

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



ANÁLISIS DEL PERFORMANCE RATIO-PR DEL SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED-SFCR DE 5.76 kWp CON
INVERSOR MULTISTRING PARA EL EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA DE LA CIUDAD DE AREQUIPA

Yesica Beatriz Ortiz Cruz

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES

ASESOR: Mg. REYNALDO CONDORI YUCRA

Juliaca, 2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Ortiz, C.Y.B. (2023). Análisis del performance ratio-PR del sistema fotovoltaico conectado a red-SFCR de 5.76 kWp con inversor multistring para el edificio multifamiliar Independencia de la ciudad de Arequipa, Juliaca 2023.(tesis de pregrado). Universidad Nacional de Juliaca.

AUTORES: Yesica Beatriz Ortiz Cruz

TÍTULO: Análisis del performance ratio-PR del sistema fotovoltaico conectado a red-SFCR de 5.76 kWpp con inversor multistring para el edificio multifamiliar Independencia de la ciudad de Arequipa

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2023

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (0141 pp.)

NOTA: Tesis de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables - Universidad Nacional de Juliaca.

CODIGO: 02-000020-02/O73

NOTA: Incluye bibliografía

ASESOR: Mg. Reynaldo Condori Yucra

PALABRAS CLAVE:

Eficiencia energética, performance ratio, radiación solar, sistema fotovoltaico, viabilidad económica.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

**ANÁLISIS DEL PERFORMANCE RATIO-PR DEL SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED-SFCR DE 5.76 kW_p CON
INVERSOR MULTISTRING PARA EL EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA DE LA CIUDAD DE AREQUIPA**

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

Presentada por:

Yesica Beatriz Ortiz Cruz

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

Dr. Ubaldo Yancachajlla Tito

PRESIDENTE DE JURADO



Mg. Armando Antonio Salinas Del Carpio

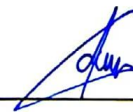
JURADO (Secretario)



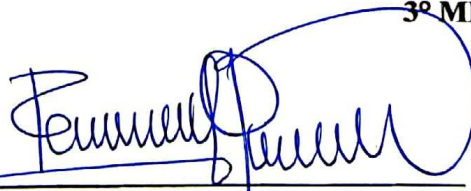
2º MIEMBRO

Dr. Elmer Rodrigo Aquino Larico

JURADO (Vocal)



3º MIEMBRO



Mg. Reynaldo Condori Yucra

ASESOR DE TESIS

NOMBRE DEL TRABAJO

**ANÁLISIS DEL PERFORMANCE RATIO-P
R DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONEC
TADO A RED-SFCR DE 5.76 kWp CON IN
VERSOR MULTISTRING PARA EL EDIFICI
O MULTIFAMILIAR INDEPENDENCIA DE
LA CIUDAD DE AREQUIPA**

AUTOR

Yesica Beatriz Ortiz Cruz

RECUENTO DE PALABRAS

29627 Words

RECUENTO DE CARACTERES

157329 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

135 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

5.3MB

FECHA DE ENTREGA

Dec 25, 2023 11:32 PM GMT-5

FECHA DEL INFORME

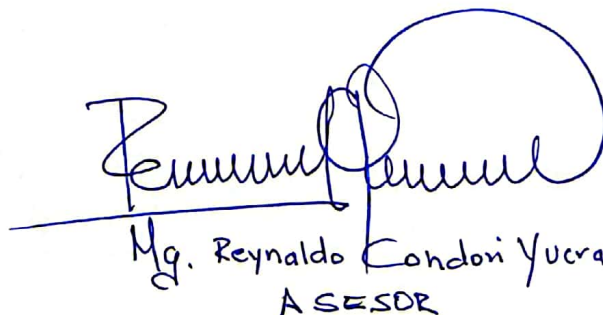
Dec 25, 2023 11:34 PM GMT-5**● 9% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 7% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 7% Base de datos de trabajos entregados
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Bloques de texto excluidos manualmente
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 8 palabras)



Mg. Reynaldo Condoni Yucra
ASESOR

DEDICATORIA

A mis padres, Armando y Juana, Por su amor, apoyo y sacrificios. Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo, la perseverancia y la lucha por los sueños. Gracias por estar siempre ahí para mí, en las buenas y en las malas, por creer en mí, incluso cuando yo no creía en mí mismo. Esta tesis es para ustedes, el motor de mi vida.

Dedico este éxito a mi querido compañero, mi fiel y cariñoso gatito Panqueso, con quien estudio todas las noches, compañero de aventuras, tu presencia ha sido una fuente de infinita alegría y consuelo para mí a lo largo de este largo camino. Este logro está dedicado a ti, mi amigo peludo. por estar siempre a mi lado.

Gracias por enseñarme el significado del amor incondicional ¡Te amo, Panqueso!

AGRADECIMIENTO

Deseo expresar mi agradecimiento a mi asesor de tesis, Ing. Reynaldo Condori Yucra, por todo el apoyo que ha brindado a este proyecto, por el respeto a mis sugerencias e ideas y por la dirección y el rigor que ha facilitado a las mismas. Gracias por la confianza ofrecida.

También me gustaría agradecer a la plana docente de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables por el apoyo incondicional recibido a lo largo de la carrera profesional, que de una manera u otra ha aportado a mi formación académica.

Asimismo, mi más sincero agradecimiento al Ing. Dueño del proyecto y a la empresa INVERSIONES ICR S.R.L por permitirme emplear este proyecto como objeto de estudio, así mismo, agradecer su tiempo y sus ideas. Por su orientación y atención a mis consultas.

ÍNDICE

CAPÍTULO I	20
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
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	20
1.3 Justificación de la investigación.....	21
1.3.1 Justificación ambiental	21
1.3.2 Justificación social.....	21
1.3.3 Justificación económica.....	22
1.3.4 Justificación técnica.....	22
CAPÍTULO II	24
REVISIÓN DE LA LITERATURA	24
2.1 Marco teórico del problema.....	24
2.2 Antecedentes	25
2.3 Energías renovables.....	27
2.3.1 Normativa peruana sobre las energías renovables.....	28
2.4 Energía solar	29
2.4.1 Energía solar fotovoltaica	30
2.4.2 Efecto fotoeléctrico.....	31
2.4.3 Efecto fotovoltaico.....	32
2.5 Radiación solar	32
2.5.1 Radiación solar neta de la tierra.....	33

2.6 Hora sol pico (HSP)	33
2.7 Placa solar o módulo fotovoltaico	34
2.8 Tipología de módulos fotovoltaicos	34
2.8.1 Monocristalino	35
2.8.2 Policristalino	35
2.9 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas	35
2.10 Sistemas solares fotovoltaicos conectados a red (SFCR)	35
2.10.1 Módulos fotovoltaicos para SFCR	37
2.10.2 Inversor de red	38
2.10.3 Contador bidireccional	39
2.10.4 Soportes para módulos fotovoltaicos	39
2.10.5 Accesorios	40
2.11 Coeficiente de rendimiento	41
2.12 Norma IEC 61724-1 Ed.1	41
2.12.1 Elementos de medición	42
2.13 Empresas de distribución eléctrica	43
2.13.1 Facturación por consumo de electricidad	44
2.13.2 Pliego tarifario	44
2.14 Generación distribuida	45
2.15 Generación distribuida en el Perú	46
2.15.1 Generación distribuida y SFCR	47
2.15.2 Esquemas de interconexión con SFCR	48
2.16 Metodología de cálculo de emisión de GEI	52
2.16.1 Consideraciones para el cálculo de emisión de GEI IPCC-2006	52
2.17 Marco normativo de las energías renovables	53

CAPÍTULO III	54
MATERIALES Y MÉTODOS	54
3.1 Formulación de la hipótesis.....	54
3.1.1 Hipótesis general	54
3.1.2 Hipótesis específica	54
3.2 Recursos humanos	54
3.3 Recursos materiales y/o equipos	54
3.3.1 Recursos materiales	54
3.3.2 Recursos de software	55
3.4 Procedimiento del método	55
3.4.1 Ubicación del proyecto	55
3.5 Dimensionamiento del SFCR	56
3.5.1 Demanda del edificio multifamiliar Independencia	56
3.5.2 Datos del suministro	56
3.5.3 Análisis del consumo energético	57
3.5.4 Recurso solar	58
3.5.5 Análisis de sombras y espacios.....	59
3.5.6 Cálculo de la potencia fotovoltaica.....	61
3.5.7 Elección del inversor	63
3.5.8 Distribución de los módulos	65
3.5.9 Diseño del cableado y sistemas de protección.....	67
3.5.10 Puesta a tierra.....	72
3.5.11 Monitorización del sistema fotovoltaico	72
3.5.12 Armónicos y compatibilidad electromagnética	73
3.5.13 Pruebas y puesta en servicio	73
3.5.14 Verificación Sistema Eléctrico	73

3.5.15 Verificación Estructural.....	74
3.5.16 Verificación del Rendimiento.....	74
3.5.17 Producción energética del SFCR.....	75
3.6 Simulación del SFCR.....	80
3.6.1 Simulación del SFCR Fronius Creator.....	80
3.6.2 Simulación del SFCR Sunny Design.....	82
3.6.3 Simulación del SFCR PVsyst.....	83
3.7 Cálculo del coeficiente de rendimiento.....	85
3.7.1 Calendario de adquisición de datos y períodos de presentación de informes.....	86
3.7.2 Parámetros calculados.....	88
3.8 Cálculo de emisión de GEI.....	91
3.9 Análisis económico del SFCR.....	92
3.9.1 Inversión de la implementación del SFCR – Independencia.....	93
3.9.2 Valor actual neto (VAN).....	93
3.9.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	94
3.9.4 Periodo de recuperación de la inversión (PRI).....	95
CAPÍTULO IV.....	96
RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	96
4.1 Resultado del análisis del coeficiente de rendimiento.....	96
4.1.1 Resultados del Coeficiente de rendimiento del SFCR.....	96
4.1.2 Resultados de ahorro de energía en el edificio multifamiliar Independencia.....	98
4.2 Resultado del análisis de emisiones de GEI.....	99
4.3 Resultado del análisis económico.....	100
CAPÍTULO V.....	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
5.1 Conclusiones.....	104

5.2 Recomendaciones	105
CAPÍTULO VI	106
Referencias bibliográficas	106
Anexos.....	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos del suministro.....	56
Tabla 2 Consumo energético 2021 – vivienda multifamiliar Independencia.....	57
Tabla 3 HSP registrados para el SFCR-Independencia-2021.....	58
Tabla 4 Módulo fotovoltaico Eagle 72P 320-Jinko Solar	62
Tabla 5 Potencias disponibles de inversores de conexión a red según fabricantes.	63
Tabla 6 Datos relevantes del SFCR - Independencia.	63
Tabla 7 Indicadores de compatibilidad entre el arreglo fotovoltaico y el inversor de red. .	64
Tabla 8 Valores y características de conductores AC - DC.	71
Tabla 9 Producción del SFCR con fecha 26/09/2022.....	76
Tabla 10 Energía producida y suministrada a la red del SFCR - agosto 2022.....	77
Tabla 11 Energía producida y suministrada a la red del SFCR – 2022.....	78
Tabla 12 Energía producida y suministrada a la red del SFCR – 2023.....	79
Tabla 13 Resultados de la simulación Fronius Creator.	81
Tabla 14 Resultados de la simulación Sunny Design.....	82
Tabla 15 Resultados de la simulación PVsyst.....	84
Tabla 16 Estimación del performance ratio según Softwares.	85
Tabla 17 Clasificaciones del sistema de monitoreo.	86
Tabla 18 Intervalo de registro y precisión de la marca de tiempo.....	87
Tabla 19 Parámetros del SFCR -Independencia.....	90
Tabla 20 Emisiones de GEI con SFCR y sin SFCR.....	92
Tabla 21 Parámetros para determinar los indicadores económicos.....	93
Tabla 22 Resumen de parámetros y características del SFCR	96
Tabla 23 Resultado del análisis del SFCR - PR.	97
Tabla 24 Comparación del PR de la norma IEC 61724 y los softwares.	98
Tabla 25 Porcentaje de ahorro de energía en el edificio multifamiliar Independencia	99

Tabla 26 Resultado del análisis de emisiones GEI.....	100
Tabla 27 Ahorro económico con la implementación del SFCR.....	101
Tabla 28 Egresos y ahorro del suministro por el SFCR – Independencia.....	102
Tabla 29 Resultado del cálculo de los Índices económicos.....	102
Tabla 30 Cuadro de facturación detallado del suministro - Independencia.	¡Error!

Marcador no definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.4. Capacidad de energía acumulada 2010-2027 (AIE, 2022).	31
Figura 2.5. Radiación solar neta de la tierra (NASA, 2023).	33
Figura 2.6. Comportamiento habitual de la hora sol pico (HSP).	34
Figura 2.8. Diferencia entre módulos policristalinos y monocristalinos.	35
Figura 2.10. Sistema fotovoltaico conectado a red (Fronius Solar, 2023).	36
Figura 2.10.1 Módulo de 72P (izquierda) y 144P (derecha).	37
Figura 2.10.2 Inversores solares de red SMA, Fronius y Huawei.	38
Figura 2.10.3 Smart meter (Fronius Solar, 2023).	39
Figura 2.10.4 Soportes de módulos coplanar y con inclinación (Falcat, 2023).	40
Figura 2.14. Comparación de la generación concentrada y distribuida (Rivero, 2018).	46
Figura 2.15. Sistema fotovoltaico con conexión a red.	48
Figura 2.15.1 Sistema fotovoltaico con conexión a red y acumulador de energía.	49
Figura 2.15.2 Funcionamiento de un SFCR con acumulador de energía (Huawei, 2022)..	50
Figura 2.15.3 SFCR con ausencia del fluido eléctrico.	51
Figura 2.15.4 SFCR con ausencia del fluido eléctrico y sin generación FV.	51
Figura 2.15.5 SFCR con ausencia del fluido eléctrico y batería.	51
Figura 3.4. Ubicación del Proyecto SFCR Independencia.	55
Figura 3.5.3 Consumo de energía – vivienda multifamiliar Independencia 2021.	57
Figura 3.5.4 HSP registrados para el SFCR-Independencia-2021.	59
Figura 3.5.4.1 Equipos de monitoreo Aeropuerto Alfredo Rodríguez Ballón.	59
Figura 3.5.5 Verificación de sombras y espacios del área instalada.	61
Figura 3.5.7 Montaje del inversor de red Fronius PRIMO 5.0-1.	65
Figura 3.5.8 Puesta en marcha del inversor de red Fronius PRIMO 5.0-1.	65
Figura 3.5.9 Distribución de seis módulos del SFCR – Independencia.	66

Figura 3.5.10 Distribución de diez módulos del SFCR – Independencia.....	67
Figura 3.5.11 Sistema de protección y monitoreo del SFCR – Independencia.	73
Figura 3.5.16 Verificación del rendimiento del SFCR – Independencia.....	75
Figura 3.5.17 Producción del SFCR con fecha 26/09/2022.	76
Figura 3.5.18 Energía producida y suministrada a la red del SFCR - agosto 2022.....	78
Figura 3.5.19 Energía producida y suministrada a la red del SFCR - 2022.	79
Figura 3.5.20 Energía producida y suministrada a la red del SFCR - 2023.	80
Figura 3.6.1 Resultados de la simulación Fronius Creator.....	81
Figura 3.6.2 Resultados de la simulación Sunny Design.	83
Figura 3.6.3 Resultados de la simulación PVsyst.....	84
Figura 3.7.1 Elementos del SFCR – Independencia.	88
Figura 4.3 Periodo de Recuperación de la Inversión.....	103

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Diagrama Eléctrico y diagrama unifilar del SFCR.	110
Anexo 2 Cuadro de facturación detallado del suministro - Independencia.	113
Anexo 3 Presupuesto del SFCR de 5.76 kWp - Independencia.	115
Anexo 4 Datos técnicos del inversor de red Fronius Primo 5.0-1.	117
Anexo 5 Datos técnicos del módulo fotovoltaico Jinko Eagle JKM320PP-72-V.	120
Anexo 6 Informe de simulaciones de los diferentes Softwares empleados.	123

LISTA DE SIGLAS Y SIMBOLOS

COES	: Comité de Operación Económica del Sistema
EDE	: Empresa de distribución eléctrica
FONAFE	: Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
GD	: Generación distribuida
GEI	: Gases de efecto invernadero
HC	: Huella de carbono
HSP	: Hora solar pico
IEC	: Comisión Electrotécnica Internacional
LCE	: Ley de Concesiones Eléctricas
MCD	: Micro generación distribuida
MGD	: Mediana generación distribuida
MINEM	: Ministerio de Energía y Minas
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PR	: Performance Ratio
PRI	: Periodo de recuperación de la inversión
RER	: Recurso energético renovable
SEAL	: Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SFCR	: Sistema fotovoltaico conectado a red
SFV	: Sistema fotovoltaico
TIR	: Tasa interna de retorno
VAN	: Valor actual neto
COES	: Comité de Operación Económica del Sistema
EDE	: Empresa de distribución eléctrica

RESUMEN

En este trabajo de investigación se analiza y determina el coeficiente de rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) bajo el estándar IEC 61724 para el edificio multifamiliar Independencia ubicado en la ciudad de Arequipa, Perú. El SFCR tiene una potencia instalada de 5.76 kWp y aprovecha la radiación solar promedio de la ciudad, que es de 5.54 HSP. Los resultados del estudio muestran que el SFCR abasteció el 23.86% de la demanda eléctrica del edificio, lo que equivale a una reducción de 8.05 MWh anuales. Además, se produjo una disminución de 1216.28 (tCO_2,eq) de gases de efecto invernadero (GEI). El SFCR consta de un inversor de conexión a red monofásico Fronius Primo 5.0-1 de 5.00 kW de capacidad, 18 módulos fotovoltaicos policristalinos modelo Eagle 72P 320-Jinko Solar con potencias de 320 Wp. De acuerdo a los parámetros de medición de la norma IEC 61724-1, el SFCR tiene un performance ratio de 0.81, lo que indica que el sistema es viable y logra su eficiencia energética desde el punto de vista técnico. El estudio tiene limitaciones, como el hecho de que el SFCR tiene condición de exportación cero, asimismo el estudio se llevó a cabo durante un período de un año, por lo que los resultados pueden variar en períodos de tiempo más largos. El ahorro económico anual generado por el SFCR es de S/6,681.89, equivalente a una reducción del 22.39% en la factura por consumo de energía eléctrica. Finalmente, se realizó el análisis económico del SFCR considerando los índices económicos VAN, TIR, PRS y B/C. Los resultados muestran que el proyecto es capaz de cubrir sus costos y generar beneficios.

Palabras clave: *Coeficiente de rendimiento, IEC 61724, Sistema fotovoltaico conectado a red, viabilidad económica.*

ABSTRACT

In this research work, the performance coefficient of a grid-connected photovoltaic system (SFCR) is analyzed and determined under the IEC 61724 standard for the Independencia multifamily building located in the city of Arequipa, Peru. The SFCR has an installed power of 5.76 kWp and takes advantage of the city's average solar radiation, which is 5.54 HSP. The results of the study show that the SFCR supplied 23.86% of the building's electrical demand, which is equivalent to a reduction of 8.05 MWh per year. In addition, there was a decrease of 1216.28 (tCO_2eq) of greenhouse gases (GHG). The SFCR consists of a Fronius Primo 5.0-1 single-phase grid-connected inverter of 5.00 kW capacity, 18 polycrystalline photovoltaic modules model Eagle 72P 320-Jinko Solar with powers of 320 Wp. According to the measurement parameters of the IEC 61724-1 standard, the SFCR has a performance ratio of 0.81, which indicates that the system is viable and achieves its energy efficiency from a technical point of view. The study has limitations, such as the fact that the SFCR has zero export status, also the study was carried out over a period of one year, so the results may vary over longer periods of time. The annual economic savings generated by the SFCR is S/6,681.89, equivalent to a 22.39% reduction in the bill for electricity consumption. Finally, the economic analysis of the SFCR was carried out considering the economic indices NPV, IRR, PRS and B/C. The results show that the project is capable of covering its costs and generating benefits.

Key words: *Coefficient of performance, IEC 61724, Grid-connected photovoltaic system, economic viability.*

INTRODUCCIÓN

El fomento de las energías renovables en Perú y su importancia se da en razón de buscar la diversificación de la matriz energética existente, la seguridad energética y la protección del medio ambiente. Los principales factores que ha permitido el desarrollo de proyectos de energía renovable en el país ha sido establecer un ingreso garantizado para los adjudicatarios de las diferentes subastas RER. Además, que el sector energético es esencial para el avance económico de una nación y tiene un papel central en la producción de bienes y servicios.

La generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles tiene un impacto negativo en el medio ambiente. Por esta razón, cada vez son más las personas y organizaciones que buscan alternativas sostenibles y amigables con el medio ambiente. La generación distribuida nace bajo el principio de la creación de ciudades inteligentes, se basa en la participación entre la microgeneración y la generación de las grandes centrales eléctricas, esta sociedad hace que la generación de energía sea equilibrada y en un futuro depender lo mínimo de la red convencional. Por lo tanto, hace que los usuarios son cada vez más capaces de tomar el control de su propia demanda de energía a través de una red de dispositivos.

La presente investigación tiene como objetivo proporcionar información detallada sobre la eficiencia energética, radiación solar y viabilidad económica de un sistema fotovoltaico de 5.76 kWp con inversor multistring para un edificio multifamiliar en la ciudad de Arequipa, se analizan los factores que influyen en la eficiencia energética de un sistema fotovoltaico, como la radiación solar, la temperatura ambiente, la inclinación y orientación de los paneles solares, entre otros, en la metodología, se describe detalladamente el proceso de diseño, dimensionamiento e implementación del sistema fotovoltaico, así como la metodología utilizada para la determinación del performance ratio y la evaluación de su viabilidad técnica, económica y de rendimiento. Los índices económicos VAN, TIR, PRS Y B/C se utilizaron para evaluar la viabilidad económica del sistema.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Formulación del problema

1.1.1 Problema general

¿Cuál es el porcentaje del performance ratio (PR) del sistema fotovoltaico conectado a red con inversor multistring de 5.76 kWp en el edificio multifamiliar Independencia de la ciudad de Arequipa?

1.1.2 Problemas específicos

- ¿Será posible determinar la máxima demanda del edificio para el dimensionamiento del SFCR con inversor multistring de 5.76 kWp en el edificio multifamiliar Independencia en la ciudad de Arequipa?
- ¿En qué medida se reducirá los gases de efecto invernadero al implementar el sistema fotovoltaico conectado a red con respecto al consumo de energía eléctrica?
- ¿Será viable económicamente la implementación del SFCR de 5.76 kWp con multistring para el ahorro energético del edificio multifamiliar Independencia en la ciudad de Arequipa.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Determinar porcentaje del performance ratio (PR) para analizar el comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) con inversor multistring de 5.76 kWp en el edificio multifamiliar Independencia de la ciudad de Arequipa.

1.2.2 Objetivos específicos

- Dimensionar el SFCR con inversor multistring mediante la máxima demanda para estimar el porcentaje de ahorro de energía en el edificio multifamiliar Independencia en la ciudad de Arequipa.

- Determinar el porcentaje de los gases de efecto invernadero que se reducen con la implementación del sistema fotovoltaico conectado a red con respecto al consumo de energía eléctrica.
- Evaluar la viabilidad económica mediante la implementación del SFCCR de 5.76 kWp con inversor multistring y el ahorro de energía del edificio multifamiliar Independencia en la ciudad de Arequipa.

1.3 Justificación de la investigación

1.3.1 Justificación ambiental

Tiene justificación ambiental ya que la implementación de energías alternativas como sistemas fotovoltaicos viabilizan la eficiencia en la conservación y protección de los recursos naturales, estos sistemas tienen la capacidad de aprovechar la luz solar y convertirla en energía eléctrica para abastecer un consumo determinado; debido a esto se determinó que la reducción de la huella de carbono del edificio multifamiliar Independencia se podía dar por medio de la implementación de sistemas de energía fotovoltaica y así mismo disminuir su consumo de electricidad generada por combustibles fósiles.

Se propone determinar la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) mediante una metodología de cálculo en base a las directrices el IPCC de 2006 para inventarios de GEI (GL 2006), la ISO-14064 y el Estándar corporativo de contabilidad y reporte String.

1.3.2 Justificación social

Posee justificación social ya que la demanda de la energía en el Perú es considerable, con la posibilidad de implementar sistemas fotovoltaicos conectados a red la sociedad peruana se vería beneficiada al generar energía eléctrica para autoconsumo, inclusive vender el excedente al SEIN siempre y cuando se rija a la normatividad del sector energético del estado peruano. Por otra parte, la realización del proyecto mostrará de manera clara y precisa su viabilidad, esta podrá ser usada como referencia para aplicaciones de este tipo de sistemas tanto para profesionales, estudiantes e instituciones públicas y privadas.

1.3.3 Justificación económica

Sostiene justificación económica ya que al realizar la implementación y de determinación de viabilidad financiera del SFCR este puede ser replicado en diferentes escenarios. Por tanto, al implementar este sistema el beneficio que se busca obtener es la rentabilidad bajo los indicadores del VAN, TIR y el plazo de recuperación con respecto a la inversión inicial, mantenimiento y la reducción del monto a pagar del recibo de consumo de energía de la vivienda.

La aplicación de la generación distribuida al completo en Perú aun no es una realidad ya que no se tiene una normatividad al que los sistemas puedan regirse, sin embargo, eso no significa que no se realizan sistemas fotovoltaicos conectados a red, algunas industrias de diferente índole ya tienen sistemas y de la misma forma las empresas constructoras realizan edificaciones que tienen SFCR para aprovechar el llamado “bono verde”. De aprobarse y publicarse una normativa, estos sistemas podrían ser altamente redituables para los clientes que los hayan instalado ya que cabe la posibilidad de obtener mayores beneficios al inyectar los excedentes de la energía generada por el sistema fotovoltaico a la red los cuales en varios países se catalogan como:

- Net Billing es un método de inyección de energía, esta te permite que, cualquier residente que haga uso de esta, autogenera su propia energía originando ahorros y que sus excedentes se facturen a favor del usuario tomando de referencia una tarifa de mayorista por lo cual la cantidad de remuneración será menor a la cantidad del costo del kilovatio hora.
- Net Metering es un método de inyección de energía, esta te permite valorizar tu excedente de producción de tu sistema fotovoltaico en la misma unidad (kW hora) para que cuando sea de noche o temporadas de invierno uses esos excedentes.

1.3.4 Justificación técnica

Comprende justificación técnica ya la generación distribuida es el próximo paso para la nueva etapa en el sector energético del Perú y considerando que la materia prima para que un sistema fotovoltaico sea viable es el recurso solar, Arequipa es una de las regiones con más irradiación solar a nivel del Perú con $4.5 \text{ kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{dia}$

en el mes de junio (más bajo) y $7.0 \text{ kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{dia}$ en el mes de noviembre (más alto), esto se demuestra ya que en la actualidad tenemos centrales fotovoltaicas operando en esta región. Es necesario aplicar este estudio de investigación por tanto que se tiene el recurso solar y de esta manera determinar si el sistema es provechoso y redituable en el tiempo para este tipo de aplicación en específico.

Los equipos para realizar una instalación solar fotovoltaica conectada a red han ido mejorando a lo largo del tiempo, desde los comúnmente llamados inversores-cargadores (los cuales usan la red como sistema de respaldo y carga de baterías) hasta los inversores de red los cuales son dispositivos electrónicos que sirven para transformar la electricidad en forma de corriente continua (CC), que se genera en uno o varios módulos solares en electricidad apta para su utilización, o corriente alterna (CA).

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Marco teórico del problema

En la actualidad, según el mercado eléctrico nacional estamos clasificados en dos grandes grupos los cuales son el mercado libre y regulado; a diferencia del mercado libre el mercado regulado dependerá directamente de los cambios que realiza la empresa distribuidora de energía para para obtener el costo por kilovatio hora consumido por suministro.

El mercado regulado que en su mayoría son la sociedad de uso doméstico (residenciales y no residenciales) y las MYPES son los que sufren este tipo de variaciones, ya sea por la fijación de las tarifas establecidas por la generadora o por los conceptos que incluye la distribuidora para fijar el precio como son: alumbrado público, cargo fijo ajustado, mantenimiento y reposición de la conexión, energía primeros 30 KWh, energía ajustada, descuento o recargo FOSE, Ley 28749 (ley de electrificación rural), el Impuesto General a las Ventas (IGV).

Durante los últimos años, la sociedad peruana a estado fortaleciendo el uso de los sistemas solares fotovoltaicos para cubrir diferentes necesidades como: Uso de energía doméstica en lugares aislados, sistemas de bombeo solar para riego (mayormente en la agricultura de la costa del Perú), proyectos de iluminación para campamentos mineros, plazas y finalmente la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a red tanto para viviendas unifamiliares, así como multifamiliares o condominios.

El edificio multifamiliar “Independencia” está ubicado en la Urb. IV Centenario de la AV. Independencia N°2010, dedicada a proporcionar el servicio de alquiler de ambientes para familias por lo cual, tiene en cuenta la tendencia del aumento del costo por kilovatio hora consumido, se toma como iniciativa de la reducción de su factura del consumo de energía emitida por la empresa distribuidora de electricidad SEAL Arequipa implementando un sistema solar fotovoltaico conectado a red (SFCR), de resultar económicamente viable, esta se puede replicar en sus otras instalaciones y promocionar este tipo de sistemas al mercado inmobiliario.

2.2 Antecedentes

Adar (2020), en su investigación “*Análisis del rendimiento de tres plantas fotovoltaicas utilizando el método de análisis de componentes principales*” en Marruecos, realizó un estudio comparativo del rendimiento de tres plantas de energía fotovoltaica conectadas a la red, basado en el análisis de componentes principales (PCA) durante un año con parámetros descritos en la norma internacional IEC 61724. Para realizar este análisis comparativo, primero se generó una data de producción de energía, los datos operativos y meteorológicos para de esta manera obtener indicadores de rendimiento como: rendimiento final, las pérdidas del sistema, las pérdidas de captura, la eficiencia del conjunto y el factor de capacidad. Los resultados mostraron que la tecnología de silicio policristalino es la más eficiente. Los valores medios anuales del coeficiente de rendimiento fueron del 86.66% para el policristalino, frente al 84.76% y el 83% para el monocristalino y el amorfo, respectivamente.

Para los datos diarios, el ACP reveló que el coeficiente de rendimiento es independiente de la irradiación solar, pero tiene una ligera correlación con la temperatura y las pérdidas del sistema y una fuerte correlación con las pérdidas de captura. Además, el ACP mostró que la temperatura tiene un impacto ligeramente mayor en los paneles amorfos que en los cristalinos.

En Eslovenia (Unión Europea) se realizó un análisis de los sistemas fotovoltaicos y su rendimiento haciendo una comparación con otros países del mundo. El análisis del rendimiento se da en diferentes estaciones y condiciones meteorológicas donde se concluye que el PR depende principalmente de la intensidad de la radiación solar y de la temperatura del módulo, así como la inclinación y el ángulo acimutal. El análisis de los datos operativos se llevó a cabo para 3326 sistemas fotovoltaicos, instalados entre 2005 y 2018 con una potencia pico total de aproximadamente 258 MW. Los valores medios anuales del rendimiento final, ratio de rendimiento, y el factor de utilización de la capacidad fueron de 1038 kWh/kWp, 68.84% y 11.85%, respectivamente, para los sistemas fotovoltaicos en Eslovenia (Seme, 2019).

Soluciones Inmobiliarias Morada S.A.C (2021), en su proyecto “*Edificio Multifamiliar Arica*” situado en la Calle Arica N° 750, Urb. América, distrito de Miraflores-Lima, implementó un sistema solar fotovoltaico de autoconsumo de 5.25 kWp On Grid con la finalidad de promover la cultura de ahorro energético a fin de

contrarrestar las emisiones de CO_2 , considerando que la energía es uno de los grandes contribuyentes al cambio climático y representa alrededor del 60% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Con este sistema se transformará la energía proveniente de la luz solar en energía eléctrica, la misma que servirá para cubrir parte de la demanda de las luminarias de las áreas comunes (Sin considerar el sótano) del edificio, buscando reducir el coste de la energía eléctrica en la facturación anual.

El sistema solar fotovoltaico proyectado es un sistema de gran fiabilidad y de una vida útil de larga duración, que solo requiere de un mantenimiento periódico de los módulos fotovoltaicos (limpieza de los paneles solares) y además es de gran simplicidad y facilidad en su instalación. Asimismo, su gran modularidad de sus instalaciones permite abordar proyectos de forma escalonada y adaptarse a las necesidades de cada usuario en función de sus necesidades o recursos económicos.

La potencia nominal total de la instalación fotovoltaica es de 5.25 kWp, situado en el techo del edificio, donde se instalarán los módulos fotovoltaicos sobre estructuras de soporte metálico. Los equipos de control y potencia están situados en un lugar que cumpla con las características de protección contra la intemperie.

En el “*Edificio Multifamiliar Chiclayo*”, con dirección en la Calle Chiclayo 1033-1035-1039-1041 Urb. Chacarilla Santa Cruz Miraflores, como parte del requerimiento del proyecto, contempla el suministro e instalación de un Sistema Solar Fotovoltaico para autoconsumo con la finalidad de promover la cultura de ahorro energético a fin de contrarrestar las emisiones de CO_2 . Con este sistema se transformará la energía proveniente de la luz solar en energía eléctrica, la misma que servirá para cubrir parte de la demanda de las luminarias de las áreas comunes (Sin considerar el sótano) del edificio, buscando reducir el coste de la energía eléctrica en la facturación anual (Boracino & Alvarado, 2022).

El sistema solar fotovoltaico proyectado es un sistema de gran fiabilidad y de una vida útil de 20 años, solo requiere de un mantenimiento periódico de los módulos fotovoltaicos (limpieza de los paneles solares por lo menos una vez al mes) y además es de gran simplicidad y facilidad en su instalación. Asimismo, el gran modularidad de sus instalaciones permite abordar proyectos de forma escalonada y adaptarse a las necesidades de cada usuario en función de sus necesidades o recursos económicos. La potencia nominal total de la instalación fotovoltaica es de 4.88 kWp.

El sistema fotovoltaico se situará en el techo del edificio, donde se instalarán los módulos fotovoltaicos sobre estructuras de soporte metálico. Los equipos de control y potencia serán situados en un lugar que cumpla con las características de protección contra la intemperie.

Inversiones ICR en su proyecto realizado para la empresa de distribución eléctrica Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL) titulado “*Servicio de implementación y mejoramiento de servicios auxiliares en la central térmica Atico mediante paneles fotovoltaicos*” tiene como objetivo mantener la continuidad del servicio público en el sistema aislado Atico servicio que brinda a través de los grupos de generación térmica y sus IED’s-Controladores; los cuales, a su vez para su normal funcionamiento, su alimentación proviene de los servicios auxiliares de la central. Este proyecto consta de 08 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 455 Wp y 01 inversor de red Huawei SUN2000 6KTL. Los parámetros eléctricos se envían a una plataforma virtual para su control y monitoreo en tiempo real. El sistema inyecta energía a la red eléctrica mientras exista radiación solar. Por seguridad el sistema cuenta con protección anti-isla en caso de que red eléctrica de SEAL sea desconectado el inversor dejara de funcionar o inyectar energía a la red, una vez se restablezca la red eléctrica de SEAL el inversor automáticamente ingresara a operar.

2.3 Energías renovables

El sector energético ejerce una parte esencial en el avance económico de una nación, la energía eléctrica tiene un papel central la cual permite la producción de bienes y servicios. De esta manera, se resuelve que la economía de los países se sostiene en base a la disponibilidad energética y su aprovechamiento eficiente en diferentes campos y procesos.

La energía renovable es una fuente de energía nueva y rentable que protege de volatilidad a los mercados energéticos y a los usuarios, apoya la estabilidad económica y estimula el crecimiento sostenible (IRENA, 2020).

En las últimas décadas, el mundo entero empezó a incluir y ejecutar proyectos con energías renovables con el fin de disminuir la emisión de los gases de efecto invernadero (GEI) y desplazar el uso de los combustibles fósiles para la generación de electricidad y a su vez, optar por una política de uso de energías renovables para lograr una transición energética con un mayor crecimiento y menor contaminación. Para contrarrestar el gasto

excesivo de electricidad se da prioridad a la fabricación de equipos electrónicos más eficientes, amigables con el ambiente y finalmente adoptando nuevas políticas para el uso eficiente y sostenible de la energía.

2.3.1 Normativa peruana sobre las energías renovables

El Perú es un país con grandes recursos energéticos y el fomento de las energías renovables es trascendente, ya que, implica la diversificación de la matriz energética existente y con ello un avance hacia una política que contempla la seguridad energética y la protección del medio ambiente. Por otro lado, uno de los principales factores que ha permitido que se desarrollen proyectos de energía renovable en el país, ha sido establecer un ingreso garantizado para los adjudicatarios de las diferentes subastas, al lograrse promover proyectos RER (recursos energéticos renovables) que a la fecha equivalen a 831.85 MW (MINEM, 2014). En el Perú, se ha logrado el 72% de cobertura de electrificación en el área rural, lo que constituye un gran desafío para el Estado, además porque está demostrado que la cobertura eléctrica no basta para lograr un desarrollo integral, y menos una opción viable para reducir la pobreza a nivel geográfico (OSINERMING, 2017).

Con el Decreto Legislativo N° 1002 aprobado desde el año 2010, el estado peruano da la declaratoria como interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad, siendo este el primer paso para el uso de las energías renovables, el cual es de aplicación a la actividad de generación de electricidad. A través de este decreto se establecieron incentivos para promover su inversión y la operación comercial de este tipo de generación se rige de acuerdo a lo establecido en la Ley de concesiones eléctricas, sus reglamentos y toda aquella norma que la complementa.

De acuerdo al D.L. N° 1002 y el Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables con D.S. N° 012-2011-EM desarrollaron mecanismos de asignación de energía con proyectos de generación con recursos energéticos renovables (RER) mediante cuatro subastas donde los principales requisitos son el contar con un estudio de prefactibilidad aprobado y tener un plan de negocios viable.

Los proyectos que se adjudican los contratos en las subastas RER reciben un precio especial por la energía que despachan al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este precio, conocido como "Tarifa de Adjudicación", es superior al precio de mercado de la energía, lo que garantiza un ingreso anual a los proyectos. Las subastas

RER han tenido un impacto positivo en el desarrollo de las energías renovables en el Perú. En los últimos años, se han adjudicado contratos en las subastas RER a proyectos de generación eólica, solar, hidroeléctrica y minihidráulica con el siguiente resumen:

- Primera Subasta RER (2011): Se adjudicaron contratos a proyectos de generación eólica y solar por un total de 681 GWh.
- Segunda Subasta RER (2013): Se adjudicaron contratos a proyectos de generación eólica, solar e hidroeléctrica por un total de 1981 GWh.
- Tercera Subasta RER (2015): Se adjudicaron contratos a proyectos de generación hidroeléctrica y biomasa por un total de 1620 GWh.
- Cuarta Subasta RER (2021): Se adjudicaron contratos a proyectos de generación eólica, solar e hidroeléctrica por un total de 1300 GWh.

Si bien es cierto, el estado peruano ha promocionado los RER para la generación de electricidad, no se ha adoptado mayor iniciativa para el uso del RER para autoconsumo, es decir permitir a una familia o población a generar su propia electricidad. A esto se le llama generación distribuida, países de Europa ya aplican esta política eléctrica y algunos países de Latinoamérica lo están implementando. Se indica que no se tiene avance ya que el “reglamento del marco normativo para el desarrollo de redes eléctricas inteligentes y generación distribuida en el Perú” espera ser publicado y aprobado desde el 2018.

2.4 Energía solar

La Agencia Internacional de Energías Renovables (2019), define a la energía solar fotovoltaica (FV) como “La conversión directa de la energía de la luz en electricidad mediante el uso de materiales semiconductores que tienen la propiedad de generar electrones libres cuando se le expone a la luz”.

El sol es la estrella más cercana a la Tierra y la fuente de prácticamente toda la energía de nuestro planeta, produciendo 6.26×10^4 kW por cada metro cuadrado de su superficie, esto debido a las enormes reacciones de fisión nuclear.

La energía que obtenemos de la leña, los productos derivados del petróleo, el carbón, la hidroelectricidad e incluso nuestros alimentos se origina indirectamente del sol. La energía solar es capturada y almacenada por las plantas. Usamos esta energía cuando quemamos leña o comemos alimentos. El sol también impulsa los ciclos de lluvia que llenan los ríos de los que extraemos hidroelectricidad. El petróleo y el carbón están

formados por restos fosilizados de plantas y animales que recolectaron energía del sol hace miles de años.

Desde la revolución industrial, las naciones desarrolladas han estado quemando combustibles fósiles en cantidades cada vez mayores. Sin embargo, en la última década han salido a la luz dos problemas importantes con esto. El primero se relaciona tanto con la escasez de recursos de combustibles fósiles como con la noción de seguridad energética. Las reservas de petróleo de las que depende el mundo actualmente se aceptan como un recurso limitado, y se reconoce que la demanda de petróleo solo aumentará a medida que países como India y China aumenten sus niveles de industrialización y las crecientes clases medias demanden más energía. Este crecimiento creará una enorme demanda de recursos finitos. Además, estos recursos generalmente se encuentran en áreas caracterizadas por conflictos, como el Medio Oriente, y sus precios pueden ser muy variables.

El segundo problema es el del cambio climático inducido por el hombre (también conocido como calentamiento global), la teoría ampliamente aceptada de que la quema de combustibles fósiles libera gases de efecto invernadero (GEI) como el dióxido de carbono y el metano a la atmósfera, lo que hace que el clima del planeta cambie y alterar los patrones climáticos.

2.4.1 Energía solar fotovoltaica

La capacidad de energía instalada de la energía solar fotovoltaica está a punto de superar la del carbón para 2027, convirtiéndose en la más grande del mundo. La capacidad acumulada de energía solar fotovoltaica casi se triplica en nuestro pronóstico, con un crecimiento de casi 1500 GW durante el período, superando al gas natural en 2026 y al carbón en 2027. Las adiciones anuales de capacidad solar fotovoltaica aumentan cada año durante los próximos cinco años (AEI, 2022).

A pesar de los mayores costos de inversión actuales debido a los elevados precios de los productos básicos, la energía solar fotovoltaica a gran escala es la opción menos costosa para la nueva generación de electricidad en una gran mayoría de países en todo el mundo. La energía solar fotovoltaica distribuida, como la energía solar en los techos de los edificios, también está preparada para un crecimiento más rápido como resultado de los precios minoristas de electricidad

más altos y el creciente apoyo de las políticas para ayudar a los consumidores a ahorrar dinero en sus facturas de energía.

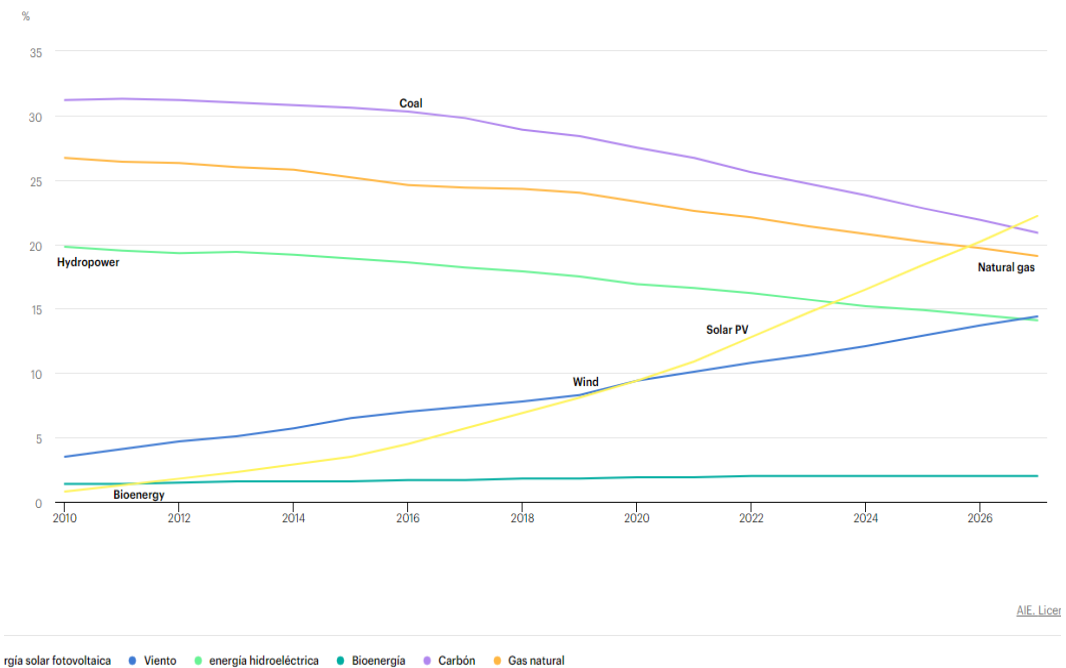


Figura 2.4. Capacidad de energía acumulada 2010-2027 (AIE, 2022).

2.4.2 Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es la emisión de electrones por un metal al tener contacto con radiación solar. Este efecto fue descubierto en 1887 por H. Hertz y se explica que si los electrones emitidos circulan por un circuito que mide la intensidad de corriente y se le añade una tensión considerable, la polaridad de este puede cambiar. Además, la energía de los fotoelectrones es independiente a la intensidad de la luz, la energía máxima de los fotoelectrones depende de la frecuencia o longitud de onda de la radiación incidente, y el número de fotoelectrones liberados será proporcional a la intensidad de luz (Noguera, 2018).

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno físico en el que los electrones son liberados de un material cuando se expone a la radiación electromagnética, como la luz. Cuando la luz incide sobre un material, los fotones de la luz pueden transferir su energía a los electrones del material, lo que puede hacer que los electrones se liberen del material y se conviertan en electrones libres. Este efecto es utilizado en la construcción de dispositivos fotoeléctricos, como células solares y detectores de luz (Bharathi, 2022).

2.4.3 Efecto fotovoltaico

El proceso de generación eléctrica en un módulo fotovoltaico se basa en el principio de la acción fotovoltaica, que convierte la energía de la luz solar directamente en electricidad. Cuando la luz solar incide sobre un material semiconductor, como el silicio, los fotones de la luz pueden transferir su energía a los electrones del material, lo que puede hacer que los electrones se liberen del material y se conviertan en electrones libres. Los electrones libres pueden moverse a través del material y generar una corriente eléctrica. Esta corriente eléctrica se recoge a través de los contactos eléctricos en el módulo fotovoltaico y se utiliza para alimentar cargas eléctricas o se almacena en baterías para su uso posterior.

El efecto fotoeléctrico es el proceso por el cual la luz solar se convierte en electricidad. Esto se logra mediante el uso de células solares, que están hechas de materiales semiconductores como el silicio. Cuando la luz solar incide en una célula solar, los fotones de la luz excitan los electrones en el material semiconductor. Estos electrones luego fluyen a través de la célula solar, generando una corriente eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por una serie de células solares. Cuando la luz solar incide en un panel solar, los fotones de la luz excitan los electrones en las células solares. Estos electrones luego fluyen a través del panel solar, generando una corriente eléctrica.

La corriente eléctrica generada por un módulo fotovoltaico se puede utilizar para alimentar hogares, empresas e industrias. También se puede utilizar para almacenar energía en baterías, para alimentar vehículos eléctricos y para bombear agua.

2.5 Radiación solar

La radiación solar es energía radiada por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Esta energía que emana de la superficie del Sol determina la dinámica de los procesos atmosféricos y climáticos de nuestro planeta.

Garnacho (2020), define a la radiación solar como “una gran fuente de energía que hace posible la vida en nuestro planeta”.

2.5.1 Radiación solar neta de la tierra

La radiación neta de la Tierra, a veces llamada flujo neto, es el equilibrio entre la energía entrante y saliente en la parte superior de la atmósfera. Es la energía total que está disponible para influir en el clima. La energía entra en el sistema cuando la luz del sol penetra en la parte superior de la atmósfera. La energía sale de dos formas: reflejada por las nubes, los aerosoles o la superficie de la Tierra; y radiación térmica: calor emitido por la superficie y la atmósfera, incluidas las nubes. La radiación neta promedio global debe ser cercana a cero en el lapso de un año o, de lo contrario, la temperatura promedio aumentará o disminuirá.

La radiación neta mensual en vatios por metro cuadrado se muestra en estos mapas. Los sensores Clouds and the Earth's Radiant Energy System (CERES) en los satélites Terra y Aqua de la NASA llevaron a cabo las mediciones donde se manifiesta que los espacios blancos son aquellos en los que las cantidades de energía entrante y saliente están en equilibrio. La radiación neta positiva se encontraba en áreas naranjas donde entraba más energía de la que salía. Las áreas con radiación neta negativa que emitían más energía de la que ingresaba eran de color púrpura (NASA, 2022).

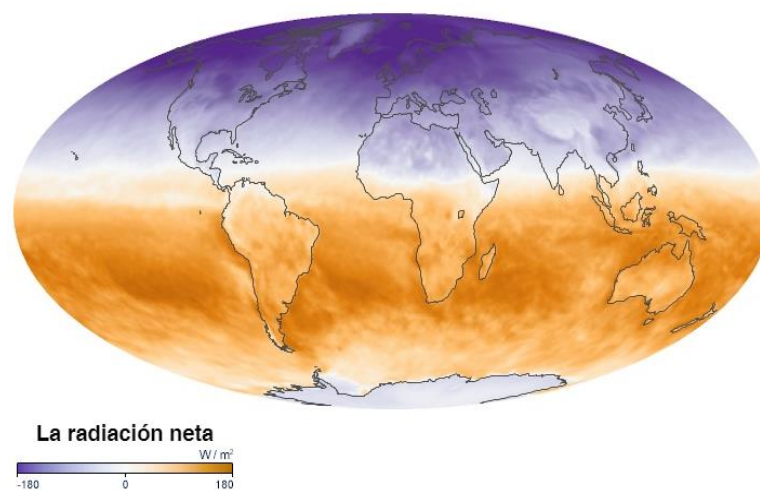


Figura 2.5. Radiación solar neta de la tierra (NASA, 2023).

2.6 Hora sol pico (HSP)

La "Hora Sol Pico" es un concepto que se refiere al período del día en el que la intensidad de la luz solar es más alta y, por lo tanto, se obtiene la máxima cantidad de energía solar durante ese lapso de tiempo, tal como se muestra en la figura 2.6.

Para los sistemas de energía solar fotovoltaica, es especialmente importante conocer la "Hora Solar Pico" para optimizar la captación de energía y maximizar la producción eléctrica. Al ajustar la orientación y la inclinación de los paneles solares para que estén óptimamente alineados con el sol durante la "Hora Solar Pico", se puede aumentar significativamente la eficiencia de la conversión de la energía solar en electricidad. Esto contribuye a mejorar la rentabilidad y el rendimiento general del sistema fotovoltaico.

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m². Una hora solar pico equivale a 1 kWh/m².

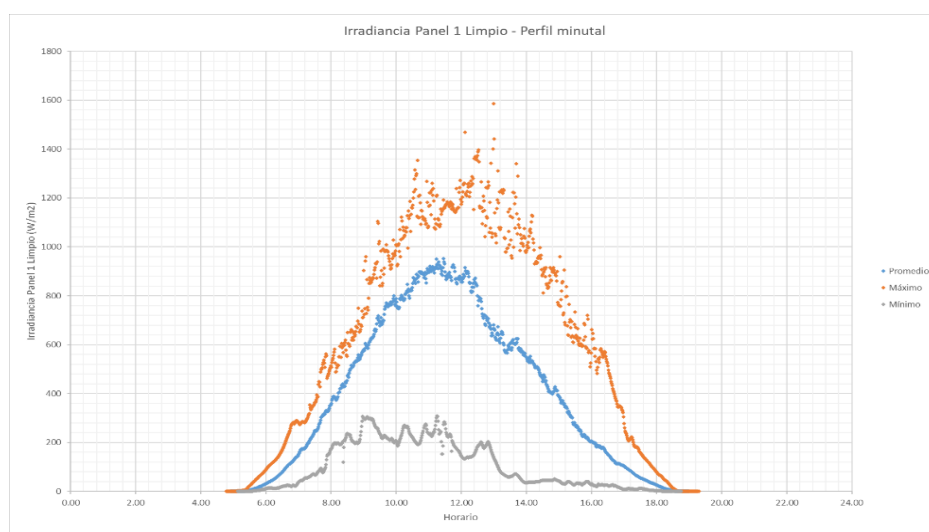


Figura 2.6. Comportamiento habitual de la hora sol pico (HSP).

2.7 Placa solar o módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico se define como “uno de los componentes indispensables para una instalación fotovoltaica” el cual está clasificado como unidad básica de conversión de energía solar en electricidad. Está formado por un conjunto de celdas solares las mismas que están compuestas por materiales semiconductores y finalmente tienen una conexión eléctrica en serie y paralelo, esto hace que se logre la corriente y el diferencial de potencial requerido.

2.8 Tipología de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se pueden clasificar de acuerdo a diferentes criterios, pero se tiene especial consideración la tecnología de fabricación. Por lo tanto, se pueden clasificar en:

2.8.1 Monocrystalino

Los módulos solares monocristalinos pertenecen a la primera generación de células solares fotovoltaicas y están hechos de un solo cristal de silicio puro, son los primeros en producirse industrialmente, cada célula es un único bloque cristalino para luego convertirla en obleas más finas, presenta un tratamiento distinto para mejorar su eficiencia.

2.8.2 Policristalino

Los módulos solares policristalinos se fabrican mediante fundición en bloque de silicio fundido, por lo que no están hechas de un lingote de un solo cristal, sino de uno compuesto por muchos cristales pequeños siendo esta su principal característica. Estos módulos alcanzan una menor eficiencia que los monocristalinos, pero son atractivos con respecto al costo de adquisición.

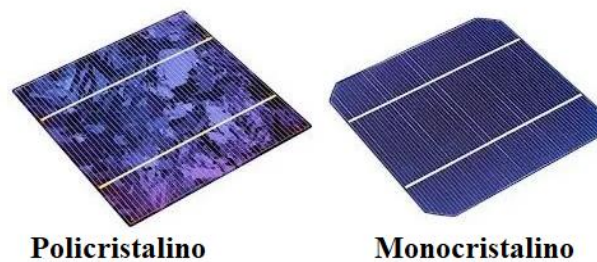


Figura 2.8. Diferencia entre módulos policristalinos y monocristalinos.

2.9 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas

Las instalaciones solares fotovoltaicas han cubierto una gran parte de la demanda energética que tiene el mundo, desde centrales solares, las conocidas llamadas microrredes, sistemas para el sector industrial, viviendas multifamiliares hasta sistemas fotovoltaicos para pequeñas embarcaciones (Alliance for Rural Electrification, 2023). Al mismo tiempo, los sistemas fotovoltaicos se dividieron (según su aplicación), en sistemas fotovoltaicos conectados a red (On Grid) y los sistemas fotovoltaicos aislados (Off Grid).

2.10 Sistemas solares fotovoltaicos conectados a red (SFCR)

Los sistemas eléctricos solares conectados con la red pública fueron implementados en la última década, esto para reducir el consumo de energía y mitigar los GEI de una instalación ya sea industrial o familiar (Ver Figura 2.10), la idea principal de los SFCR

es aprovechar de manera óptima y eficiente la energía que entrega los módulos fotovoltaicos durante el día y suministrarlo de forma directa al sistema y de esta manera cubrir su demanda.

En un principio la idea de este tipo de sistema era usar la red disponible para que actuara como batería ya que la energía excedente de la producción se inyecta a la red, pero ahora con la existencia de acumuladores de energía de litio existe una baraja de opciones.

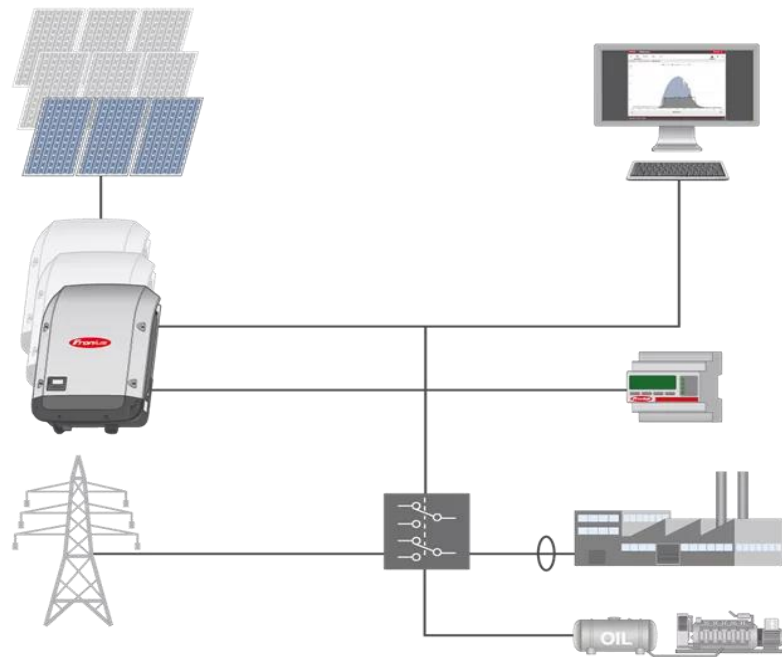


Figura 2.10. Sistema fotovoltaico conectado a red (Fronius Solar, 2023).

Los componentes principales de un SFCR incluyen los siguientes componentes:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor de red.
- Sistema de medición o contador bidireccional.
- Sistema de conexiones.
- Cajas de combinación.
- Sistemas de protección.

2.10.1 Módulos fotovoltaicos para SFCR

Los módulos solares fotovoltaicos son únicos y cada uno tiene sus propias características, en un inicio estos módulos eran fabricados con una configuración de 36 celdas cada una de 0.5 voltios por lo tanto eran aproximadamente de 18.00V, los mismos que eran usados para cargar baterías de 12.00V. Por consiguiente, a medida que los sistemas o configuraciones de almacenamiento iban variando, los fabricantes de módulos se adaptaron para cubrir tal necesidad.

La utilización de módulos fotovoltaicos en aplicación para SFCR se dan de acuerdo a tipo de inversor que se va a emplear y este último es seleccionado de acuerdo a la demanda y la carga que se quiera cubrir, por esta razón se emplearon módulos de 60 celdas hasta la utilización de 72 y finalmente 144 celdas el cual es conocido como Half Cell. Los módulos de 144 celdas se fabrican bajo el principio de que mientras más grande sea la celda esta tiende a calentarse, por lo tanto, habrá mayores pérdidas. Al realizar la configuración de colocar en un mismo módulo 144 celdas con separación de dos divisiones de 72 celdas cada uno y en paralelo evitamos tales pérdidas.

Para el presente estudio se usaron los módulos solares de 72 celdas con modelo Eagle 72P 320–340-Watt en la marca Jinko Solar el cual está entre los mejores 10 fabricantes de módulos fotovoltaicos según (Raptor Maps, 2023). En la figura 2.8 se muestra una diferencia sobre los aspectos visuales de módulos de 72 y de 144 celdas.

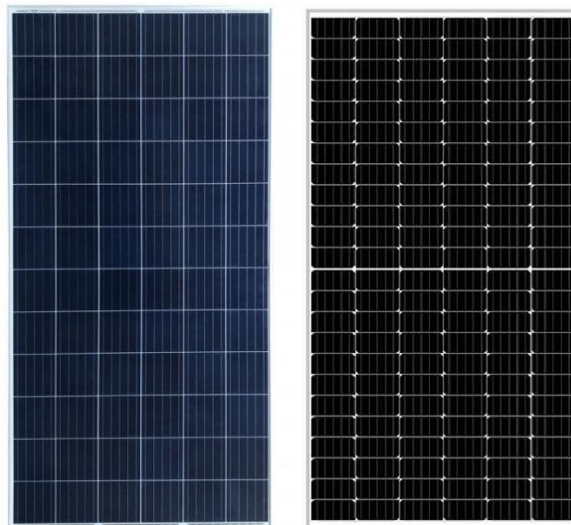


Figura 2.10.1 Módulo de 72P (izquierda) y 144P (derecha).

2.10.2 Inversor de red

El inversor solar de conexión a red es uno de los componentes importantes de las instalaciones solares conectadas a red, la función principal del inversor solar de red es convertir la electricidad de corriente continua (CC) generada por el arreglo solar en corriente alterna (CA) que pueda cubrir una determinada demanda.

El inversor de red sirve específicamente para asegurar de que la energía que se inyecta a la red tenga la frecuencia y el voltaje adecuados. Si el inversor no puede convertir la energía CC para que coincida con la frecuencia y el voltaje apropiados de la red, no liberará electricidad a la red. Utiliza el "seguimiento del punto de máxima potencia" (MPPT) para garantizar que el inversor encuentre la potencia máxima disponible en el conjunto fotovoltaico para convertirlo a CA. El inversor tiene protecciones de seguridad activas y pasivas incorporadas para garantizar que el inversor se apague solo cuando la red no esté funcionando dentro de tolerancias aceptables de voltaje y frecuencia. Esto se analiza aquí en la sección sobre sistemas de protección de inversores (Stapleton, 2012).

Entre las principales funciones que cumple el inversor de red es de proteger las fluctuaciones de voltaje y corriente generadas por el sistema fotovoltaico (SFV) y así mismo controla y optimiza la eficiencia del sistema ya que al controlar y variar diferentes parámetros realiza la conversión con una pérdida mínima de energía.

Los inversores de red tienen la limitación de que cuando sucede una ausencia del fluido eléctrico de la red convencional esta deja de funcionar ya que como se menciona tiene la necesidad de sincronizarse con la red, a causa de que es imperativo de que se tenga un respaldo de energía el fabricante austriaco Fronius lanzo al mercado los inversores Fronius Gen 24, el cual funciona con o sin la red pública de energía.



Figura 2.10.2 Inversores solares de red SMA, Fronius y Huawei.

2.10.3 Contador bidireccional

El medidor de energía bidireccional permite contabilizar la demanda de energía con exactitud, visualiza, controla y optimiza su exportación e importación. Este equipo permite realizar una gestión eficiente de la energía al inversor de red enviando datos de manera continua para que este pueda ajustar según lo requiera el comportamiento de la carga en cada momento.

Los contadores bidireccionales de inversores de red requieren de un elemento indispensable en SFCR el cual es el transformador de corriente, este último es un medidor con forma toroidal que envuelve el cable de la fase sobre la que tiene que medir el consumo y se conecta directamente al contador, transforma la corriente medida en una señal que se mide y convierte de forma fiable. Estos datos son recibidos por el contador y de esta manera saber cuál es la energía que se requiere en tiempo real.



Figura 2.10.3 Smart meter (Fronius Solar, 2023).

2.10.4 Soportes para módulos fotovoltaicos

Son estructuras de material rígido que mantienen los módulos fijados a la superficie, para hogares o empresas que utilizan un conjunto fotovoltaico conectado a la red, la instalación más común es el sistema de montaje en el techo.

La función más importante es fijar de forma segura el panel solar al techo. Además de la seguridad, hay otros tres factores importantes a considerar al elegir un sistema de montaje en techo: la cantidad de radiación solar que recibirá el módulo en esa posición, la ventilación del módulo y la estética general del sistema fotovoltaico.

La cantidad de radiación solar que recibe el módulo (el acceso solar del módulo) afectará directamente la energía que produce y, por lo tanto, debe optimizarse mediante el uso de un sistema de montaje que asegure el conjunto en una orientación y un ángulo de inclinación óptimos para esa ubicación. En los casos en los que fijar los módulos en el ángulo y la dirección del techo no produzca este resultado, los instaladores pueden considerar el uso de un sistema de montaje que pueda elevar los módulos para que tengan el ángulo de inclinación y orientación óptimos y así mejorar la potencia de salida de los módulos.

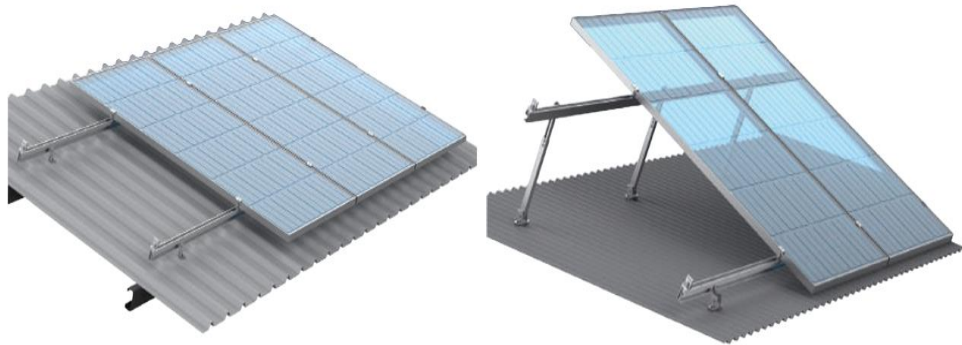


Figura 2.10.4 Soportes de módulos coplanar y con inclinación (Falcat, 2023).

2.10.5 Accesorios

Al momento de realizar una instalación de SFCR se debe tener en cuenta que es una instalación única tomando en cuenta su ubicación, su necesidad o demanda, su tipo de aplicación, por lo tanto, existen componentes que en la práctica no se repiten. En el Perú, no se tiene un reglamento establecido sobre el procedimiento de instalaciones de SFCR por consiguiente es recomendable cumplir mínimamente con lo que se estipula en el Código Nacional de Electricidad. Los accesorios y/o equipos complementarios que se usan de manera habitual son los siguientes:

- Conductores unifilares FV positivo y negativo.
- Conductor unifilar para puesta a tierra.
- Conector MC4 macho y hembra.
- Interruptores en DC y/o fusibles y portafusibles.
- Protección contra sobretensiones SPD.
- Interruptores en AC.
- Tableros de protección.

- Interruptores diferenciales.
- Rotulados y señales eléctricas, etc.

2.11 Coeficiente de rendimiento

El coeficiente de rendimiento o Performance ratio (en inglés) se define como un parámetro utilizado para analizar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos proporcionando una medida de la eficiencia de generación de energía obtenida de la relación de energía producida efectiva y el rendimiento energético ideal en condiciones de prueba estándar (STC) (Muñoz, 2023). En este caso, se utilizan datos de corriente y voltaje de las matrices fotovoltaicas, así como datos de irradiación y temperatura, para calcular el índice de rendimiento. Este análisis permite identificar las pérdidas en el sistema y comparar el desempeño de diferentes configuraciones.

2.12 Norma IEC 61724-1 Ed.1

IEC es una organización global sin fines de lucro que apoya la infraestructura de calidad y el comercio internacional de productos eléctricos y electrónicos. Parte del trabajo de la organización implica innovación técnica, desarrollo de infraestructura asequible, acceso a energía eficiente y sostenible, mitigación del cambio climático y seguridad ambiental.

El IEC proporciona una plataforma de estandarización global, neutral e independiente a nivel mundial. Administra 4 sistemas de evaluación de la conformidad sobre certificación de dispositivos, sistemas, instalaciones y servicios. Publica normas internacionales junto a una evaluación y conformidad sobre el marco técnico que permite a los gobiernos construir infraestructura nacional de calidad y empresas de todos los tamaños consistentemente seguros y confiables. Los estándares internacionales de IEC sirven como base para la gestión de riesgos y calidad y se utilizan en pruebas y certificaciones para verificar que se cumplan las promesas del fabricante.

En específico, la norma IEC 61724-1 Ed. describe la terminología, los equipos y los métodos para el monitoreo y análisis del rendimiento de sistemas fotovoltaicos (PV). También sirve como base para otras normas que se basan en los datos recopilados. Este documento define clases de sistemas de monitoreo del desempeño fotovoltaico (PV) y sirve como guía para la elección de sistemas de monitoreo. Esta segunda edición anula y

sustituye a la primera edición, publicada en 2017. Esta edición incluye los siguientes cambios técnicos significativos respecto a la edición anterior:

- Se introduce la monitorización de los sistemas bifaciales.
- Se actualizan los requisitos del sensor de irradiancia.
- La medición de suciedad se actualiza en base a nueva tecnología.
- Se eliminan los sistemas de monitorización clase C.
- Se actualizan diversos requisitos, recomendaciones y notas explicativas.

2.12.1 Elementos de medición

La norma IEC 61724-1 establece los siguientes elementos para la medición del rendimiento de los sistemas PV:

- Potencia
- Eficiencia
- Factor de potencia
- Pérdidas
- Temperatura
- Irradiación

La norma IEC 61724-1 requiere que el equipo de monitoreo de los sistemas PV sea capaz de medir todos estos elementos. El equipo de monitoreo debe ser instalado y mantenido correctamente para garantizar la precisión de los datos.

El análisis de los datos de monitoreo de los sistemas PV se utiliza para evaluar el rendimiento de los sistemas. El análisis puede identificar problemas que pueden afectar al rendimiento de los sistemas, como la suciedad en los paneles solares, la degradación de las células solares o los fallos en el equipo.

La norma IEC 61724-1 proporciona métodos para el análisis de datos de monitoreo de los sistemas PV. Estos métodos pueden utilizarse para estimar la producción de energía de los sistemas PV, para evaluar la degradación de los sistemas PV y para identificar problemas que pueden afectar al rendimiento de los sistemas.

2.13 Empresas de distribución eléctrica

Desde 1990, la economía peruana ha atravesado un ambicioso y amplio programa de reforma económica que, entre otras medidas, incluyó la privatización de importantes empresas estatales. Estas acciones han provocado que el Estado abandone gradualmente su papel de producir o proporcionar bienes y servicios directamente en el proceso de asignación de recursos, convirtiéndose así en una agencia para monitorear las deficiencias del mercado.

En el caso específico del sector eléctrico, el gobierno ha reemplazado su rol de productor y distribuidor de energía eléctrica por un rol de regulador de las actividades de producción y distribución, correspondientes a sectores que requieren regulación por su capacidad.

La eficacia de un sistema regulatorio depende de su transparencia, credibilidad y estabilidad en el tiempo. Si bien también debería resultar atractivo para los inversores privados, también debe proteger a los consumidores.

El gobierno del presidente Alberto Fujimori aprobó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) (Decreto Ley 25484), la cual fue promulgada el 19 de noviembre de 1992 y luego regido por el Decreto Supremo N° 009-93. La LCE oferta la electricidad en tres actividades independientes lo cuales son la generación, la transmisión y la distribución (Bonifaz & Rodríguez, 2001).

La LCE indica que específicamente la actividad de distribución puede ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecidos por el MEM, que estipula que las empresas requieren de una concesión cuando la potencia instalada es mayor a los 500 KW.

La presente investigación se desarrollará dentro de las disposiciones de la Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL), el cual es una empresa estatal perteneciente a la Corporación FONAFE ya que se desempeña en la prestación de servicios de comercialización y distribución de energía eléctrica en la región de Arequipa. La investigación se desarrollará tomando datos específicos de la SEAL tales como la facturación, su análisis, proceso y finalmente el pliego tarifario.

2.13.1 Facturación por consumo de electricidad

Las Empresas Distribuidoras de electricidad (EDEs) son responsables del proceso de facturación mensual por la prestación del servicio público de electricidad y como tal, deben garantizar que durante su ejecución no se afecten los intereses de los usuarios del servicio público (OSINERGMIN, 2017).

SEAL en la gestión de su proceso de facturación, debe efectuar la toma de lectura mensual de los medidores de electricidad correspondientes a los suministros de cada uno de los usuarios del servicio eléctrico y evidenciar de forma inequívoca la información y documentación de su gestión comercial la realización de dicha actividad. La factura por el consumo mensual de electricidad se realizará en base a las lecturas registradas conforme a lo señalado precedentemente.

Para garantizar la calidad de la facturación mensual la EDE previamente a la emisión del recibo debe efectuar un proceso de consistencia, considerando entre otras variables el promedio histórico representativo del usuario, fechas de instalación del medidor, aplicación del pliego tarifario o aplicar sus propias políticas de gestión comercial que garanticen la consistencia del consumo de electricidad. Una vez que se realice la lectura, la distribuidora calculará la diferencia entre los kWh consumidos y los kWh facturados en el período anterior, y el saldo respectivo de cantidad de unidades de energía serán valorizados al pliego tarifario vigente, las que serán incluidas en forma proporcional en las siguientes facturas mensuales del usuario (OSINERG, 2021).

2.13.2 Pliego tarifario

El pliego tarifario es un entregable que es publicado de manera mensual por todas las EDEs, este pliego es el conjunto de costos y cargos que sirven para realizar la facturación y emisión del recibo de electricidad, estos costos deben estar sujetos a factores de actualización tarifaria según procedimiento de OSINERGMIN y está dirigido a los clientes finales (usuarios).

El pliego tarifario está dividido por las diferentes opciones tarifarias y los usuarios pueden elegir libremente cualquiera de estas opciones independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en las condiciones específicas para las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT6 y

BT7, y dentro del nivel de tensión que le corresponda. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica, finalmente, las empresas de distribución eléctrica deberán proporcionar a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la selección de su opción tarifaria.

2.14 Generación distribuida

Gamio (2021), define a la generación distribuida (GD) como la “generación de energía eléctrica por medio de múltiples o varios actores que actúan como pequeñas fuentes, estando en los lugares más próximos a las cargas en el que el consumidor se vuelve al mismo tiempo en un productor de energía eléctrica.”.

La Agencia Internacional de Energía (2022), conceptualiza a la generación distribuida como una *“planta generadora que atiende un requerimiento de energía en situ y en sincronía con una red de distribución”*.

El concepto de GD nace bajo el principio de la creación de ciudades inteligentes y es uno de los principales pilares, se basa en la participación entre esta microgeneración y la generación de las grandes centrales, esta sociedad hace que la generación sea equilibrada y que dependa en lo mínimo de la red convencional. Por lo tanto, hace que los usuarios son cada vez más capaces de tomar el control de su propia demanda de energía a través de una red de dispositivos.

Las características principales de la generación distribuida son:

- Reducir las pérdidas en la red eléctrica.
- Mejorar la confiabilidad y la calidad del sistema eléctrico.
- Se hace el uso de sistemas con energías renovables.

Una de las ventajas de la GD es la comercialización de la energía excedente del sistema de generación siempre y cuando cumpla con los estándares impartidos por el estado y la empresa distribuidora (calidad de energía). La transacción del excedente usualmente no siempre se da al precio de venta de la distribuidora, por otra parte, también es posible llegar a un acuerdo con la EDE realizando un convenio de compensación de energía ante la escasez por parte del sistema que representa la GD (en los SFV usualmente en la noche), en otras palabras, la EDE adopta el comportamiento de un acumulador de energía.

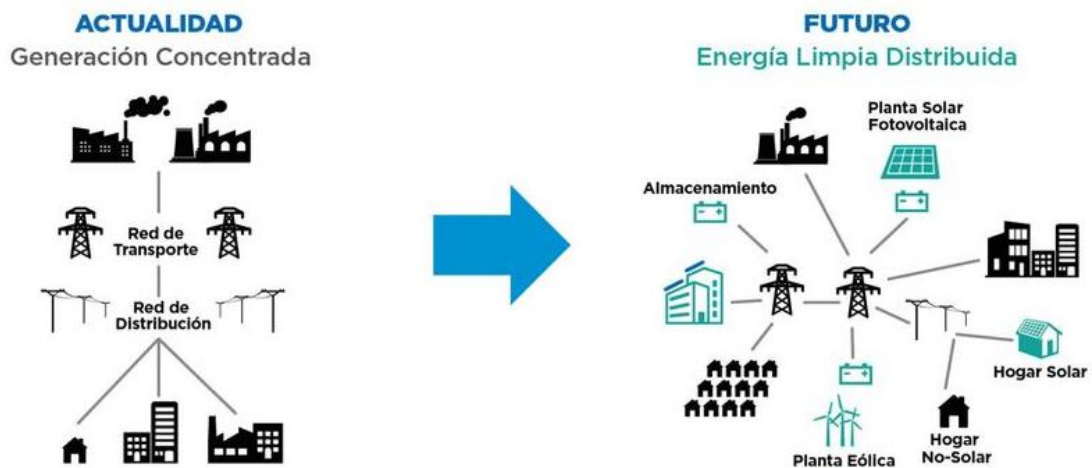


Figura 2.14. Comparación de la generación concentrada y distribuida (Rivero, 2018).

2.15 Generación distribuida en el Perú

El Decreto Legislativo N.º 1002, establece el fomento de las energías renovables, eliminando cualquier barrera u obstáculo para su desarrollo, implica promover la diversificación de la matriz energética, constituyendo un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente, siendo de interés público dar un marco legal en el cual se desarrollen estas energías que alienten inversiones y modifique las normas vigentes que no han sido efectivas al carecer de alicientes mínimos previstos en la legislación comparada (Osinermin, 2008).

El veintitrés de septiembre del año 2015 se publica el Decreto legislativo N°1221 cuyo objetivo principal es mejorar la regulación de la distribución de electricidad en el Perú para promover al acceso a la energía eléctrica de calidad, indica que los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado (Osinermin, 2015).

Además, se establece que la potencia máxima, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de las tecnologías renovables no convencionales que permitan la generación distribuida, entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento específico sobre generación distribuida que aprueba el Ministerio de Energía y Minas el cual aún no ha sido publicado.

En el Perú, existe una propuesta elaborada por consultora EDF International Networks SAS en el cual recomienda la clasificación de dos tipos de generación distribuida tales como son: la mediana generación distribuida (MGD) a partir de fuentes renovables no convencionales de 100 kW y la micro generación distribuida (MCD) con capacidad menor a los 100 kW.

Existen dos corrientes de opinión sobre el rol de las EDEs con respecto a la GD, la primera afirma que las empresas de distribución eléctrica no están interesadas en participar activamente en el despliegue de la generación distribuida porque terminaría vendiendo menos energía a sus usuarios. Por otro lado, el lado más progresista se focaliza en la oportunidad de nuevos negocios con la generación distribuida que podría aprovechar la empresa de distribución eléctrica.

Ramírez (2020), expone que la generación distribuida en el Perú enfrenta diversas problemáticas, entre ellas: la falta de un marco regulatorio claro y estable, la falta de incentivos para la inversión en energías renovables, la falta de acceso a financiamiento, la falta de capacidad técnica y de infraestructura, y la falta de información y educación sobre la generación distribuida.

Gamio (2021), menciona que el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el encargado de formular y supervisar la política energética del país, mientras que Osinergmin es la entidad técnica responsable de la regulación y supervisión de las actividades energéticas del país, incluyendo la elaboración de los procedimientos de conexión, operación y comercialización del proyecto de reglamento para la generación distribuida. En cuanto a las empresas distribuidoras, señala que deben realizar estudios que demuestren sus necesidades de contratación futura, en coordinación con Osinergmin, para evitar que se vean sobrecontratadas frente a una migración masiva de usuarios regulados hacia el mercado libre.

2.15.1 Generación distribuida y SFCR

La energía solar fotovoltaica en la generación distribuida puede tener varios beneficios económicos y ambientales. En términos económicos, puede reducir los costos de energía para los consumidores y aumentar la eficiencia energética. En términos ambientales, puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad del aire. Además, la generación distribuida puede mejorar la resiliencia de la red eléctrica en caso de interrupciones.

Desde la perspectiva técnica se tiene un avance importante ya que en la mayoría de países que usan y promueven la GD establecen sus parámetros de inyección en razón de que la tecnología que se va a usar es de un SFCR, por lo tanto, se tiene disposiciones de compensación de energía pensando en este tipo de sistemas.

Los conceptos de Net Billing y Net Metering son aplicados en razón de la compensación tanto de manera monetaria y/o energética en razón de que los SFCR no generan energía por la noche, por lo tanto, se puede usar la red eléctrica convencional como dispositivo de almacenamiento para que el excedente generado en el día sea compensado en la noche y/o valorizado al final del mes para poder obtener márgenes de ganancia.

2.15.2 Esquemas de interconexión con SFCR

Para SFCR existen 02 tipos de conexiones con las redes de la EDE, los cuales se detallan de la siguiente manera:

Los SFCR sin acumulador de energía: Se tratan de sistemas de conexión de tipo convencionales ya que mantienen el esquema del arreglo fotovoltaico e inversor de red, en la totalidad de este tipo de sistemas mantienen una sincronización permanente con los valores eléctricos de la red.

La desventaja de este tipo de sistemas es que toda la energía producida debe ser usada ya sea para cubrir la demanda o exportándolo a la red. En países como el Perú que aún no tiene un reglamento de GD, si el SFCR supera en producción de energía al consumo de la carga, este excedente no será utilizado y será perdido ya que no se puede exportar energía a la red.

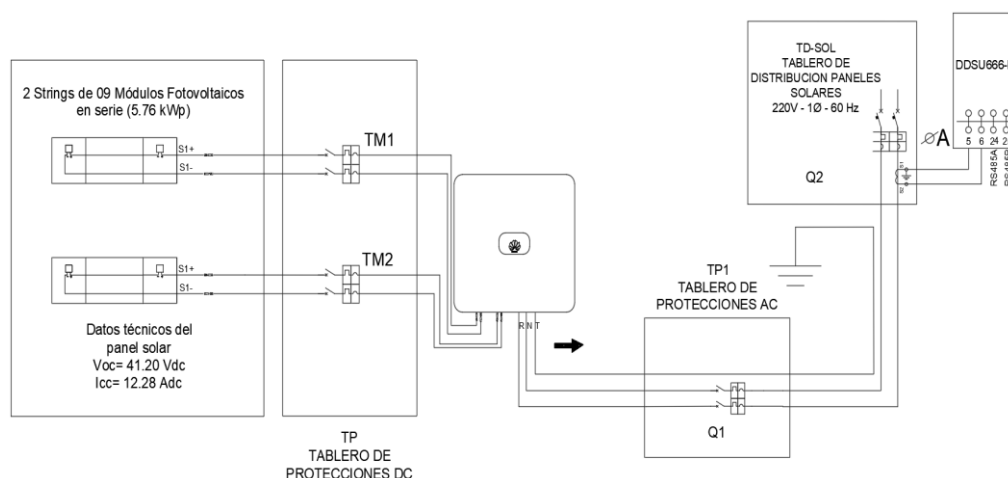


Figura 2.15. Sistema fotovoltaico con conexión a red.

Los SFCR con acumulación de energía: son sistemas que comprende al arreglo fotovoltaico, inversor de red y baterías. Estos SFCR con baterías están diseñados para que se pueda almacenar la energía excedente de la producción del sistema, para que esta sea usada durante la noche, otra de las ventajas es que al tener energía acumulada y que no haya presencia del fluido eléctrico por parte de la red convencional esta se pueda usar como sistema de respaldo (backup), una de las desventajas ante el escenario anterior es que en los SFCR residenciales que hacen uso de un sistema trifásico en la mayoría de casos con excepción de algunos fabricantes solamente pueda cubrir la demanda de algunas cargas monofásicas.

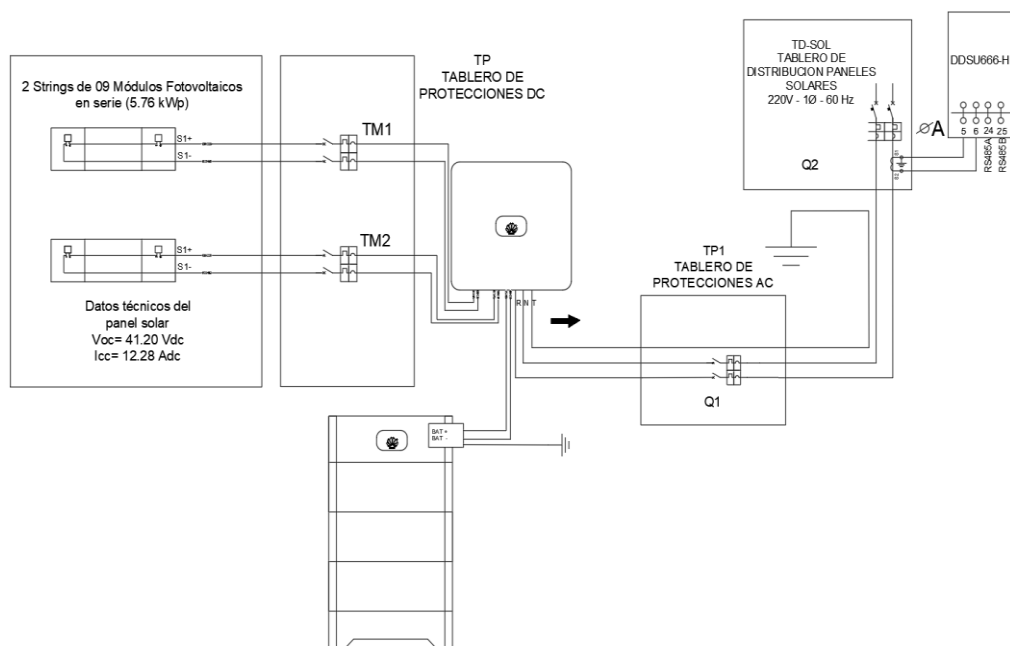


Figura 2.15.1 Sistema fotovoltaico con conexión a red y acumulador de energía.

Los fabricantes de inversores de red como Huawei trabajan en constante desarrollo de innovación sobre sus productos tales que se pueden realizar otros tipos de conexiones como múltiples inversores conectados en cascada (con un máximo de 3), conexiones en modo Isla (con backup box) y finalmente conexiones con inversores de terceros. No obstante, Huawei solo puede realizar tales conexiones siempre en cuando cuenten con un acumulador de energía.

El principio de funcionamiento del SFCR con acumulador de energía es de la siguiente manera, Por ejemplo, cuando los módulos fotovoltaicos generan 8 kW de potencia, el inversor se conecta a la red con la potencia máxima de salida de 5.5 kW y las baterías cargan 2.5 kW de potencia. Cuando la luz solar se debilita, los

módulos fotovoltaicos generan 3 kW de potencia, las baterías cargan 2.5 kW de potencia y el inversor se conecta a la red con una potencia de salida máxima de 5.5 kW.

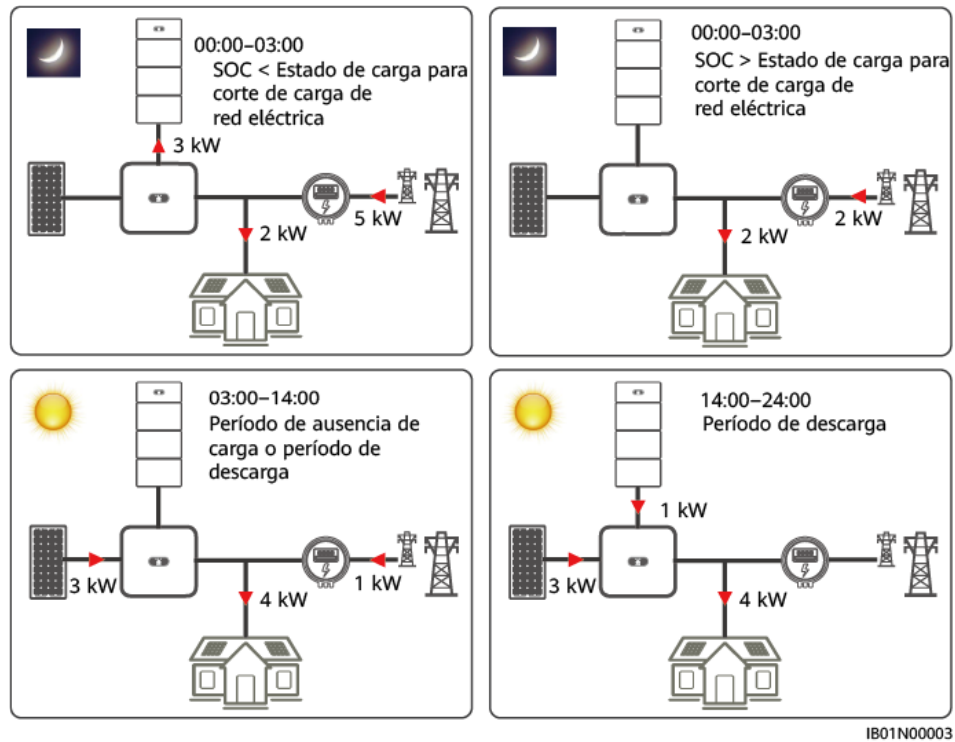


Figura 2.15.2 Funcionamiento de un SFCR con acumulador de energía (Huawei, 2022).

El fabricante Fronius ha innovado en cuanto a los inversores de red ya que al sacar al mercado su gama Fronius GEN24 cumple todas las expectativas de la totalidad de los casos que puedan presentarse en su funcionamiento. Este inversor puede trabajar en los siguientes casos:

- Interrupción del fluido eléctrico de la EDE (actúa el acumulador de energía y el SFV).
- Interrupción del fluido y sin generación FV (actúa el acumulador de energía).
- Interrupción del fluido eléctrico y con acumulador de batería 0% (actúa el SFV).

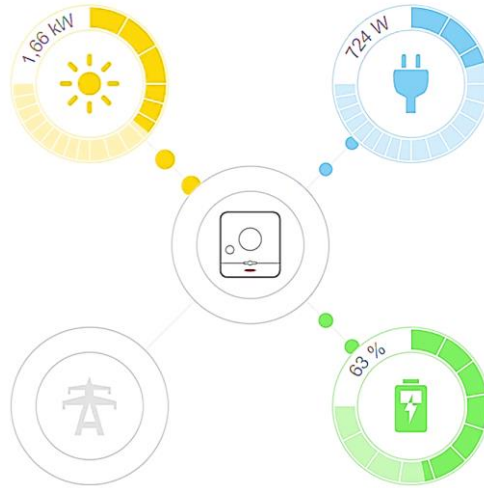


Figura 2.15.3 SFCR con ausencia del fluido eléctrico.

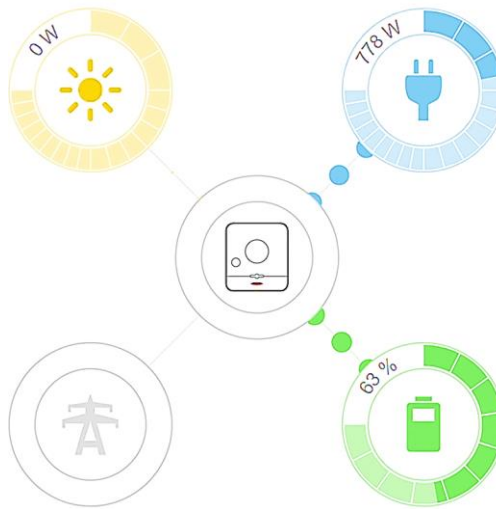


Figura 2.15.4 SFCR con ausencia del fluido eléctrico y sin generación FV.

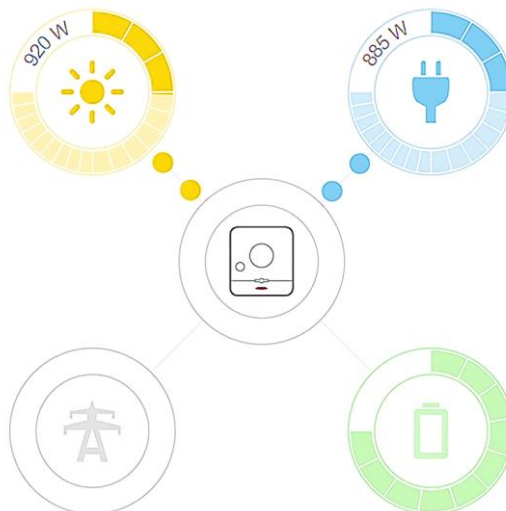


Figura 2.15.5 SFCR con ausencia del fluido eléctrico y batería.

2.16 Metodología de cálculo de emisión de GEI

Esta metodología se basa en las Directrices del IPCC de 2006 para inventarios de GEI (GL 2006), la ISO-14064 y el Estándar corporativo de contabilidad y reporte (GHG Protocol o Protocolo GEI) y en el Quinto reporte del IPCC (AR5). Se debe mencionar que la ISO-14064:2006 clasifica las fuentes de emisión de GEI, como:

- Emisiones directas: que en el GHG Protocol se le denomina Alcance 1.
- Emisiones indirectas: que en el GHG Protocol se le denomina Alcance 2.
- Otras emisiones indirectas: que en el GHG Protocol se le denomina Alcance 3.

Para el cálculo de emisiones de GEI por consumo de electricidad se establece que se encuentra dentro del alcance 2. Este alcance incluye las emisiones de GEI, por la generación de electricidad adquirida y consumida por la entidad. Electricidad adquirida se define como la electricidad que es comprada, o traída dentro de los límites de la entidad. Las emisiones del alcance 2 ocurren físicamente en la planta donde la electricidad es generada, pero es propiciada por la demanda de la entidad.

2.16.1 Consideraciones para el cálculo de emisión de GEI IPCC-2006

Para la estimación de las emisiones GEI de consumo de energía eléctrica se realiza siguiendo los siguientes pasos:

- Paso 1: Consumo de electricidad: registra el consumo de energía eléctrica en por cada área o locación registrada de la entidad (debe contar con suministro diferenciado). Este consumo debe ser respaldado por los recibos, mensuales, emitidos por la empresa distribuidora.
- Paso 2: Cálculo de emisiones GEI: consiste en estimar las emisiones de cada GEI, generadas por el consumo de energía eléctrica. Esta electricidad es generada en el SEIN.
- Paso 3: Cálculo del total de emisiones GEI: consiste en estimar el total de las emisiones GEI, generadas por el consumo de energía eléctrica, del SEIN.

2.17 Marco normativo de las energías renovables

El presente proyecto de investigación se fundamenta en las siguientes normativas:

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables - Decreto Legislativo N° 1002 (mayo 2008).
- Ley N° 28832 (23/07/2006) – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM. - Reglamento de la Ley de Concesiones eléctricas.
- Decreto Legislativo N° 1221 (24/09/2015) – Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú
- Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida aprobado mediante Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM (02/08/2018).
- Disposiciones transitorias del Reglamento RER (23 de marzo de 2011) el Ministerio de Energía y Minas publicó, con fecha 29 de marzo de 2011, el aviso previo para la convocatoria de la Segunda Subasta RER.
- Resolución Ministerial N° 349-2018-MEM/DM (13 de setiembre de 2018) Amplían plazo para la presentación de comentarios al proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida.
- D.L. N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.
- Resolución directoral N° 203-2015-MEM/DGE: Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural.
- Norma técnica de edificación EM080 instalaciones con energía solar
- Norma Técnica Peruana, NTP 399.403.2006:
- Código Nacional de Electricidad – Utilización. R.M. N° 037-2006 -MEM/DM (2006.01.30).
- Normas IEC correspondientes.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Formulación de la hipótesis

3.1.1 Hipótesis general

Mediante el enfoque IEC 61724 se obtendrá el performance ratio (PR) del sistema FV conectado a red (SFCR) con inversor multistring de 5.76kW en el edificio multifamiliar Independencia de la ciudad de Arequipa.

3.1.2 Hipótesis específica

- El diseño del SFCR con inversor multistring de 5.76 kWp se dimensiona de acuerdo a la máxima demanda del edificio multifamiliar Independencia en la ciudad de Arequipa.
- La implementación de un sistema fotovoltaico conectado a red reduce las emisiones de gases de efecto invernadero en una cantidad significativa con respecto al consumo de energía eléctrica.
- Mediante la implementación del SFCR con inversor multistring de 5.76 kWp se determina la viabilidad económica y el ahorro de energía para el edificio multifamiliar Independencia de la ciudad de Arequipa.

3.2 Recursos humanos

- Tesista.
- Personal técnico para la instalación y puesta en marcha del SFCR.
- Personal para transporte.

3.3 Recursos materiales y/o equipos

3.3.1 Recursos materiales

- Módulo fotovoltaico.
- Inversor solar de conexión a red.
- Smart meter (Contador que permite realizar una monitorización completa y sistemática de los flujos de energía de la instalación fotovoltaica).
- Solar web (Plataforma de información y control de SFCR con inversor Fronius).

3.3.2 Recursos de software

- Sunny desing (Software de planificación de sistemas fotovoltaicos).
- Fronius solar creator (Herramienta de diseño en línea para SFCR).
- PVsyst (Herramienta de cálculo y análisis de sistemas fotovoltaicos).
- AutoCAD 2019 - English.
- Matlab R2023B.

3.4 Procedimiento del método

3.4.1 Ubicación del proyecto

El sistema fotovoltaico conectado a red de 5.76 kWp con inversor multistring para el edificio multifamiliar Independencia, Este edificio multifamiliar cuenta con 05 pisos y 10 departamentos, se encuentra en el distrito de Arequipa tal como se muestra en la figura 3.4, con latitud y longitud $16^{\circ}24'38.08''\text{S}$ y $71^{\circ}32'7.48''\text{O}$ respectivamente.



Figura 3.4. Ubicación del Proyecto SFCR Independencia.

País	: Perú
Departamento	: Arequipa
Provincia	: Arequipa
Distrito	: Arequipa
Latitud Sur	: $14^{\circ}47'11''\text{S}$ (-16.41058)
Longitud Oeste:	: $70^{\circ}21'14''\text{O}$ (-71.53541)
Altitud	: 3913.2 msnm

3.5 Dimensionamiento del SFCR

3.5.1 Demanda del edificio multifamiliar Independencia

El dimensionamiento para parcial abastecimiento de energía por un sistema fotovoltaico solicitada para la vivienda multifamiliar Independencia 2004, distrito de San Arequipa, Arequipa se realizó por en base de la información brindada por el usuario. El sistema propuesto se centra en el abastecimiento continuo y sostenido de energía eléctrica utilizando la metodología del balance energético, esto con el objetivo de satisfacer sus necesidades de energía. El dimensionamiento se da en base a la confianza en la tecnología fotovoltaica, ahorro energético y reducción de la huella de carbono de la edificación durante el tiempo de vida útil del SFV.

El sistema es de tipo conectado a red, lo que le permite interactuar con la red eléctrica para complementar la demanda de energía. Por normativa actual, el sistema será programado para no inyectar energía a la red pública con las protecciones de seguridad necesarios. El ahorro de energía dependerá del comportamiento de consumo de energía y del recurso solar disponible en la locación del sistema.

3.5.2 Datos del suministro

Los datos del suministro se establecen en la siguiente tabla:

Tabla 1

Datos del suministro eléctrico .

Datos	Descripción
Numero de contrato	4198
Dirección	Urb. IV Centenario Av. Independencia Nro 2010
Tipo de conexión	C1.1 MONOFASICO Aérea Simple
Tipo de medidor	Electrónico 2 Hilos
Nivel de tensión	220 V
Estrato	0
Sector típico	2 Urbano media densidad
SET	[18]-SET LAMBRAMANI
Opción tarifaria	BT5B RESIDENCIAL

3.5.3 Análisis del consumo energético

De acuerdo al consumo de energía consumida promedio de la vivienda es de 2647 kWh, este historial de consumo pertenece al año 2021. A solicitud del usuario se requiere abastecer el 25% de este consumo con un sistema fotovoltaico conectado a red.

Tabla 2

Consumo energético 2021 – vivienda multifamiliar Independencia.

Mes	Consumo kWh
Enero	2563
Febrero	2498
Marzo	2470
Abril	2474
Mayo	2820
Junio	2876
Julio	2730
Agosto	2552
Setiembre	2605
Octubre	2765
Noviembre	2580
Diciembre	2828

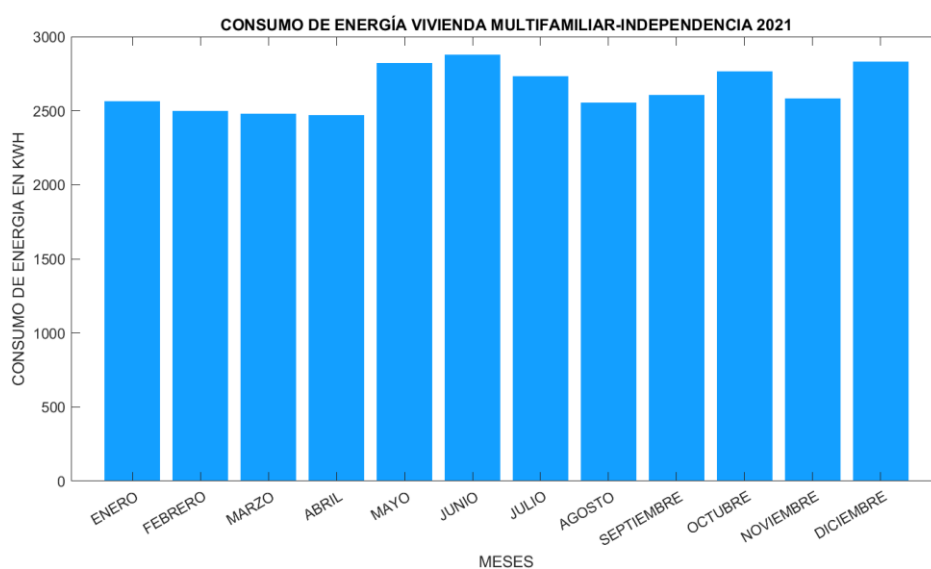


Figura 3.5.3 Consumo de energía – vivienda multifamiliar Independencia 2021.

Teniendo en cuenta el consumo promedio del suministro y la solicitud del usuario se tiene el objetivo de que el SFCR deberá cubrir como mínimo 662 kWh de energía de manera mensual.

3.5.4 Recurso solar

Para la determinación del recurso solar se tiene el registro de un equipo de monitoreo en el Aeropuerto Internacional Alfredo Rodríguez Ballón (ver figura 3.5.4.1), por lo cual se tomaron los datos para cada mes lo cual se representa la figura 3.5.4. Se determinó que se tiene un valor promedio anual de 5.54 HSP. EL equipo de monitoreo consta de los siguientes componentes:

- Pv met 500 estación meteorológica (1 und)
- Ms-80 Piranómetro secundario (2 und)
- Ms Albedo kit varilla de montaje (1 und)
- Si-mV-85 (2 und)
- Cr-1000 (1 und)
- Modem CELL 205 ND CAMPBELL (1 und)

Tabla 3

HSP registrados para el SFCR-Independencia-2021.

Mes	HSP
Enero	5.50
Febrero	4.55
Marzo	4.52
Abril	6.97
Mayo	7.54
Junio	6.82
Julio	5.20
Agosto	5.06
Setiembre	4.94
Octubre	4.63
Noviembre	4.64
Diciembre	6.06

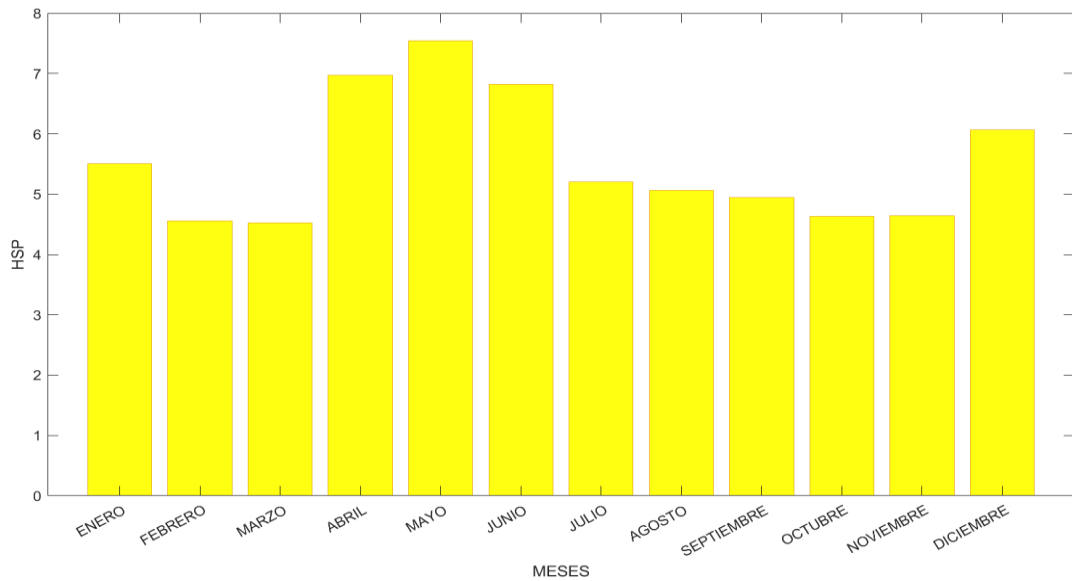


Figura 3.5.4 HSP registrados para el SFCR-Independencia-2021.



Figura 3.5.4.1 Equipos de monitoreo Aeropuerto Alfredo Rodríguez Ballón.

3.5.5 Análisis de sombras y espacios

El análisis de sombras es un proceso que se utiliza para determinar la ubicación y la intensidad de las sombras que se producen en un área determinada, es esencial para el diseño de los SFV. Las sombras pueden reducir significativamente la producción de energía de un sistema solar, por lo que es importante identificar y mitigar las sombras potenciales.

Se realiza este análisis bajo los siguientes sustentos:

- Garantizar el rendimiento del sistema: Las sombras pueden reducir significativamente la producción de energía de un sistema solar. Por

lo tanto, es importante identificar y mitigar las sombras potenciales para garantizar que el sistema alcance su rendimiento máximo.

- Minimizar costes de mantenimiento: Las sombras pueden provocar un calentamiento excesivo de los paneles solares, lo que puede provocar daños. Por lo tanto, es importante identificar y mitigar las sombras potenciales para evitar costos de mantenimiento.
- Optimizar la disposición de los paneles solares: El análisis de sombras puede ayudar a optimizar la disposición de los paneles solares para maximizar la exposición a la luz solar y minimizar las sombras.

En el análisis de sombras se debe tomar en consideración los siguientes puntos:

- Arquitectura: El análisis de sombras se utiliza para evaluar la iluminación natural de un edificio. Las sombras pueden afectar la comodidad y la productividad de los ocupantes de un edificio, por lo que es importante tener en cuenta las sombras potenciales en el diseño de un edificio.
- Planificación urbana: El análisis de sombras se utiliza para evaluar el impacto de los desarrollos urbanos en el medio ambiente. Las sombras pueden afectar la temperatura y la humedad de un área, por lo que es importante tener en cuenta las sombras potenciales en la planificación urbana.

Para la presente investigación, teniendo los criterios de arquitectura y planificación urbana se tiene que no un elemento que ocasione sombra alguna por la misma razón del área disponible de la vivienda tal como se muestra en la figura 3.5.5.



Figura 3.5.5 Verificación de sombras y espacios del área instalada.

3.5.6 Cálculo de la potencia fotovoltaica

Para cubrir la necesidad del usuario, se obtiene la cantidad de energía a suministrar por el SFCR el cual se obtiene de la siguiente expresión:

$$E_{PD} = \frac{E_{PM} \times F_C}{30} \quad (1)$$

Donde:

E_{PD} = energía promedio diaria $kW.h$

E_{PM} = energía promedio mensual $kW.h$

F_C = factor de corrección %

El factor de corrección se presenta ante perdidas tales como:

- Nubosidad
- Eficiencia del inversor
- Condiciones atmosféricas
- Coeficientes de temperatura del módulo

Para obtener la potencia fotovoltaica necesaria se divide la energía promedio diario entre las horas solares picos.

$$P_{SFCR} = \frac{E_{PD}}{HSP} \quad (2)$$

Donde:

P_{SFCR} = potencia del sistema fotovoltaico conectado a red

HSP = horas solar pico

Para el presente proyecto de investigación se optó por el módulo fotovoltaico Eagle 72P 320-Jinko Solar con características definidas en la tabla 4 y el anexo 05.

Tabla 4

Módulo fotovoltaico Eagle 72P 320-Jinko Solar

Eagle 72P 320-Jinko Solar	
Parámetros eléctricos (STC)	
Potencia eléctrica máxima (P_{mp})	320 Wp
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	8.56 A
Tensión de máxima potencia (V_{mp})	37.4 V
Corriente de corto circuito (I_{SC})	9.05 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	46.4 V
Parámetros térmicos	
Temperatura nominal de operación de la célula ($TNOC$)	45°C±2°C
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	0.06%/°C
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	-0.31%/°C
Coefficiente de temperatura de P_{mpp}	-0.38%/°C

Para determinar la cantidad de módulos fotovoltaicos se tiene la siguiente expresión matemática:

$$N_{\text{modulos}} = \frac{P_{SFCR}}{P_{\text{modulo}}} \quad (3)$$

Donde:

N_{modulos} = número total de módulos del SFCR

P_{modulo} = potencia del módulo fotovoltaico a emplear

3.5.7 Elección del inversor

Para la elección del inversor se tiene que tomar en cuenta la potencia del sistema fotovoltaico de acuerdo a la cantidad de módulos fotovoltaicos, por lo tanto, se debe tener un inversor que tenga una potencia mínima de 4800 W y que sea compatible con todos los valores eléctricos de los módulos fotovoltaicos. A continuación, se tiene las potencias de inversores monofásicos de red ofrecidos por los diferentes fabricantes para nuestra región.

Tabla 5

Potencias disponibles de inversores de conexión a red según fabricantes.

Fabricante	Potencia disponible				
	1000 W	2000 W	3000 W	4000 W	5000 W
	Denominación y/o modelo				
Huawei SUN200	-	2KTL-L1	3KTL-L1	4KTL-L1	5KTL-L1
Fronius PRIMO	-	-	3.0-1	4.0-1	5.0-1
SMA Sunny Boy	-	-	3.0	4.0	5.0

A continuación, en la tabla 6 se expresan los datos relevantes del SFCR - Independencia.

Tabla 6

Datos relevantes del SFCR - Independencia.

Descripción	Unidad	Valor
Demanda a satisfacer	<i>kWh</i>	662.00
Hora sol pico	<i>kWh.m⁻²</i>	5.54
Potencia del SFV	<i>kWp</i>	5.76
Potencia de módulos FV	<i>Wp</i>	320.00
Potencia del Inversor	<i>kW</i>	5.00

Se presento las propuestas al usuario recomendándole el inversor Fronius PRIMO 5.0-1 por la compatibilidad con el SFV propuesto detallados en la tabla 7, así mismo, se recomendó añadir 02 módulos adicionales para hacer una potencia

total instalada de 5.76 kWp dado que la tensión de puesta en servicio del inversor es de 80.00 V. La ficha de datos técnicos se adjunta en el anexo 04.

Tabla 7

Indicadores de compatibilidad entre el arreglo fotovoltaico y el inversor de red.

Indicadores	Eagle 72P 320-		Resultado
	Fronius PRIMO 5.0-1	Jinko Solar Sistema completo	
Número de seguidores MPP	2	-	-
Máxima corriente de entrada ($I_{dc \text{ max}}$)	12 / 12 A	8.56 A/8.56 A	3.44 A +
Máxima corriente de cortocircuito*	24 / 24 A	9.05 A/9.05 A	14.95 A +
Rango de tensión de entrada CC ($U_{cc \text{ mín.}} - U_{cc \text{ máx.}}$)	80 - 1000 V		
Tensión CC mínima de puesta en marcha ($U_{dc \text{ arranque}}$)	80 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	710 V	673.2 V	-
Rango de tensión MPP ($U_{mpp \text{ mín.}} - U_{mpp \text{ máx.}}$)	240 - 800 V		
Rango de tensión de punto de rendimiento máximo utilizable	80 - 800 V		
Número de entradas CC	2 + 2		
Máxima salida del generador FV ($P_{cc \text{ máx.}}$)	7.5 kWp	5.76 kWp	1.74 kWp +



Figura 3.5.7 Montaje del inversor de red Fronius PRIMO 5.0-1.



Figura 3.5.8 Puesta en marcha del inversor de red Fronius PRIMO 5.0-1.

3.5.8 Distribución de los módulos

La distribución de los módulos fotovoltaicos en el tejado es un factor importante que afecta al rendimiento del sistema, un diseño eficiente maximiza la recepción de la radiación solar y minimiza las sombras.

Entre los diferentes factores que se tiene tener en cuenta para planificar la distribución de módulos fotovoltaicos se tiene la orientación, la inclinación, el área disponible en la zona de instalación y cuerpos causantes de sombras.

La orientación, para nuestro hemisferio se emplea una orientación al norte, cabe destacar que esta debe ser independientemente de la orientación de la vivienda, por lo tanto, se recomienda en la medida de lo posible realizarla al norte.

La inclinación, el ángulo de inclinación es uno de los parámetros importantes para captar la máxima radiación solar que llega al panel solar. Este ángulo es específico de cada ubicación y depende del día, mes y año debido a la posición del sol. Es reportado en la literatura que en el hemisferio norte (boreal), la orientación óptima es hacia el sur y el óptimo ángulo de inclinación está dada por la expresión matemática basada en análisis estadísticos de radiación solar anual en función a la latitud (Castejón & Santamaria, 2010), dicha expresión se manifiesta de la siguiente manera

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \times |\Phi| \quad (4)$$

Donde:

β_{opt} = Ángulo de inclinación óptima (°)

$|\Phi|$ = Latitud del lugar, sin signo (°)

Rojas (2016), en su tesis “*Determinación del ángulo de inclinación óptimo de un panel fotovoltaico en el valle del Mantaro*” determino que para el valle del Mantaro con coordenadas -12.0, -75.00 la inclinación optima es de 13.00°, teniendo una variación de 1.00°. Para la presente investigación con coordenadas geográficas -16.41058, -71.53541 se optó por tomar un grado de inclinación de 15.00°, se toma este valor bajo el sustento de que en el mercado se tiene estructuras con este grado y que es netamente comercial.



Figura 3.5.9 Distribución de seis módulos del SFCR – Independencia.



Figura 3.5.10 Distribución de diez módulos del SFCR – Independencia.

3.5.9 Diseño del cableado y sistemas de protección

Conforme con las especificaciones de condiciones técnicas, el cableado cumplirá con lo siguiente:

- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Puntualmente, para cualquier condición de trabajo, los conductores en DC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 % y los de la parte de AC para que la caída de tensión sea inferior del 2.5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los cables DC y AC deberán tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado DC será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma vigente.

a) Elección del tipo de conductor a utilizar en DC

El conductor fotovoltaico TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1.5/1.5 (1.8) kV DC ha sido específicamente diseñado para soportar las condiciones más exigentes entre los paneles y la red de BT en corriente continua de una instalación solar.

El conductor fotovoltaico TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K está formado a partir de un conductor de cobre estañado (obligado por norma), un aislamiento libre de halógenos (LSZH) y cubierta de goma libre de halógenos (LSZH). Estas son sus prestaciones más representativas:

- Conductores fotovoltaicos resistentes a los rayos ultravioleta.
- Conductores libres de halógenos (Certificación CPR: Cca -s1b, d2, a1).
- Certificación TÜV y EN.
- Tienen una vida útil de 30 años a 90°C.
- Su intensidad admisible es superior, a igualdad de sección, a los cables convencionales, permitiendo llegar a temperaturas hasta 120°C en el conductor, lo que supone importantes incrementos de intensidades admisibles respecto a secciones similares de los cables convencionales.
- Su extraordinaria flexibilidad y reducido diámetro facilita la instalación.
- Cables solares aptos para servicio móvil. Es frecuente la utilización de seguidores para aprovechar al máximo la radiación solar. En estos casos, los cables de conexión entre las estructuras móviles y las partes fijas están sometidos a movimiento, por lo que los cables convencionales no son aptos.
- Cables solares compatibles con la mayoría de conectores.

Sobre este conductor se colocará el mismo conector que llevan los paneles solares (MC4), que tiene aislamiento hasta 1000 V, con seguridad clase II y las partes activas del mismo están protegidas contra contactos accidentales.

Los conductores fotovoltaicos pasarán por un tablero de protecciones (TP), situado a nivel de 1.10 metros de piso terminado para luego llegar al inversor de corriente de conexión a red. Seguidamente, la conexión eléctrica entre el inversor y el Tablero Normal- Servicios Generales (TN-SG) se realizará a través de un tablero de protecciones TP1 AC (Ver diagrama eléctrico).

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de dobleces y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones

exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo.

b) Cálculo de máxima caída de tensión del sistema fotovoltaico

La caída de tensión en el punto más alejado no sobrepasará el 1,5% según norma vigente y exigencias del sistema.

Cálculo de la sección módulos fotovoltaicos en serie, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta V} \quad (5)$$

Donde:

S = sección de conductor mm^2

ρ_{70° = resistividad del material $\frac{\Omega mm^2}{m}$

L = longitud que recorre el conductor m

ΔV = caída de tensión V

I = intensidad de corriente A

Para el recorrido de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos, se colocarán adosados a la estructura metálica (Bajo los módulos fotovoltaicos).

Desde cada zona de paneles solares hasta el tablero eléctrico TP (Tablero de Protecciones en DC), los conductores DC irán alojados en tubos Conduit flexibles de Ø1”.

c) Elección del tipo de conductor a utilizar en AC

La caída de tensión de los circuitos de corriente alterna en 220V, 60Hz, monofásico desde el AC OUT del inversor de red, ubicado en el techo del edificio y hasta el tablero TD-SOL será inferior al 2.5%.

La línea AC desde el AC OUT del inversor hasta el Tablero Normal-Servicios Generales (TN-SG), se prevé con cable NX2OH 6 mm^2 de sección, 0.6/1 kV, con características de no propagación de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida; deberán cumplir la norma vigente.

d) Cálculo de máxima caída de tensión del Inversor – TN-SG

La caída de tensión en el punto más alejado no sobrepasará el 3 % de la tensión nominal considerando que la tensión de servicio entre fases es de 220 V.

En función de la potencia P en Vatios, la intensidad I en Amperios de cada circuito viene dada por:

$$P = V \times I \quad (6)$$

La caída de tensión en el punto más alejado no sobrepasará el 2.5% según norma vigente y exigencias del sistema.

Cálculo de la sección de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta V} \quad (7)$$

Donde:

S = sección de conductor mm^2

ρ = resistividad del material $\frac{\Omega mm^2}{m}$

L = longitud que recorre el conductor m

ΔV = caída de tensión V

I = intensidad de corriente A

V = tensión V

Realizamos la caída de tensión por comprobación:

$$R = \frac{\rho \times 2 \times L}{S} \quad (8)$$

$$\Delta V = V \times R \quad (9)$$

$$\Delta V \% = \frac{\Delta V}{V} \quad (10)$$

La intensidad máxima admisible según normativa debe ser de 125%. La intensidad máxima del cable N2XOH 6 mm^2 dentro de ductos es de 68 A.

Las canalizaciones serán conformes a lo establecido en la norma vigente. Los cables AC irán canalizados en tuberías Conduit de $\varnothing 3/4"$ adosados sobre las vigas

invertidas del techo del edificio y a través del montante de instalaciones eléctricas que va desde el techo de la nave hasta el Tablero Normal-Servicios Generales (TN-SG).

A continuación, en la tabla 8 se presentan los valores y características de los conductores tanto para conexiones en DC y AC:

Tabla 8

Valores y características de conductores AC - DC.

Características	Conductor en DC	Conductor en AC
Intensidad de corriente (A)	8.56 A	28.40 A
Sección requerida de conductor	1.82 mm ²	4.61 mm ²
Máxima caída de tensión	10.7V - 0.85%	5.07 V - 2.3%
Conductor seleccionado	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 4 mm ²	FREETOX N2XOH 0.6/1 kV 6 mm ²
Aislamiento	Goma libre de halógenos	Polietileno reticulado
Tensión nominal	1800 Vdc	0.6/1.00 kV
Sección unipolar	4.00 mm ² en cobre	6.00 mm ² en cobre
Intensidad admisible permanente	30 A (En ducto)	68 A (En ducto)
Diámetro exterior	6.00 mm	6.3 mm

Tanto el diagrama unifilar y el diagrama eléctrico del SFCR se adjuntan en el anexo 01 del presente documento.

Los terminales serán bimetálicos y se utilizará la herramienta adecuada en su colocación, como prensas terminales en los cables eléctricos de menor sección o prensa hidráulica en las de mayor sección.

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de dobleces y torceduras, así como los roces perjudiciales y las atracciones mecánicas exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo.

El trazado será lo más recto posible. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes o en su defecto los indicados en las normas vigentes.

3.5.10 Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación se regirá por lo especificado en las normas eléctricas vigentes.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a la misma tierra a la que están conectadas las masas del resto del suministro.

La resistencia de la red de tierras general será inferior a 20Ω . Las conexiones se realizarán mediante elementos apropiados, de manera que asegure una perfecta unión. Estarán dimensionados a fin de que no se produzcan calentamientos superiores a los del conductor, al paso de la corriente. Asimismo, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

En resumen, se dispondrá las siguientes puestas a tierra unificadas:

- Puesta a tierra de todas y cada una de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Red de tierras del inversor.
- Red de tierras para cuadro de protección de alterna y de continua.

3.5.11 Monitorización del sistema fotovoltaico

El sistema Solar Fotovoltaico estará completamente controlado a través de internet del servidor Web del sistema Fronius. La conexión del sistema con internet se realizará con el Router. El servidor Web del Fronius pondrá a disposición un acceso seguro y completo al sistema – parámetros, datos en tiempo real, adquisición de datos, entre otras ventajas. Se tendrá acceso al sistema bajo el control de cualquier dispositivo de navegación Web: Smartphone, PC o Tablet.

Se analizará el funcionamiento del sistema a instalarse gracias a la utilidad del almacenamiento y análisis de datos de Fronius.



Figura 3.5.11 Sistema de protección y monitoreo del SFCR – Independencia.

3.5.12 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, los certificados que así lo acreditarán, esta función la asegura el inversor.

3.5.13 Pruebas y puesta en servicio

La metodología de Puesta en Servicio se realizará cumpliendo con toda norma y reglamentación eléctrica, estructural y de seguridad vigente aplicada en Perú. De acuerdo a estándares internacionales, el servicio de Puesta en Servicio se ejecutará acorde a los requerimientos especificados en la IEC 62446-2009 para la documentación, pruebas de puesta en servicio y testeos de plantas FV conectadas a la red.

La puesta en servicio del sistema consistirá en una serie de verificaciones del sistema fotovoltaico, implementado ya sea de forma visual y por medio de pruebas de medición. Para asegurar un correcto funcionamiento del sistema y la seguridad de este, se realizarán verificaciones.

3.5.14 Verificación Sistema Eléctrico

- Placas y Etiquetados (Seguridad e Identificación. Conformidad de Equipos)
- Marcados Eléctricos TUVc, CSA, UL, Diagramas Unilineales.
- Fusibles con Placa indicando información de reemplazos

- Verificación del Sistema FV en cuanto a cantidades de Equipos de acuerdo a planos eléctricos entregados.
- Instalación correcta de dispositivos de protección y aterramiento de equipos.
- Inspección Visual del Sistema Eléctrico
- Tamaño de Conductores y Conductos consistentes con las especificaciones de construcción.
- Cableado debidamente soportado y compatibilidad de conectores.
- Continuidad del Camino de Tierra
- Voltaje en circuito Abierto
- Aislamiento de Conductores.

3.5.15 Verificación Estructural

- Diseño del sistema de soporte instalado de acuerdo a planos estructurales.
- Angulo de Inclinación, según indicaciones de su plano estructural.
- Sistema de anclaje utilizado es el mismo especificado en planos estructurales.
- Ranuras de Drenaje de módulos FV sin obstáculos.
- Algún daño provocado en el techo durante la instalación

3.5.16 Verificación del Rendimiento

- Voltajes de red antes y después de puesta en servicio
- Reconexión después de interrupción de la red
- Sombras no tomadas en cuenta en el diseño
- Viento bajo, sin precipitaciones y cielos despejados
- Eficiencia del Inversor.
- Voltaje de entrada
- Corriente de Entrada
- Voltaje de Salida
- Corriente de Salida
- Factor de Potencia
- Potencia del Sistema y Energía
- Irradiancia al momento de medición
- Potencia al momento de medición

- Temperatura del Módulo FV
- Voltaje del Array
- Corriente del Array
- Adquisición de Data

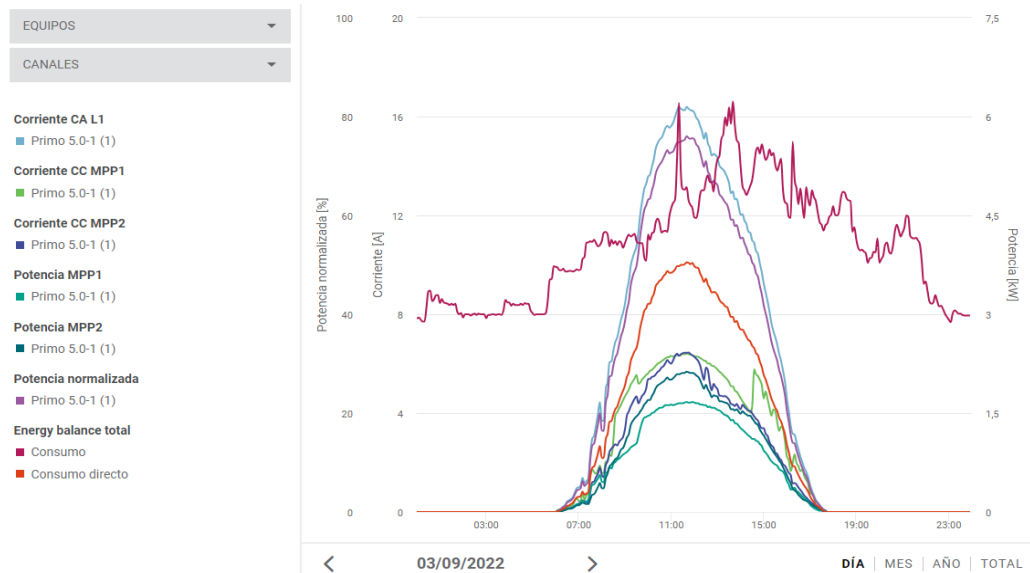


Figura 3.5.16 Verificación del rendimiento del SFCR – Independencia.

3.5.17 Producción energética del SFCR

La puesta en marcha del SFCR se realizó el 05 de febrero del 2022, se analizará por un periodo de 01 año desde el 01 de mayo 2022 hasta 30 de abril 2023.

A continuación, se muestran el grafico de barras de la producción de energía en fechas aleatorias dentro del periodo de estudio los cuales serán divididos por día, mes, año.

La data de la producción de energía del SFCR con inversor Fronius PRIMO 5.0-1 es obtenida de Fronius Solar Web el cual permite obtener datos actualizados del sistema en cualquier, ofrece análisis y optimización continua del sistema FV, se puede acceder a esta plataforma online en cualquier momento y visualizar datos sobre la capacidad del sistema, el rendimiento fotovoltaico, el consumo energético, así como otros valores diarios relevantes.

En la tabla 9 se expresa la potencia suministrada del SFCR en intervalos de una hora, así mismo, se refleja la potencia usada y la potencia requerida de la vivienda.

Tabla 9

Producción del SFCR con fecha 26/09/2022.

Hora	Producción SFV kW	Demanda requerida kW
06:30	0.18	3.75
07:30	0.63	3.56
08:30	1.71	3.83
09:30	2.41	4.06
10:30	3.92	4.68
11:30	4.51	5.48
12:30	3.79	5.67
13:30	3.67	5.11
14:30	2.78	4.72
15:30	1.98	2.66
16:30	0.73	2.90
17:30	0.09	3.56

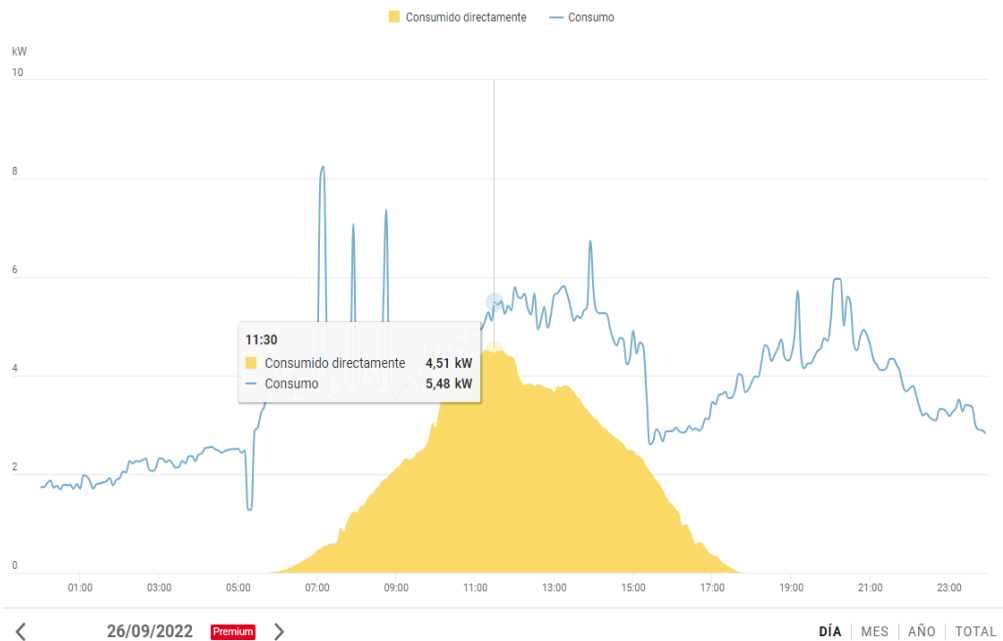


Figura 3.5.17 Producción del SFCR con fecha 26/09/2022.

En la tabla 10 se expresa la energía suministrada del SFCR en intervalos de un día, así mismo, se refleja la energía producida, energía suministrada a la red y la energía consumida directamente del SFV.

Tabla 10*Energía producida y suministrada a la red del SFCR - agosto 2022.*

Día	Energía producida kWh	Energía suministrada a la red kWh	Energía consumida directamente kWh
1	21.36	0.00	21.36
2	21.77	0.00	21.77
3	21.65	0.00	21.65
4	21.89	0.00	21.89
5	15.62	0.04	15.58
6	21.59	0.00	21.59
7	21.96	0.00	21.96
8	21.17	0.00	21.17
9	22.16	0.00	22.16
10	22.18	0.00	22.18
11	22.39	0.00	22.39
12	19.08	0.31	18.77
13	22.56	0.00	22.56
14	22.66	0.00	22.66
15	22.71	0.00	22.71
16	22.60	0.00	22.60
17	23.30	0.00	23.30
18	23.14	0.00	23.14
19	22.69	0.00	22.69
20	22.81	0.00	22.81
21	23.21	0.64	22.57
22	23.29	0.01	23.28
23	23.06	0.20	22.86
24	22.82	0.00	22.82
25	22.95	0.00	22.95
26	22.81	0.87	21.94
27	22.85	0.02	22.83
28	19.55	0.20	19.35
29	22.08	0.00	22.08
30	22.48	0.00	22.48
31	22.86	0.00	22.86

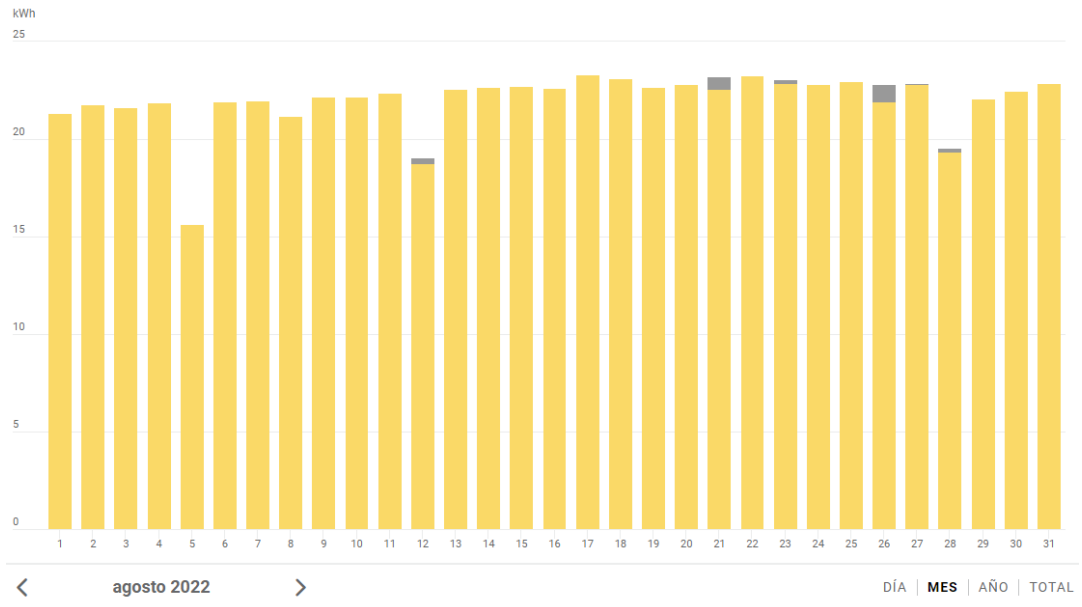


Figura 3.5.18 Energía producida y suministrada a la red del SFCR - agosto 2022.

En la tabla 11 se expresa la energía suministrada del SFCR en intervalos de un mes, así mismo, se refleja la energía producida, energía suministrada a la red y la energía consumida directamente del SFV.

Tabla 11

Energía producida y suministrada a la red del SFCR – 2022.

Mes	Energía producida kWh	Energía suministrada a la red kWh	Energía consumida directamente kWh
Febrero	70.83	0.00	70.83
Marzo	177.28	0.96	176.32
Abril	358.24	9.67	348.57
Mayo	664.07	0.77	663.30
Junio	575.45	0.20	575.25
Julio	629.12	0.46	628.66
Agosto	683.65	2.30	681.35
Setiembre	771.44	10.48	760.96
Octubre	819.12	9.72	809.40
Noviembre	760.55	4.38	756.17
Diciembre	700.65	4.38	696.27

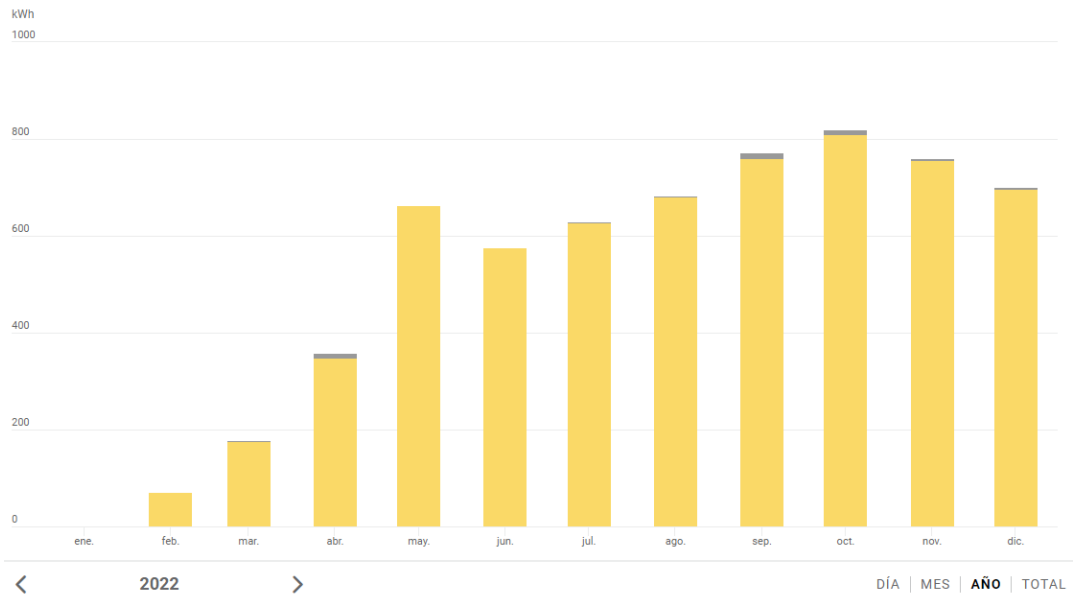


Figura 3.5.19 Energía producida y suministrada a la red del SFV - 2022.

En la tabla 12 se expresa la energía suministrada del SFV en intervalos de un mes, así mismo, se refleja la energía producida, energía suministrada a la red y la energía consumida directamente del SFV-2023.

Tabla 12

Energía producida y suministrada a la red del SFV – 2023.

Mes	Energía producida kWh	Energía suministrada a la red kWh	Energía consumida directamente kWh
Enero	660.63	6.82	653.81
Febrero	560.36	9.39	550.97
Marzo	556.58	10.34	546.24
Abril	747.75	15.75	732.00
Mayo	629.08	0.26	628.82
Junio	629.47	0.07	629.40
Julio	675.06	1.85	673.21
Agosto	816.16	10.17	805.99
Setiembre	750.26	3.56	746.70

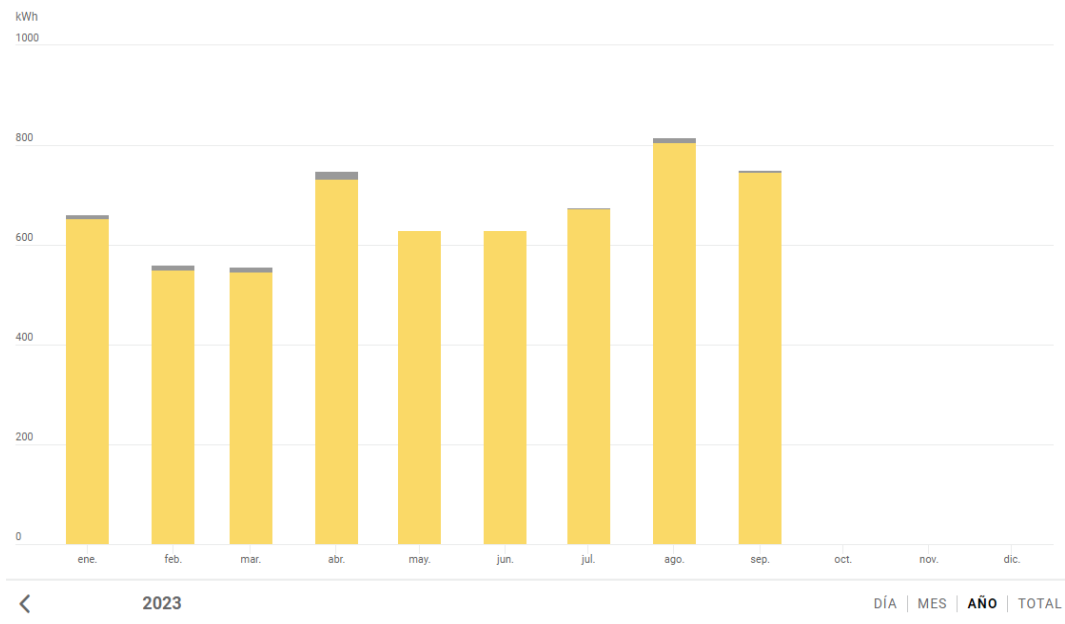


Figura 3.5.20 Energía producida y suministrada a la red del SFCR - 2023.

3.6 Simulación del SFCR

Para obtener el coeficiente de rendimiento que es obtenida de la relación de energía producida efectiva y el rendimiento energético ideal en condiciones de prueba estándar se tiene que realizar la simulación del sistema en condiciones ideales. Se realizará la simulación en los softwares Fronius Creator, Sunny Desing, PVsyst con las condiciones exactas de la instalación SFV.

3.6.1 Simulación del SFCR Fronius Creator

Fronius Solar.Creator es una herramienta de configuración en línea gratuita, flexible y fácil de usar que sirve para planificar y diseñar sistemas fotovoltaicos de forma integral. Se puede adaptar individualmente a los diferentes requerimientos gracias a su amplia gama de funciones, es una herramienta que está en todas las etapas de la planificación del proyecto.

Al realizar la simulación del SFCR tomando en cuenta los requerimientos y disposiciones como la ubicación, tipo de conexión del sistema, numero de módulos fotovoltaicos, ubicación, inclinación se tiene los siguientes resultados:

Tabla 13

Resultados de la simulación Fronius Creator.

Mes	Energía producida kWh	Energía consumida kWh
Enero	1143.00	1644.00
Febrero	983.00	1506.00
Marzo	1119.00	1823.00
Abril	1012.00	1912.00
Mayo	865.00	2257.00
Junio	746.00	2366.00
Julio	817.00	2566.00
Agosto	930.00	2486.00
Setiembre	1089.00	2205.00
Octubre	1266.00	1976.00
Noviembre	1327.00	1761.00
Diciembre	1414.00	1642.00

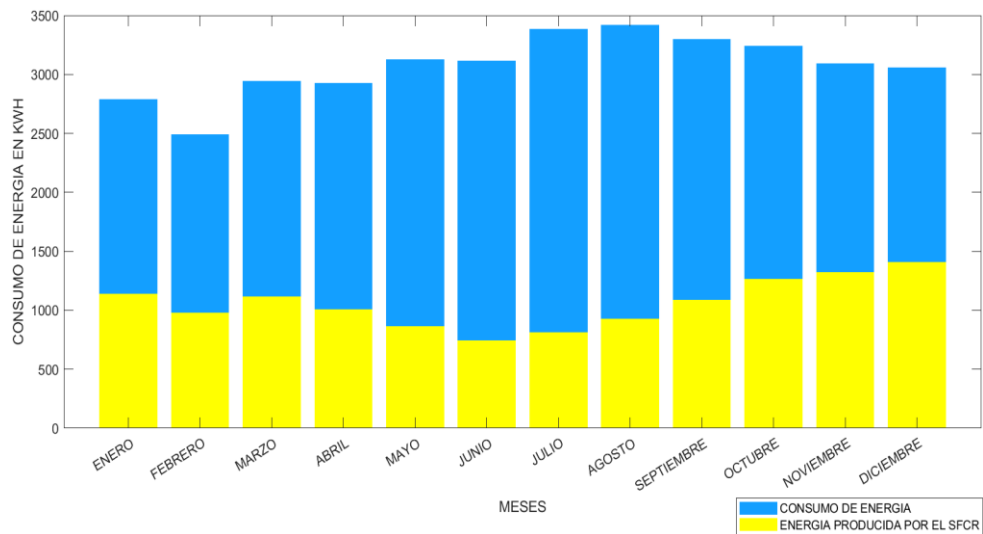


Figura 3.6.1 Resultados de la simulación Fronius Creator.

El informe del resultado final de la simulación se adjuntará en el anexo 06, donde se muestra los equipos utilizados los cuales son el mismo modelo de inversor y módulo fotovoltaico.

3.6.2 Simulación del SFCR Sunny Design

El software Sunny Design es una herramienta que permite planificar SFV según el requerimiento y la necesidad del usuario, no importa si se trata de SFCR con o sin sistema de acumulación de energía. Sunny Design tiene en cuenta todos los aspectos técnicos de cada uno de los componentes y proporciona datos relevantes para una evaluación del sistema. De esta manera, diseñará SFV perfectamente adaptadas a las particularidades de cada lugar, así mismo, cuenta con las siguientes ventajas:

- Planificación visual del área de instalación con análisis de sombras
- Diseño de sistemas aislados y sistemas fotovoltaicos híbrido
- Módulos fotovoltaicos, ubicaciones y soporte con perfiles de demanda propios.
- Planificación de sistemas energéticos con interconexión de sectores

Al realizar la simulación del SFCR tomando en cuenta los requerimientos se tiene los siguientes resultados:

Tabla 14

Resultados de la simulación Sunny Design.

Mes	Energía producida kWh	Energía consumida kWh
Enero	624.00	1644.00
Febrero	511.00	1506.00
Marzo	607.00	1823.00
Abril	605.00	1912.00
Mayo	577.00	2257.00
Junio	513.00	2366.00
Julio	688.00	2566.00
Agosto	633.00	2486.00
Setiembre	584.00	2205.00
Octubre	636.00	1976.00
Noviembre	679.00	1761.00
Diciembre	586.00	1642.00

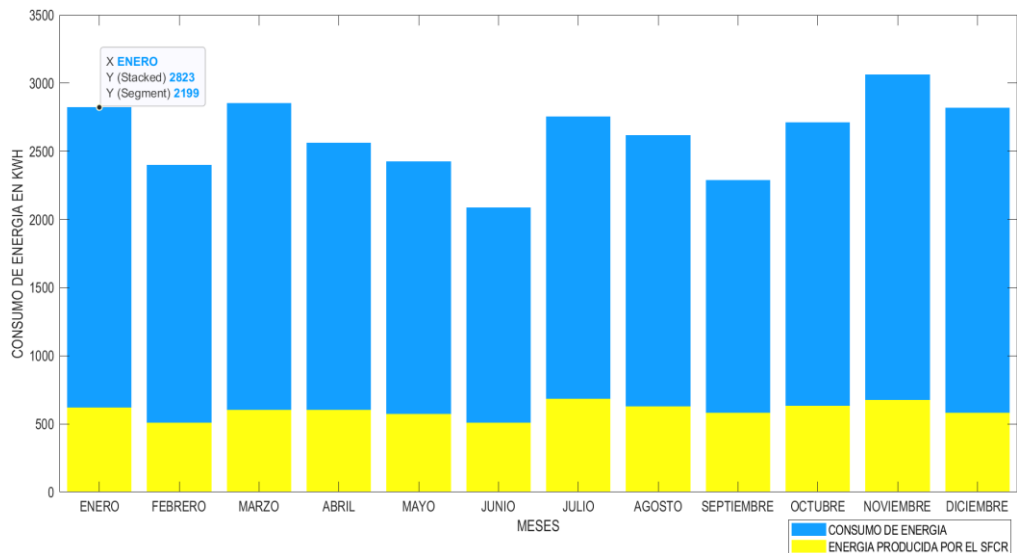


Figura 3.6.2 Resultados de la simulación Sunny Design.

El informe del resultado final de la simulación se adjuntará en el anexo 06, donde se muestra los equipos utilizados los cuales son el inversor SMA Sunny Boy 5.0 y el mismo módulo fotovoltaico.

3.6.3 Simulación del SFCR PVsyst

PVSYST es un software de computadora dedicado a sistemas fotovoltaicos solares que permite a los usuarios realizar análisis y simulaciones completas de proyectos de energía solar. El software incluye la simulación de sistemas fotovoltaicos con una evaluación de su viabilidad, estimación y análisis financiero, ya sea un sistema conectado a la red, independiente, de bombeo o de red DC. Además, PVSYST ayuda en la optimización y análisis de costos de plantas de energía solar en diferentes escalas, desde residenciales hasta comerciales y de servicios públicos, entre sus ventajas más importantes se tiene:

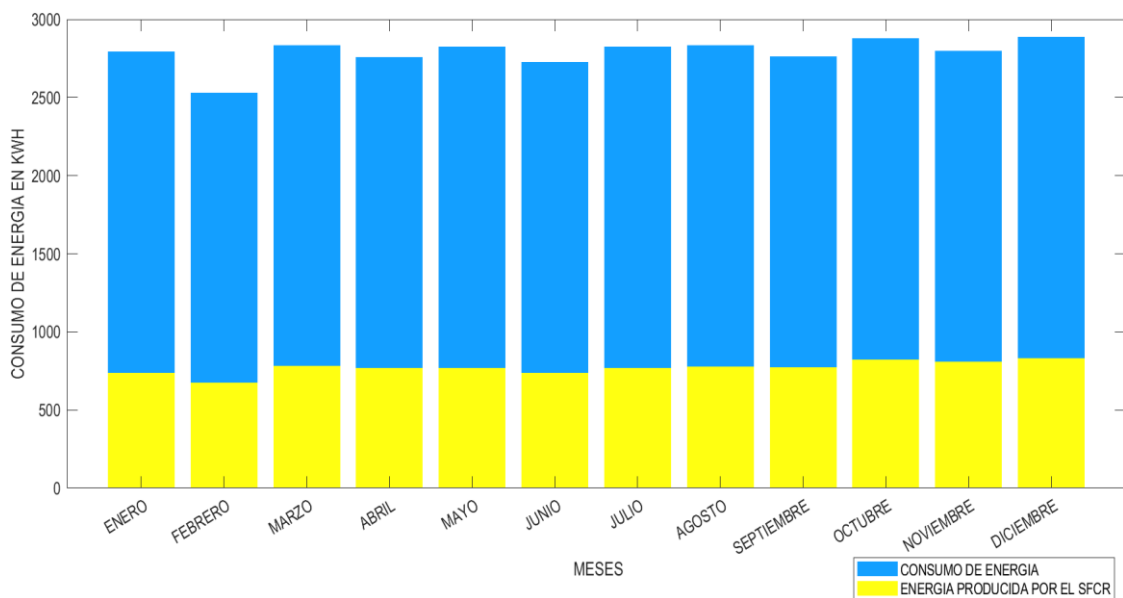
- Análisis completo del sistema
- Optimización y análisis de costos
- Base de datos de productos

Al realizar la simulación del SFCR tomando en cuenta los requerimientos se tiene los siguientes resultados:

Tabla 15*Resultados de la simulación PVsyst.*

Mes	Energía producida kWh	Energía consumida kWh
Enero	741.00	2051.00
Febrero	676.00	1853.00
Marzo	783.00	2051.00
Abril	773.00	1985.00
Mayo	773.00	2051.00
Junio	738.00	1985.00
Julio	773.00	2051.00
Agosto	780.00	2051.00
Setiembre	776.00	1985.00
Octubre	825.00	2051.00
Noviembre	813.00	1985.00
Diciembre	833.00	2051.00

El informe del resultado final de la simulación se adjuntará en el anexo 06, donde se muestra los equipos utilizados los cuales son el mismo modelo de inversor y módulo fotovoltaico.

**Figura 3.6.3** Resultados de la simulación PVsyst.

Según los resultados obtenidos de los diferentes softwares de simulación de SFCR con la misma capacidad fotovoltaica instalada, capacidad de inversor, y ubicación se determina que los performances ratio estimados son los siguientes:

Tabla 16

Estimación del performance ratio según Softwares.

Software	Fronius Creator	Sunny Design	PVsys
Valor estimado	-	0.8491	0.8127

3.7 Cálculo del coeficiente de rendimiento

Para obtener el rendimiento del sistema fotovoltaico se establece la metodología de la IEC 61724 se establece definiciones y términos para tratar la monitorización y el análisis de los SFV, describe en líneas generales la metodología de las medidas, el procesado de datos y los parámetros a calcular.

La precisión y complejidad requeridas del sistema de monitoreo dependen del tamaño del sistema fotovoltaico y de los objetivos del usuario. La precisión y complejidad requeridas del sistema de monitoreo dependen del tamaño del sistema fotovoltaico y de los objetivos del usuario. Esta norma define tres clasificaciones de sistemas de monitoreo que brindan distintos niveles de precisión, como se enumera en la Tabla 17.

La clasificación del sistema de seguimiento deberá indicarse en cualquier declaración de conformidad con esta norma. Se puede hacer referencia a la clasificación del sistema de monitoreo ya sea por su código de letras (A, B, C) o por su nombre (Alta precisión, Precisión media, Precisión básica).

Los sistemas fotovoltaicos grandes deben tener una clasificación de Clase A o Clase B, mientras que los sistemas pequeños deben tener una clasificación de Clase B o Clase C serían más apropiadas para sistemas pequeños, como instalaciones comerciales y residenciales más pequeñas, Sin embargo, los usuarios de la norma pueden especificar cualquier clasificación que consideren apropiada para su aplicación.

El IEC 61724 se designa que algunos requisitos se aplican a una clasificación particular. Cuando no se proporciona ninguna designación, los requisitos se aplican a todas las clasificaciones (IEC, 2015).

La clasificación del sistema de seguimiento deberá indicarse ya sea por su código de letras (A, B, C) o por su nombre (Alta precisión, Precisión media, Precisión básica).

Tabla 17

Clasificaciones del sistema de monitoreo.

Aplicaciones típicas	Clase		
	A Precisión alta	B Precisión media	C Precisión baja
Evaluación del rendimiento del sistema	x	x	x
Documentación de una garantía de rendimiento	x	x	
Análisis de pérdidas del sistema	x	x	
Monitoreo de la integración de generación distribuida, almacenamiento y cargas.	x	x	
Evaluación de la interacción de la red eléctrica.	x		
Localización de fallas	x		
Evaluación de tecnología fotovoltaica	x		
Medición precisa de la degradación del sistema fotovoltaico	x		

3.7.1 Calendario de adquisición de datos y períodos de presentación de informes

Una muestra se define como un evento de adquisición de datos para un parámetro medido. El intervalo de muestreo es el tiempo entre muestras y normalmente se expresaría en segundos. No es necesario almacenar las muestras de forma permanente. Cada registro incluirá una marca de tiempo. La duración del intervalo de registro se indica con el símbolo t . El intervalo de registro máximo se enumera en la Tabla 18. El intervalo de registro debe ser un múltiplo entero del

intervalo de muestreo, y un número entero de intervalos de registro debe caber dentro de 1 hora.

Tabla 18

Intervalo de registro y precisión de la marca de tiempo.

Clase	Intervalo máximo de registro	Precisión de la marca de tiempo	Resolución de marca de tiempo
A Precisión alta	1 min	1 S	1 S
B Precisión media	15 min	15 S	1 S
C Precisión baja	60 min	60 S	1 S

El período del informe es el tiempo entre informes. Normalmente, se elegiría que el período del informe fuera de días, semanas, meses o años. Cada informe incluirá una marca de tiempo, para la presente investigación se realizará un informe de 01 año comprendido desde el 01 de mayo 2022 hasta el 31 de abril de 2023, tal y como se expresó párrafos arriba.

Teniendo en cuenta las dimensiones en cuanto a potencia instalada del SFV, el tipo de aplicación (residencial) con SFCR de “Arreglo fotovoltaico-inversor de red-carga” (figura 3.7.1) y finalmente la data obtenida durante el periodo de 01 año, se determina que realizará el estudio de clase “B”.

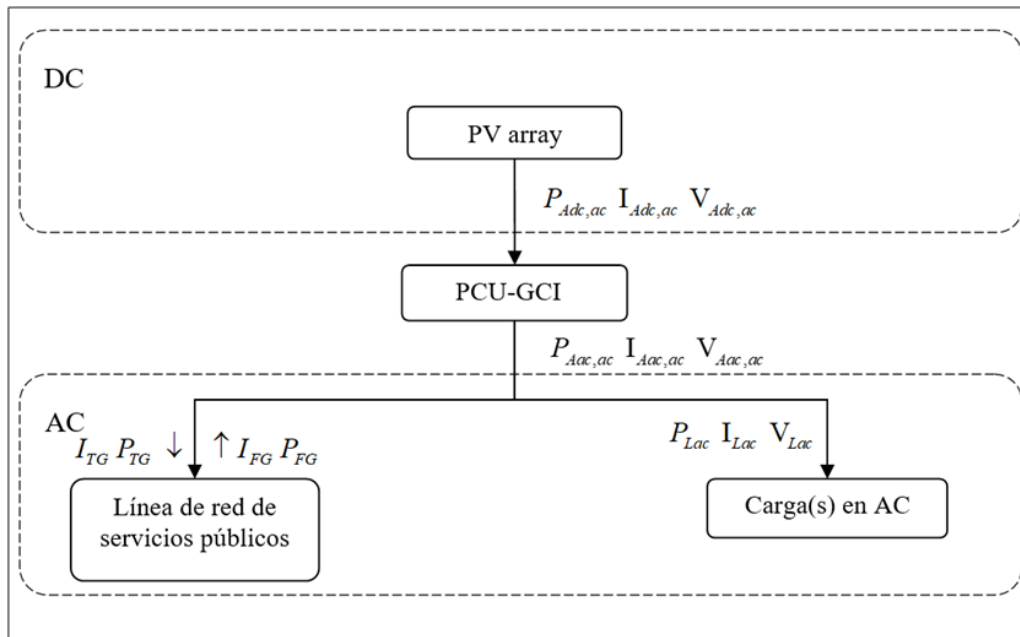


Figura 3.7.1 Elementos del SFVCR – Independencia.

3.7.2 Parámetros calculados

La irradiación, también conocida como insolación, es la integral en el tiempo de la irradiancia, se calcula sumando la irradiancia de la siguiente manera:

$$H_i = \sum_k H_i \times \tau_k \quad (11)$$

La energía se puede calcular sumando la potencia medida durante un período de tiempo.

La energía de salida de CC del conjunto fotovoltaico viene dada por:

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \times \tau_k \quad (12)$$

La producción de energía CA está dada por:

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \times \tau_k \quad (13)$$

Donde τ_k hace referencia al tiempo en el que se registra la data, por lo tanto, se suma la energía de salida del SFV durante el tiempo indicado, de la misma manera se suma la producción de energía CA.

El rendimiento energético del conjunto fotovoltaico Y_A es la producción de energía del conjunto (CC) por kWp nominal (CC) de energía instalada.

$$Y_A = E_A / P_O \quad (14)$$

El rendimiento final del sistema fotovoltaico Y_f es la producción de energía neta de todo el sistema fotovoltaico (CA) por kWp nominal (CC) del conjunto fotovoltaico instalado:

$$Y_f = E_{out} / P_O \quad (15)$$

El rendimiento de referencia Y_r se puede calcular dividiendo la irradiación total en el plano por el plano de referencia de irradiancia del conjunto del módulo:

$$Y_r = H_i / G_{i,ref} \quad (16)$$

La pérdida de captura del conjunto L_c representa las pérdidas debidas al funcionamiento del conjunto, incluidos los efectos de la temperatura del conjunto, la suciedad, etc., y se define como:

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (17)$$

La pérdida de equilibrio de sistemas (BOS) LBOS representa las pérdidas en los componentes del BOS, incluido el inversor y todo el cableado y las cajas de conexiones, y se define como:

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f \quad (18)$$

La eficiencia nominal del conjunto viene dada por:

$$\eta_A = E_A / (H_i \times A_a) \quad (19)$$

La eficiencia media del sistema durante el período del informe se define por:

$$\eta_f = E_{out} / (H_i \times A_a) \quad (20)$$

Donde A_a es el área total de los módulos fotovoltaicos, es decir, se suma el área de todos los módulos desde los bordes (para el presente estudio son 18).

La eficiencia media de BOS durante el período del informe se define por:

$$\eta_{BOS} = E_{out} / E_A \quad (21)$$

El rendimiento energético del conjunto fotovoltaico Y_A es la producción de energía (CC) del conjunto por kWp nominal (CC) instalado e indica el efecto general de las pérdidas en la producción del sistema debido tanto a la temperatura del conjunto como a las ineficiencias o fallas de los componentes del sistema, se define como:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (22)$$

Tabla 19

Parámetros del SFVR -Independencia.

Parámetro	Símbolo	Unidad
Ángulo Optimo		
Ángulo Optimo de inclinación	β_{opt}	(°)
Ángulo inclinación de la instalación	β_{opt}	(°)
Irradiación		
Irradiación en el plano*	H_i	$kWh \cdot m^{-2}$
Energía Eléctrica		
Energía de salida del SFV (DC)**	E_A	kWh
Producción de energía del SFV (AC)***	E_{out}	kWh
Potencia del arreglo		
Potencia nominal del sistema (DC)	P_0	kWp
Dimensiones del módulo FV	A_a	m^2
Rendimientos y pérdidas de rendimiento		
Rendimiento energético del conjunto fotovoltaico	Y_A	$kWh \cdot kWp^{-1}$
Rendimiento final del sistema	Y_f	$kWh \cdot kWp^{-1}$
Rendimiento de referencia	Y_r	$kWh \cdot kWp^{-1}$
Pérdidas por captura del sistema	L_c	$kWh \cdot kWp^{-1}$
Pérdida del balance del sistema	L_{bos}	$kWh \cdot kWp^{-1}$

Eficiencias

Eficiencia de la matriz	ηA	–
Eficiencia del sistema	ηf	–
Eficiencia BOS	η_{bos}	–

Nota. *Irradiación promedio anual Arequipa, **Energía de salida del SFV (DC) del SFCR, ***Producción de energía del SFV (AC) del SFCR, desde mayo 2022 hasta abril 2023.

3.8 Cálculo de emisión de GEI

Para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas por el consumo de energía eléctrica, se sigue un proceso los cuales son:

- Consumo de electricidad: registra el consumo de energía eléctrica en por cada área o locación registrada de la entidad (debe contar con suministro diferenciado). Este consumo debe ser respaldado por los recibos, mensuales, emitidos por la empresa distribuidora.
- Cálculo de emisiones GEI: consiste en estimar las emisiones de cada GEI, generadas por el consumo de energía eléctrica. Esta electricidad es generada en el SEIN.
- Cálculo del total de emisiones GEI: consiste en estimar el total de las emisiones GEI, generadas por el consumo de energía eléctrica, del SEIN.

$$EGEI_{CE} = ECE \times EF_{GEI} \quad (23)$$

Donde:

$EGEI_{CE}$ = Emisiones GEI por consumo electricidad

ECE = Consumo de electricidad *MWh / año*

EF_{GEI} = Factor de emisión por consumo de energía eléctrica del SEIN

Para calcular los factores de emisión de GEI, se divide la cantidad total de emisiones de GEI generadas por la generación de electricidad en el SEIN por la cantidad total de electricidad generada en el mismo período. Los factores de emisión se obtienen de las Directrices para la Elaboración de Inventarios Nacionales del IPCC, que proporcionan valores para diferentes tipos de combustibles.

Los GEI se llevan todos a una unidad común denominada dióxido de carbono equivalente (CO_2eq), esto se da a través del potencial de calentamiento global para cada GEI considerado. En el caso de los valores presentados se han considerado las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), Metano (CH_4) y Óxido Nitroso (N_2O), para el año 2018 se tuvo un factor de emisión de GEI de 0.151 (tCO_2eq/MWh), ya que se tiene este como ultimo valor publicado por el MINEM, es de aplicación para la presente investigación.

En la tabla 20 se expresa las toneladas equivalentes de dióxido de carbono emitidos por el SFCR durante los diferentes meses, teniendo como resultado que al usar el SFCR se reduce un 24% las emisiones de GEI.

Tabla 20

Emisiones de GEI con SFCR y sin SFCR.

Mes	GEI sin SFCR tCO_2eq	GEI con SFCR tCO_2eq
May-22	448.44	348.21
Jun-22	436.54	349.68
Jul-22	461.36	366.43
Ago-22	436.86	333.97
Set-22	406.40	291.49
Oct-22	414.53	292.31
Nov-22	433.67	319.49
Dic-22	444.97	339.83
Ene-23	414.07	315.34
Feb-23	375.59	292.40
Mar-23	427.35	344.87
Abr-23	410.21	299.68
Total	5109.98	3893.70

3.9 Análisis económico del SFCR

El análisis económico del SFCR de la vivienda multifamiliar Independencia permitirá conocer la viabilidad de su implementación a lo largo del tiempo, las herramientas de calculo que se usará será el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de recuperación (PRS) y el PayBack, todos los parámetros anteriormente nombrados parten de acuerdo al valor de la inversión inicial.

3.9.1 Inversión de la implementación del SFCR – Independencia

La inversión que se realizará será de S/37,045.57 (Treinta y siete mil cuarenta y cinco con 57/100 Nuevos soles), que consta de las partidas como:

- Equipos
- Tableros de protección y accesorios
- Servicio de montaje y puesta en marcha

Los detalles de la inversión se pueden ver reflejados en el anexo 03.

Tabla 21

Parámetros para determinar los indicadores económicos.

Parámetros	Unidad	Valor
Potencia del SFV	kWP	5.76
Potencia del inversor	kW	5.00
Inversión inicial	S/.	S/37,045.57
Productividad	MWh	8.06
Tasa de descuento	%	7.5
Tiempo de vida	años	20

3.9.2 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto (VAN o NPV, por sus siglas en inglés) es un método utilizado en finanzas para determinar el valor presente de una inversión futura, descontando los flujos de efectivo esperados a una tasa de descuento adecuada. Básicamente, el VAN se calcula sumando el valor presente de todos los flujos de efectivo que se esperan recibir de un proyecto de inversión, y luego restando el

costo inicial de la inversión. El resultado final es el valor presente neto del proyecto.

El VAN es una herramienta valiosa para la toma de decisiones de inversión, ya que permite a los inversores comparar diferentes proyectos de inversión y seleccionar el que tenga el mayor valor presente neto, en general, un proyecto con un VAN positivo se considera rentable.

Es importante tener en cuenta que el VAN no es la única medida de rentabilidad de un proyecto de inversión y que debe usarse en conjunto con otras herramientas de análisis financiero.

Para determinar el VAN se utiliza la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (24)$$

Donde:

Q_n = Flujo de caja

I_0 = Valor del desembolso inicial de la inversión

n = Número de años considerados

r = Tasa de expectativa

3.9.3 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. La TIR nos da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. El principal problema radica en su cálculo, ya que el número de periodos dará el orden de la ecuación a resolver. Para solucionar este problema se puede acudir a diversas aproximaciones, utilizar una calculadora financiera o un programa informático (Sevilla, 2020).

La TIR es una tasa de interés que indica la rentabilidad de una inversión. Si la vida útil de un proyecto es de dos períodos o menos, la TIR se puede calcular fácilmente. Si la vida útil es mayor, el cálculo se vuelve más complejo. En ese caso, la solución es considerar a la TIR como una incógnita en la ecuación del VAN. El VAN es el valor actual de los flujos de efectivo de un proyecto. Si la TIR hace que el VAN sea igual a cero, entonces esa es la tasa interna de retorno del proyecto.

De esta manera, la expresión matemática que determina la TIR es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (25)$$

Donde r es igual a la TIR.

3.9.4 Período de recuperación de la inversión (PRI)

El Payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones (Velayos Morales, 2020). En otras palabras, el Payback es el tiempo que tarda una inversión en generar suficientes ingresos para cubrir el costo inicial de la inversión. Este período se calcula dividiendo el costo inicial de la inversión por el flujo de efectivo generado por la inversión en un período de tiempo determinado.

Debe tenerse en cuenta que el Payback no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo y no proporciona información sobre la rentabilidad a largo plazo de una inversión. Por lo tanto, se recomienda utilizar el Payback en combinación con otras medidas de evaluación de la rentabilidad, como la tasa interna de retorno y el valor presente neto.

Su fórmula esta expresada de la siguiente manera:

$$PRI = a + \frac{(b-c)}{d} \quad (26)$$

Donde:

a = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

b = Inversión Inicial.

c = Flujo de Efectivo Acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión.

d = Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Resultado del análisis del coeficiente de rendimiento

4.1.1 Resultados del Coeficiente de rendimiento del SFCR

Los estudios sobre el PR de sistemas fotovoltaicos han demostrado que existen una serie de factores que influyen en su valor, entre los que se encuentran la irradiación solar, la temperatura, la orientación (de acuerdo a la orientación de la vivienda) y el polvo. Por otra parte, el sistema puede producir pérdidas eléctricas. Los estudios han demostrado que el PR de los sistemas fotovoltaicos está en torno al 81% (ver tabla 22). De esta manera, se logra el alcance del objetivo general.

Tabla 22

Resumen de parámetros y características del SFCR

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Ángulo Optimo			
Ángulo Optimo de inclinación	β_{opt}	(°)	15.023
Ángulo inclinación de la instalación	β_{opt}	(°)	15.00
Irradiación			
Irradiación en el plano	H_i	kWh/m^2	5.54
Características del SFCR			
Potencia nominal del sistema (DC)	P_0	kWp	5.76
Dimensiones del módulo FV	A_a	m^2	1.94
Potencia del Inversor	-	kW	5.00
Demanda a satisfacer	-	kWh	662.00
Potencia del SFV	-	kWp	5.76
Potencia de módulos FV	-	Wp	320.00
Modelo de los principales componentes del SFCR			
Módulo fotovoltaico	Eagle 72P 320-Jinko Solar		
Inversor solar de conexión a red	Fronius PRIMO 5.0-1		

Tabla 23

Resultado del análisis del SFCR - PR.

Mes	E out (kWh)	EA (kWh)	HSP	Ya (kWh/kWp)	Yf (kWh/kWp)	Días	Yr (kWh/kWp)	Lc (kWh)	Pérdida BOS (kWh)	n BOS (%)	PR (%)	nA (%)	nf (%)
May-22	663.77	664.07	5.50	132.81	132.75	31	170.50	37.69	0.06	0.9995	77.86	11.15	12.84
Jun-22	575.25	575.45	4.55	115.09	115.05	30	136.50	21.41	0.04	0.9997	84.29	12.07	13.90
Jul-22	628.66	629.12	4.52	125.82	125.73	31	140.12	14.30	0.09	0.9993	89.73	12.86	14.80
Ago-22	681.36	683.65	6.97	136.73	136.27	31	216.07	79.34	0.46	0.9967	63.07	9.06	10.40
Set-22	760.95	771.44	7.54	154.29	152.19	30	226.20	71.91	2.10	0.9864	67.28	9.76	11.10
Oct-22	809.40	819.12	6.82	163.82	161.88	31	211.42	47.60	1.94	0.9881	76.57	11.09	12.63
Nov-22	756.17	760.55	5.20	152.11	151.23	30	156.00	3.89	0.88	0.9942	96.94	13.96	15.99
Dic-22	696.27	700.65	5.06	140.13	139.25	31	156.86	16.73	0.88	0.9937	88.78	12.79	14.64
Ene-23	653.81	660.63	4.94	132.13	130.76	31	153.14	21.01	1.36	0.9897	85.39	12.35	14.08
Feb-23	550.97	560.36	4.63	112.07	110.19	28	129.64	17.57	1.88	0.9832	85.00	12.38	14.02
Mar-23	546.24	556.58	4.64	111.32	109.25	31	143.84	32.52	2.07	0.9814	75.95	11.08	12.53
Abr-23	732.00	747.75	6.06	149.55	146.40	30	181.80	32.25	3.15	0.9789	80.53	11.78	13.28
Energía de salida del SFV (DC)					E_A	Pérdida del balance del sistema					L_{bos}		
Producción de energía del SFV (AC)					E_{out}	Eficiencia BOS					η_{bos}		
Rendimiento energético del conjunto fotovoltaico					Y_A	Performance Ratio					PR		
Rendimiento final del sistema					Y_f	Eficiencia de la matriz					η_A		
Rendimiento de referencia					Y_r	Eficiencia de la matriz					η_f		
Perdidas por captura del sistema					L_c	Hora solar pico					HSP		

Según los resultados obtenidos del Performance ratio determinado bajo la norma IEC 61724 y de los diferentes softwares de simulación de SFCR se obtiene la Tabla 24. Si los datos reales y los simulados coinciden o se asemejan, significa que las simulaciones son precisas y que puede utilizarse para predecir el comportamiento del sistema real.

Tabla 24

Comparación del PR de la norma IEC 61724 y los softwares.

Software	Fronius Creator	Sunny Design	PVsyst
Valor estimado	0.81	0.85	0.81

4.1.2 Resultados de ahorro de energía en el edificio multifamiliar Independencia

Con la implementación y puesta en marcha del SFCR de 5.76 kWp se logró obtener una disminución promedio del consumo de energía del 23.86%, con un máximo de 29.48 % y un mínimo de 19.30 %.

De acuerdo a la tabla 23 se redujo la factura del consumo de energía eléctrica de los 33.84 MWh anuales a 25.79 MWh siendo 8.05 MWh de energía suministrado por el SFCR, tales registros son obtenidos de acuerdo a la base de datos de la cuenta Solar Web y que bajo esta plataforma se monitorea el inversor Fronius PRIMO 5.0-1.

Los resultados del ahorro económico con respecto a la demanda del suministro indican que el proyecto es viable energéticamente de acuerdo a los índices económicos), por consiguiente, se logra el alcance del objetivo específico 01.

Tabla 25*Porcentaje de ahorro de energía en el edificio multifamiliar Independencia*

MES	Consumo de energía sin SFCR (kWh)	Consumo de energía con SFCR (kWh)	Porcentaje de energía ahorrado
May-22	2969.77	2306.00	22.35%
Jun-22	2890.99	2315.74	19.90%
Jul-22	3055.38	2426.72	20.58%
Ago-22	2893.10	2211.74	23.55%
Set-22	2691.36	1930.41	28.27%
Oct-22	2745.20	1935.80	29.48%
Nov-22	2872.01	2115.84	26.33%
Dic-22	2946.82	2250.55	23.63%
Ene-23	2742.16	2088.35	23.84%
Feb-23	2487.38	1936.41	22.15%
Mar-23	2830.14	2283.91	19.30%
Abr-23	2716.63	1984.63	26.95%
Total	33840.94	25786.10	23.86%

4.2 Resultado del análisis de emisiones de GEI

Se determino las toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂eq) de acuerdo a la guía de cálculo de las emisiones GEI para la HC Perú. Estos factores de emisión se obtienen de las Directrices para la Elaboración de Inventarios Nacionales del IPCC de 2006, la ISO-14064 y el Estándar corporativo de contabilidad y reporte (GHG Protocol o Protocolo GEI) y en el Quinto reporte del IPCC (AR5)

En la tabla 24 muestra el resultado de las toneladas equivalentes de dióxido de carbono ahorrados con la implementación del SFCR de manera anual, teniendo como resultado la reducción del 24% las emisiones de GEI. De esta manera, se logra el alcance del objetivo específico 02.

Tabla 26*Resultado del análisis de emisiones GEI*

Meses de estudio	GEI sin SFCR <i>tCO₂eq</i>	GEI con SFCR <i>tCO₂eq</i>	Diferencia <i>tCO₂eq</i>
12	5109.98	3893.70	1216.28

4.3 Resultado del análisis económico

Para determinar la viabilidad económica del SFCR se tiene que trazar el ahorro monetario exacto que produce para lo cual se analiza la cantidad de energía ahorrada del suministro.

El ahorro monetario se calcula de acuerdo al pliego tarifario de la EDE el cual se publica cada mes, cabe destacar que el costo del kilovatio hora no siempre se refleja en el recibo por servicio de consumo eléctrico, esto en razón de la publicación del pliego no siempre coincide con el periodo de facturación, en estos casos se realiza un promedio ponderado entre en anterior pliego y el nuevo.

Ya que la facturación se realiza de acuerdo al consumo, esta tiene conceptos de recargo de acuerdo a ciertos niveles de consumo, por ejemplo: primeros 30 kWh, 100 – 150 kWh, 151 – 300 kWh, etc. Así mismo se asigna recargos por diferentes conceptos como por ejemplo el recargo por la ley de electrificación rural y el impuesto general a la venta (IGV). De acuerdo a lo anteriormente mencionado se tiene presente el resumen de los resultados en la tabla 25, teniendo como tabla detallada en el anexo 02.

Tabla 27*Ahorro económico con la implementación del SFCR.*

MES	Consumo de energía sin SFCR kWh (01)	Consumo de energía con SFCR kWh (02)	Total 01 S/.	Total 02 S/.	Diferencia S/.
May-22	2969.77	2306.00	2718.34	2140.61	577.72
Jun-22	2890.99	2315.74	2658.76	2156.18	502.58
Jul-22	3055.38	2426.72	2814.80	2263.71	551.10
Ago-22	2893.10	2211.74	2752.83	2139.21	613.62
Set-22	2691.36	1930.41	2582.67	1891.27	691.40
Oct-22	2745.20	1935.80	2648.66	1910.85	737.81
Nov-22	2872.01	2115.84	1963.20	1479.76	483.44
Dic-22	2946.82	2250.55	2017.88	1572.82	445.06
Ene-23	2742.16	2088.35	2760.82	2134.98	625.84
Feb-23	2487.38	1936.41	2419.32	1910.52	508.80
Mar-23	2830.14	2283.91	2723.86	2226.85	497.01
Abr-23	2716.63	1984.63	1780.91	1333.40	447.51
	Total		S/29,842.05	S/23,160.16	S/6,681.89

Para determinar los índices económicos se debe obtener los números por concepto de ahorro de energía, calcular el flujo de caja descontando los egresos del sistema por concepto de operación y mantenimiento tal como se refleja en la tabla 28. De esta manera se calcula el periodo de recuperación de la inversión que resulta 6.46 años.

Los resultados del análisis económico indican que el proyecto es viable económicamente de acuerdo a los índices económicos (ver tabla 29), en consecuencia, se logra el alcance del objetivo específico 03.

Tabla 28*Egresos y ahorro del suministro por el SFCR – Independencia.*

Año	Egresos Operación y Mantenimiento (S/.)	Ingresos Monto de ahorro de Energía (S/.)	Flujo de caja (S/.)
			-37045.57
1	1400.00	6681.89	5281.89
2	1441.58	6880.34	5438.76
3	1484.39	7084.69	5600.29
4	1528.48	7295.10	5766.62
5	1573.88	7511.77	5937.89
6	1620.62	7734.87	6114.25
7	1668.75	7964.59	6295.84
8	1718.32	8201.14	6482.83
9	1769.35	8444.72	6675.37
10	1821.90	8695.52	6873.62
11	1876.01	8953.78	7077.77
12	1931.73	9219.71	7287.98
13	1989.10	9493.53	7504.43
14	2048.18	9775.49	7727.32
15	2109.01	10065.82	7956.82
16	2171.64	10364.78	8193.13
17	2236.14	10672.61	8436.47
18	2302.56	10989.59	8687.03
19	2370.94	11315.98	8945.04
20	2441.36	11652.06	9210.71

Tabla 29*Resultado del cálculo de los Índices económicos.*

Indicador Económico	Unidad	Valor
Valor Actual Neto (VAN)	S/.	30,265.02
Tasa Interna de Retorno (TIR)	%	15.89
Relación Beneficio Costo	B/C	1.53
Periodo de Recuperación de la Inversión	años	6.46

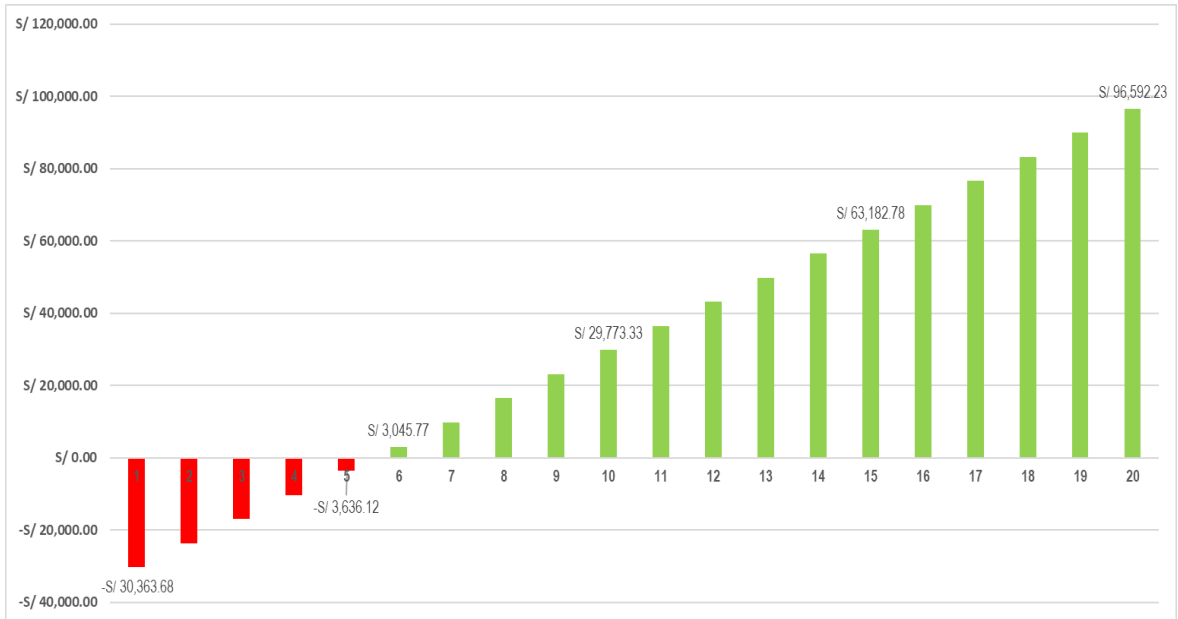


Figura 4.3 Periodo de Recuperación de la Inversión.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El estudio realizado sobre el diseño, dimensionamiento, implementación, puesta en marcha y determinación del Performance Ratio del SFCR de 5.76 kWp para el edificio multifamiliar Independencia, dispone su viabilidad técnica, económica y de rendimiento. Al efectuar es estudio del PR del SFCR bajo la norma IEC 61724-1, resuelve que tiene un índice de 0.81 el cual comprende un coeficiente aceptable, este valor es en consecuencia de la influencia de diferentes factores tales como irradiación solar, temperatura, orientación (de acuerdo a la orientación de la vivienda) y la presencia de partículas ajenas al SFV. No obstante, se pueden alcanzar valores superiores, esto de acuerdo a la categoría del estudio y el uso de los instrumentos correspondientes.

El SFCR logró alcanzar un decrecimiento del consumo de energía del 23.86%, tendiendo el suministro un consumo anual de 33.84 MWh hasta llegar a los 25.79 MWh, se logró aprovechar en su totalidad la producción de energía solar ya que la demanda del suministro fue superior durante los doce meses.

De acuerdo a la guía de cálculo de las emisiones GEI para la HC Perú se resolvió que se tiene una reducción aproximada del 24% las emisiones de GEI ya que generación de los GEI por consumo eléctrico sin el sistema fotovoltaico conectado a red es de 5109.98 (tCO₂eq) y posteriormente con la implementación del SFCR fue de 3893.70 (tCO₂eq), por consiguiente, una reducción de 1216.28 (tCO₂eq).

La puesta en funcionamiento del SFCR – Independencia resulta ser atractiva y en términos económicos, esto se demuestra desde los análisis de los indicadores económicos, los mismos que muestran su viabilidad con una tasa de interés de 7.5% anual e inversión inicial de S/. 37045.57 logrando índices tales como: VAN = 30,265.02; TIR = 15.89 %; PRS = 6.46 años; B/C = 1.53.

5.2 Recomendaciones

La implementación del SFCR de 5.76 kWp fue realizada de acuerdo al requerimiento del usuario, se recomienda realizar el estudio en un SFV acorde al consumo y tomando criterios de horarios de la demanda máxima.

Se sugiere realizar el análisis del Coeficiente de Rendimiento por diferentes modelos tales como: Sandia, Schott y Faiman, Rosse y Smoker ya que trabajan con expresiones matemáticas prácticas que comprenden un pequeño factor de error y requieren una cantidad limitada de variables (a excepción de Sandia).

Para la determinación de indicadores económicos, se recomienda incluir todos los recargos aplicados al consumo de energía de las EDEs ya que evidenciara de la forma correcta el periodo de recuperación de la inversión.

CAPÍTULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adar, M., Najih, Y., Gouskir, M., Chebak, A., Mabrouki, M., & Bennouna, A. (2020). Three PV plants performance analysis using the principal component analysis method. *Energy*, 207. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118315>
- Agencia Internacional de Energías Renovables - AEI. (2022, December 6). *Energía solar fotovoltaica*. <https://www.iea.org>
- Alliance for Rural Electrification. (2023, August 12). *Victron Energy B.V.* www.ruralelec.org
- Bharathi, M. L., Bhatt, V., Kumar, V. V. R., Sharma, R. J., Hemavathi, S., Pant, B., Arani, R. P., Sathish, T., & Mohanavel, V. (2022). Developing a dual axis photoelectric tracking module using a multi quadrant photoelectric device. *Energy Reports*, 8, 1426–1439. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.095>
- Boracino, O., & Alvarado, R. (2022). *Edificio multifamiliar Chiclayo 1033 “Soluciones Inmobiliarias S.A.C.”* <https://www.morada.pe/chiclayo>
- Castejón, A., & Santamaria, G. (2010). *Instalaciones Solares Fотовoltaicas*.
- Falcat. (2023). *Ficha técnica: AD Solution Especificaciones*. <https://autosolar.pe/>
- Fronius Solar. (2023, October 19). *Comparación De Soluciones Fronius PV GENSET*. <https://www.fronius.com/>
- Gamio, P. (2021). La reforma pendiente de energía: generación distribuida. *THEMIS Revista de Derecho*, 80, 257–276. <https://doi.org/10.18800/themis.202102.012>
- Garnacho Saucedo, G. M., Salido Vallejo, R., & Moreno Giménez, J. C. (2020). Effects of solar radiation and an update on photoprotection. *Anales de Pediatría*, 92(6), 377.e1-377.e9. <https://doi.org/10.1016/j.anpedi.2020.04.014>
- Huawei Technologies. (2022). *Manual del usuario LUNA2000-(5-30)-S0*. <https://e.huawei.com>
- IEC. (2015). *IEC 61724-1 - Solar photovoltaic energy systems*.
- International Energy Agency. (2022). *Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources Power system opportunities and best practices*. www.iea.org/t&c/

- Luis Bonifaz, J. F., & Rodríguez -Pardina, M. (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia: Vol. I.*
- Ministerio de Energía y Minas. (2014). *The Golden Book* (O. Díaz Moscoso & E. Aguirre Matute, Eds.; Primera).
- Muñoz, F., Snytko, A., & De la Casa Hernández, J. (2023). Rooftop photovoltaic Systems. New parameters for the Performance Analysis from Monitored Data based on IEC 61724. *Journal Pre-Proofs*, 2–30. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113280>
- National Aeronautics and Space Administration - NASA. (2022, October 14). *Net Radiation*. earthobservatory.nasa.gov
- Noguera-Salas, O., Pinto-García, R. A., & Villarreal-Padilla, J. E. (2018). La eficiencia de los nuevos materiales fotosensibles usados en la fabricación de paneles solares. *ITECKNE*, 15(1), 7. <https://doi.org/10.15332/iteckne.v15i1.1959>
- OSINERG. (2021). *Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final*.
- Osinermin. (2015). Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú. In 20.
- OSINERGMIN. (2017). Procedimiento para la Supervisión del Proceso de la Facturación a los Usuarios por el Servicio Público de Electricidad resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y minería OSINERGMIN N° 115-2017-os-cd. In Art.3 . www.peru.com.pe
- Ramirez, R. (2020). La inserción de los recursos energéticos renovables en el sistema eléctrico como política pública. *NEGLISAC*. www.revistaenergia.pe
- Raptor Maps. (2023). *Global Solar Report*. <https://commission.europa.eu>
- Renewable Energy Agency, I. (2020). *Renewable capacity statistics 2020 statistiques de capacité renouvelable 2020 estadísticas de capacidad renovable 2020*. www.irena.org
- Rivero, S. (2018). *Generación Distribuida*. <https://slideplayer.es/>
- Rojas, C., Rosmery, M., Vilcarano, L., & Ángel, M. (2016). *Determinación del ángulo de inclinación óptimo de un panel fotovoltaico en el valle del Mantaro*.

- Seme, S., Sredenšek, K., Štumberger, B., & Hadžiselimović, M. (2019). Analysis of the performance of photovoltaic systems in Slovenia. *Solar Energy*, *180*, 550–558. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.062>
- Sevilla, A. (2020, March 1). *Tasa interna de retorno (TIR)*. <https://bit.ly/2DLnO7l>
- Stapleton, Geoff, Neill, & Susan. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems*.
- Vásquez Cordano, A. L., & Tamayo Pacheco, J. F. R. (2017). *La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*.
- Velayos Morales, V. (2020, March 1). *Payback o plazo de recuperación*. <https://bit.ly/3MU6f7D>

ANEXOS

Anexo 1

Diagrama Eléctrico y diagrama unifilar del SFCR.

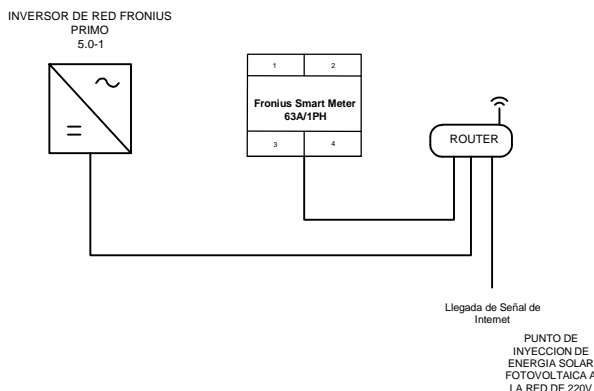
DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR FRONIUS PRIMO 5.0-1

Modelo	Entrada en DC				Salida en AC	
	Potencia máxima del generador fotovoltaico	Rango de tensión en MPP	Corriente de entrada máxima. Entradas A/B	Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	Potencia asignada (a 230 V y 60 Hz)	Corriente máxima de salida
5.0-1	7500 Wp	80 a 1000V	12A/12A	A:1;B:1	5000 W	27.7 A

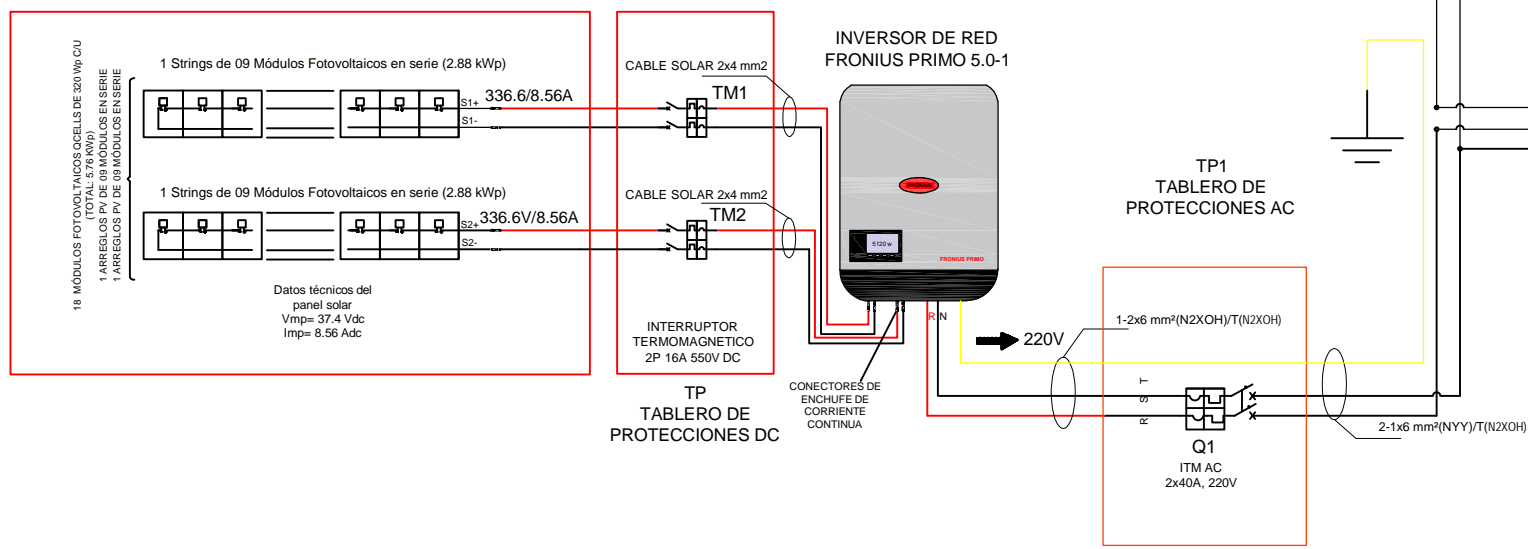
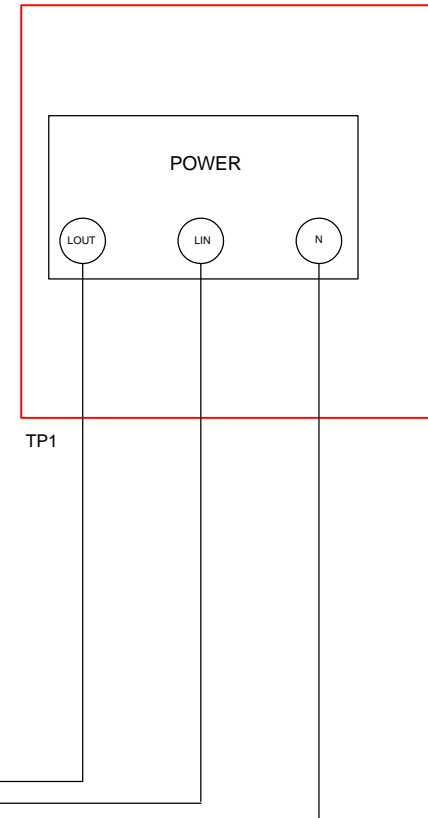
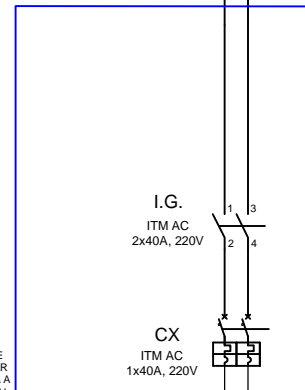
LEYENDA

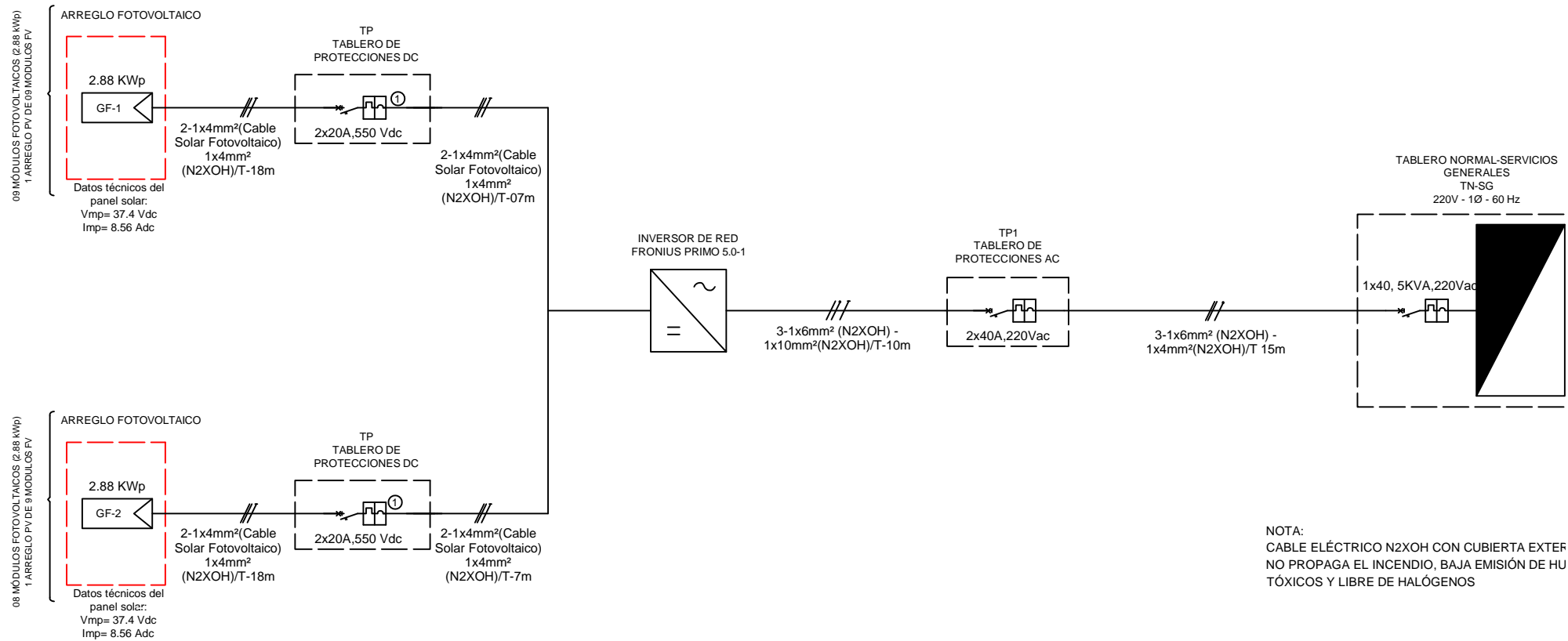
Detalles	Descripción
	Q1 Y Q2: Interruptores riel DIN de capacidades indicadas
$\emptyset A$	Grupo de bornas cortocircuitables para transformadores de corriente
	Administrador de datos para el control de sistemas fotovoltaicos.
	Inversor de red Fronius Primo 5.0-1
	Router

Diagrama de Comunicación



TABLERO NORMAL-SERVICIOS GENERALES TN-SG
220V - 1Ø - 60 Hz





NOTA:
 CABLE ELÉCTRICO N2XOH CON CUBIERTA EXTEF
 NO PROPAGA EL INCENDIO, BAJA EMISIÓN DE HU
 TÓXICOS Y LIBRE DE HALÓGENOS

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	INVERSOR DE RED FRONIUS PRIMO 5.0-1
	ARREGLO FOTOVOLTAICO DE 5.76 kWp
	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO AC
	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO DC
	TABLERO NORMAL-SERVICIOS GENERALES (TN-SG)

A	EMITIDO PARA APROBAR				
REVISIÓN	DESCRIPCIÓN	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO

Anexo 2

Cuadro de facturación detallado del suministro - Independencia.

Cuadro de facturación detallado del suministro - Independencia.

MES	CONSUMO DE ENERGIA SIN SFCR	CONSUMO DE ENERGIA CON SFCR	Costo del Kwh según mes facturado	Alicuota AP (S/.)	Factor AP	Cargo fijo (S/.)	Mantenimiento y reposición (S/.)	Total AP	ENERGIA SIN SFCR (S/.)	ENERGIA CON SFCR (S/.)	Ley de Electrificación Rural (S/.)	Sub total 01	Sub total 02	IGV 01 (18%)	IGV 02 (18%)	Total 01	Total 02	Diferencia			
May-22	2969.77	2306.00	0.7376	0.59	140	4.20	1.31	82.60	2190.50	1700.91	25.06	2303.68	1814.08	414.66	326.53	2718.34	2140.61	577.72			
Jun-22	2890.99	2315.74	0.7404	0.59	140	4.26	1.32	82.60	2140.49	1714.57	24.52	2253.18	1827.27	405.57	328.91	2658.76	2156.18	502.58			
Jul-22	3055.38	2426.72	0.7429	0.56	150	4.29	1.34	84.00	2269.84	1802.81	25.95	2385.43	1918.39	429.38	345.31	2814.80	2263.71	551.10			
Ago-22	2893.10	2211.74	0.7632	0.67	140	4.36	1.35	93.80	2208.01	1688.00	25.38	2332.91	1812.89	419.92	326.32	2752.83	2139.21	613.62			
Set-22	2691.36	1930.41	0.7700	0.62	140	4.38	1.36	86.80	2072.35	1486.42	23.81	2188.70	1602.77	393.97	288.50	2582.67	1891.27	691.40			
Oct-22	2745.20	1935.80	0.7725	0.67	140	4.37	1.37	93.80	2120.67	1495.41	24.42	2244.63	1619.37	404.03	291.49	2648.66	1910.85	737.81			
Nov-22	2872.01	2115.84	0.5418	0.60	140	4.19	1.38	84.00	1556.06	1146.36	18.10	1663.73	1254.03	299.47	225.73	1963.20	1479.76	483.44			
Dic-22	2946.82	2250.55	0.5417	0.64	140	4.2	1.37	89.60	1596.29	1219.12	18.61	1710.07	1332.90	307.81	239.92	2017.88	1572.82	445.06			
Ene-23	2742.16	2088.35	0.8112	0.60	140	4.41	1.37	84.00	2224.44	1694.07	25.46	2339.68	1809.31	421.14	325.68	2760.82	2134.98	625.84			
Feb-23	2487.38	1936.41	0.7826	0.54	140	4.37	1.37	75.60	1946.62	1515.43	22.31	2050.27	1619.08	369.05	291.43	2419.32	1910.52	508.80			
Mar-23	2830.14	2283.91	0.7711	0.68	140	4.35	1.37	95.20	2182.32	1761.12	25.12	2308.36	1887.16	415.50	339.69	2723.86	2226.85	497.01			
Abr-23	2716.63	1984.63	0.5181	0.57	140	4.19	1.35	79.80	1407.49	1028.24	16.42	1509.25	1130.00	271.66	203.40	1780.91	1333.40	447.51			
																S/29,842.05	S/23,160.16	S/6,681.89			

Anexo 3

Presupuesto del SFCR de 5.76 kWp - Independencia.

**INVERSIONES ICR S.R.L.**

AV. MANUEL C. DE LA TORRE NRO. 354 C.P. SAN FRANCISCO
MOQUEGUA – Sucursal Principal: Calle Pizarro 325-c
Arequipa - Arequipa - Arequipa

Correo: inversionesicr@hotmail.com

Cel.: 982745584 / 983 840 236
Tel.: 054-202565

RUC: 20605309489

COTIZACIÓN

479

CLIENTE	FECHA DE EMISIÓN	11/01/2022
	HORA	18:11
	F. VENCIMIENTO	18/01/2022

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNI.	IMPORTE TOTAL
FRONIUS PRIMO 5,0-1 LIGTH	01.00	10395.92	10395.92
PANEL SOLAR POLICRISTALINO 320WP JINKO EAGLE	18.00	980.00	17640.00
FRONIUS SMART METER 63A-3	01.00	337.39	337.39
ESTRUCTURAS PISAP 10°-15° ANGULAR TIPO RIEL	04.00	703.98	2815.92
CONDUCTOR 1X4 MM2 SOLAR NEGRO	40.00	02.36	94.40
CONDUCTOR 1X4 MM2 SOLAR ROJO	40.00	02.36	94.40
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2X40 AMP AC SCHNEIDER ELECTRIC	01.00	40.54	40.54
FEEO DC INTERRUPTOR 2P 16A 550VDC	02.00	39.70	79.40
TABLERO EMPOTRABLE 12 POLOS	01.00	45.90	45.90
TABLERO EMPOTRABLE 4 POLOS	01.00	21.90	21.90
TUBERIA CONDUIT FLEXIBLE 1"	45.00	07.94	357.30
CONECTOR MC4 (PAR)	01.00	07.50	07.50
CONSUMIBLES	01.00	15.00	15.00
MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA	01.00	5100.00	5100.00

NÚMEROS DE CUENTA:

CTA. BCP N°: 430-58464220-00

CTA. BCP INTERBANCARIA: 002-43000584642200071

OP. GRATUITA: S/	0.00
OP. EXONERADA: S/	0.00
OP. INAFECTA: S/	0.00
OP. GRAVADA: S/	0.00
TOTAL A PAGAR: S/	S/37,045.57
(inc. IGV)	

SON: TREINTA Y SIETE MIL CUARENTA Y CINCO CON 57/100 SOLES.

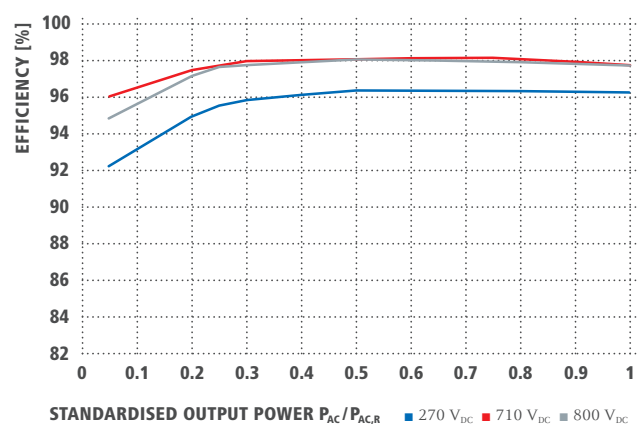
REPRESENTACIÓN IMPRESA DE LA COTIZACIÓN

GRACIAS POR SU PREFERENCIA

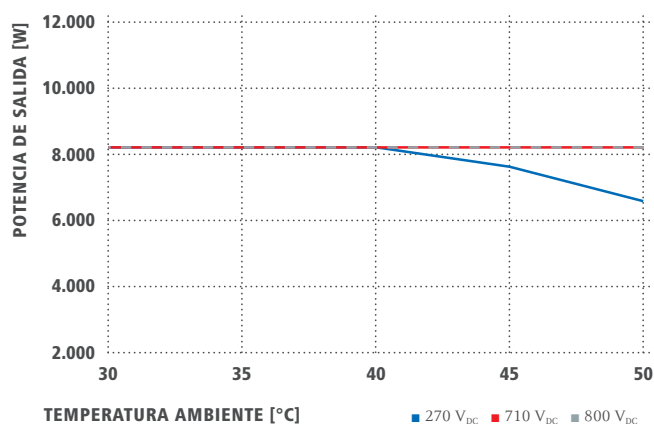
Anexo 4

Datos técnicos del inversor de red Fronius Primo 5.0-1.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS PRIMO 8.2-1



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS PRIMO 8.2-1



DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 6.0-1, 8.2-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Número de seguidores MPP		2	
Máx. corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)	12 A / 12 A		18 A / 18 A
Máxima corriente de cortocircuito de MPP1/MPP2 ($I_{sc\ pv}$) *	24 A / 24 A		36 A / 36 A
Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ mín.} - U_{dc\ máx.}$)		80 - 1.000 V	
Tensión de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)		80 V	
Rango de tensión MPP		80 - 800 V	
Número de entradas CC		2 + 2	
Máx. salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	7,5 kW _{pico}	9,0 kW _{pico}	12,3 kW _{pico}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5.000 W	6.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	8.200 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	21,7 A	26,1 A	35,7 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal		< 3 %	
Factor de potencia ($\cos\ \phi_{ac,r}$)		0,85 - 1 ind. / cap.	

DATOS GENERALES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm	
Peso		21,5 kg	
Tipo de protección		IP 65	
Clase de protección		1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾		2 / 3	
Consumo nocturno		< 1 W	
Concepto de inversor		Sin transformador	
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada	
Instalación		Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente		-40 - +55 °C	
Humedad de aire admisible		0 - 100 %	
Máxima altitud		4.000 m	
Tecnología de conexión CC		Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Tecnología de conexión principal		Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105 ²⁾		
País de fabricación	Austria		

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ Fronius Primo 5.0-1, Fronius Primo 6.0-1 y Fronius Primo 8.2-1 no son compatibles con la norma VDE AR N 4105.

* $I_{sc\ pv} = I_{sc\ max} \geq I_{sc\ (STC)} \times 1,25$ de acuerdo, por ejemplo, a IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.



Fronius Smart Meter*

El medidor de energía inteligente para uso privado y comercial.

		Fronius Smart Meter			
		63A-3	50kA-3	63A-1	
Datos técnicos	Tensión nominal	V	230 - 400	400 - 415	230 - 240
	Rango de tensión de servicio	%	De -15 a +15	De -9 a +14	De -10 a +10
	Frecuencia nominal	Hz	50 - 60	50 - 60	50 - 60
	Corriente máxima	A	3 x 63	3 x 50 000	1 x 63
	Sección transversal del cable de fase	mm ²	1 - 16	0,05 - 4	1 - 16
	Sección transversal del cable neutro	mm ²	1 - 16	0,05 - 4	1 - 16
	Sección transversal de las líneas de comunicación y transformador	mm ²	0,05 - 4	0,05 - 4	0,05 - 4
	Consumo de potencia	W	1,5	2,5	1,5
	Corriente inicial	mA		40	
	Clase de precisión		1	1	1
	Clase de precisión de la energía activa		Clase B (EN50470)		
	Clase de precisión de la energía reactiva		Clase 2 (EN/IEC 62053-23)		
	Sobrecorriente de corta duración		30 x I _{máx} / 0,5 s	30 x I _{máx} / 0,5 s	30 x I _{máx} / 0,5 s
	Instalación		Interior (carril DIN)		
	Carcasa		4 módulos según DIN 43880	4 módulos según DIN 43880	2 módulos según DIN 43880
	Clase de protección IP		IP 51 (marco frontal), IP 20 (conexiones)		
	Rango de temperatura ambiente	°C	De -25 a +55	De -5 a +55	De -25 a +55
	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	mm	89,0 x 71,2 x 65,6	89,0 x 71,2 x 65,6	89,0 x 35,0 x 65,6
Peso	g	260	260	250	
Interfaz con el inversor		Modbus RTU (RS485)			
Pantalla		LCD de 8 dígitos	LCD de 8 dígitos	LCD de 6 dígitos	
Transformadores			Primario: 1 - 50 000 A / Secundario: utilizar solo transformadores con corriente de salida 5 A		

* En función de la disponibilidad y certificación en el país respectivo

Anexo 5

Datos técnicos del módulo fotovoltaico Jinko Eagle JKM320PP-72-V.

Eagle 72P 320-340 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015·ISO14001:2015·OHSAS18001 certified factory.

IEC61215·IEC61730·UL1703 certified products.



(5BB)



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Power Output:

Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.



PID RESISTANT:

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



Temperature Coefficient:

Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

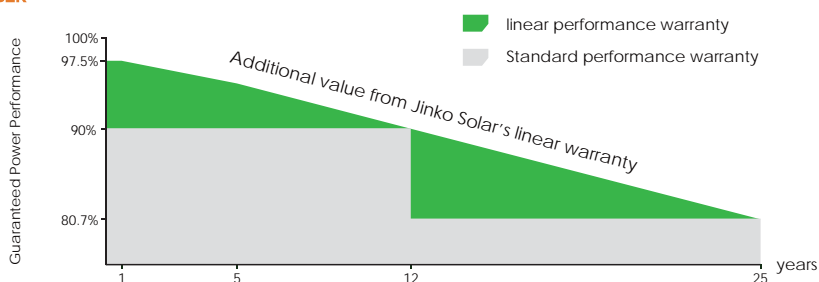
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



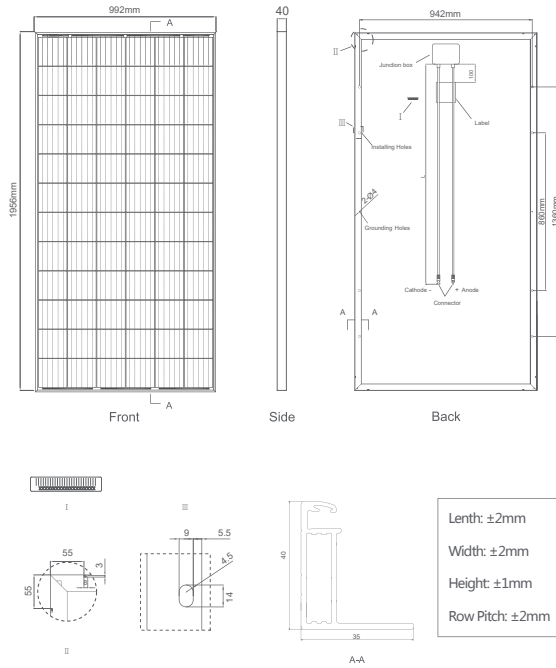
Nomenclature:

JKMxxxPP-60/72-V

Code	Cell	Code	Certification
null	Full	null	1000V
H	Half	V	1500V



Engineering Drawings

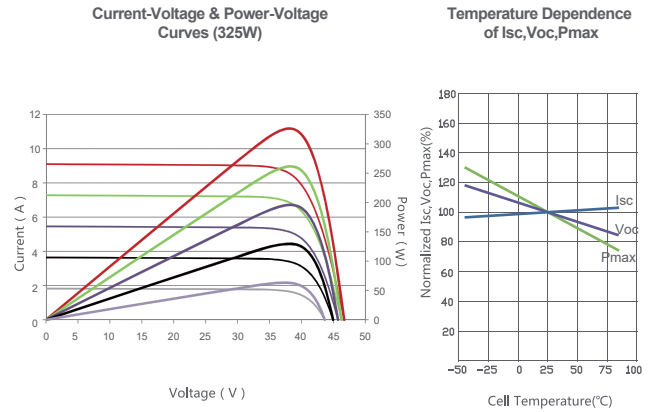


Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

27pcs/pallet, 54pcs/stack, 648 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 157×157mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs.)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length: 1200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	JKM320PP-72-V	JKM320PP-72-V	JKM325PP-72-V	JKM325PP-72-V	JKM330PP-72-V	JKM330PP-72-V	JKM335PP-72-V	JKM335PP-72-V	JKM340PP-72-V	JKM340PP-72-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Anexo 6

Informe de simulaciones de los diferentes Softwares empleados.

Vista general del sistema fotovoltaico

Proyecto
**EDIFICIO
MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA**

Ubicación
**Av. Independencia
04001 Arequipa, Perú**

Instalador

Nombre
Yesica Beatriz Ortiz Cruz

Dirección
**XXX
02002 Lima, PE**

Contacto
yesick696@gmail.com

Empresa
End Customer PE



Irradiación anual
2.258 kWh / m²



Red
1-ph



Consumo de energía
30.374 kWh / Año



Costes energéticos
0,71 PEN / kWh



Rendimiento anual
11.183kWh



Potencia
fotovoltaica
5,76kWp



Autoconsumo
69%



Autarquía
25%



Ahorro mediante
autoconsumo
5.479 PEN / Año



Ganancias de
alimentación
0 PEN / Año

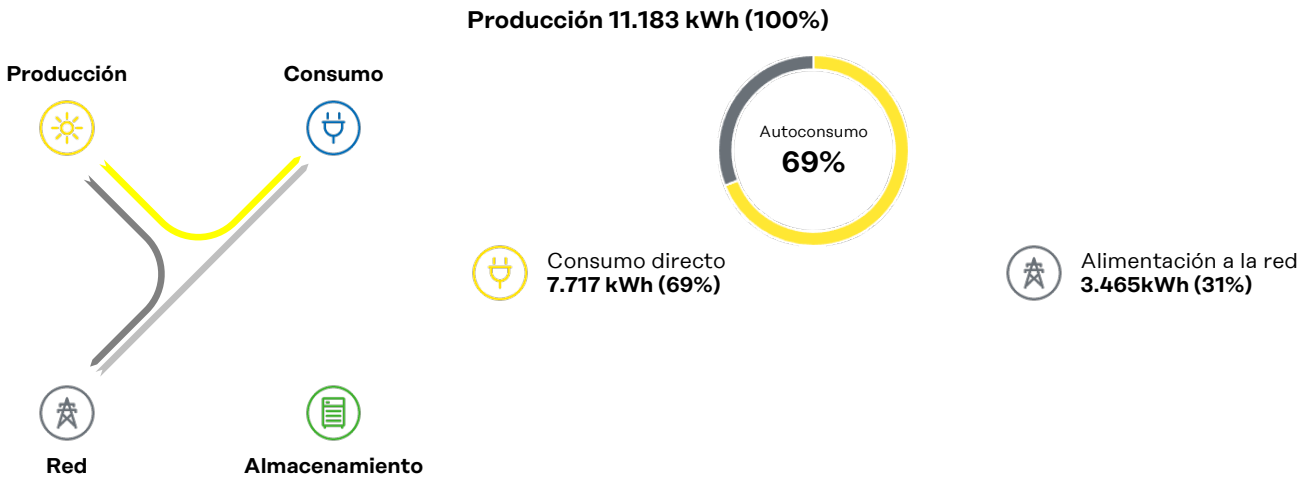


Rentabilidad de
instalaciones
7 Años

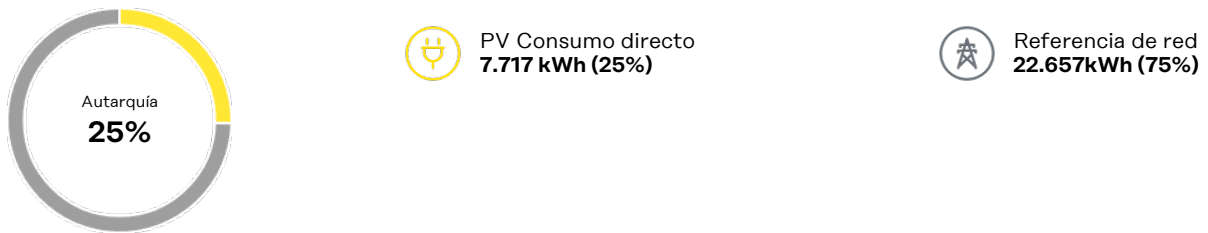


Ahorro de CO2
5.927 t / Año

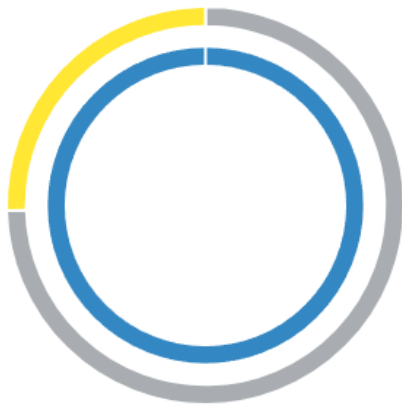
Flujo de energía (pronóstico para 1 año)



Consumo 30.374 kWh (100%)
Cómo se cubre el consumo



Consumo 30.374 kWh (100%)
Como se compone el consumo

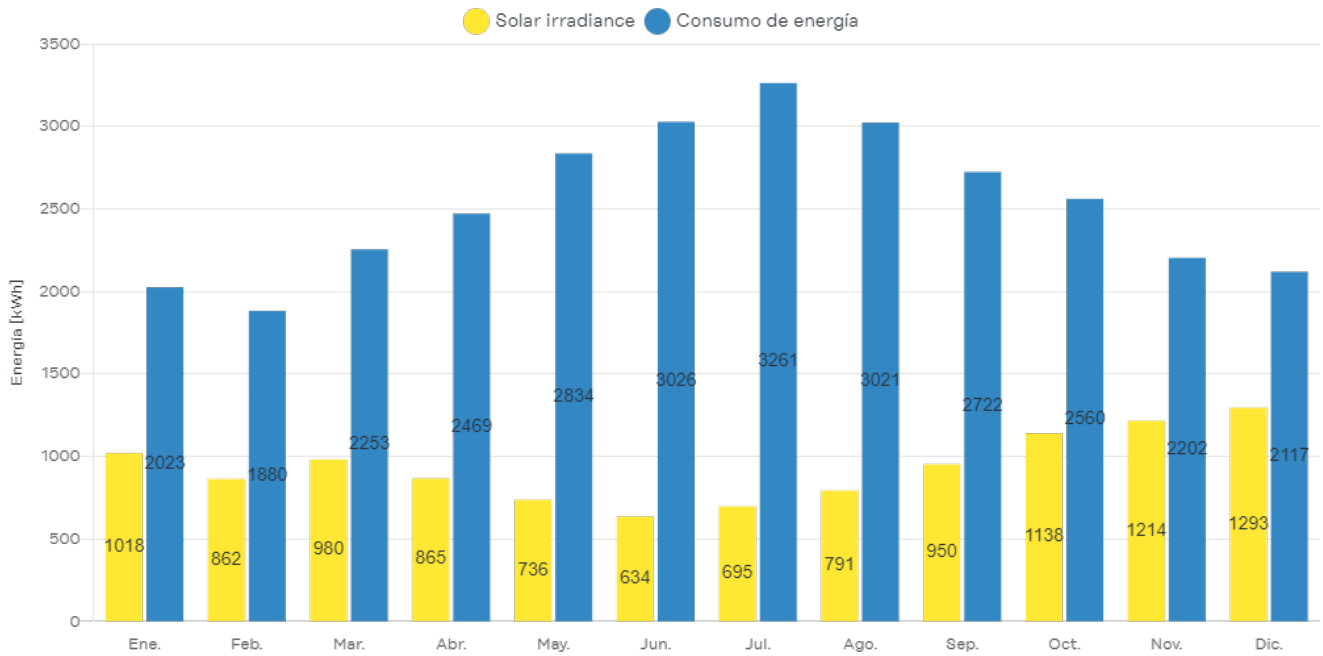


Familiar
30.374 kWh (100%)

PV Consumo directo

Referencia de red
22.657 kWh (75%)

PV Consumo directo
7.717 kWh (25%)



Matrices fotovoltaicas

Potencia total
5,76 kWp

Número total de módulos
18



PV Array



Inclinación
del módulo
15 °



Orientación
del módulo
142 °



Módulos
18 x JinkoSolar Holding Co. Ltd.
JKM-320M-72



Potencia
fotovoltaica
5,76 kWp



Ganancia de
potencia
bifacial
0 %

Inversor

Potencia en CA total
5,00 kVA

Número total de inversores
1

1 x Primo 5.0-1



Relación de potencia
115%



Potencia @ 25°C
5,76 kW



Factor de corriente
1,15



Series fotovoltaicas x Módulos
2 x 9

PV1	
Campo fotovoltaico	2 x 9
Voltaje MPP 85 °C	267,54 V
Tensión sin carga a -10 °C	496,32 V
Voltaje MPP en -30 °C	406,81 V
Tensión sin carga a 70 °C	344,94 V
MPP corriente a 25 °C	16,94 A
Corriente de cortocircuito a 25 °C	22,45 A
Potencia MPP a 25 °C	5,76 kWp
Fusibles de string requeridos	No
Caja de string requerida	No
Pérdida de rendimiento	No

-
Señora YESICA BEATRIZ ORTIZ CRUZ

- -

04001 AREQUIPA

Perú

Proyecto: EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA
Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Perú / Arequipa
Tensión de red: 230V (230V / 400V)

Vista general del sistema

18 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM-320PP-72 (5BB) EAGLE (12/2017) (Edificio 1: Superficie 1)

Acimut: 144 °, Inclinación: 30 °, Tipo de montaje: Techo, Potencia pico: 5.76 kWp



1 x SMA SBSE5.0-50

Datos de diseño fotovoltaicos

Cantidad total de módulos:	18	Pérdidas de línea (% de la energía):	---
Potencia pico:	5.76 kWp	Carga desequilibrada:	5.00 kVA
Número de inversores fotovoltaicos:	1	Consumo de energía anual:	24,150 kWh
Potencia nominal de CA de los inversores fotovoltaicos:	5.00 kW	Autoconsumo:	7,244 kWh
Potencia activa de CA:	5.00 kW	Cuota de autoconsumo:	60.8 %
Relación de la potencia activa:	86.8 %	Cuota autárquica:	30 %
Rendimiento energético anual*:	11,910 kWh	Capacidad nominal total:	---
Factor de aprovecham. de energía:	97.7 %	Flujos anuales de capacidad nominal de la batería:	0
Coefficiente de rendimiento*:	85 %	Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s):	80 t
Rendimiento energético específico*:	2068 kWh/kWp		

*Importante: Los valores de rendimiento que se muestran constituyen solo una estimación y se generan de forma matemática. SMA Solar Technology AG no asume la responsabilidad del valor real del rendimiento, que puede diferir de los valores aquí mostrados debido a circunstancias externas como por ejemplo, módulos sucios o variaciones en su rendimiento.

Su sistema energético de un vistazo

/ Proyecto: EDIFICIO MULTIFAMILIAR INDEPENDENCIA

Número del proyecto: ---
Emplazamiento: Perú / Arequipa
Fecha: 12/10/2023

Creada con Sunny Design 5.60.1
© SMA Solar Technology AG 2023



/ Sistema energético

Planta FV

Inversor híbrido

1 x SMA SBSE5.0-50

Generadores FV

18 x JinkoSolar Holding Co. Ltd.
JKM-320PP-72 (5BB) EAGLE

Componentes adicionales

Gestión de la energía

1 x SUNNY PORTAL powered by ennexOS

Tamaño del sistema

Planta FV
5.76 kWp

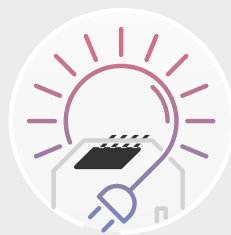
Sistema de baterías

/ Ventajas



467 USD

Remuneración en el primer año



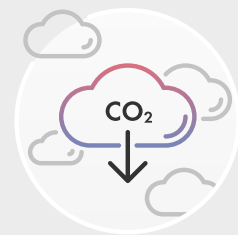
30 %

Cuota autárquica



169 USD

Costes de la energía ahorrados por mes

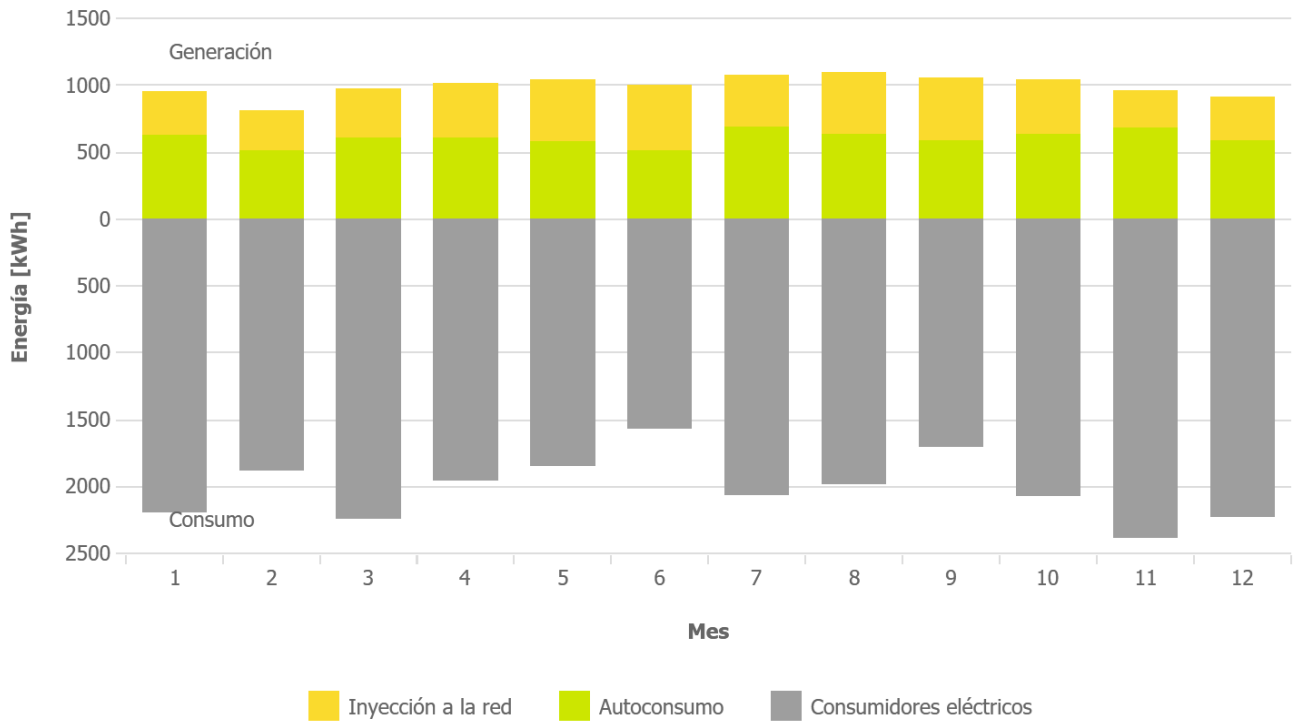


80 t

Reducción de CO₂ al cabo de 20 año(s)

Ahorro total al cabo de 20 año(s): 50,950 USD

/ Balance energético



Diseños de los inversores

Proyecto: EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA

Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Perú / Arequipa

Temperatura ambiente:

Temperatura mínima: 5 °C

Temperatura de diseño: 20 °C

Temperatura máxima: 25 °C

/ Subproyecto Subproyecto 1

1 x SMA SBSE5.0-50 (Parte de la planta 1)

Potencia pico:	5.76 kWp
Cantidad total de módulos:	18
Número de inversores fotovoltaicos:	1
Potencia de CC (cos $\varphi = 1$) máx.:	5.10 kW
Potencia activa máx. de CA (cos $\varphi = 1$):	5.00 kW
Tensión de red:	230V (230V / 400V)
Ratio de potencia nominal:	89 %
Factor de dimensionamiento:	115.2 %
Factor de desfase cos φ :	1
Horas de carga completa:	2382.0 h



Datos de diseño fotovoltaicos

Entrada A: Edificio 1: Superficie 1

12 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM-320PP-72 (5BB) EAGLE (12/2017), Acimut: 144 °, Inclinación: 30 °, Tipo de montaje: Techo

Entrada B: Edificio 1: Superficie 1

6 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM-320PP-72 (5BB) EAGLE (12/2017), Acimut: 144 °, Inclinación: 30 °, Tipo de montaje: Techo

	Entrada A:	Entrada B:	Entrada C:
Número de strings:	1	1	
Módulos fotovoltaicos:	12	6	
Potencia pico (de entrada):	3.84 kWp	1.92 kWp	---
Tensión de CC mín. INVERSOR (Tensión de red 230 V):	60 V	60 V	60 V
Tensión fotovoltaica normal:	✓ 416 V	✓ 208 V	---
Tensión mín.:	397 V	199 V	---
Tensión de CC (Inversor): máx.	600 V	600 V	600 V
Tensión fotovoltaica máx.	✓ 592 V	✓ 296 V	---
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP:	15 A	15 A	15 A
Corriente máx. del generador:	✓ 8.6 A	✓ 8.6 A	---
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de regulación del MPP:	30 A	30 A	30 A
Corriente máx. de cortocircuito FV	✓ 9.1 A	✓ 9.1 A	---

Compatible con FV/inversor

Este inversor incluye SMA ShadeFix. SMA ShadeFix es un software para inversores patentado que optimiza de forma automática el rendimiento de las plantas fotovoltaicas en cualquier situación. También con sombra.

Autoconsumo (corriente)

Proyecto: EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA
Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Perú / Arequipa

/ Resultado

Indicaciones de autoconsumo

Perfil de carga: **Vivienda para 5 personas**
Vivienda privada con picos de carga característicos al mediodía y otros momentos de alto consumo en las primeras y las últimas horas del día.

Consumo de energía anual: **24,150 kWh**

Optimización del autoconsumo



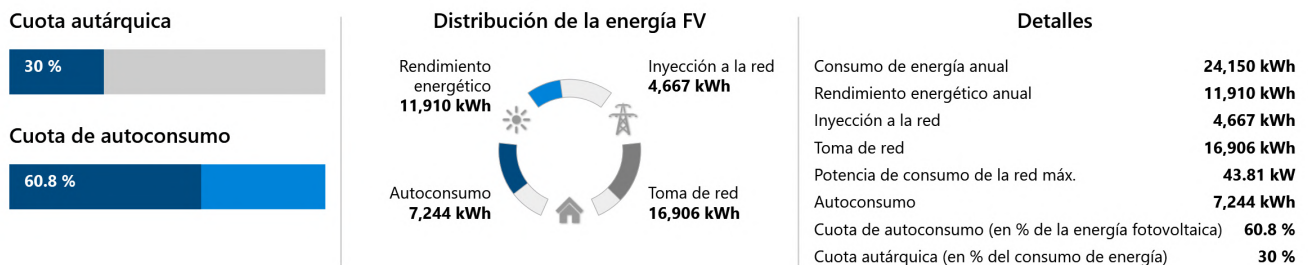
SMA Data Manager M
Con System Manager integrado



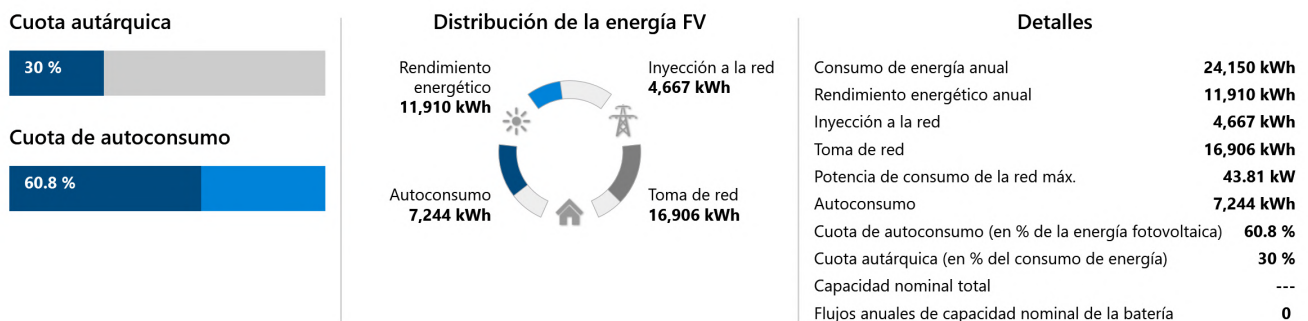
1 x SBSE5.0-50

Baterías: ---
Capacidad: ---

Sin optimización del autoconsumo



Con optimización del autoconsumo

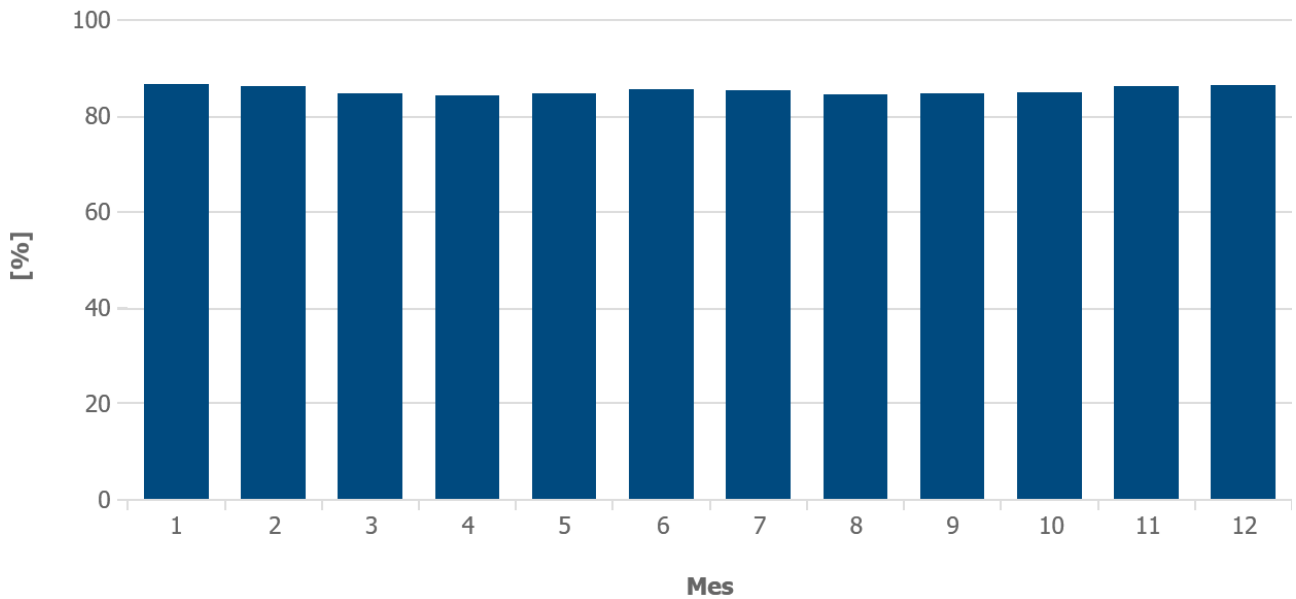


Valores mensuales

Proyecto: EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA
Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Perú / Arequipa

/ Coeficiente de rendimiento

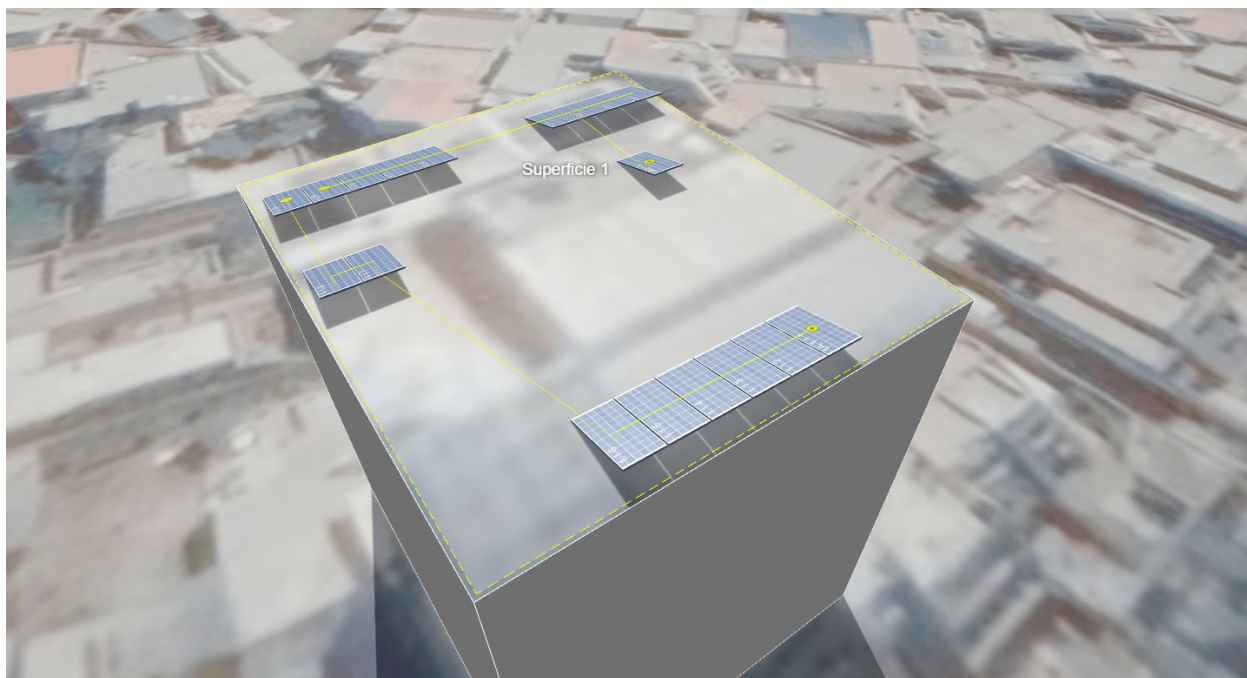


Mes	Rendimiento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Inyección a la red [kWh]	Toma de red [kWh]
1	954 (8.0 %)	624	329	1574
2	811 (6.8 %)	511	300	1375
3	970 (8.1 %)	607	363	1637
4	1010 (8.5 %)	605	405	1350
5	1040 (8.7 %)	577	464	1271
6	1001 (8.4 %)	513	488	1060
7	1071 (9.0 %)	688	383	1380
8	1091 (9.2 %)	633	458	1352
9	1051 (8.8 %)	584	467	1119
10	1041 (8.7 %)	636	405	1440
11	956 (8.0 %)	679	277	1705
12	913 (7.7 %)	586	327	1644

Imágenes del proyecto

Proyecto: EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA
Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Perú / Arequipa

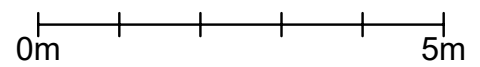
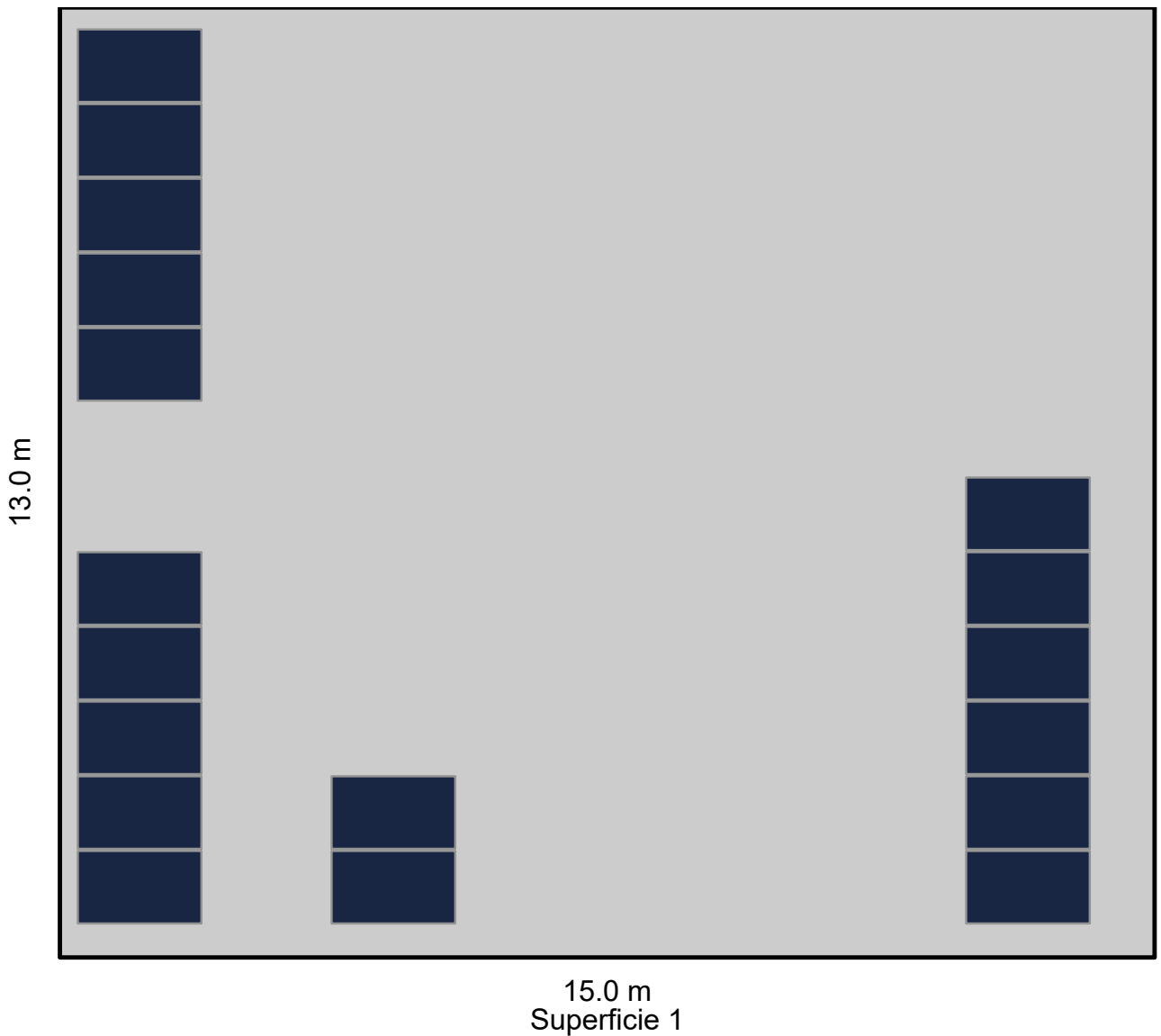


Plano del tejado 1

Plano del tejado - Subproyecto 1 - Edificio 1

Proyecto: EDIFICIO MULTIFAMILIAR
INDEPENDENCIA
Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Perú / Arequipa





Project: VIVIENDA MULTIFAMILIAR INDEPENDENCIA

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:
28/09/23 21:06
with v7.2.4

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
PeruRail		Latitude	-16.41 °S	Albedo	0.20
Peru		Longitude	-71.54 °W		
		Altitude	2327 m		
		Time zone	UTC-5		
Meteo data					
PeruRail					
Meteonorm 8.0 (2010-2017), Sat=100% - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		No Shadings		Fixed constant load	
Tilt/Azimuth	15 / 0 °			2757 W	
				Global	
				24.15 MWh/Year	
System information					
PV Array					
Nb. of modules	18 units	Inverters		1 Unit	
Pnom total	5.76 kWp	Nb. of units		5.00 kWac	
		Pnom total		1.152	
		Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	12.97 MWh/year	Specific production	2252 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.27 %
				Solar Fraction SF	38.44 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Predef. graphs	7



PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:
28/09/23 21:06
with v7.2.4

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	15 / 0 °		Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Fixed constant load
			2757 W
			Global
			24.15 MWh/Year

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Fronius International
Model	JKM 320PP-72-V	Model	Primo 5.0-1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	320 Wp	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Number of PV modules	18 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 units
Nominal (STC)	5.76 kWp	Total power	5.0 kWac
Modules	2 Strings x 9 In series	Operating voltage	80-800 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.15
Pmpp	5.19 kWp		
U mpp	303 V		
I mpp	17 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	6 kWp	Total power	5 kWac
Total	18 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	34.9 m²	Pnom ratio	1.15
Cell area	31.5 m²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	299 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s				
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		IAM loss factor	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi -1)	
				bo Param.	0.05



PVsyst V7.2.4

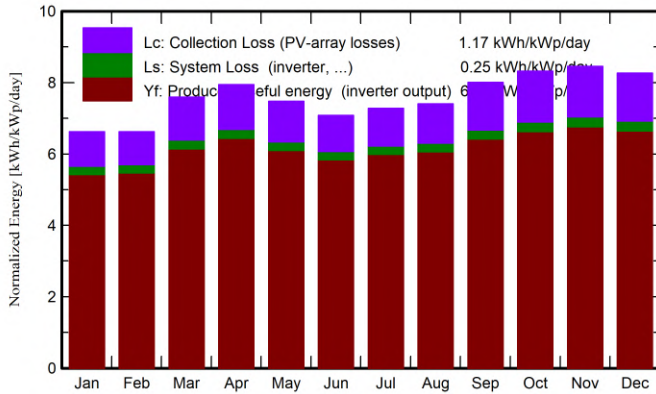
VCO, Simulation date:
28/09/23 21:06
with v7.2.4

Main results

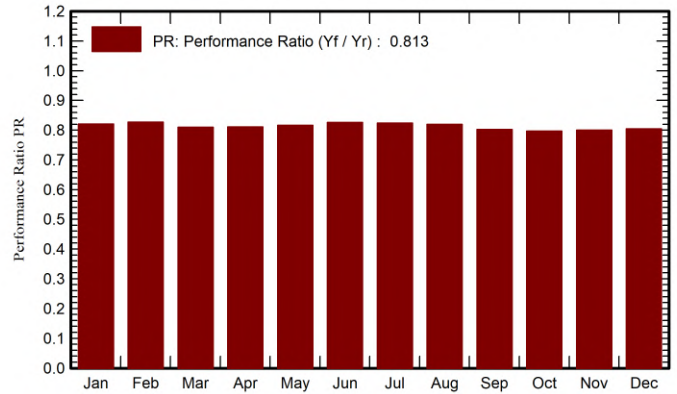
System Production

Produced Energy	12.97 MWh/year	Specific production	2252 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	81.27 %
		Solar Fraction SF	38.44 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	220.3	67.29	15.10	205.3	198.9	1.011	2.051	0.741	0.230	1.310
February	190.4	63.14	14.77	185.5	180.2	0.921	1.853	0.676	0.208	1.176
March	227.4	47.17	15.14	235.4	229.7	1.143	2.051	0.783	0.315	1.268
April	213.9	33.14	14.99	238.3	233.1	1.157	1.985	0.773	0.340	1.212
May	196.2	32.50	14.85	231.7	226.6	1.133	2.051	0.773	0.317	1.279
June	173.8	26.33	14.01	212.4	207.3	1.051	1.985	0.738	0.272	1.247
July	187.3	27.45	14.00	225.6	220.3	1.113	2.051	0.773	0.298	1.278
August	201.6	33.73	14.84	229.5	224.6	1.127	2.051	0.780	0.304	1.271
September	225.4	38.84	15.11	240.1	234.8	1.154	1.985	0.776	0.334	1.209
October	259.0	46.59	15.46	258.1	252.2	1.233	2.051	0.825	0.360	1.226
November	268.8	48.22	15.09	253.5	247.3	1.217	1.985	0.813	0.356	1.172
December	281.4	41.33	15.52	256.3	248.6	1.237	2.051	0.833	0.356	1.218
Year	2645.3	505.74	14.91	2771.7	2703.5	13.497	24.150	9.284	3.690	14.866

Legends

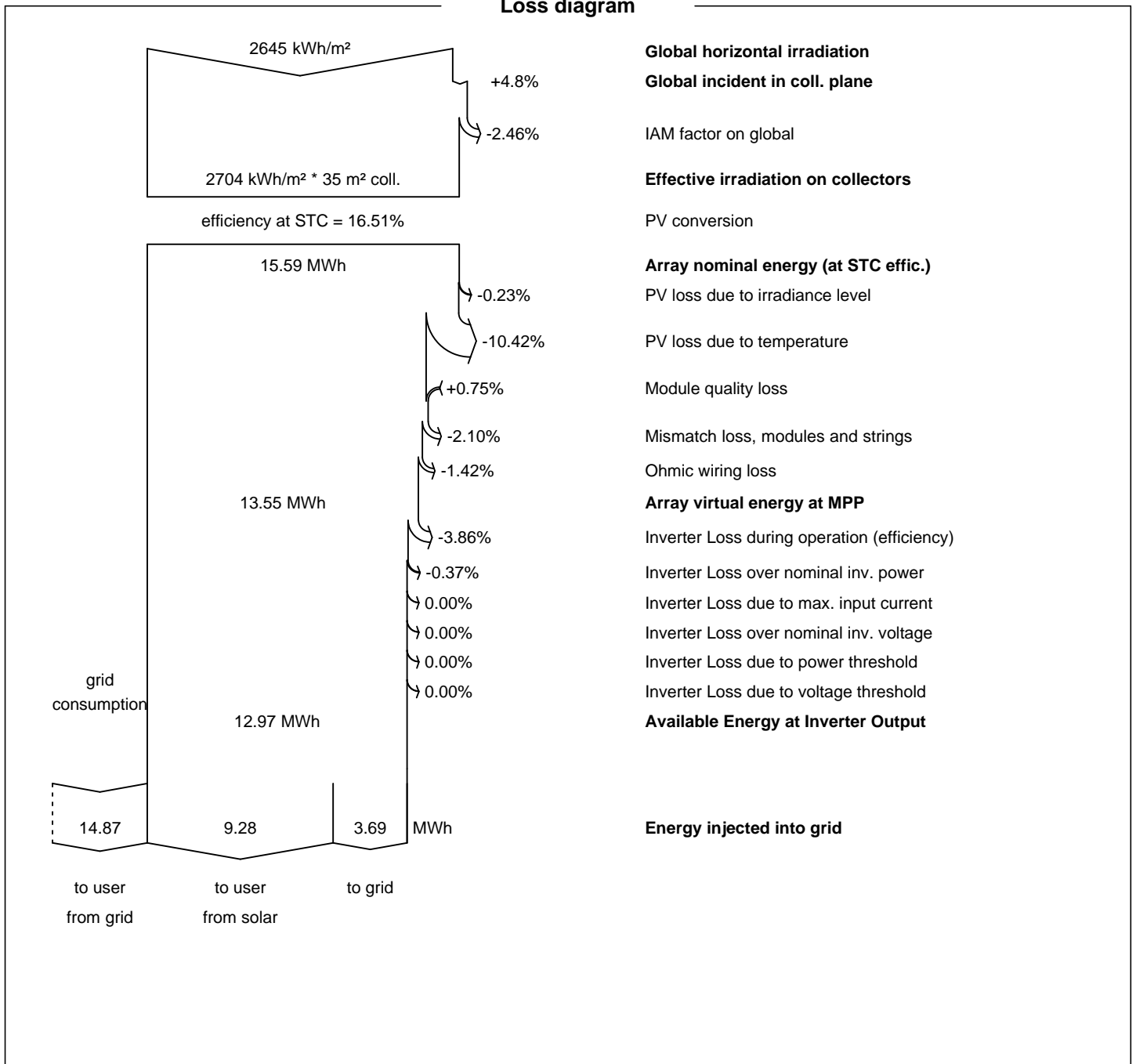
- | | | | |
|---------|--|---------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_User | Energy supplied to the user |
| T_Amb | Ambient Temperature | E_Solar | Energy from the sun |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | E_Grid | Energy injected into grid |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | EFrGrid | Energy from the grid |



PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:
28/09/23 21:06
with v7.2.4

Loss diagram



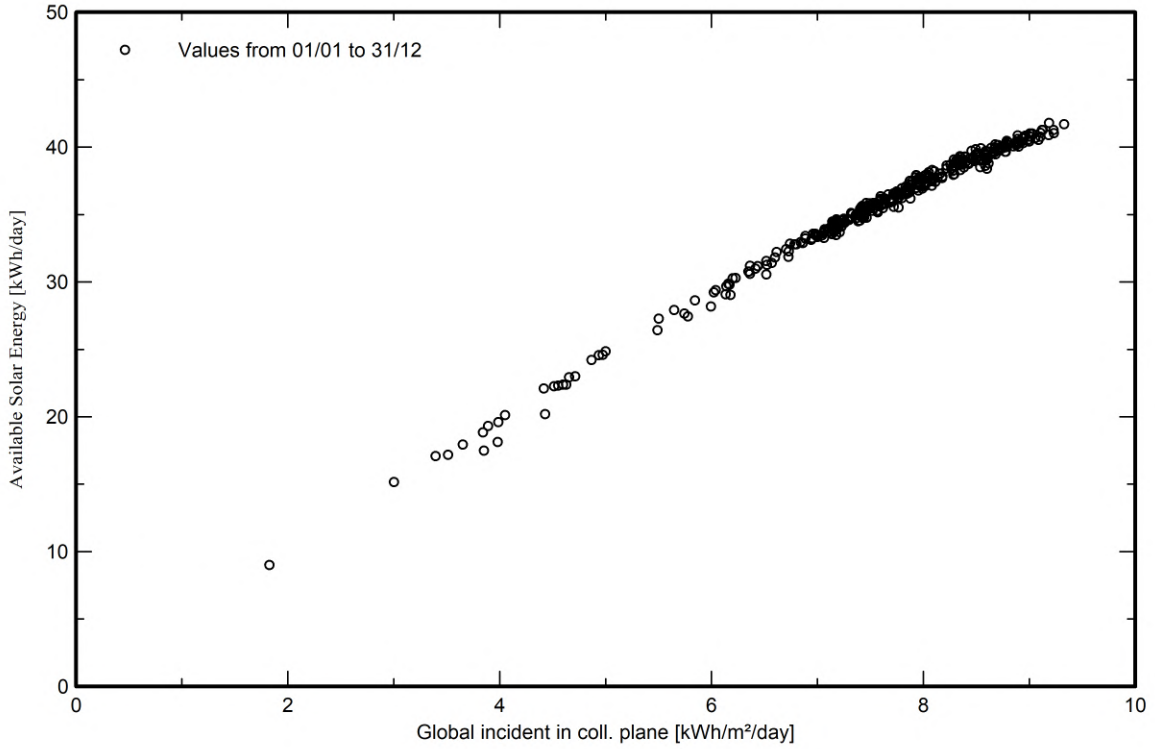


PVsyst V7.2.4

VC0, Simulation date:
28/09/23 21:06
with v7.2.4

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

