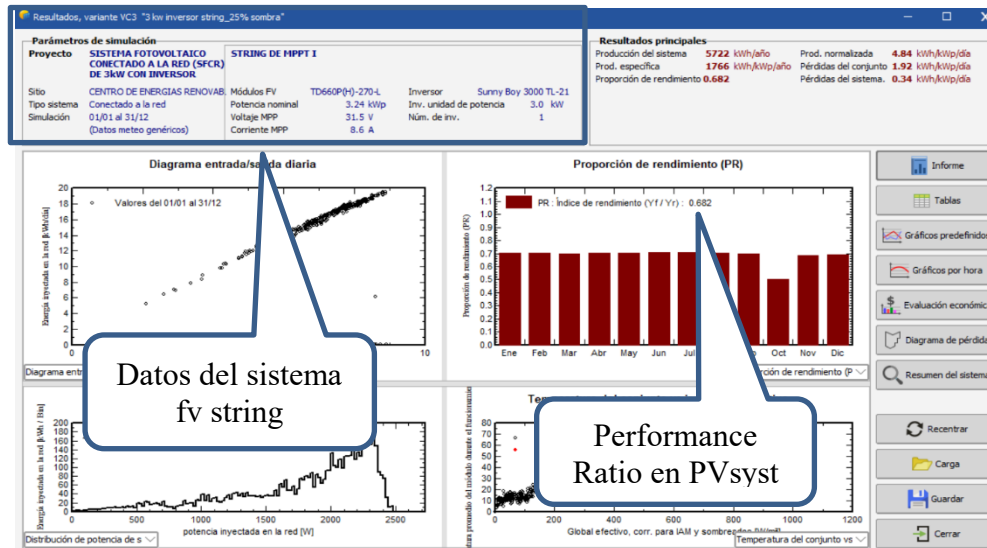


Figura 53: Simulación del sombreado parcial de forma vertical al 75% y 100% en el sistema fotovoltaico string en PVsyst. (Elaboración propia)

De la figura 53, podemos observar que sistema fotovoltaico simulado es el inversor string (SMA) con un sombreado al 75% y 100%, que se mostrara a más detalles en los anexos donde el sombreado parcial afecta, el performance ratio llegando a un **0.682** que vendría a ser **68.2%**.

De la misma forma se realizó la simulación para de los convertores cc-cc (Solar Edge) con un sombreado al 25% y 50%, en el software PVsyst donde el performance ratio llego **78.5%**, concluyendo que los convertores cc-cc llegan aun performance ratio mucho más alto, esto se pudo comprobar en el software PVsyst. para el sombreado al 75% y 100%, en el software PVsyst con convertores cc-cc llego a un performance ratio de **76.7%**, estas simulaciones nos dan a entender que los resultados son proporcionales a los resultados reales obtenidos bajo la perspectiva de la norma IEC-61724.

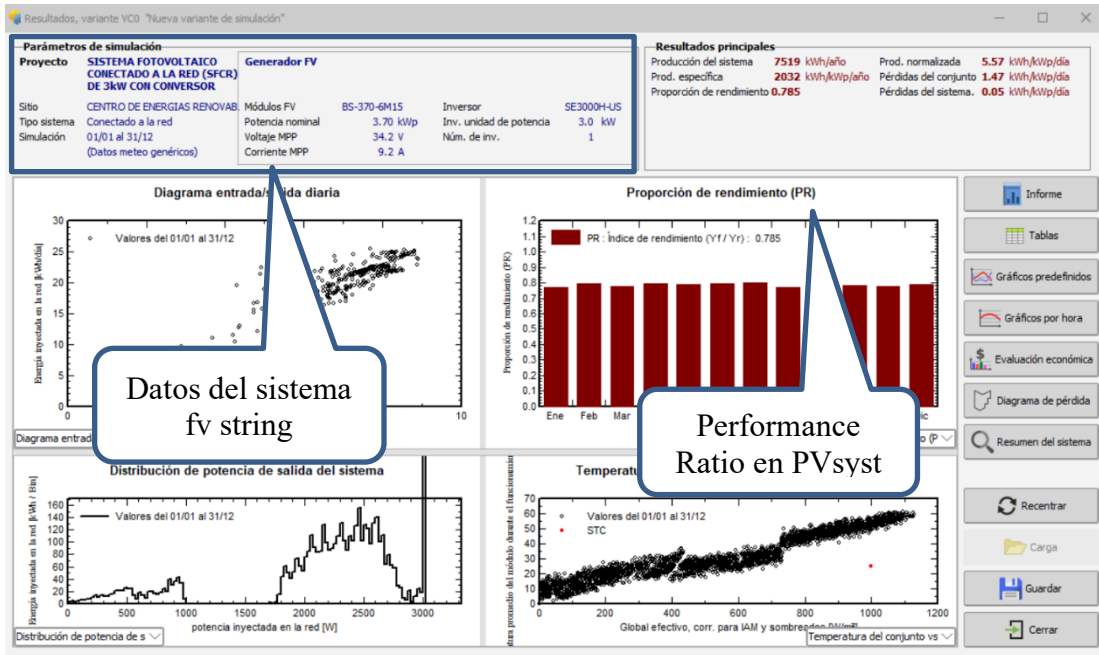


Figura 54: Simulación del sombreado parcial de forma vertical al 25% y 50% en el sistema fotovoltaico con convertidores cc-cc en PVsyst. (Elaboración propia)

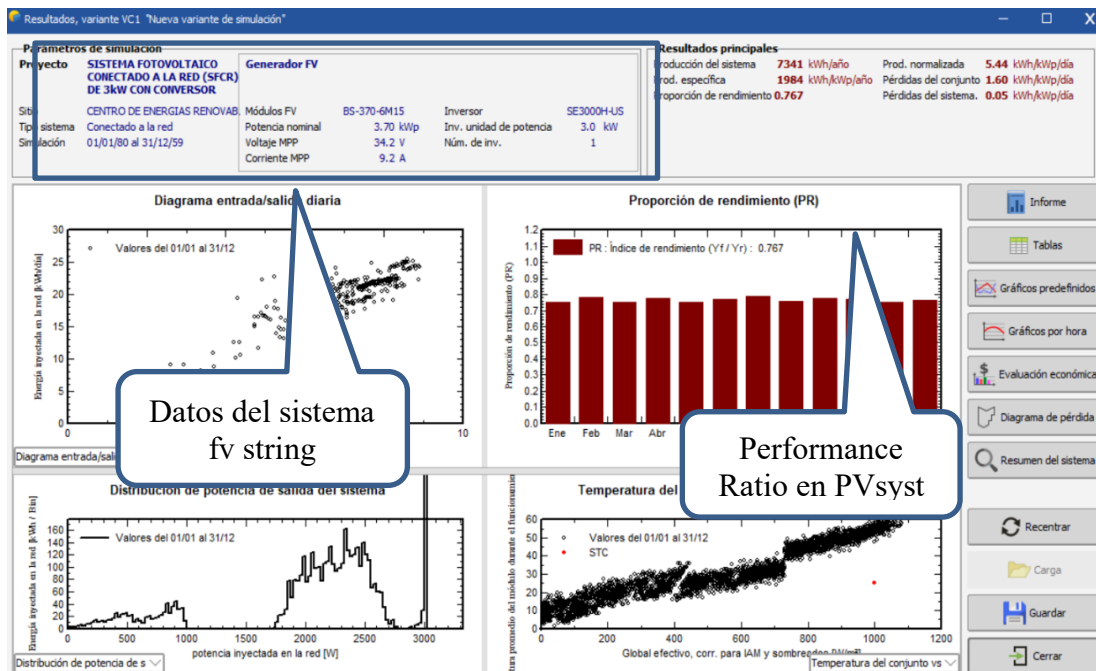


Figura 55: Simulación del sombreado parcial de forma vertical al 75% y 100% en el sistema fotovoltaico con convertidores cc-cc en PVsyst. (Elaboración propia)

De la misma forma se realizó la simulación en software PVsyst sin ningún tipo de sombreado en el cual obtuvimos un PR del 85.58%, el tiempo de simulación fue comprendida en un periodo de un año, es decir, en el uso del primer año del sistema fotovoltaico del 2021, esto lo comparamos con el PR promedio de los datos reales obtenidos de los 3 meses el cual fue de 85.09%, obteniendo una variación de 0.58% respecto al PR real, esto nos podría variar dependiendo de los datos que se ingresen al software, no existe una normativa o investigaciones que nos establezca directamente la diferencia del porcentaje entre el PR real y simulado, pero si existen recomendaciones que esto no puede variar un 5% a nivel de plantas solares, nosotros en esta investigación nos mantenemos dentro de este margen.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Se realizó la determinación del performance ratio (PR) en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCCR) con inversor String y convertidores cc - cc operando bajo condiciones de sombreado parcial a 3837 msnm bajo la normativa la IEC 61724, obteniendo un PR en el mes de junio de 85.97, julio de 83.97 y agosto de 85.33 todo estos resultados con el inversor string, de la misma forma obtenemos el PR en sistema fotovoltaico con conversor cc-cc en el mes de junio de 94.38, julio de 91.87 y agosto de 94.44. Con estos valores obtenidos podemos afirmar que el sistema fotovoltaico con conversor cc-cc trabaja óptimamente.

Los parámetros ambientales, eléctricos y físicos de los sistemas fotovoltaicos conectados a red con inversor string y convertidores cc-cc. Se obtuvieron con el trazado de curvas del equipo GROSSEN METRWATT PV 1500, los cuales fueron trabajados al 25%, 50%, 75% y 100 % con sombreado parcial, con una irradiancia de 1007 W/m², 785 W/m², 1000 W/m² y 856 W/m², con una temperatura del módulo 51.7 °C, 40.1 °C, 43.8°C y 46.9 °C. en el cual se cumplen con los parámetros de la normativa IEC-61724. En el capítulo de resultados y discusiones en las figuras. Se puede apreciar la curva de comportamiento de cada uno de ellos al 25%, 50%, 75% y 100 %, con sombreado parcial, obteniendo una potencia máxima alcanzada 2536.9 W, 1935.1 W, 2277.6 W y 1919.0 W y una corriente máxima de 8.48 A, 6.59 A, 8.46 A y 7.18 A y con un voltaje máximo de 299.2 V, 293.6 V, 269.1 V y 267.2 V. Con estos valores se pronuncia una curva con pequeñas deformaciones que son causada por las sombras parciales generadas en el sistema fotovoltaico de 3.24 kW de potencia nominal. Cabe aclarar que estos resultados son con sombreados de manera vertical, los resultados del sombreado de manera horizontal se encuentran en tabla 8 del capítulo de resultados y discusiones. Con estos valores obtenidos podemos reafirmar la obtención de los valores reales medidos bajo equipos calibrados.

Se realizó la evaluación del rendimiento con sombreado parcial y sin sombreado parcial, los cuales abarcaron 3 meses, desde el 1 de junio del 2024 hasta el 31 de agosto del 2024, en el cual se realizó el sombreado parcial al 25%, 50%, 75% y 100 % los días 30 de julio, 31 de julio, 1 de agosto y 2 de agosto del 2024. El cual para llegar a obtener el rendimiento real (PR), se obtuvo la irradiación diaria recibida en el generador, la energía diaria producida por el generador en DC, la energía diaria producida por el sistema AC, la productividad de referencia YR, la productividad del generador fotovoltaico YA, la productividad final YF, las pérdidas de captura LC, las pérdidas del resto del sistema LBOS, la eficiencia del array, la eficiencia del resto del sistema, la eficiencia del sistema y rendimiento global o Performance Ratio (PR). Todo esto es bajo la normativa IEC 61724. En el cual los resultados con sombreado parcial de manera horizontal al 25%, y 50% se obtuvieron un PR de **71.95%** en el sistema fotovoltaico con inversor string, y en el sistema fotovoltaico convertidor cc-cc se obtuvo un PR de **80.67%**, estos resultados fueron obtenidos el día 30 de julio. Para el sombreado parcial de manera horizontal del 75% y 100 %, que fue realizado el día 31 de julio se obtuvieron un PR de **75.14%** en el sistema fotovoltaico con inversor string, y en el sistema fotovoltaico convertidor cc-cc se obtuvo un PR de **84.39%**. En el capítulo de resultados y discusiones en la tabla 15 se puede apreciar el PR con sombreado vertical. También en los anexos está la tabla del PR de cada mes, con estos resultados reales podemos precisar que los convertidores cc-cc optimizan mejor el sistema fotovoltaico con sombras parciales. Obteniendo un mayor rendimiento frente a los sistemas fotovoltaicos con inversores string.

Los resultados obtenidos mediante la simulación en el software PVsyst, confirman el performance ratio PR según el enfoque de la normativa IEC 61724, el cual se realizó con sombreados parciales al 25%, 50%, 75% y 100 %, obtenido un PR de **72.2%** para el sistema fotovoltaico con inversor string con sombreado parcial de manera horizontal al 25%, y 50%, y al 75% y 100% se obtuvo un PR de 68.3%, en el cual tenemos una diferencia entre lo real y lo simulado de 0.4%. De la misma forma se realizó la simulación para los convertidores cc-cc obtenido un PR de **78.5%**, para el sombreado al 75% y 100%, con inversor string se obtuvo un PR de **68.2%**, y para los convertidores cc-cc se obtuvo un PR de **76.7%**, también de la misma forma se anexó la simulación de

manera vertical. En relación al PR simulado en el software PVsyst y al PR real calculado, se tiene una relación casi homogénea el cual no excede el $\pm 5\%$, esto es debido al que el software trabaja con las normativas de la IEC y porque se simuló con los datos correctos de ambos sistemas fotovoltaicos. En conclusión, se determinó el PR en sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnología de inversor string y convertidores cc-cc bajo condiciones de sombreado parcial al 25%, 50%, 75% y 100 %. De forma horizontal y vertical, de la misma forma se determinó el PR sin ningún tipo de sombreado, tanto real mediante la normativa IEC 61724 y la simulada por el Software PVsyst.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda realizar en las próximas investigaciones un sistema autónomo netamente para la sala de monitoreo, obtenido una red estable, que pueda alimentar a todos los equipos que están monitorizados, esto con la finalidad de no perder datos, y que los sistemas fotovoltaicos puedan inyectar energía sin perjudicar de la red.
- Se recomienda realizar en las próximas investigaciones los trazados de curvas I-V netamente en los sistemas fotovoltaicos con convertidores cc-cc, de esta manera se podría saber cuál es el estado de dicho sistema, desconectando cada convertidor cc-cc.
- Se recomienda realizar en las próximas investigaciones el uso frecuente de la normativa internacionales, en las instalaciones fotovoltaicas de la EPIER UNAJ, para saber el rendimiento de cada sistema fotovoltaico y otros aspectos técnicos.
- Se recomienda realizar en las próximas investigaciones la inspección y la investigación con cámaras termográficas, para observar anomalías que se podrían detectar, tanto en los sistemas fotovoltaicos sucios y limpios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Analysator, p. . (2012). *pv – analysator*. Obtenido de <https://www.gossenmetrawatt.de/en/products/software-and-accessories/software/product-specific-software/test-technology/pv-analyzer/>
- Aoun, N. (2020). Performance Analysis of a 20 MW Grid-Connected Photovoltaic Installation in Adrar, South of Algeria [Análisis de rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a red de 20 MW en Adrar, sur de Argelia]. *IntechOpen*, 13. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/340373308_Performance_Analysis_of_a_20_MW_Grid-Connected_Photovoltaic_Installation_in_Adrar_South_of_Algeria
- Carta J., Calero R., Colmenar A., & Castro G. (2009). *Centrales de energías renovables Generación eléctrica con energías renovables*. madrid: pearson educación, s.a. Obtenido de <https://www.librosuned.com/LU10967/Centrales-de-energ%C3%ADas-renovables--Generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-con-energ%C3%ADas-renovables.aspx>
- Caroline C, J. C.-O. (2020). Evaluación comparativa del índice de rendimiento de la energía solar fotovoltaica entre diferentes regiones del Perú: muestra de cinco proyectos de pequeña escala. *Evaluación comparativa del índice de rendimiento de la energía solar fotovoltaica entre diferentes regiones del Perú: muestra de cinco proyectos de pequeña escala*. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima. Obtenido de <https://laccei.org/LACCEI2020-VirtualEdition/meta/FP245.html>
- Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). (2017). *IEC 61724*. Ginebra, Suiza. Obtenido de <https://iec.ch/homepage>
- Delgado, E. (2012). Diseño de una instalación y alimentación eléctrica de un comedor industrial por medio de generación distribuida. *Diseño de una instalación y alimentación eléctrica de un comedor industrial por medio de generación distribuida*. Universidad Autónoma de Mexico, Mexico. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/624>

- Enrique, J. (2011). *Diseño, modelado y optimización de sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia de generadores fotovoltaicos mediante convertidores CC/CC*. Universidad de Huelva, Huelva. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10272/5244>
- Gómez, S. (2019). *Estudio de un sistema fotovoltaico: Caracterización, simulación y evaluación de diversos métodos de análisis y predicción*. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12404/14438>
- Gonzales, V. (2020). *Efecto sombra en los paneles solares*. Lima: CITE Energía. Obtenido de <https://keeui.com/wp-content/uploads/2020/09/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora.pdf>
- Google Earth. (2023). Obtenido de <https://www.google.com/intl/es/earth/about/>
- Ibañez A, Gisbert B, & Moreno R, H. (2010). *Sistema de coordenadas geográficas*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural. Obtenido de <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/10772/Coordenadas%20UTM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Irene R, E. M. (2019). Análisis del rendimiento de varios módulos fotovoltaicos. *Tecnologías en el Perú. Análisis del rendimiento de varios módulos fotovoltaicos. Tecnologías en el Perú*. Universidad de Jaén, 19. Obtenido de <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/1/186/>
- Kumar N, Kumar M, Rejoice P, R., & Mathew, M. (2017). Performance analysis of 100 kWp grid connected Si - poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool [Análisis de rendimiento de un sistema fotovoltaico de silicio policristalino conectado a la red de 100 kWp utilizando la herramienta de simulación PVsyst]. *ScienceDirect*, 10. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/318908039_Performance_analysis_of_100_kWp_grid_connected_Si-poly_photovoltaic_system_using_PVsyst_simulation_tool
- López, J. (2014). *Diseño y control de convertidores CC/CC aplicados a sistemas híbridos de generación distribuida*. Tesis Doctoral. Universidad de Jaén, Jaén. Obtenido de <https://ruja.ujaen.es/bitstream/10953/633/1/9788484398721.pdf>
- Medina, C. (2021). *Evaluación del efecto de la temperatura sobre el rendimiento y la eficiencia de conversión energética en exteriores de tres tecnologías fotovoltaicas durante el*

- periodo estival en la zona centro sur de Chile*. Universidad de Concepción, Chillán. Obtenido de <http://repositorio.udec.cl/jspui/handle/11594/9961>
- Microsoft. (2019). *Microsoft Excel*. Obtenido de <https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/excel>
- Novoa J, Alfaro M, Alfaro, I, & Guerra, R. (2020). Determinación de la eficiencia de un mini panel solar fotovoltaico: una experiencia de laboratorio en energías renovables. *SCIELO*, 18. doi:<https://doi.org/10.22201/fq.18708404e.2020.2.70300>.
- Osinermin. (2019). *Energías renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Lima: Printed in Peru. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/osinermin/informes-publicaciones/483400-energias-renovables-experiencia-y-perspectivas-en-la-ruta-del-peru-hacia-la-transicion-energetica>
- Pérez, J. (2019). *guía para el dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos conectados y aplicación de la resolución creg 030 de 2018 para inyectar excedentes de energía a la red*. medellín: universidad de Antioquia. Obtenido de <https://www.studocu.com/latam/document/universidad-central-de-venezuela/mecanica-de-maquinas/perez-juan-2019-guia-dimensionamiento-sistemas/60300185>
- Periñán, O. (2013). *energía solar fotovoltaica*. españa: creative commons. obtenido de <https://oscarperpinan.github.io/esf/esf.pdf>
- PVsystem. (2023). *PVsystem*. Obtenido de <https://www.pvsystem.com/>
- Quevedo, J. (2020). Rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red a más de 2500 msnm. *Rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red a más de 2500 msnm*. Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, Bogotá, Colombia. Obtenido de <https://catalogo.escuelaing.edu.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=22318>
- SOLARGIS, 2. (2021). doi:<https://solargis.com/es/>
- Tamayo, R. (2011). *Potencial de las Energías Renovables en el Perú*. Lima: Ministerio de Energía y Minas. Obtenido de [http://www.osinermin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles%](http://www.osinermin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles%20)

205.10.2011/3.%20Potencial%20de%20Energias%20Renovables%20DGE-
%20Roberto%20Tamayo.pdf

Torres Y, & Condori J. (2019). *Análisis y evaluación del sistema fotovoltaico con inyección a la red de 3kw en el pabellón administrativo de la UNAJ*. Universidad Nacional de Juliaca, Juliaca. Obtenido de <http://repositorio.unaj.edu.pe:8080/handle/UNAJ/45>

ANEXOS

Anexo 1. Tabla de datos de evaluación del PR de 3 mes del sistema fotovoltaico con inversor string incluido días de sombreados parciales

1 de Junio - 30 Junio (Sistema fotovoltaico con inversor string - SMA)												
Día	Irradiación del generador (kWh)	Energía del generador DC (kWh)	Energía del sistema AC (kWh)	Productividad de referencia (YR): (kWh*kWp* dia)	Productividad del generador YA: (kWh*kWp* dia)	Productividad final YF: (kWh*kWp* dia)	Pérdidas de captura LC: (kWh)	Pérdidas del resto del sistema L.BOS: (kWh)	Eficiencia del array n A: (%)	Eficiencia del resto del sistema n BOS: (%)	Eficiencia del sistema n S: (%)	Reformace Ratio PR. (%)
1	4.12	11.84	11.40	4.12	3.66	3.52	0.46	0.14	14.38	96.23	13.84	85.45
2	4.42	12.82	12.30	4.42	3.96	3.80	0.47	0.16	14.49	95.98	13.90	85.83
3	4.99	14.37	13.80	4.99	4.43	4.26	0.56	0.17	14.39	96.09	13.82	85.33
4	5.16	15.00	14.42	5.16	4.63	4.45	0.53	0.18	14.53	96.16	13.97	86.22
5	5.48	16.41	15.82	5.48	5.06	4.88	0.41	0.18	14.98	96.39	14.44	89.15
6	6.21	18.09	17.26	6.21	5.58	5.33	0.62	0.26	14.58	95.39	13.91	85.83
7	6.48	19.02	18.29	6.48	5.87	5.65	0.61	0.23	14.67	96.16	14.11	87.07
8	6.59	18.97	18.24	6.59	5.86	5.63	0.74	0.23	14.39	96.13	13.83	85.37
9	6.68	19.76	18.90	6.68	6.10	5.83	0.58	0.27	14.80	95.61	14.15	87.32
10	6.85	14.69	14.12	6.85	4.53	4.36	2.32	0.18	10.72	96.12	10.30	63.59
11	6.86	20.17	19.31	6.86	6.22	5.96	0.63	0.26	14.71	95.77	14.09	86.96
12	6.92	20.85	19.96	6.92	6.44	6.16	0.49	0.28	15.06	95.72	14.42	89.01
13	7.19	21.68	20.78	7.19	6.69	6.41	0.49	0.28	15.09	95.84	14.46	89.25
14	7.24	21.42	20.52	7.24	6.61	6.33	0.63	0.28	14.79	95.79	14.17	87.44
15	7.27	21.61	20.74	7.27	6.67	6.40	0.60	0.27	14.85	95.99	14.26	88.02
16	7.27	22.13	21.23	7.27	6.83	6.55	0.45	0.28	15.21	95.93	14.59	90.05
17	7.32	21.71	20.84	7.32	6.70	6.43	0.62	0.27	14.83	95.98	14.23	87.85
18	7.35	21.05	20.23	7.35	6.50	6.24	0.85	0.25	14.33	96.12	13.77	85.00
19	7.63	22.09	21.20	7.63	6.82	6.54	0.81	0.27	14.49	95.97	13.90	85.81
20	7.21	20.19	20.17	7.21	6.66	6.50	0.79	0.46	14.49	96.13	13.92	86.51
21	7.22	20.15	20.13	7.22	6.58	6.42	0.80	0.47	14.50	95.97	13.93	86.35
22	7.00	19.90	19.89	7.00	6.66	6.50	0.79	0.46	14.49	95.99	13.92	86.37
23	6.88	19.88	19.86	6.88	5.55	5.39	0.64	0.31	14.34	96.34	13.77	86.72
24	6.97	14.99	14.97	6.97	6.15	5.99	0.58	0.25	14.28	97.09	13.71	87.47
25	6.93	20.02	19.98	6.93	6.25	6.09	0.55	0.22	14.25	95.72	13.68	86.10
26	6.79	20.11	19.99	6.79	6.32	6.16	0.62	0.29	14.32	96.51	13.75	86.89
27	7.00	20.21	20.17	7.00	6.36	6.20	0.78	0.45	14.48	96.03	13.91	86.41
28	6.79	18.88	18.85	6.79	6.32	6.16	0.66	0.33	14.36	96.04	13.79	86.42
29	6.87	16.99	16.97	6.87	6.29	6.13	0.69	0.36	14.39	93.54	13.82	83.92
30	6.91	19.02	19.01	6.91	6.20	6.04	0.78	0.45	14.48	95.04	13.91	85.42
	6.62	18.80	18.31	6.62	5.95	5.74	0.69	0.28	14.45	95.93	13.88	85.97

Anexo 1.

Continuación

1 de Julio - 31 Julio (Sistema fotovoltaico con inversor string - SMA)												
Día	Irradiación del generador (kWh)	Energía del generador DC (kWh)	Energía del sistema AC (kWh)	Productividad de referencia (YR): (kWh*kWp* día)	Productividad del generador YA: (kWh*kWp* día)	Productividad final YF: (kWh*kWp* día)	Pérdidas de captura LC: (kWh)	Pérdidas del resto del sistema L.BOS:	Eficiencia del array n A: (%)	Eficiencia del resto del sistema n BOS: (%)	Eficiencia del sistema n S: (%)	Performace Ratio PR. (%)
1	6.47	15.73	15.18	6.47	4.85	4.68	1.62	0.17	12.15	96.50	11.73	72.39
2	6.47	6.62	6.40	6.47	2.04	1.98	0.84	0.07	11.49	96.65	11.11	68.57
3	5.89	9.07	8.91	5.89	2.80	2.75	1.20	0.05	11.34	98.19	11.13	68.70
4	5.48	4.87	4.71	5.48	1.50	1.45	-0.02	0.05	16.45	96.70	15.91	98.19
5	6.45	14.34	13.85	6.45	4.43	4.27	2.03	0.15	11.11	96.57	10.73	66.24
6	4.30	12.94	12.51	4.30	3.99	3.86	0.31	0.13	15.04	96.67	14.54	89.73
7	6.31	19.65	18.92	6.31	6.07	5.84	0.25	0.23	15.57	96.28	14.99	92.53
8	6.89	10.06	9.72	6.89	3.11	3.00	0.49	0.11	13.97	96.62	13.50	83.34
9	6.11	11.07	10.69	6.11	3.42	3.30	0.79	0.12	13.16	96.56	12.71	78.43
10	7.20	19.96	19.19	7.20	6.16	5.92	1.04	0.24	13.87	96.13	13.33	82.29
11	7.13	21.11	20.31	7.13	6.52	6.27	0.62	0.25	14.80	96.21	14.24	87.88
12	4.32	11.98	11.55	4.32	3.70	3.56	0.62	0.13	13.88	96.37	13.38	82.58
13	6.36	18.89	18.24	6.36	5.83	5.63	0.53	0.20	14.85	96.56	14.34	88.52
14	7.13	21.28	20.46	7.13	6.57	6.31	0.57	0.25	14.91	96.15	14.34	88.51
15	7.06	20.79	20.00	7.06	6.42	6.17	0.64	0.24	14.73	96.18	14.17	87.47
16	6.85	20.45	19.61	6.85	6.31	6.05	0.54	0.26	14.92	95.91	14.31	88.35
17	7.04	19.60	18.79	7.04	6.05	5.80	0.99	0.25	13.92	95.87	13.34	82.36
18	7.01	20.72	19.91	7.01	6.39	6.14	0.62	0.25	14.78	96.10	14.20	87.65
19	6.99	20.67	19.85	6.99	6.38	6.13	0.61	0.25	14.78	96.03	14.19	87.62
20	6.91	20.27	19.44	6.91	6.26	6.00	0.65	0.26	14.67	95.89	14.07	86.84
21	6.97	16.96	16.29	6.97	5.23	5.03	0.61	0.21	12.17	96.04	11.69	86.67
22	7.11	19.66	19.19	7.11	6.43	6.18	0.84	0.49	13.87	96.11	14.32	87.74
23	7.15	20.81	20.34	7.15	6.47	6.22	0.88	0.52	13.84	96.15	14.36	87.78
24	6.89	11.68	11.21	6.89	6.21	5.96	0.62	0.27	14.09	95.90	14.11	87.53
25	6.78	18.59	18.11	6.78	6.10	5.84	0.50	0.15	14.21	95.78	13.99	87.41
26	7.11	20.98	20.51	7.11	6.43	6.18	0.84	0.49	13.87	96.12	14.33	87.75
27	7.88	20.49	20.02	7.88	7.20	6.95	0.60	0.25	13.11	95.88	14.09	87.51
28	6.99	20.15	19.67	6.99	6.31	6.06	0.71	0.36	14.00	95.99	14.20	87.62
29	7.00	19.30	18.83	7.00	6.32	6.07	0.73	0.37	13.99	96.00	14.21	87.63
30	6.97	16.96	16.24	6.97	5.23	5.01	1.73	0.22	12.17	95.78	11.66	71.95
31	6.65	16.89	16.19	6.65	5.21	5.00	1.44	0.22	12.70	95.84	12.17	75.14
	6.64	16.86	16.28	6.64	5.35	5.15	0.79	0.23	13.82	96.25	13.53	83.97

Anexo 1

Continuación

1 de agosto - 31 agosto (Sistema fotovoltaico con inversor string - SMA)												
Día	Irradiación del generador (kWh)	Energía del generador DC (kWh)	Energía del sistema AC (kWh)	Productividad de referencia (YR): (kWh*kWp* día)	Productividad del generador YA: (kWh*kWp* día)	Productividad final YF: (kWh*kWp* día)	Pérdidas de captura LC: (kWh)	Pérdidas del resto del sistema L.BOS: (kWh)	Eficiencia del array n A: (%)	Eficiencia del resto del sistema n BOS: (%)	Eficiencia del sistema n S: (%)	Performace Ratio PR. (%)
1	6.85	14.84	14.08	6.85	4.58	4.34	2.27	0.23	10.82	94.87	10.27	63.39
2	7.26	16.00	15.37	7.26	4.94	4.74	2.32	0.20	11.02	96.02	10.58	65.31
3	4.12	11.84	11.40	4.12	3.66	3.52	0.46	0.14	14.38	96.23	13.84	85.45
4	5.48	16.41	15.82	5.48	5.06	4.88	0.41	0.18	14.98	96.39	14.44	89.15
5	7.27	22.13	21.23	7.27	6.83	6.55	0.45	0.28	15.21	95.93	14.59	90.05
6	6.86	20.17	19.31	6.86	6.22	5.96	0.63	0.26	14.71	95.77	14.09	86.96
7	7.27	21.61	20.74	7.27	6.67	6.40	0.60	0.27	14.85	95.99	14.26	88.02
8	7.32	21.71	20.84	7.32	6.70	6.43	0.62	0.27	14.83	95.98	14.23	87.85
9	6.92	20.85	19.96	6.92	6.44	6.16	0.49	0.28	15.06	95.72	14.42	89.01
10	6.21	18.09	17.26	6.21	5.58	5.33	0.62	0.26	14.58	95.39	13.91	85.83
11	7.24	21.42	20.52	7.24	6.61	6.33	0.63	0.28	14.79	95.79	14.17	87.44
12	6.59	18.97	18.24	6.59	5.86	5.63	0.74	0.23	14.39	96.13	13.83	85.37
13	5.16	15.00	14.42	5.16	4.63	4.45	0.53	0.18	14.53	96.16	13.97	86.22
14	7.63	22.09	21.20	7.63	6.82	6.54	0.81	0.27	14.49	95.97	13.90	85.81
15	7.35	21.05	20.23	7.35	6.50	6.24	0.85	0.25	14.33	96.12	13.77	85.00
16	4.42	12.82	12.30	4.42	3.96	3.80	0.47	0.16	14.49	95.98	13.90	85.83
17	6.48	19.02	18.29	6.48	5.87	5.65	0.61	0.23	14.67	96.16	14.11	87.07
18	7.19	21.68	20.78	7.19	6.69	6.41	0.49	0.28	15.09	95.84	14.46	89.25
19	6.68	19.76	18.90	6.68	6.10	5.83	0.58	0.27	14.80	95.61	14.15	87.32
20	4.99	14.37	13.80	4.99	4.43	4.26	0.56	0.17	14.39	96.09	13.82	85.33
21	6.66	18.90	18.19	6.66	6.02	5.80	0.67	0.22	14.57	96.00	13.99	86.36
22	6.16	17.00	16.29	6.16	5.52	5.30	0.56	0.11	14.46	95.89	13.88	86.25
23	7.43	21.99	21.28	7.43	6.79	6.57	0.82	0.37	14.72	96.15	14.14	86.51
24	7.35	21.99	21.28	7.35	6.71	6.49	0.85	0.40	14.75	96.18	14.17	86.54
25	6.42	18.82	18.11	6.42	5.78	5.56	0.44	0.01	14.36	95.79	13.78	86.15
26	6.55	19.50	18.79	6.55	5.91	5.69	0.56	0.11	14.46	95.89	13.88	86.25
27	6.59	19.00	18.29	6.59	5.95	5.73	0.47	0.02	14.37	95.80	13.79	86.16
28	6.46	21.98	21.27	6.46	5.82	5.60	0.60	0.15	14.50	95.93	13.92	86.29
29	7.46	21.79	21.08	7.46	6.82	6.60	0.58	0.13	14.48	95.91	13.90	86.27
30	7.46	20.82	20.11	7.46	6.82	6.60	0.57	0.12	14.47	95.90	13.89	86.26
31	7.24	20.50	19.79	7.24	6.60	6.38	0.78	0.33	14.68	96.11	14.10	86.47
	6.62	19.10	18.36	6.62	5.90	5.67	0.71	0.21	14.39	95.92	13.81	85.33

Anexo 2. Tabla de datos de evaluación del PR de 3 mes del sistema fotovoltaico con convertor cc-cc incluido días de sombreados parciales

1 de Junio - 30 Junio (Sistema fotovoltaico con convertor cc-cc - Solar Edge)												
Día	Irradiación del generador (kWh)	Energía del generador DC (kWh)	Energía del sistema AC (kWh)	Productividad de referencia (YR): (kWh*kWp* dia)	Productividad del generador YA: (kWh*kWp* dia)	Productividad final YF: (kWh*kWp* dia)	Pérdidas de captura LC: (kWh)	Pérdidas del resto del sistema L.BOS: (kWh)	Eficiencia del array n A: (%)	Eficiencia del resto del sistema n BOS: (%)	Eficiencia del sistema n S: (%)	Reformace Ratio PR. (%)
1	4.12	12.50	12.50	4.12	3.86	3.86	0.26	0.00	15.19	100.13	15.21	93.86
2	4.42	13.47	13.41	4.42	4.16	4.14	0.27	0.02	15.29	99.88	15.27	94.24
3	4.99	15.02	14.91	4.99	4.64	4.60	0.36	0.03	15.19	99.99	15.19	93.74
4	5.16	15.65	15.53	5.16	4.83	4.79	0.33	0.04	15.33	100.06	15.33	94.63
5	5.48	17.06	16.93	5.48	5.27	5.22	0.21	0.04	15.79	100.29	15.80	97.56
6	6.21	18.75	18.37	6.21	5.79	5.67	0.42	0.12	15.38	99.30	15.27	94.25
7	6.48	19.68	19.40	6.48	6.07	5.99	0.41	0.09	15.47	100.06	15.47	95.48
8	6.59	19.62	19.34	6.59	6.06	5.97	0.54	0.09	15.19	100.03	15.19	93.78
9	6.68	20.42	20.00	6.68	6.30	6.17	0.38	0.13	15.60	99.51	15.51	95.73
10	6.85	15.34	15.23	6.85	4.74	4.70	2.12	0.04	11.52	100.02	11.66	72.00
11	6.86	20.82	20.42	6.86	6.43	6.30	0.43	0.12	15.51	99.67	15.45	95.37
12	6.92	21.50	21.07	6.92	6.64	6.50	0.28	0.14	15.87	99.62	15.78	97.42
13	7.19	22.34	21.89	7.19	6.89	6.76	0.29	0.14	15.89	99.74	15.82	97.66
14	7.24	22.07	21.63	7.24	6.81	6.68	0.43	0.14	15.59	99.70	15.53	95.85
15	7.27	22.26	21.85	7.27	6.87	6.74	0.40	0.13	15.66	99.89	15.62	96.43
16	7.27	22.78	22.33	7.27	7.03	6.89	0.24	0.14	16.01	99.83	15.95	98.46
17	7.32	22.36	21.94	7.32	6.90	6.77	0.42	0.13	15.63	99.88	15.59	96.26
18	7.35	21.70	21.34	7.35	6.70	6.59	0.65	0.11	15.13	100.02	15.13	93.41
19	7.63	22.74	22.31	7.63	7.02	6.89	0.61	0.13	15.29	99.87	15.26	94.22
20	7.21	20.84	21.28	7.21	6.86	6.84	0.59	0.32	15.29	100.03	15.28	94.92
21	7.22	20.80	21.24	7.22	6.78	6.76	0.60	0.33	15.30	99.87	15.29	94.76
22	7.00	20.55	21.00	7.00	6.86	6.84	0.59	0.32	15.29	99.89	15.28	94.78
23	6.88	20.53	20.97	6.88	5.76	5.74	0.44	0.17	15.15	100.25	15.14	95.14
24	6.97	15.64	16.08	6.97	6.35	6.33	0.38	0.11	15.09	100.99	15.08	95.88
25	6.93	20.67	21.09	6.93	6.45	6.43	0.35	0.08	15.06	99.62	15.05	94.51
26	6.79	20.76	21.10	6.79	6.52	6.50	0.41	0.15	15.12	100.41	15.11	95.30
27	7.00	20.86	21.28	7.00	6.56	6.54	0.58	0.31	15.28	99.93	15.27	94.82
28	6.79	19.53	19.96	6.79	6.52	6.50	0.46	0.19	15.16	99.95	15.15	94.84
29	6.87	17.64	18.08	6.87	6.49	6.47	0.49	0.22	15.19	97.45	15.18	92.34
30	6.91	19.67	20.12	6.91	6.40	6.38	0.58	0.31	15.28	98.95	15.27	93.84
	6.62	19.45	19.42	6.62	6.15	6.09	0.48	0.14	15.26	99.83	15.24	94.38

Anexo 2.

Continuación

1 de Julio - 31 Julio (Sistema fotovoltaico con conversor cc-cc - Solar Edge)												
Día	Irradiación del generador (kWh)	Energía del generador DC	Energía del sistema AC	Productividad de referencia (YR):	Productividad del generador YA:	Productividad final YF: (kWh*kWp* día)	Pérdidas de captura LC:	Pérdidas del resto del	Eficiencia del array n A: (%)	Eficiencia del resto del sistema n BOS:	Eficiencia del sistema n S:	Performace Ratio PR. (%)
1	6.47	16.38	16.29	6.47	5.06	5.03	1.42	0.03	12.95	100.40	13.09	80.80
2	6.47	7.28	7.51	6.47	2.25	2.32	0.64	-0.07	12.30	100.56	12.47	76.98
3	5.89	9.73	10.02	5.89	3.00	3.09	1.00	-0.09	12.14	102.09	12.49	77.12
4	5.48	5.52	5.81	5.48	1.70	1.79	-0.22	-0.09	17.25	100.61	17.27	99.60
5	6.45	14.99	14.95	6.45	4.63	4.62	1.83	0.01	11.91	100.48	12.09	74.65
6	4.30	13.59	13.61	4.30	4.19	4.20	0.11	-0.01	15.84	100.57	15.90	98.14
7	6.31	20.31	20.03	6.31	6.27	6.18	0.04	0.09	16.37	100.18	16.35	99.95
8	6.89	10.71	10.83	6.89	3.31	3.34	0.29	-0.04	14.78	100.52	14.86	91.75
9	6.11	11.72	11.79	6.11	3.62	3.64	0.59	-0.02	13.96	100.46	14.07	86.84
10	7.20	20.61	20.30	7.20	6.36	6.26	0.83	0.10	14.67	100.03	14.69	90.70
11	7.13	21.76	21.42	7.13	6.72	6.61	0.42	0.11	15.60	100.11	15.60	96.29
12	4.32	12.63	12.65	4.32	3.90	3.91	0.42	-0.01	14.68	100.27	14.74	90.99
13	6.36	19.54	19.35	6.36	6.03	5.97	0.33	0.06	15.65	100.46	15.70	96.94
14	7.13	21.93	21.57	7.13	6.77	6.66	0.37	0.11	15.72	100.05	15.70	96.92
15	7.06	21.45	21.11	7.06	6.62	6.51	0.44	0.10	15.54	100.09	15.53	95.88
16	6.85	21.10	20.72	6.85	6.51	6.40	0.34	0.12	15.73	99.82	15.68	96.76
17	7.04	20.26	19.90	7.04	6.25	6.14	0.79	0.11	14.72	99.77	14.71	90.77
18	7.01	21.37	21.02	7.01	6.59	6.49	0.42	0.11	15.58	100.00	15.56	96.06
19	6.99	21.33	20.96	6.99	6.58	6.47	0.41	0.11	15.58	99.93	15.56	96.03
20	6.91	20.92	20.55	6.91	6.46	6.34	0.45	0.12	15.47	99.79	15.43	95.25
21	6.97	17.61	17.39	6.97	5.44	5.37	0.41	0.07	12.97	99.94	13.05	95.08
22	7.11	20.31	20.30	7.11	6.63	6.52	0.63	0.35	14.67	100.02	15.69	96.16
23	7.15	21.46	21.45	7.15	6.67	6.56	0.67	0.38	14.64	100.06	15.73	96.20
24	6.89	12.33	12.32	6.89	6.41	6.30	0.42	0.13	14.89	99.80	15.47	95.94
25	6.78	19.24	19.22	6.78	6.30	6.19	0.30	0.01	15.01	99.68	15.35	95.82
26	7.11	21.63	21.61	7.11	6.63	6.52	0.64	0.35	14.67	100.02	15.69	96.16
27	7.88	21.15	21.13	7.88	7.40	7.29	0.40	0.11	13.91	99.78	15.46	95.93
28	6.99	20.80	20.78	6.99	6.51	6.40	0.51	0.22	14.80	99.89	15.56	96.03
29	7.00	19.96	19.94	7.00	6.52	6.41	0.52	0.23	14.79	99.90	15.58	96.05
30	6.97	16.43	16.18	6.97	5.07	4.99	1.90	0.08	11.79	98.48	11.61	71.67
31	6.65	18.48	18.18	6.65	5.70	5.61	0.95	0.09	13.90	98.37	13.67	84.39
	6.64	17.50	17.38	6.64	5.55	5.49	0.59	0.09	14.60	100.07	14.85	91.87

Anexo 2.

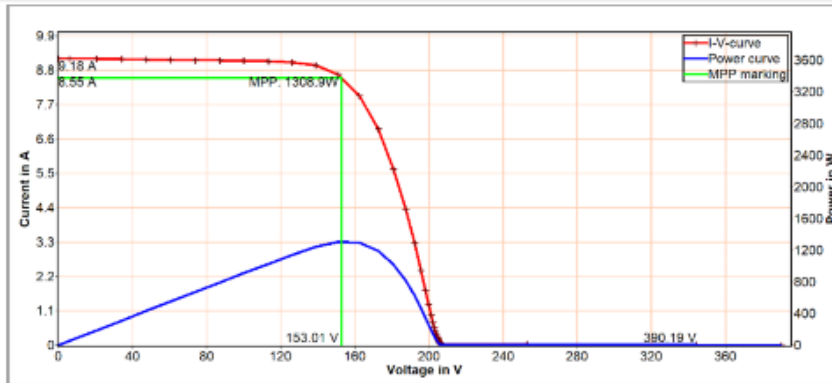
Continuación

1 de agosto - 31 agosto (Sistema fotovoltaico con convertor cc-cc - Solar Edge)												
Día	Irradiación del generador (kWh)	Energía del generador DC (kWh)	Energía del sistema AC (kWh)	Productividad de referencia (YR): (kWh*kWp* día)	Productividad del generador YA: (kWh*kWp* día)	Productividad final YF: (kWh*kWp* día)	Pérdidas de captura LC: (kWh)	Pérdidas del resto del sistema L.BOS: (kWh)	Eficiencia del array n A: (%)	Eficiencia del resto del sistema n BOS: (%)	Eficiencia del sistema n S: (%)	Performace Ratio PR. (%)
1	6.85	15.25	15.02	6.85	4.71	4.64	2.15	0.07	11.13	98.47	10.96	67.63
2	7.26	23.76	23.40	7.26	7.33	7.22	-0.07	0.11	16.36	98.51	16.11	99.47
3	4.12	12.50	12.50	4.12	3.86	3.86	0.26	0.00	15.19	100.13	15.21	93.86
4	5.48	17.06	16.93	5.48	5.27	5.22	0.21	0.04	15.79	100.29	15.80	97.56
5	7.27	22.78	22.33	7.27	7.03	6.89	0.24	0.14	16.01	99.83	15.95	98.46
6	6.86	20.82	20.42	6.86	6.43	6.30	0.43	0.12	15.51	99.67	15.45	95.37
7	7.27	22.26	21.85	7.27	6.87	6.74	0.40	0.13	15.66	99.89	15.62	96.43
8	7.32	22.36	21.94	7.32	6.90	6.77	0.42	0.13	15.63	99.88	15.59	96.26
9	6.92	21.50	21.07	6.92	6.64	6.50	0.28	0.14	15.87	99.62	15.78	97.42
10	6.21	18.75	18.37	6.21	5.79	5.67	0.42	0.12	15.38	99.30	15.27	94.25
11	7.24	22.07	21.63	7.24	6.81	6.68	0.43	0.14	15.59	99.70	15.53	95.85
12	6.59	19.62	19.34	6.59	6.06	5.97	0.54	0.09	15.19	100.03	15.19	93.78
13	5.16	15.65	15.53	5.16	4.83	4.79	0.33	0.04	15.33	100.06	15.33	94.63
14	7.63	22.74	22.31	7.63	7.02	6.89	0.61	0.13	15.29	99.87	15.26	94.22
15	7.35	21.70	21.34	7.35	6.70	6.59	0.65	0.11	15.13	100.02	15.13	93.41
16	4.42	13.47	13.41	4.42	4.16	4.14	0.27	0.02	15.29	99.88	15.27	94.24
17	6.48	19.68	19.40	6.48	6.07	5.99	0.41	0.09	15.47	100.06	15.47	95.48
18	7.19	22.34	21.89	7.19	6.89	6.76	0.29	0.14	15.89	99.74	15.82	97.66
19	6.68	20.42	20.00	6.68	6.30	6.17	0.38	0.13	15.60	99.51	15.51	95.73
20	4.99	15.02	14.91	4.99	4.64	4.60	0.36	0.03	15.19	99.99	15.19	93.74
21	6.66	19.55	19.29	6.66	6.22	6.14	0.47	0.08	15.37	99.90	15.35	94.77
22	6.16	17.65	17.40	6.16	5.72	5.64	0.35	-0.04	15.26	99.79	15.24	94.66
23	7.43	22.64	22.39	7.43	6.99	6.91	0.62	0.23	15.52	100.05	15.50	94.92
24	7.35	22.64	22.39	7.35	6.91	6.83	0.65	0.26	15.55	100.08	15.53	94.95
25	6.42	19.47	19.22	6.42	5.99	5.91	0.24	-0.13	15.16	99.69	15.14	94.56
26	6.55	20.15	19.90	6.55	6.11	6.03	0.35	-0.03	15.26	99.79	15.24	94.66
27	6.59	19.65	19.40	6.59	6.15	6.07	0.27	-0.12	15.18	99.71	15.16	94.58
28	6.46	22.63	22.38	6.46	6.02	5.94	0.39	0.01	15.30	99.83	15.28	94.70
29	7.46	22.44	22.19	7.46	7.02	6.94	0.37	-0.01	15.28	99.81	15.26	94.68
30	7.46	21.47	21.22	7.46	7.02	6.94	0.36	-0.03	15.27	99.80	15.25	94.67
31	7.24	21.15	20.90	7.24	6.80	6.72	0.58	0.19	15.48	100.01	15.46	94.88
	6.62	19.97	19.69	6.62	6.17	6.08	0.44	0.07	15.33	99.77	15.29	94.44

Anexo 3. Informe de trazado de curvas I-V con sombreados parciales



Result of Profitest PV Power Measurement



Measurement Results

Module type: TP660P-270W (TALESUN 270)

In series: 12 - Parallel: 1

		Measurm.:	Nominal:	Deviation:
Values at STC:				
	Peak power P pk:	1445.0 Wp	3240.0 W	-55.4 %
	Ppk max:	1517.3 W	n.a.	
	Ppk min:	1372.8 W	n.a.	
	I pmax0:	8.41 A	8.63 A	-2.6 %
	Vpmax0:	171.9 V	375.6 V	-54.2 %
	I sc0:	9.02 A	9.09 A	-0.8 %
	Voc0:	403.8 V	462.0 V	-12.6 %
Maximum values (actual):				
	P max:	1308.9 W		
	I pmax:	8.55 A		
	Vpmax:	153.0 V		
	I sc:	9.18 A		
	Voc:	390.2 V		
Calculated values:				
	Rs:	15.0 Ohm	4.1 Ohm	265.9 %
	Losses by add. Rs:	-769 W		
	Rp:	30 Ohm	2310 Ohm	-98.7 %
	FF:	0.37	0.77	-52.6 %
	NOCT:	41 DegC		
Conditions during measurement:				
	Cell temperature T mod:	46.3 DegC		
	Irradiance E eff:	1017 W/m2		
	Temperature reference cell T ref:	45.7 DegC		

Additional Informations

File: C:\Users\Nitro\Documents\CURVAS IV\Measurement series\01-08-2024 11_50_10.SUI

Profitest PV Serial No.: PTEST150003121

Sensor: SOZ-03 #16056

Customer:

PV plant:

Plant part:

Date of measurement: 01.08.2024 11:50:10

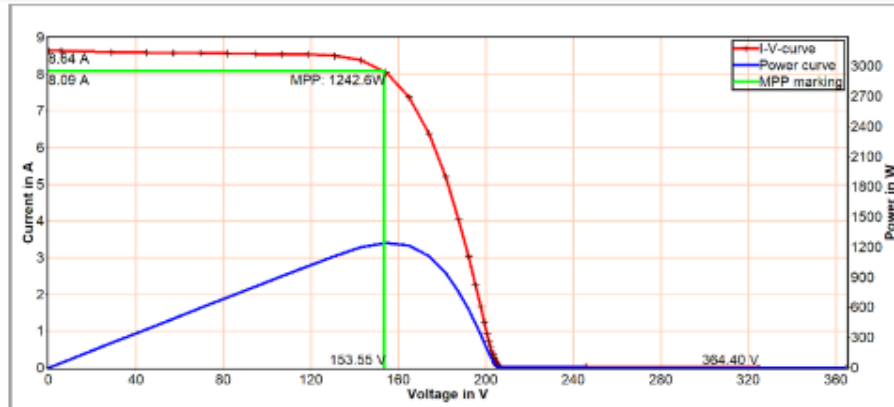
Description:

Anexo 3.

Continuación



Result of Profitest PV Power Measurement



Measurement Results

Module type: TP660P-270W (TALESUN 270)

In series: 12 - Parallel: 1

		Measurm.:	Nominal:	Deviation:	
Values at STC:		Peak power P_{pk}:	1333.8 Wp	3240.0 W	-58.8 %
	P _{pk max} :	1400.5 W	n.a.		
	P _{pk min} :	1267.1 W	n.a.		
	I _{pmax0} :	8.63 A	8.63 A	0.0 %	
	V _{pmax0} :	154.5 V	375.6 V	-58.9 %	
	I _{sc0} :	9.22 A	9.09 A	1.4 %	
	V _{oc0} :	375.0 V	462.0 V	-18.8 %	
Maximum values (actual):		P _{max} :	1242.6 W		
	I _{pmax} :	8.09 A			
	V _{pmax} :	153.6 V			
	I _{sc} :	8.64 A			
	V _{oc} :	364.4 V			
Calculated values:		R _s :	13.8 Ohm	4.1 Ohm	236.0 %
	Losses by add. R _s :	-720 W			
	R _p :	28 Ohm	2310 Ohm	-98.8 %	
	FF:	0.39	0.77	-48.9 %	
	NOCT:	44 DegC			
Conditions during measurement:		Cell temperature T _{mod} :	48.5 DegC		
	Irradiance E _{eff} :	938 W/m ²			
	Temperature reference cell T _{ref} :	48.2 DegC			

Additional Informations

File: C:\Users\Nitro\Documents\CURVAS IV\Measurement series\1\01-08-2024_13_06_00.SUI

Profitest PV Serial No.: PTEST150003121

Sensor: SOZ-03 #16056

Customer:

PV plant:

Plant part:

Date of measurement: 01.08.2024 13:06:00

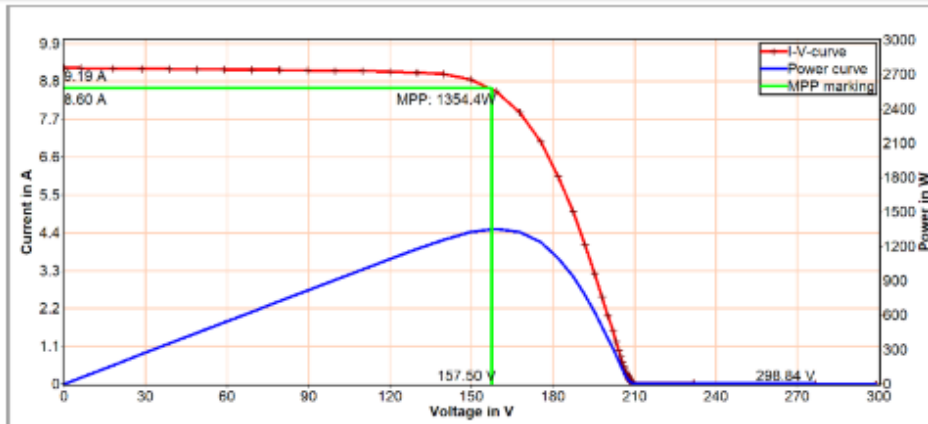
Description:

Anexo 3.

Continuación



Result of Profitest PV Power Measurement



Measurement Results

Module type: TP660P-270W (TALESUN 270)

In series: 12 - Parallel: 1

		Measurm.:	Nominal:	Deviation:
Values at STC:	Peak power P pk:	1479.6 Wp	3240.0 W	-54.3 %
	Ppk max:	1553.6 W	n.a.	
	Ppk min:	1405.6 W	n.a.	
	I pmax0:	8.46 A	8.63 A	-2.0 %
	Vpmax0:	174.9 V	375.6 V	-53.4 %
	I sc0:	9.04 A	9.09 A	-0.5 %
	Voc0:	312.4 V	462.0 V	-32.4 %
Maximum values (actual):	P max:	1354.4 W		
	I pmax:	8.60 A		
	Vpmax:	157.5 V		
	I sc:	9.19 A		
	Voc:	298.8 V		
Calculated values:	Rs:	8.9 Ohm	4.1 Ohm	117.4 %
	Losses by add. Rs:	-344 W		
	Rp:	193 Ohm	2310 Ohm	-91.7 %
	FF:	0.49	0.77	-36.1 %
	NOCT:	41 DegC		
Conditions during measurement:	Cell temperature T mod:	46.8 DegC		
	Irradiance E eff:	1016 W/m2		
	Temperature reference cell T ref:	41.6 DegC		

Additional Informations

File: C:\Users\Nitro\Documents\CURVAS IV\Measurement series1\02-08-2024_11_10_26.SUI

Profitest PV Serial No.: PTEST150003121

Sensor: SOZ-03 #16056

Customer:

PV plant:

Plant part:

Date of measurement: 02.08.2024 11:10:26

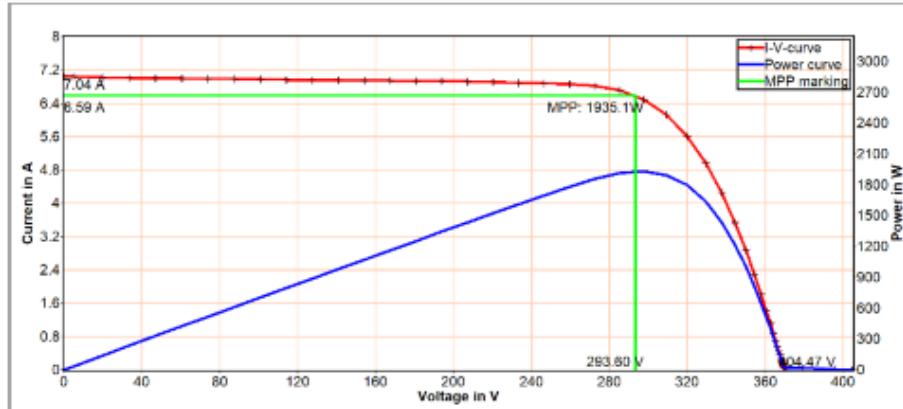
Description:

Anexo 3.

Continuación



Result of Profitest PV Power Measurement



Measurement Results

Module type: TP660P-270W (TALESUN 270)

In series: 12 - Parallel: 1

		Measurm.:	Nominal:	Deviation:	
Values at STC:		Peak power P pk:	2499.2 Wp	3240.0 W	-22.9 %
		Ppk max:	2624.2 W	n.a.	
		Ppk min:	2374.3 W	n.a.	
		I pmax0:	8.40 A	8.63 A	-2.7 %
		V pmax0:	297.5 V	375.6 V	-20.8 %
		I sc0:	8.98 A	9.09 A	-1.3 %
		V oc0:	423.0 V	462.0 V	-8.4 %
Maximum values (actual):		P max:	1935.1 W		
		I pmax:	6.59 A		
		V pmax:	293.6 V		
		I sc:	7.04 A		
		V oc:	404.5 V		
Calculated values:		Rs:	8.5 Ohm	4.1 Ohm	108.0 %
		Losses by add. Rs:	-312 W		
		Rp:	2461 Ohm	2310 Ohm	6.5 %
		FF:	0.68	0.77	-12.0 %
		NOCT:	40 DegC		
Conditions during measurement:		Cell temperature T mod:	40.1 DegC		
		Irradiance E eff:	785 W/m2		
		Temperature reference cell T ref:	41.2 DegC		

Additional Informations

File: C:\Users\Nitro\Documents\CURVAS IV\Measurement series1\30-07-2024_14_18_30.SUI

Profitest PV Serial No.: PTEST150003121

Sensor: SOZ-03 #16056

Customer: PV-Engineering GmbH

PV plant: PV Park 1

Plant part: String 1.1

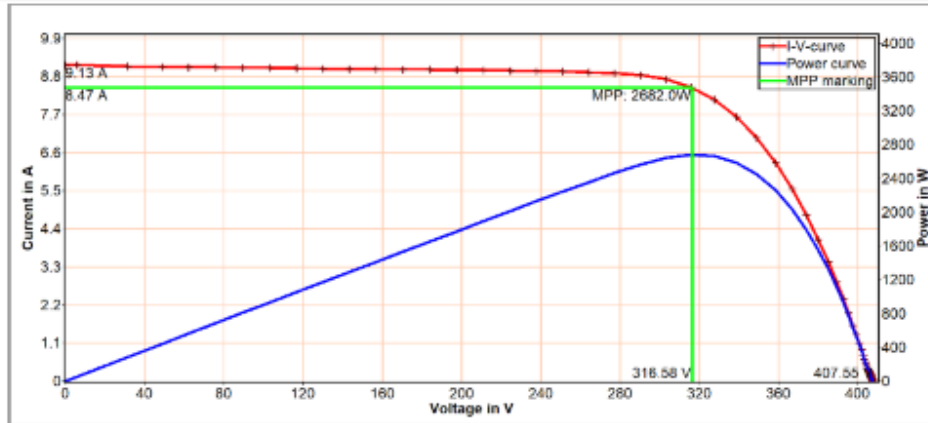
Date of measurement: 30.07.2024 14:18:30

Description:

Anexo 4. Informe de trazado de curvas I-V sin sombreados parciales



Result of Profitest PV Power Measurement



Measurement Results

Module type: TP660P-270W (TALESUN 270)

In series: 12 - Parallel: 1

		Measurm.:	Nominal:	Deviation:	
Values at STC:		Peak power P pk:	2990.8 Wp	3240.0 W	-7.7 %
		Ppk max:	3140.3 W	n.a.	
		Ppk min:	2841.2 W	n.a.	
		I pmax0:	8.43 A	8.63 A	-2.3 %
		Vpmax0:	354.7 V	375.6 V	-5.6 %
		I sc0:	9.09 A	9.09 A	0.0 %
		Voc0:	440.3 V	462.0 V	-4.7 %
Maximum values (actual):		P max:	2682.0 W		
		I pmax:	8.47 A		
		Vpmax:	316.6 V		
		I sc:	9.13 A		
		Voc:	407.6 V		
Calculated values:		Rs:	4.8 Ohm	4.1 Ohm	16.7 %
		Losses by add. Rs:	-48 W		
		Rp:	2759 Ohm	2310 Ohm	19.4 %
		FF:	0.72	0.77	-6.6 %
		NOCT:	45 DegC		
Conditions during measurement:		Cell temperature T mod:	51.7 DegC		
		Irradiance E eff:	1005 W/m2		
		Temperature reference cell T ref:	48.3 DegC		

Additional Informations

File: C:\Users\Nitro\Documents\CURVAS IV\Measurement series1\30-07-2024_12_18_36.SUI

Profitest PV Serial No.: PTEST150003121

Sensor: SOZ-03 #16056

Customer:

PV plant:

Plant part:

Date of measurement: 30.07.2024 12:18:36

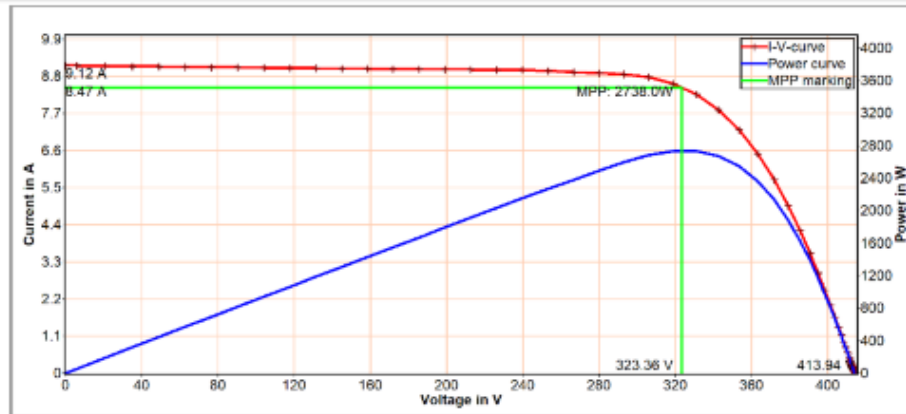
Description:

Anexo 4.

Continuación



Result of Profitest PV Power Measurement



Measurement Results

Module type: TP660P-270W (TALESUN 270)

In series: 12 - Parallel: 1

		Measurm.:	Nominal:	Deviation:
Values at STC:	Peak power P_{pk}:	2987.8 Wp	3240.0 W	-7.8 %
	P _{pk} max:	3137.2 W	n.a.	
	P _{pk} min:	2838.4 W	n.a.	
	I _{pmax0} :	8.44 A	8.63 A	-2.2 %
	V _{pmax0} :	353.9 V	375.6 V	-5.8 %
	I _{sc0} :	9.09 A	9.09 A	0.0 %
	V _{oc0} :	440.3 V	462.0 V	-4.7 %
Maximum values (actual):	P _{max} :	2738.0 W		
	I _{pmax} :	8.47 A		
	V _{pmax} :	323.4 V		
	I _{sc} :	9.12 A		
	V _{oc} :	413.9 V		
Calculated values:	R _s :	4.7 Ohm	4.1 Ohm	15.3 %
	Losses by add. R _s :	-45 W		
	R _p :	2803 Ohm	2310 Ohm	21.3 %
	FF:	0.73	0.77	-6.0 %
	NOCT:	41 DegC		
Conditions during measurement:	Cell temperature T _{mod} :	46.4 DegC		
	Irradiance E _{eff} :	1003 W/m ²		
	Temperature reference cell T _{ref} :	44.9 DegC		

Additional Informations

File: C:\Users\Nitro\Documents\CURVAS IV\Measurement series1\31-07-2024_11_22_58.SUI

Profitest PV Serial No.: PTEST150003121

Sensor: SOZ-03 #16056

Customer:

PV plant:

Plant part:

Date of measurement: 31.07.2024 11:22:58

Description:

Anexo 5. Informe del PR en software PVsyst con sombreado parcial conversor cc-cc



PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
16/10/24 11:34
con v7.3.1

Proyecto: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON CONVERTOR CC-CC

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Cobertizos en el suelo			
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos		Modelos usados	
Orientación				Transposición	
Plano fijo				Difuso	
Inclinación/Azimut		15 / 0 °		Circunsolar	
				Perez	
				Importado	
				separado	
Horizonte		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Altura promedio		0.9 °		Carga ilimitada (red)	
		Sombreados lineales			

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Bauer Solartechnik	Fabricante	SolarEdge
Modelo	BS-370-6M15	Modelo	SE3000H-US
(Definición de parámetros personalizados)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	370 Wp	Unidad Nom. Potencia	3.0 kWca
Número de módulos FV	10 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	3700 Wp	Potencia total	3.0 kWca
Conjunto de optimizadores	1 Cadena x 10 En series	Voltaje de funcionamiento	380 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.15
Pmpp	2678 Wp		
Salida de optimizadores			
Voper	380 V		
I en Poper	7.0 A		
Optimizador de energía SolarEdge			
Modelo	P370 WorldWide		
Unidad Nom. Potencia	370 W		
Módulos de entrada	Un módulo		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	3.70 kWp	Potencia total	3 kWca
Total	10 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	16.4 m ²	Proporción Pnom	1.23
Área celular	17.1 m ²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo	
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global		Frac. de pérdida	
Uc (const)		0.000 mΩ		0.0 %	
Uv (viento)		Frac. de pérdida		0.0 % en STC	
0.0 W/m ² K					
0.0 W/m ² K/m/s					
Pérdidas de desajuste de módulo		Módulo de degradación media		Factor de pérdida IAM	
Frac. de pérdida (Voltaje fijo) 0.0 %		Año n°		Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)	
		10		Parám. bo	
		Factor de pérdida		0.05	
		0.4 %/año			
		Desajuste debido a la degradación			
		Dispersión Imp RMS		0 %/año	
		Dispersión Vmp RMS		0 %/año	

Anexo 5.

Continuación



PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
16/10/24 11:34
con v7.3.1

Proyecto: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON CONVERTOR CC-CC

Variante: Nueva variante de simulación

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

7519 kWh/año

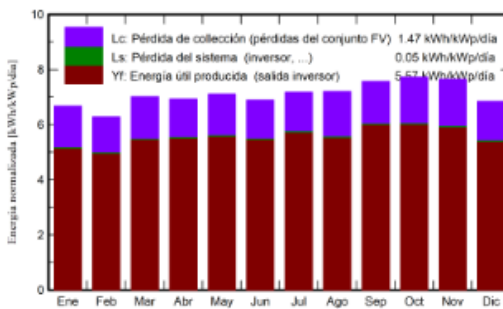
Producción específica

2032 kWh/kWp/año

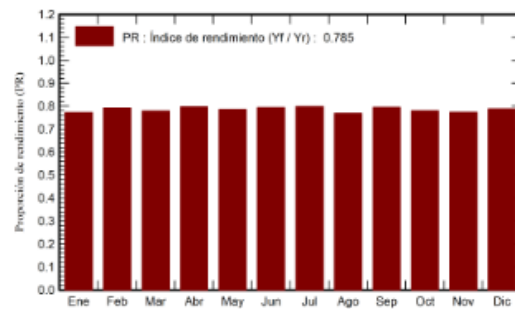
Proporción de rendimiento (PR)

78.52 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	221.2	88.58	9.46	206.7	188.6	597.0	590.9	0.773
Febrero	181.0	87.82	10.28	175.7	160.4	520.0	514.7	0.792
Marzo	211.9	69.57	9.54	217.5	199.6	632.8	626.7	0.779
Abril	188.9	50.51	9.42	207.9	191.1	618.9	613.0	0.797
Mayo	187.1	30.89	7.84	220.4	202.4	646.8	640.7	0.786
Junio	169.6	22.81	7.34	206.7	189.7	613.0	607.2	0.794
Julio	185.4	26.76	6.07	222.4	204.2	663.0	656.8	0.798
Agosto	197.4	34.49	7.07	223.2	205.4	641.6	635.6	0.770
Septiembre	214.6	48.16	8.16	227.0	208.9	673.7	667.5	0.795
Octubre	241.6	62.99	10.14	239.3	219.9	697.4	690.8	0.780
Noviembre	244.0	60.09	10.78	229.4	210.2	662.9	656.5	0.774
Diciembre	230.4	87.17	10.62	212.0	193.3	624.8	618.5	0.789
Año	2473.1	669.84	8.88	2588.1	2373.7	7591.9	7519.0	0.785

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Anexo 5.

Continuación



PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
16/10/24 11:49
con v7.3.1

Proyecto: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SF CR) DE 3kW CON CONVERTOR CC-CC

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetros generales			
Sistema conectado a la red		Cobertizos en el suelo	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación			Modelos usados
Plano fijo			Transposición Perez
Inclinación/Azimet	15 / 0 °		Difuso Importado
			Circunsolar separado
Horizonte		Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Altura promedio	0.9 °	Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Bauer Solartechnik	Fabricante	SolarEdge
Modelo	BS-370-6M15	Modelo	SE3000H-US
(Definición de parámetros personalizados)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	370 Wp	Unidad Nom. Potencia	3.0 kWca
Número de módulos FV	10 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	3700 Wp	Potencia total	3.0 kWca
Conjunto de optimizadores	1 Cadena x 10 En series	Voltaje de funcionamiento	380 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.15
Pmpp	2678 Wp		
Salida de optimizadores			
Voper	380 V		
I en Poper	7.0 A		
Optimizador de energía SolarEdge			
Modelo	P370 WorldWide		
Unidad Nom. Potencia	370 W		
Módulos de entrada	Un módulo		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	3.70 kWp	Potencia total	3 kWca
Total	10 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	16.4 m ²	Proporción Pnom	1.23
Área celular	17.1 m ²		

Pérdidas del conjunto			
Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	0.000 mΩ
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	0.0 % en STC
Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s		
Pérdidas de desajuste de módulo		Factor de pérdida IAM	
Frac. de pérdida (Voltaje fijo)	0.0 %	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cosi - 1)	
		Parám. bo	0.05
Pérdida de calidad módulo			
Frac. de pérdida	0.0 %		

Anexo 5.

Continuación



PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
16/10/24 11:49
con v7.3.1

Proyecto: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFGR) DE 3kW CON CONVERTOR CC-CC

Variante: Nueva variante de simulación

Resultados principales

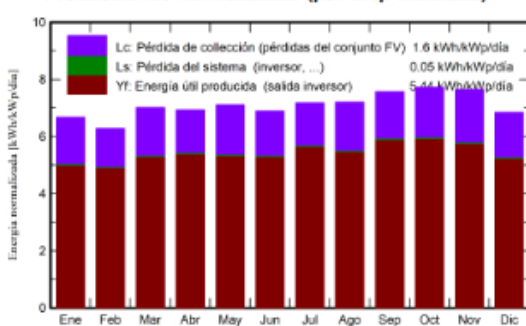
Producción del sistema

Energía producida 7341 kWh/año

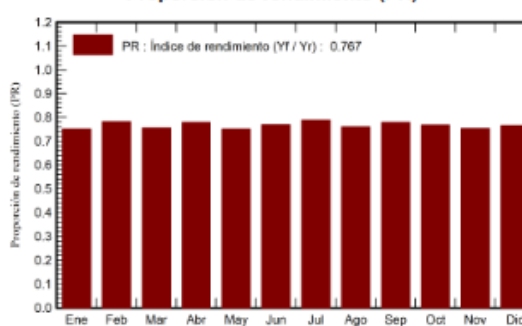
Producción específica 1984 kWh/kWp/año

Proporción de rendimiento (PR) 76.66 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	221.2	88.58	9.46	206.7	181.6	580.0	574.0	0.751
Febrero	181.0	87.82	10.28	175.7	154.5	513.9	508.6	0.782
Marzo	211.9	69.57	9.54	217.5	192.2	613.3	607.3	0.755
Abril	188.9	50.51	9.42	207.9	184.0	605.2	599.4	0.779
Mayo	187.1	30.89	7.84	220.4	194.8	617.8	611.8	0.750
Junio	169.6	22.81	7.34	206.7	182.6	593.6	587.9	0.769
Julio	185.4	26.76	6.07	222.4	196.6	654.6	648.5	0.788
Agosto	197.4	34.49	7.07	223.2	197.7	634.5	628.5	0.761
Septiembre	214.6	48.16	8.16	227.0	201.2	660.8	654.6	0.779
Octubre	241.6	62.99	10.14	239.3	211.6	687.0	680.4	0.769
Noviembre	244.0	60.09	10.78	229.4	202.3	645.2	638.9	0.753
Diciembre	230.4	87.17	10.62	212.0	186.1	606.9	600.7	0.766
Año	2473.1	669.84	8.88	2588.1	2285.2	7412.6	7340.8	0.767

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Anexo 6. Informe del PR en software PVsyst con sombreado parcial con inversor string



PVsyst V7.3.1

VC3. Simulation date:
15/10/24 16:06
with v7.3.1

Project: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON INVERSOR STRING

Variant: 3 kw inversor string_25% sombra

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation				Transposition	
Fixed plane				Diffuse	
Tilt/Azimuth		15 / 0 °		Circumsolar	
				Perez	
				Imported	
				separate	
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
1.0 °					

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Talesun Solar (suzhou)	Manufacturer	SMA
Model	TD660P(H)-270-L	Model	Sunny Boy 3000 TL-21
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	270 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3240 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	1 String x 12 In series	Operating voltage	110-500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.08
Pmpp	2918 Wp	Power sharing within this inverter	
U mpp	338 V		
I mpp	8.6 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3.24 kWp	Total power	3 kWac
Total	12 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	20.2 m²	Pnom ratio	1.08
Cell area	18.1 m²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	440 mΩ			
		Uc (const)	15.0 W/m²K	Loss Fraction	1.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss				
Voltage drop	0.9 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %			
Loss Fraction	0.2 % at STC							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation				
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	1			
				Loss factor	0.55 %/year			
				Mismatch due to degradation				
				Imp RMS dispersion	0.55 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0.55 %/year			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Anexo 6.

Continuación



PVsyst V7.3.1

VC3, Simulation date:
15/10/24 16:06
with v7.3.1

Project: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON INVERSOR STRING

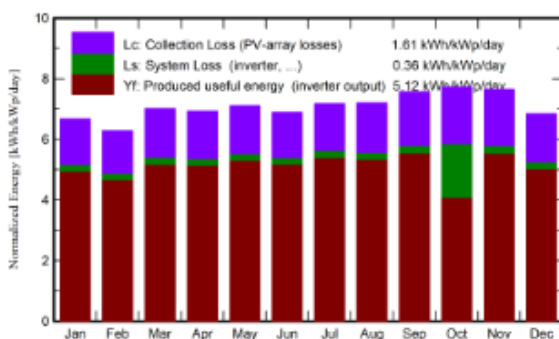
Variant: 3 kw invector string_25% sombra

Main results

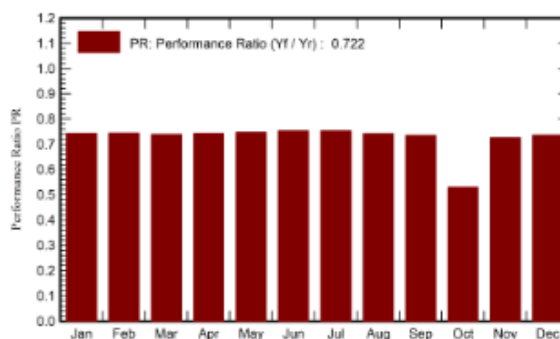
System Production

Produced Energy **6057 kWh/year** Specific production **1870 kWh/kWp/year**
Performance Ratio PR **72.24 %**

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	221.2	88.58	9.46	206.7	189.8	519.9	497.8	0.743
February	181.0	87.82	10.28	175.7	161.4	442.8	424.1	0.745
March	211.9	69.57	9.54	217.5	200.8	543.9	520.8	0.739
April	188.9	50.51	9.42	207.9	192.3	522.2	500.7	0.743
May	187.1	30.89	7.84	220.4	203.7	556.3	533.6	0.747
June	169.6	22.81	7.34	206.7	191.2	525.7	504.2	0.753
July	185.4	26.76	6.07	222.4	205.8	565.9	542.8	0.753
August	197.4	34.49	7.07	223.2	206.6	560.4	537.2	0.743
September	214.6	48.16	8.16	227.0	210.0	563.6	540.4	0.735
October	241.6	62.99	10.14	239.3	221.0	588.6	410.9	0.530
November	244.0	60.09	10.78	229.4	211.4	563.8	539.4	0.726
December	230.4	87.17	10.62	212.0	194.5	528.3	505.5	0.736
Year	2473.1	669.84	8.88	2588.1	2388.6	6481.3	6057.5	0.722

Legends

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

Anexo 6.

Continuación



PVsyst V7.3.1
VC3, Simulation date:
16/10/24 10:51
with v7.3.1

Project: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON INVERSOR STRING

Variant: 3 kw inverter string_25% sombra

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate
Horizon		User's needs	
Average Height	1.0 °	Unlimited load (grid)	
		Near Shadings	
		Linear shadings	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Talesun Solar (suzhou)	Manufacturer	SMA
Model	TD660P(H)-270-L	Model	Sunny Boy 3000 TL-21
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	270 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3240 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	1 String x 12 In series	Operating voltage	110-500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.08
Pmpp	2918 Wp	Power sharing within this inverter	
U mpp	338 V		
I mpp	8.6 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3.24 kWp	Total power	3 kWac
Total	12 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	20.2 m ²	Pnom ratio	1.08
Cell area	18.1 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	440 mΩ			
		Uc (const)	15.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss				
Voltage drop	0.9 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %			
Loss Fraction	0.2 % at STC							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation				
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	1			
				Loss factor	0.56 %/year			
				Mismatch due to degradation				
				Imp RMS dispersion	0.55 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0.55 %/year			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Anexo 6.

Continuación



PVsyst V7.3.1
 VC3, Simulation date:
 16/10/24 10:51
 with v7.3.1

Project: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON INVERSOR STRING

Variant: 3 kw inverter string_25% sombra

Main results

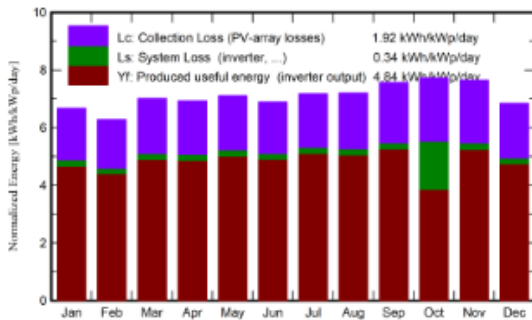
System Production

Produced Energy 5722 kWh/year

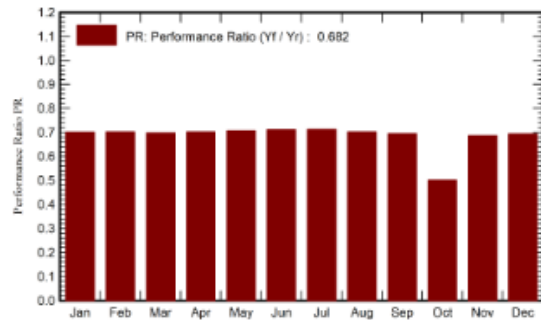
Specific production
 Performance Ratio PR

1766 kWh/kWp/year
 68.23 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	221.2	88.58	9.46	206.7	176.5	490.2	469.4	0.701
February	181.0	87.82	10.28	175.7	150.2	417.3	399.8	0.702
March	211.9	69.57	9.54	217.5	186.8	513.5	491.9	0.698
April	188.9	50.51	9.42	207.9	178.9	493.1	473.0	0.702
May	187.1	30.89	7.84	220.4	189.6	525.5	504.3	0.706
June	169.6	22.81	7.34	206.7	178.1	496.5	476.5	0.712
July	185.4	26.76	6.07	222.4	191.7	534.6	513.2	0.712
August	197.4	34.49	7.07	223.2	192.1	529.3	507.8	0.702
September	214.6	48.16	8.16	227.0	195.3	532.7	511.1	0.695
October	241.6	62.99	10.14	239.3	205.5	556.3	388.1	0.501
November	244.0	60.09	10.78	229.4	196.4	532.3	509.7	0.686
December	230.4	87.17	10.62	212.0	180.8	498.1	476.8	0.694
Year	2473.1	669.84	8.88	2588.1	2221.7	6119.2	5721.5	0.682

Legends

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

Anexo 7. Informe del PR en software PVsyst sin sombreado parcial con inversor string



Project: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON INVERSOR STRING

Variant: 3 kw inversor string_sin sombra

PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation date:
22/10/24 01:47
with v7.3.1

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation				Transposition Perez	
Fixed plane				Diffuse Imported	
Tilt/Azimuth		15 / 0 °		Circumsolar separate	
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height		1.0 °		Linear shadings	
				Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Talesun Solar (suzhou)	Manufacturer	SMA
Model	TD660P(H)-270-L	Model	Sunny Boy 3000 TL-21
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	270 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3240 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	1 String x 12 In series	Operating voltage	110-500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.08
Pmpp	2918 Wp	Power sharing within this inverter	
U mpp	338 V		
I mpp	8.6 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3.24 kWp	Total power	3 kWac
Total	12 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	20.2 m ²	Pnom ratio	1.08
Cell area	18.1 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res. 0.000 mΩ		Loss Fraction 0.8 %				
Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction 0.0 % at STC						
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation				
Loss Fraction 2.0 % at MPP		Loss Fraction 0.1 %		Year no 1				
				Loss factor 0.55 %/year				
				Mismatch due to degradation				
				Imp RMS dispersion 0.55 %/year				
				Vmp RMS dispersion 0.55 %/year				
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Anexo 7.

Continuación



PVsyst V7.3.1
 VC1, Simulation date:
 22/10/24 01:47
 with v7.3.1

Project: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON INVERSOR STRING

Variant: 3 kw inverter string_sin sombra

Main results

System Production

Produced Energy

7176 kWh/year

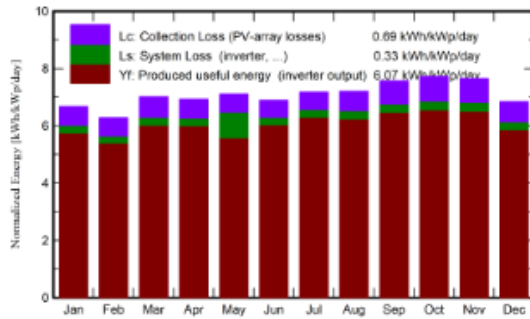
Specific production

2215 kWh/kWp/year

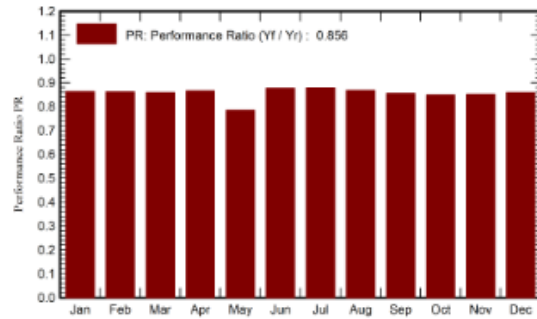
Performance Ratio PR

85.58 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	221.2	88.58	9.46	206.7	201.2	604.6	578.1	0.863
February	181.0	87.82	10.28	175.7	170.9	512.5	490.3	0.861
March	211.9	69.57	9.54	217.5	212.7	632.7	604.9	0.858
April	188.9	50.51	9.42	207.9	203.7	609.6	583.4	0.866
May	187.1	30.89	7.84	220.4	215.9	651.0	560.7	0.785
June	169.6	22.81	7.34	206.7	202.6	613.0	586.8	0.876
July	185.4	26.76	6.07	222.4	218.0	661.0	632.8	0.878
August	197.4	34.49	7.07	223.2	219.1	656.3	627.9	0.868
September	214.6	48.16	8.16	227.0	222.7	657.7	629.4	0.856
October	241.6	62.99	10.14	239.3	234.4	689.3	658.9	0.850
November	244.0	60.09	10.78	229.4	224.3	662.8	633.0	0.852
December	230.4	87.17	10.62	212.0	206.4	617.2	589.7	0.858
Year	2473.1	669.84	8.88	2588.1	2531.6	7567.6	7176.0	0.856

Legends

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

Anexo 8. Informe del PR en software PVsyst sin sombreado parcial con convertor cc-cc



PVsyst V7.3.1
 VC0, Fecha de simulación:
 22/10/24 01:59
 con v7.3.1

Proyecto: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON CONVERTOR CC-CC

Variante: 25

Parámetros generales			
Sistema conectado a la red		Cobertizos en el suelo	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Modelos usados	
Plano fijo		Transposición	Perez
Inclinación/Azimut	15 / 0 °	Difuso	Importado
		Circunsolar	separado
Horizonte		Necesidades del usuario	
Altura promedio	0.9 °	Carga ilimitada (red)	
Sombreados cercanos			
Sombreados lineales			

Características del generador FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Bauer Solartechnik	Fabricante	SolarEdge
Modelo	BS-370-6M15	Modelo	SE3000H-US
(Definición de parámetros personalizados)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	370 Wp	Unidad Nom. Potencia	3.0 kWca
Número de módulos FV	10 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	3700 Wp	Potencia total	3.0 kWca
Conjunto de optimizadores	1 Cadena x 10 En series	Voltaje de funcionamiento	380 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.15
Pmpp	2678 Wp		
Salida de optimizadores			
Voper	380 V		
I en Poper	7.0 A		
Optimizador de energía SolarEdge			
Modelo	P370 WorldWide		
Unidad Nom. Potencia	370 W		
Módulos de entrada	Un módulo		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	3.70 kWp	Potencia total	3 kWca
Total	10 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	16.4 m ²	Proporción Pnom	1.23
Área celular	17.1 m ²		

Pérdidas del conjunto					
Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo	
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	0.000 mΩ	Frac. de pérdida	0.0 %
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	0.0 % en STC		
Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s				
Pérdidas de desajuste de módulo		Módulo de degradación media		Factor de pérdida IAM	
Frac. de pérdida (Voltaje fijo)	0.0 %	Año n°	10	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cosi - 1)	
		Factor de pérdida	0.4 %/año	Parám. bo	0.05
		Desajuste debido a la degradación			
		Dispersión Imp RMS	0 %/año		
		Dispersión Vmp RMS	0 %/año		

Anexo 8.

Continuación



PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
22/10/24 01:59
con v7.3.1

Proyecto: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3kW CON CONVERTOR CC-CC

Variante: 25

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

7860 kWh/año

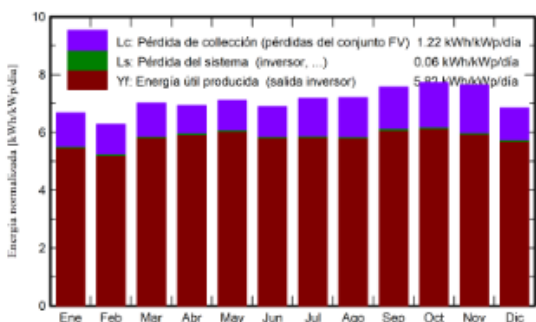
Producción específica

2124 kWh/kWp/año

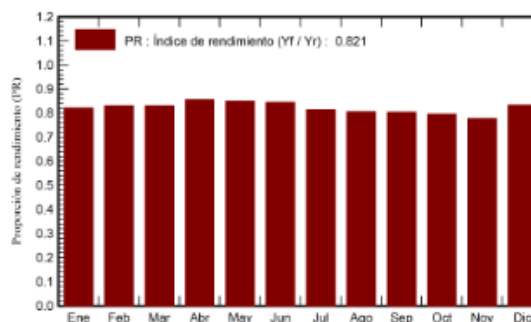
Proporción de rendimiento (PR)

82.08 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	221.2	88.58	9.46	206.7	200.3	634.1	627.8	0.821
Febrero	181.0	87.82	10.28	175.7	170.3	545.4	540.0	0.831
Marzo	211.9	69.57	9.54	217.5	212.0	674.7	668.3	0.830
Abril	188.9	50.51	9.42	207.9	202.9	664.2	658.1	0.856
Mayo	187.1	30.89	7.84	220.4	214.9	699.3	692.8	0.850
Junio	169.6	22.81	7.34	206.7	201.4	651.7	645.7	0.844
Julio	185.4	26.76	6.07	222.4	216.9	675.6	669.4	0.813
Agosto	197.4	34.49	7.07	223.2	218.1	672.1	665.9	0.806
Septiembre	214.6	48.16	8.16	227.0	221.9	681.2	675.0	0.803
Octubre	241.6	62.99	10.14	239.3	233.5	710.3	703.7	0.795
Noviembre	244.0	60.09	10.78	229.4	223.3	665.8	659.5	0.777
Diciembre	230.4	87.17	10.62	212.0	205.4	660.0	653.6	0.833
Año	2473.1	669.84	8.88	2588.1	2520.9	7934.5	7859.6	0.821

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Anexo 9. Pruebas de sombreado parcial de forma vertical



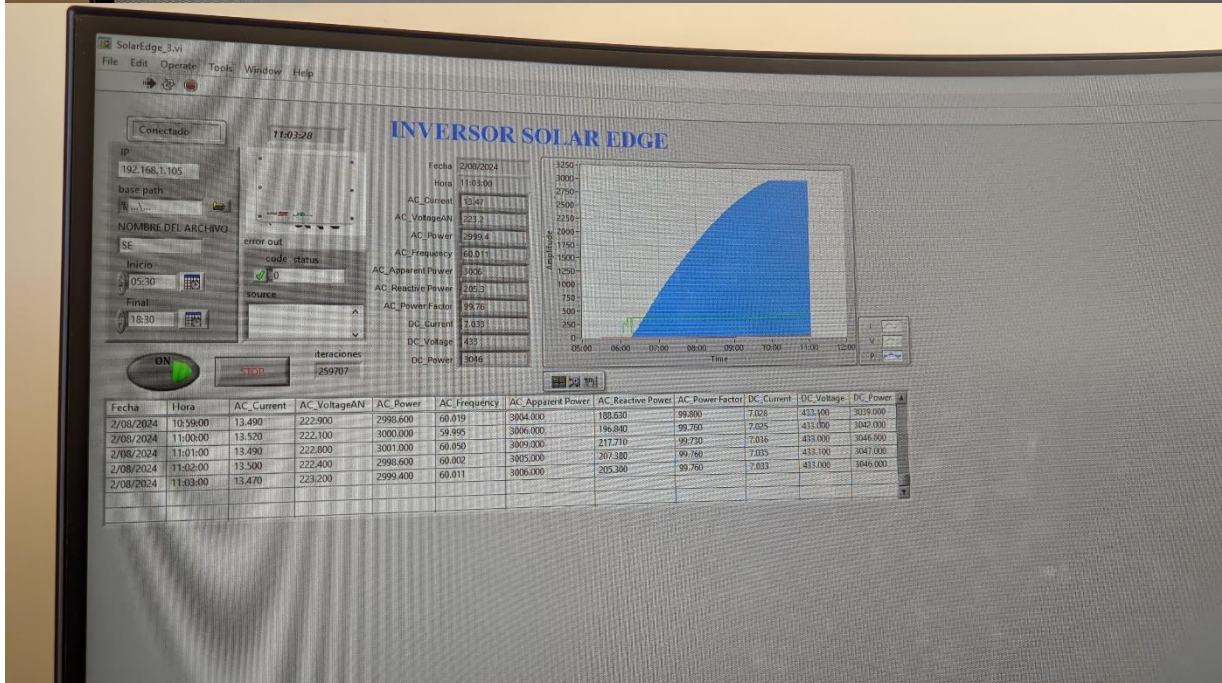
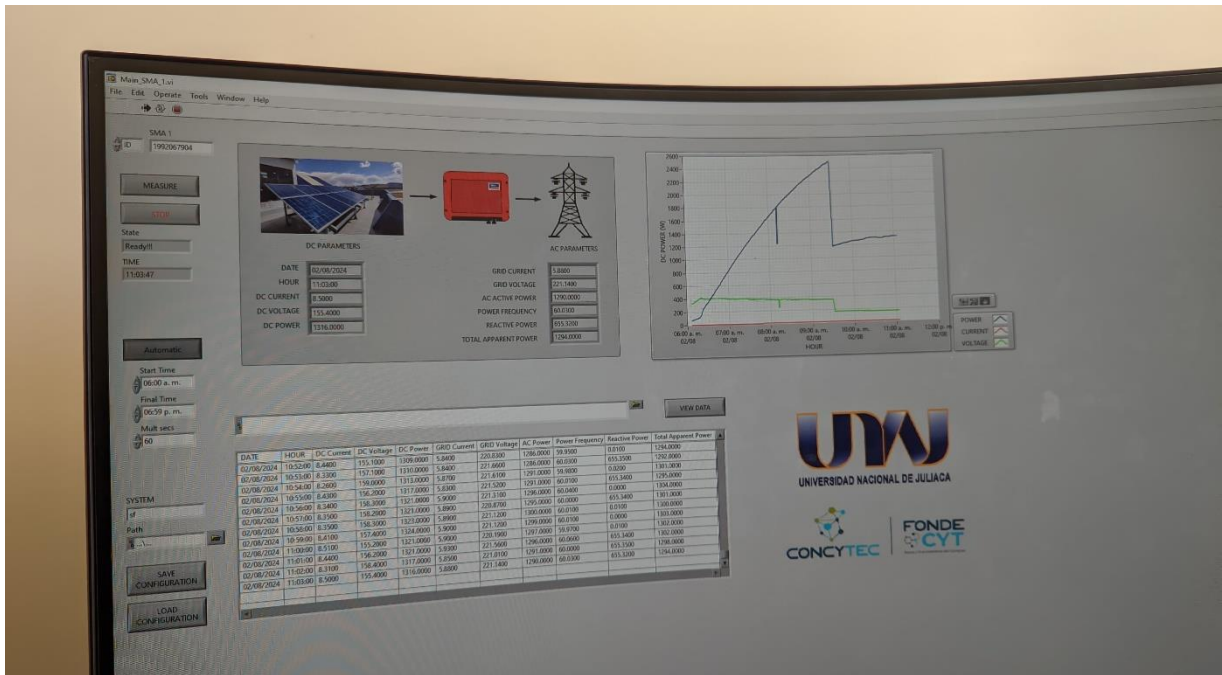
Anexo 10. Pruebas de sombreado parcial de forma horizontal.



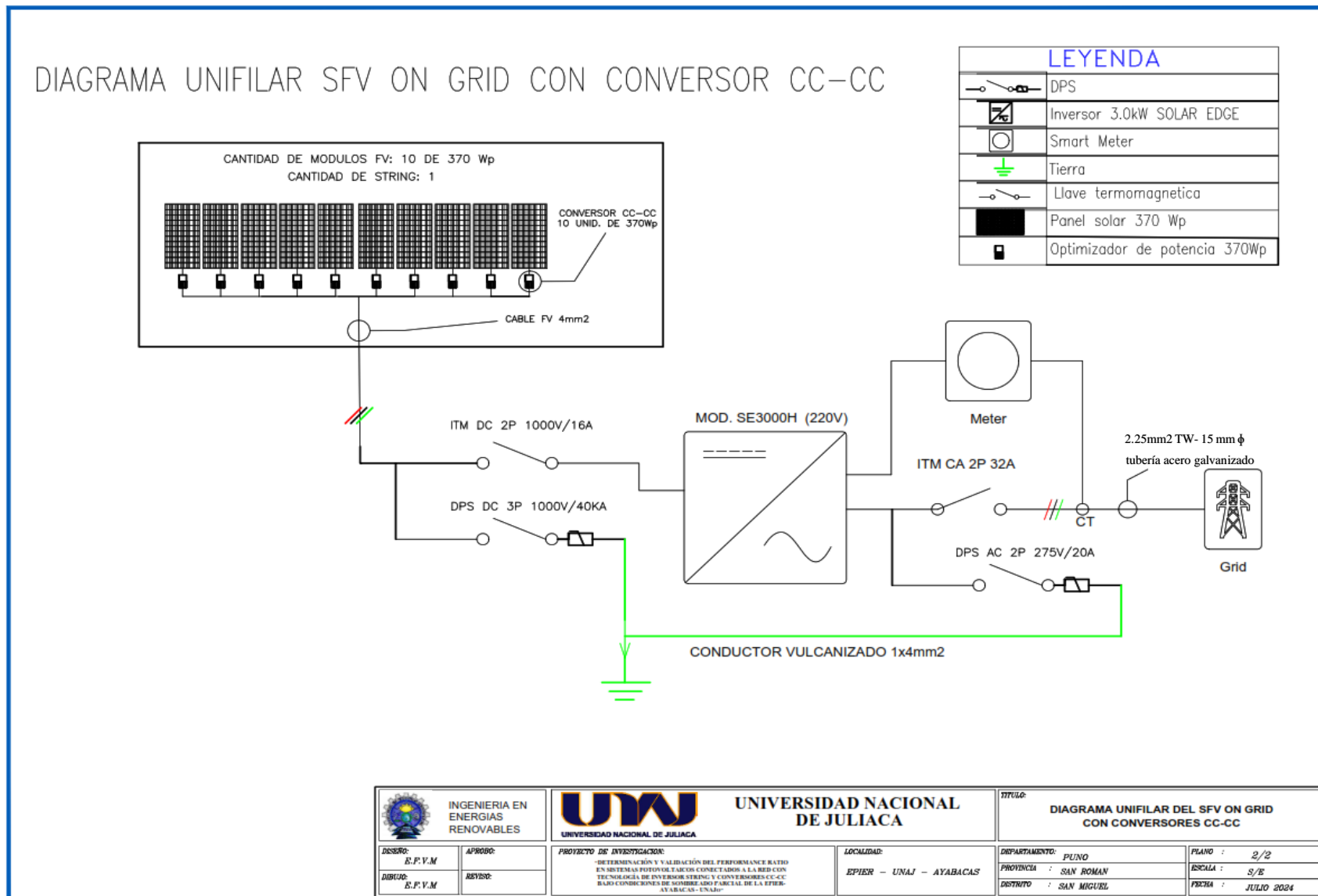
Anexo 11. Pruebas de trazado de curva I-V



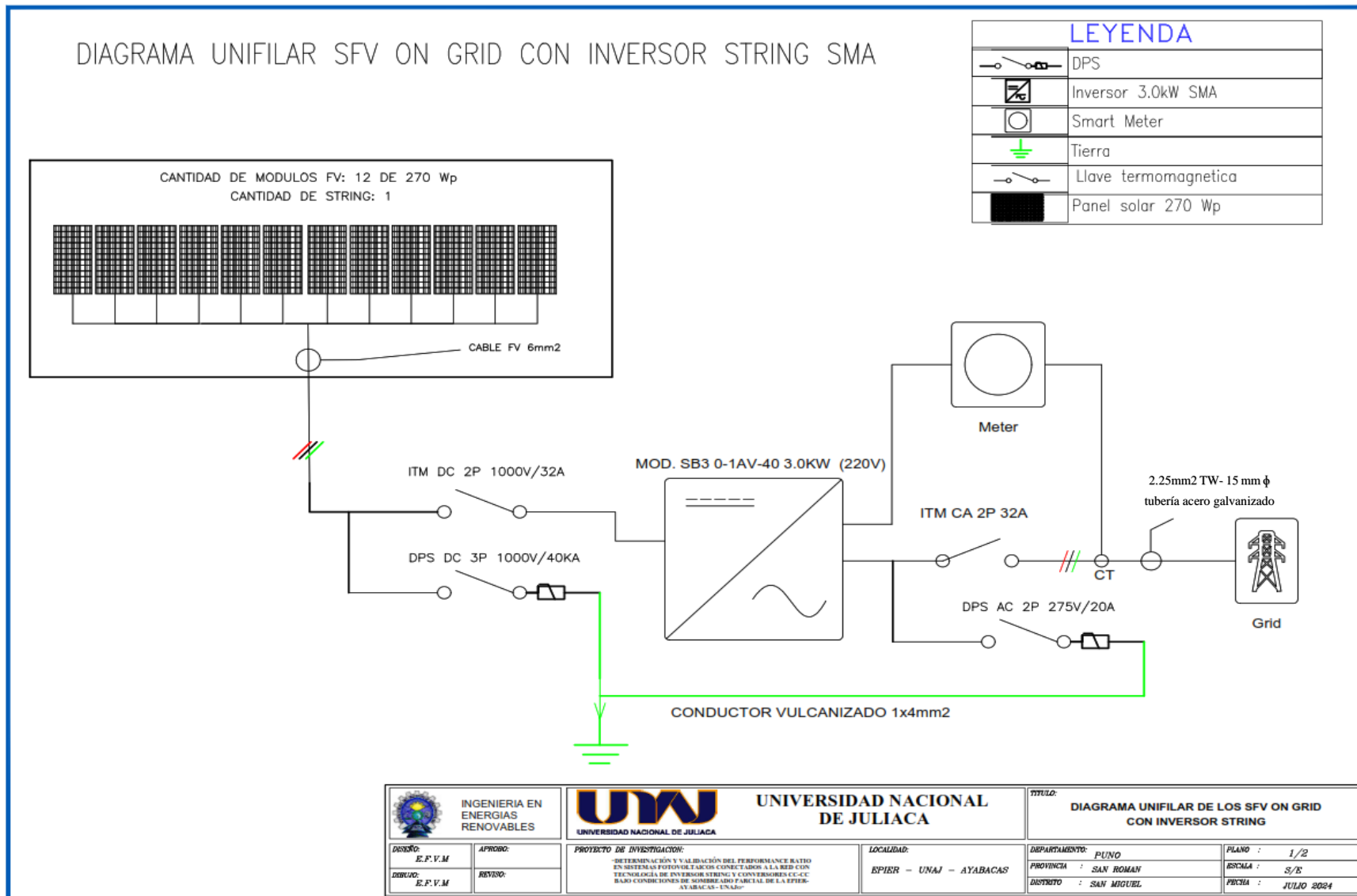
Anexo 12. Revisión de los parámetros registrados en ambos sistemas fotovoltaicos



Anexo 13. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico on grid con convertor cc-cc.



Anexo 14. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico on grid con inversor string.



UNW