

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



TESIS

Diseño de una Planta Solar Fotovoltaica conectada a la red en la Facultad de Ingeniería Mecánica: Una Solución Sostenible para reducir costos y emisiones de CO₂

Para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por:

Walter Jorge Azabache Tapia

[ID 0009-0008-1421-1104](#)

Asesor:

M.Sc. Benjamín Ángel Flores Zavala

[ID 0000-0002-4593-9826](#)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	Walter Jorge [1]
Referencia/Reference	[1] W. Azabache Tapia, " <i>Diseño de una Planta Solar Fotovoltaica conectada a la red en la Facultad de Ingeniería Mecánica: Una Solución Sostenible para reducir costos y emisiones de CO₂</i> " [Tesis]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Azabache, 2025)
Referencia/Reference	Azabache, W. (2025). <i>Diseño de una Planta Solar Fotovoltaica conectada a la red en la Facultad de Ingeniería Mecánica: Una Solución Sostenible para reducir costos y emisiones de CO₂</i> . [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

*A Erika Isabel mi hija, por ser inspiración constante, el motivo más profundo y una luz que acompaña cada paso de mi camino. **Éste logro es también tuyo**, porque en cada desafío encontré fuerzas al sentirte siempre a mi lado.*

A Rómulo Gaspar y Edelmira Obdulia, mis amados padres, quienes, aunque ya no estén físicamente a mi lado, permanecen eternamente presentes en mi corazón. Sus valores, su bondad, su ejemplo de fortaleza y su amor incondicional me han acompañado en cada etapa de mi vida.

Agradecimientos

El primero a Dios, por haberme permitido llegar hasta este momento.

En segundo lugar, con profunda gratitud y respeto al Ingeniero y Maestro Antonio Arévalo Dueñas quien fue mi primer asesor, cuyo legado permanecerá indeleble en mi formación y en el corazón de quienes tuvimos el privilegio de disfrutar sus enseñanzas. Su dedicación, su exigencia formativa y su pasión por la ingeniería dejaron una huella indeleble en mi vida profesional. Su partida representa una gran pérdida, pero su ejemplo perdura como fuente de inspiración permanente.

Extiendo mi sincero reconocimiento al Dr. Flores Zavala Benjamín Ángel, mi asesor por su paciencia y estímulo permanente; a los maestros de la facultad, los que con su esfuerzo, compromiso y vocación, contribuyeron a forjar no solo mi conocimiento técnico, sino los valores éticos y profesionales que hoy me acompañan.

A cada uno de ustedes gracias por su entrega, por sus enseñanzas y por haber sido parte fundamental en este camino

RESUMEN

El papel creciente de las fuentes renovables de energía, en particular la solar fotovoltaica, ha convertido su desarrollo en un aspecto fundamental para el futuro energético de nuestra civilización. El presente trabajo tiene como objetivo justificar la necesidad de modificar la matriz eléctrica de la Facultad de Ingeniería Mecánica en el marco de la transición energética hacia fuentes renovables.

Debido a la naturaleza de las variables estudiadas, la investigación adoptó un enfoque cuantitativo, lo que permitió analizar la relación entre ellas. Se empleó un diseño experimental que posibilitó la manipulación de los parámetros electromecánicos de los principales componentes de la planta (módulos, inversores, cableado, sistemas de protección, monitoreo y control), así como otros elementos propios del diseño.

Asimismo, se verificó la disponibilidad de los recursos necesarios para la implementación de una planta solar fotovoltaica (PSFV) en la facultad, considerando la compatibilidad de su infraestructura con los requerimientos de instalación, lo que evidencia la necesidad urgente de desarrollar políticas de eficiencia energética en las que el uso de sistemas automatizados inteligentes desempeñe un papel determinante.

Finalmente, se hace un estudio Económico Financiero que demuestra la viabilidad del proyecto en escenarios diversos como incentivos fiscales, financiamiento externo y uso de baterías.

Palabras claves: Energía Solar Fotovoltaica, Matriz Energética, HSP, Celdas solares

ABSTRACT

The growing role of renewable energy sources, particularly solar photovoltaics, has made their development a fundamental aspect for the energy future of our civilization. This work aims to justify the need to modify the electrical grid of the Faculty of Mechanical Engineering within the framework of the energy transition toward renewable sources.

Due to the nature of the variables studied, the research adopted a quantitative approach, which allowed for the analysis of the relationship between them. An experimental design was used that enabled the manipulation of the electromechanical parameters of the plant's main components (modules, inverters, wiring, protection, monitoring, and control systems), as well as other design elements.

Likewise, the availability of the necessary resources for the implementation of a solar photovoltaic plant (PSFV) at the faculty was verified, considering the compatibility of its infrastructure with the installation requirements. This highlights the urgent need to develop energy efficiency policies in which the use of intelligent automated systems plays a decisive role. Finally, an economic and financial study is conducted to demonstrate the project's viability under various scenarios, including tax incentives, external financing, and battery use.

Keywords: Photovoltaic solar energy, Energy matrix, Peak solar time, Solar cells

INDICE

RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
CAPÍTULO I : Generalidades.....	1
1.1 Antecedentes de la investigación	4
1.1.1 Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES).....	4
1.1.2. Antecedentes de Políticas Energéticas Nacionales	5
1.1.3 Antecedentes Internacionales de plantas Fotovoltaicas	7
1.1.4 Matriz Energética 2022	7
1.1.5 Proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional.....	9
1.1.5.1 Centrales Solares Fotovoltaicas (CSF)	9
1.1.5.2 Centrales Eólicas (CE).....	10
1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio.....	12
1.3 Formulación del problema	13
1.3.1 Problema Principal	13
1.3.2 Problemas secundarios.....	14
1.4 Justificación e importancia	15
1.5 Objetivo del estudio.....	16
1.5.1 Objetivo General	16
1.5.2 Objetivos Específicos	16
1.6 Hipótesis	17
1.6.1 Hipótesis General.....	17
1.6.2 Hipótesis Específicas	17
1.7 Variables y Operacionalización de variables	18
1.7.1 Operacionalización de Variables	18

1.8	Metodología de la Investigación	19
1.8.1	Unidades de Análisis.....	19
1.8.2	Tipo, Enfoque y Nivel de la Investigación	19
1.8.3	Diseño de la Investigación	20
1.8.4	Fuentes de información.....	20
1.8.5	Población y Muestra.....	22
1.8.6	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos	22
1.8.7	Análisis y procesamiento de datos	23
	CAPITULO II: Marco Teórico y Marco Conceptual	24
2.1	Bases Teóricas	24
2.1.1	Energía Solar	24
2.1.2	Espectro electromagnético	26
2.1.3	Geometría Solar	28
2.1.3.1	Coordenadas celestes horarias.....	30
2.1.3.2	Analema.....	32
2.1.3.3	Diagrama de trayectoria solar	33
2.1.4	Tipos de radiación solar	34
2.1.4.1	Radiación Global (H).....	34
2.1.4.2	La Irradiación en la superficie de la tierra es la Irradiancia (GHI ó GTI)....	36
2.1.4.3	Radiación Directa.....	36
2.1.4.4	Radiación Difusa	37
2.1.4.5	Radiación Reflejada (Albedo).....	37
2.1.5	Efecto Fotoeléctrico.....	39
2.1.6	Tecnología Solar Fotovoltaica	40
2.1.6.1	Celda fotovoltaica.....	40
2.1.6.2	Funcionamiento de una celda FV	42

2.1.6.3	Clasificación por tipo de celdas	43
2.1.6.4	Otros tipos de celdas	44
2.1.7	Energías renovables en el mundo	50
2.1.7.1	Acuerdos internacionales más relevantes	50
2.1.7.2	Mecanismos de promoción de las Energía Renovables	51
2.2	Marco Conceptual	54
2.2.1	Irradiancia Solar (G)	54
2.2.2	Irradiación Solar (H)	54
2.2.3	Hora Solar Pico (HSP).....	54
2.2.4	Celda.....	55
2.2.5	Módulo	55
2.2.6	Cadena (STRING).....	55
2.2.7	Generador Fotovoltaico.....	55
2.2.8	Costo Nivelado de Energía (LCOE).....	56
2.2.9	Límite de Shockley-Queisser.....	56
2.2.10	Banda Prohibida (BANDGAP).....	56
2.2.11	Espectro de absorción de la radiación	57
2.2.12	Rendimiento específico anual (Yr).....	58
2.2.13	Sistema fotovoltaico	59
2.2.14	Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.....	59
2.2.14.1	Aislados de la Red (Off-Grid)	59
2.2.14.2	Conectado a la Red (On-Grid).....	60
2.2.15	Clasificación por mecanismo de intercambio de energía	61
2.2.15.1	Autoconsumo sin inyección.....	61
2.2.15.2	Autoconsumo con Net-metering.....	61
2.2.15.3	Autoconsumo con Facturación Neta (Net-billing).....	61

2.2.16 Clasificación por capacidad	62
2.2.16.1 Residencial	62
2.2.16.2 Comercial e Industrial (C&I) tamaño medio	62
2.2.16.3 Gran tamaño (Utility)	62
2.2.17 TIER ONE (Tier 1 Bloomberg New Energy Finance)	62
2.2.18 Tipos de conexionado	63
2.2.18.1 Serie (String).....	63
2.2.18.2 Conexión en paralelo	64
2.2.19 Degradación Inducida por Luz (LID)	64
2.2.20 Parámetros de Operación.....	65
2.2.20.1 Tensión de circuito abierto (V_{oc})	65
2.2.20.2 Corriente de cortocircuito (I_{sc}).....	65
2.2.20.3 Punto de máxima potencia (Maximum Power Point: MPP).....	65
2.2.20.4 Factor de forma (Fill Form: FF)	65
2.2.20.5 Eficiencia.....	66
2.2.21 Condiciones estándar de medida (STC).....	66
2.2.22 Relación de cobertura de suelo (GC).....	66
2.2.23 Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT)	67
2.2.24 Banco de condensadores	67
2.2.25 Curvas características	67
2.2.26 Parámetros que afectan la operación de un módulo.....	68
2.2.26.1 Irradiancia (W/m^2).....	68
2.2.26.2 Temperatura ($^{\circ}C$)	69
2.2.27 Matriz energética.....	69
2.2.28 Efecto sombra	70
2.2.29 Inversor Solar	71

2.2.29.1 Inversor Multistring (de cadena).....	72
2.2.29.2 Inversor Central.....	72
2.2.30 Recorte de Potencia (CLIPPING)	73
2.2.31 Data Logger (Monitoreo).....	74
2.2.32 Smart Meter.....	75
2.2.33 Rendimiento energético	76
2.2.34 Pérdidas en el sistema.....	76
2.2.35 Potencia AC Estimada.....	78
2.2.36 Variación de potencia	78
2.2.37 Performance Ratio (PR)	78
2.3 Influencia de parámetros característicos en el sistema SF:	80
2.3.1 Temperatura de la celda.....	80
2.3.2 Irradiancia	80
2.3.3 Energía final que pueda entregar el sistema en Wh	81
2.3.4 Costo de la Energía perdida debido a diferentes PR (C_{ppr} en USD).....	81
CAPITULO III: Diseño y dimensionado de la planta.....	82
3.1 Ubicación de la Universidad Nacional de Ingeniería.....	82
3.2 Potencial FV en Av. Túpac Amaru 210 Rímac (UNI)	85
3.3 Radiación en la Facultad de Ingeniería Mecánica	85
3.4 Consumo Anual De Energía-Suministro 1696820 (2019-2023)	86
3.5 Cálculo Preliminares	88
3.6 Dimensionamiento de los componentes de la PSFV	92
3.6.1 Diagrama de bloques en formato diagrama de flujo	92
3.6.2 Selección de los módulos fotovoltaicos	94
3.6.3 Selección de los Inversores.....	96
3.6.4 Número de cadenas de paneles solares (strings).....	99

3.6.5 Cálculo del número de strings	99
3.6.6 Selección de estructuras	100
3.6.6.1 Estructuras Elevadas para 14 Paneles.....	100
3.6.6.2 Diseño de la estructura	101
3.6.6.3 Estructura elevada para 6 paneles.....	101
3.6.6.4 Diseño de la estructura	101
3.6.6.5 Material y perfil recomendado para ambos tipos de estructura.....	102
3.6.6.6 Costo aproximado	102
3.6.6.7 Cantidad de estructuras necesarias	102
3.6.7 Tipo de cimentación en techo.....	103
3.6.7.1 Anclaje mecánico	103
3.6.7.2 Lastre (sin perforaciones).....	104
3.7 Análisis Económico Financiero.....	104
3.7.1 Parámetros Financieros	105
3.7.1.1 Flujo de Caja.....	105
3.7.1.2 Costos de Inversión Inicial (CAPEX)	106
3.7.1.3 Estimación de Ingresos Anuales	106
3.7.1.4 Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)	107
3.7.1.5 Flujo de Caja Proyectado (USD)	107
3.7.1.6 Valor Presente Neto.....	108
3.7.1.7 Análisis de Sensibilidad.....	108
3.7.1.8 Conclusión	109
3.8 Análisis Financiero	109
3.8.1 Supuestos del Proyecto.....	109
3.8.2 Flujo de caja de implementación de la planta	110
3.8.3 Flujo de Caja Operativo.....	111

3.8.4	Indicadores Financieros	112
3.8.4.1	Valor Actual Neto (VAN).....	112
3.8.4.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	112
3.8.4.3	Retorno de Inversión (ROI)	113
3.8.4.4	Período de Recuperación de la Inversión (Payback).....	113
3.8.4.5	Análisis de Sensibilidad.....	113
3.9	Análisis Financiero incorporando Financiamiento e Incentivos Fiscales.	114
3.9.1	Incentivos Fiscales Considerados	115
3.9.2	Indicadores Financieros con Financiamiento e Incentivos Fiscales	116
3.9.3	Análisis de Sensibilidad	117
3.10	Levelized Cost of Energy (LCOE).....	118
3.10.1	Energía Generada con Degradación	119
3.10.2	Cálculo del LCOE	120
3.10.3	Análisis de Sensibilidad del LCOE	121
3.10.4	Impacto del LCOE con Almacenamiento en Baterías	122
3.10.4.1	Supuestos del Proyecto con Baterías.....	122
3.10.4.2	Costos de Inversión y Operación con Baterías.....	123
3.10.4.3	Costo de Reemplazo de Baterías.....	123
3.10.4.4	Energía útil por degradación	124
3.10.4.5	Impacto en la Rentabilidad	126
3.10.5	Análisis Ambiental	127
Capítulo IV: Análisis y discusión de resultados		130
4.1	Evaluación técnica del diseño	130
4.2	Resultados energéticos	131
4.3	Evaluación económica financiera	131
4.4	Reducción de emisiones	133

4.5 Comparación con experiencias previas 134

4.6 Limitaciones del estudio 134

CONCLUSIONES 136

RECOMENDACIONES 138

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 140

ANEXOS 143

INDICE TABLA

Tabla 1	Objetivos de Política Energética de Largo Plazo (PE-LP) y Atributos	5
Tabla 2	Operacionalización de variables	18
Tabla 3	Valores típicos del coeficiente de ALBEDO	38
Tabla 4	Radiación FIM con Factor de Energía.....	85
Tabla 5	Consumo y facturación año 2023.....	86
Tabla 6	Consumo y facturación año 2022.....	86
Tabla 7	Consumo y facturación año 2021.....	87
Tabla 8	Consumo y facturación año 2020.....	87
Tabla 9	Consumo y facturación año 2019.....	88
Tabla 10	Modelos de Paneles solares	95
Tabla 11	Costos de Inversión CAPEX	106
Tabla 12	Flujo de Caja Proyectado.....	107
Tabla 13	Escenarios variando Tarifa de Energía e Inversión Inicial:	108
Tabla 14	Flujo de caja de implementación de la planta	110
Tabla 15	Flujo Neto y Flujo Neto Descontado.....	111
Tabla 16	Análisis de sensibilidad en 3 escenarios variando tarifa de energía y CAPEX ...	113
Tabla 17	Flujo de Caja Operativo con Financiamiento e Incentivos Fiscales	115
Tabla 18	Con Financiamiento e Incentivos	117
Tabla 19	Generación con degradación anual	119
Tabla 20	Sensibilidad del LCOE con variación de CAPEX y Tasa de descuento.....	121
Tabla 21	Análisis de sensibilidad con baterías.....	126

INDICE FIGURAS

Figura 1	Consumo total primario de energía por continente.....	1
Figura 2	Consumo final de energía eléctrica por su origen en EJ	2
Figura 3	Distribución de la Demanda por tipo de Energético PBI Base 2009	3
Figura 4	Distribución de la Demanda por tipo de Energético al 2040	4
Figura 5	Energía producida y potencia máxima en el SEIN durante el 2022.....	7
Figura 6	Potencia Instalada solar y eólica para el Mercado Eléctrico.....	8
Figura 7	Proyecciones a corto plazo de proyectos licitados	10
Figura 8	Potencia a ingresar al SEIN por tipo de Tecnología	11
Figura 9	Potencia a ingresar por zonas geográficas	11
Figura 10	Espectro electromagnético	26
Figura 11	Distribución espectral de la radiación solar incidente	27
Figura 12	Energía de un fotón para el Silicio	27
Figura 13	Posición de la tierra alrededor del sol durante el año.....	29
Figura 14	Posición correcta de los paneles en cada hemisferio.....	29
Figura 15	Simulación del efecto de sombras con herramientas	30
Figura 16	Altura y Azimut Solar	31
Figura 17	Equinoccios (21 marzo, setiembre).....	31
Figura 18	Solsticios (21 de junio, diciembre).....	32
Figura 19	Analema	32
Figura 20	Diagramas de trayectoria solar	33
Figura 21	Radiación Solar Global	35
Figura 22	Solarímetro Digital	35

Figura 23	Componentes de la Radiación	36
Figura 24	Pirheliómetro de 1°CLASE.....	36
Figura 25	Piranómetro	37
Figura 26	Albedómetro	38
Figura 27	Esquema del Efecto Fotoeléctrico.....	39
Figura 28	Oblea de Silicio.....	41
Figura 29	Proceso de obtención de celdas solares.....	41
Figura 30	Tipos de dopado del silicio.....	42
Figura 31	Efecto Fotovoltaico	43
Figura 32	Monocristalino Policristalino.....	44
Figura 33	Celda completa (Full cell) Celda partida (Half cell).....	45
Figura 34	Celdas Tipo P	46
Figura 35	Celda Tipo N.....	47
Figura 36	Celdas PERC	47
Figura 37	Heterojunction Cell	48
Figura 38	Esquema Multijunction.....	49
Figura 39	Interdigitated Back Contact.....	49
Figura 40	Diagrama de celda Multibusbar	50
Figura 41	Feed in Tariff	52
Figura 42	Proyectos RER Adjudicados según fecha de subasta.....	53
Figura 43	Estructura de la Prima RER.....	53
Figura 44	Irradiancia vs Tiempo.....	54
Figura 45	Generador Fotovoltaico	55
Figura 46	Límite de Shockley-Queisser para tecnologías de células FV.....	56

Figura 47	Banda Prohibida (BANDGAP).....	57
Figura 48	Espectro de absorción de la radiación	57
Figura 49	Rendimiento Específico Anual (Yr) en el mundo	58
Figura 50	Esquema de Sistema Fotovoltaico.....	59
Figura 51	S. Autónomo vs S. Conectado a red	60
Figura 52	Inyección de energía FV	61
Figura 53	Conexión en serie (Tradicional)	63
Figura 54	Conexión serie “anca de rana”	64
Figura 55	Conexión en paralelo	64
Figura 56	Cálculo del Factor de Forma.....	66
Figura 57	Curvas I-V.....	68
Figura 58	Potencia vs Voltaje	68
Figura 59	Temperatura vs Potencia	69
Figura 60	Evolución de la Matriz Energética Perú.....	70
Figura 61	Cámara Térmica: Efecto Sombra en panel FV.....	71
Figura 62	Inversor Solar de conexión a Red	72
Figura 63	Inversor Central vs Inversor Multistring.....	73
Figura 64	Clipping.....	73
Figura 65	Energía perdida	74
Figura 66	Data Logger externo	75
Figura 67	Smart Meter	76
Figura 68	Pérdidas en el sistema FV	77
Figura 69	Performance Ratio (%)	79
Figura 70	Gráfico I -V según Temperatura de la celda.....	80

Figura 71	Gráfico I -V según Irradiancia en el plano de la celda	81
Figura 72	Universidad Nacional de Ingeniería	82
Figura 73	Facultad de Ingeniería Mecánica	83
Figura 74	Plano sector A2 de la FIM.....	84
Figura 75	Detalle de Ubicación propuesta de la PSFV	84
Figura 76	Coordenadas de la ubicación:.....	85
Figura 77	Diagrama de flujo del dimensionamiento de la PSFV.....	93

Introducción

En la actualidad, al abordar el tema de la **matriz energética**, es imprescindible considerar su composición y su impacto en la conservación de los ecosistemas para las futuras generaciones. En este contexto, el presente estudio propone la modificación de la matriz energética de la Facultad de Ingeniería Mecánica (FIM) mediante el diseño y la posterior implementación de una planta solar fotovoltaica conectada a la red. Esta propuesta busca mejorar y diversificar la matriz energética durante los próximos 25 años, incrementando la confiabilidad del sistema y reduciendo significativamente la dependencia de los combustibles fósiles en el proceso de transición hacia fuentes renovables.

Para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, se ha considerado el recurso solar disponible en las coordenadas correspondientes al emplazamiento propuesto. A partir de esta información, junto con los requerimientos de consumo, se determinarán las especificaciones de cada uno de los componentes del sistema. Se emplearán tecnologías avanzadas que aseguren la eficiencia y el óptimo desempeño de las celdas solares, inversores y demás elementos del sistema.

Asimismo, los emplazamientos del campo solar han sido seleccionados en concordancia con el **Plan Director vigente de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI)**, garantizando que su ubicación no interfiera con zonas de intervención ya designadas para otros fines.

El presente trabajo se ha desarrollado en 4 capítulos según se detalla a continuación:

El CAPÍTULO I, identifica, describe y formula el problema, planteando los objetivos que se deben conseguir para justificar la importancia que tiene. Plantea las hipótesis asumidas, la operacionalización de las variables y la metodología de investigación.

CAPÍTULO II, establece el Marco Teórico y Conceptual presentando las bases teóricas que sustentan el presente trabajo y luego se definen cada uno de los términos y conceptos que se emplean en su desarrollo.

CAPÍTULO III, desarrolla paso a paso el diseño y luego el dimensionamiento de cada uno de los componentes de la PSFV teniendo en cuenta las variables que definen el problema y los objetivos específicos planteados. En la parte final se hace un estudio económico financiero que en diversos escenarios demuestre la viabilidad del proyecto.

CAPÍTULO IV, Se hace un análisis de los resultados obtenidos teniendo en cuenta los objetivos del proyecto, además se presentan las conclusiones y recomendaciones que se sustentan en el desarrollo de la investigación.

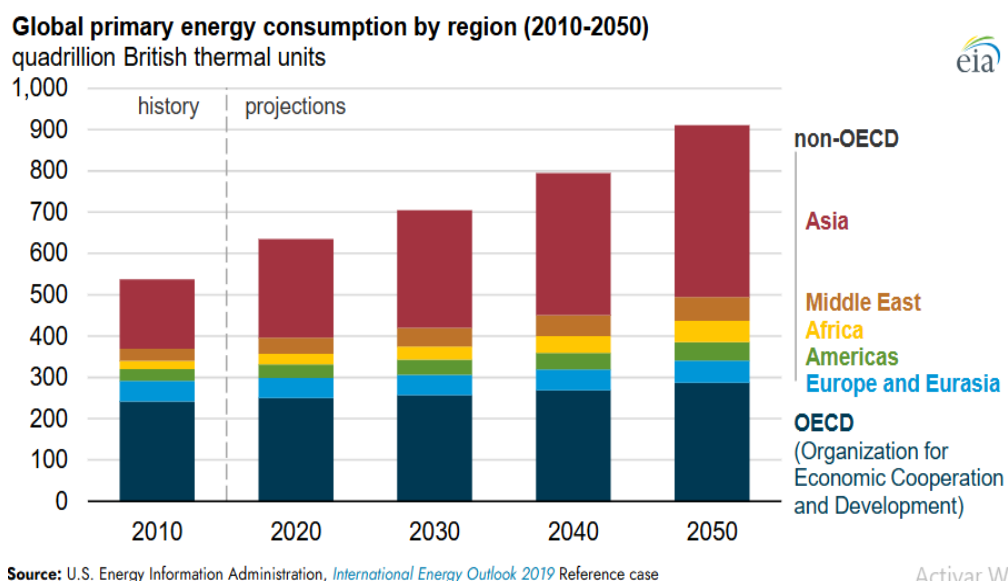
CAPÍTULO I

Generalidades

Las proyecciones de consumo energético a nivel mundial indican que, hacia el año 2050, Asia será el mayor consumidor de energía en términos absolutos. En contraste, en Norteamérica y Europa la tendencia es el estancamiento en el crecimiento al evidenciar un menor incremento respecto de otras regiones.

Figura 1

Consumo total primario de energía por continente



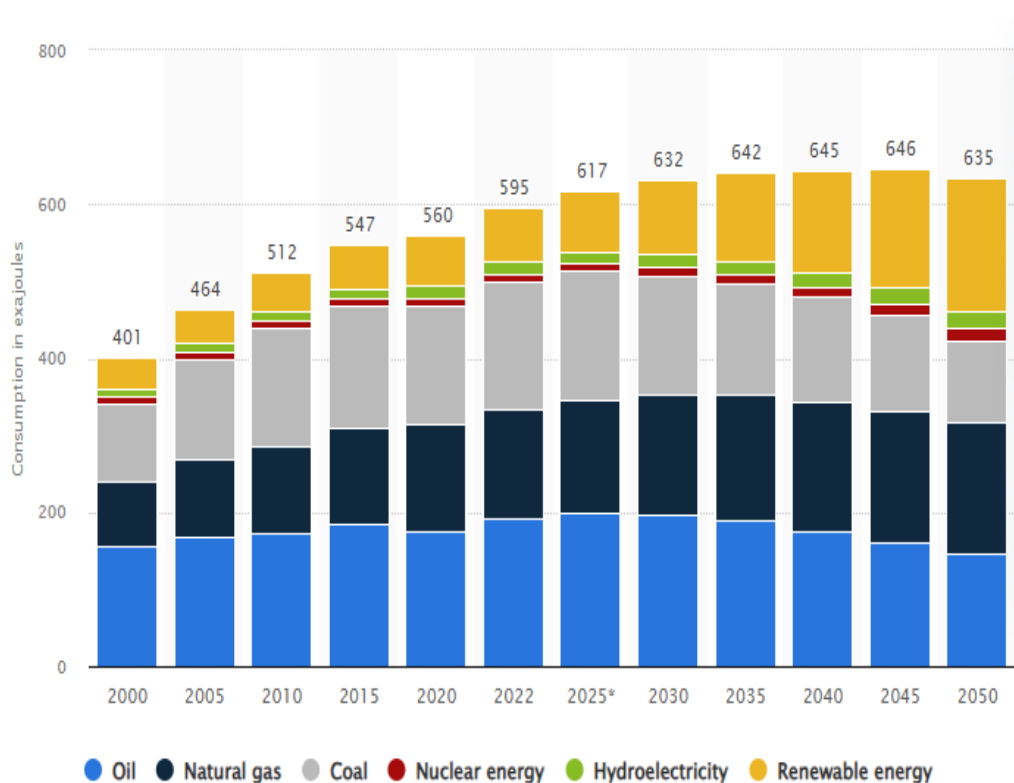
Fuente: U.S. Energy Information Administration.

El futuro energético prevé que la generación eléctrica mundial aumentará alrededor de 60 000 TWh para el 2050.

Teniendo en cuenta el origen de la energía eléctrica de consumo final se observa la siguiente proyección:

Figura 2

Consumo final de energía eléctrica por su origen en EJ



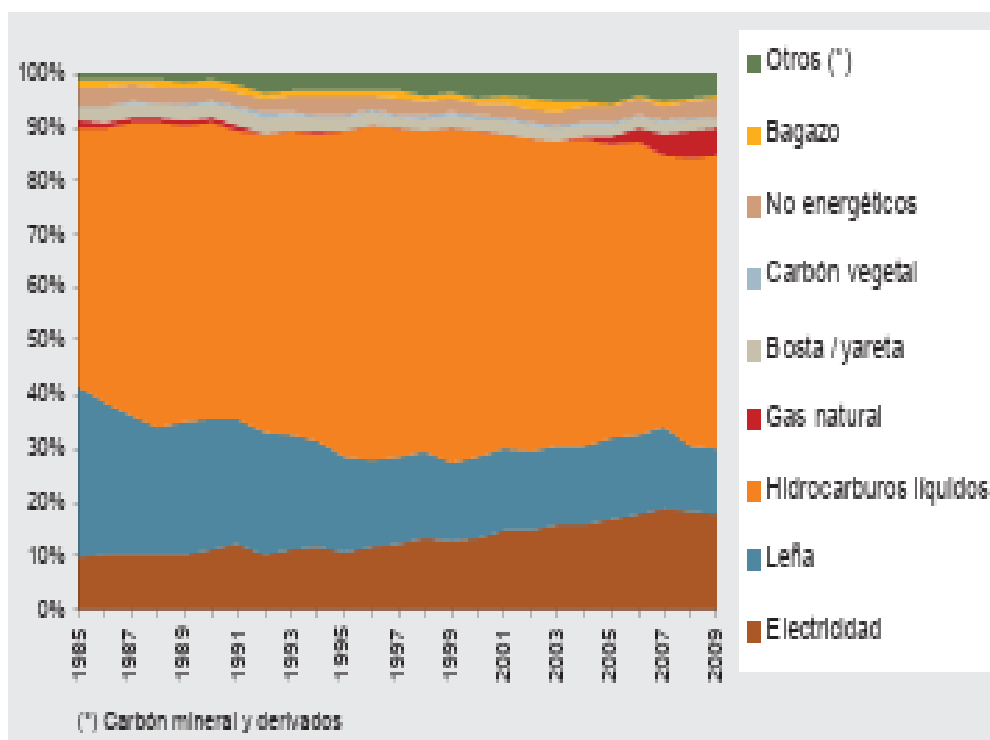
Fuente: [statista.com/statistics/222066](https://www.statista.com/statistics/222066)

Lo que nos muestra una ligera tendencia decreciente en el uso de petróleo, un incremento importante del gas natural, una ligera disminución en del carbón y un aumento importante en el uso de energías renovables e hidroenergía.

Tomando como base el PBI del 2009, la siguiente distribución indica cómo se divide la demanda energética total en diferentes tipos energéticos en relación a la producción económica en nuestro país.

Figura 3

Distribución de la Demanda por tipo de Energético PBI Base 2009



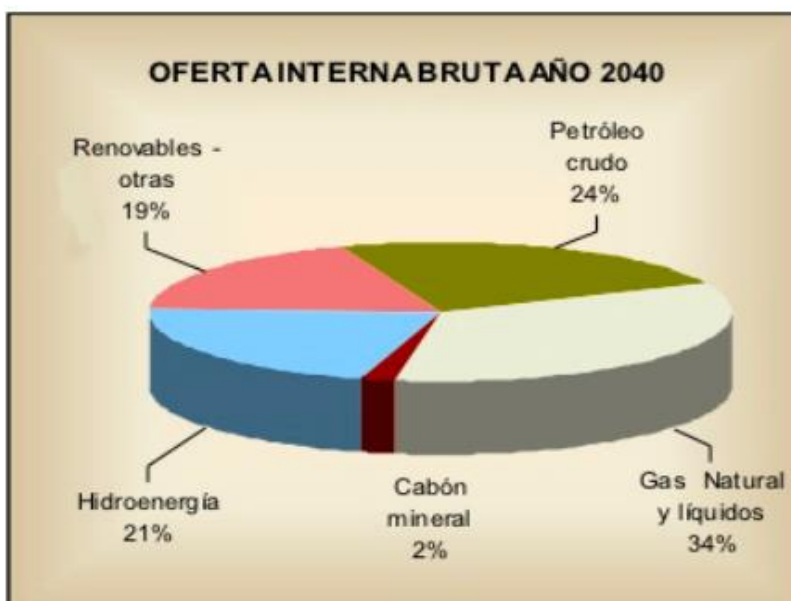
Fuente: COES. Elaboración: SIE-OSINERGMIN

Hasta la década pasada la demanda era mayoritariamente de hidrocarburos líquidos e hidroelectricidad además de fuentes vegetales.

La Política Energética Nacional para el 2040 busca una transición hacia una matriz más sostenible, con el objetivo central de alcanzar un 50% de energías renovables. En el horizonte de 2040, el uso de petróleo crudo se deberá reducir a la mitad, el uso de RER crecerá en 50%, el uso del carbón mineral se reducirá a la mitad mientras que el gas natural seguirá su crecimiento en 25% como se muestra en la figura 4.

Figura 4

Distribución de la Demanda por tipo de Energético al 2040



Fuente: COES. Elaboración: SIE-OSINERGMIN

1.1 Antecedentes de la investigación

1.1.1 Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES)

Forma parte del debate de la política energética de largo plazo donde se incide en el carácter sostenible que deben ser consustanciales a ellas.

Tabla 1*Objetivos de Política Energética de Largo Plazo (PE-LP) y Atributos*

Objetivos	Objetivos a medir para la evaluación de planes
1.Diversificación	Índice de concentración Herfindahl
2.Competitividad	Costo medio de LP la energía (US\$/TJ)
3.Acceso universal	Cobertura residencial de gas natural (%)
4.Eficiencia	Valor presente de costos: opex - capex
5.Autosuficiencia	Balanza comercial (TJ). 100% - % importaciones respecto a oferta de energía
6.Minimizar impacto ambiental	Emisiones de GEI- % RER
7.Desarrollar la industria del gas natural	Consumo nacional de gas natural
8.Fortalecer la institucionalidad del sector energético	No cuantificable por atributo
9.Integración regional y seguridad	Suma de importaciones y exportaciones regionales

Fuente: Elaborado por Dr. Jaime E Luyo, 2012 NUMES para el Perú al 2028

1.1.2. Antecedentes de Políticas Energéticas Nacionales

- En 1992, el coeficiente de electrificación nacional alcanzaba el 43%, mientras que en las zonas rurales solo llegaba al 12%.
- En 1993, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) creó la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP) como un ente temporal y autónomo, cuyo objetivo era ampliar la

cobertura eléctrica en áreas rurales y zonas aisladas con una intervención mínima del Estado.

- Durante la década de 1990, en zonas aisladas se promovió el desarrollo de minirredes con pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), energía eólica en valles cercanos al litoral costero y sistemas fotovoltaicos individuales (SFVs).
- Entre 1986 y 1996, gracias a la cooperación técnica alemana (GTZ), se instalaron 500 SFVs en la región Puno.
- Entre 1993 y 2005, se ejecutaron 623 proyectos, beneficiando a más de 5.4 millones de habitantes con una inversión total de 643 millones de dólares.
- Entre 1995 y 2000, la DEP-MEM instaló 1,500 SFVs en siete departamentos de la sierra y selva, en colaboración con empresas privadas y universidades.
- Como resultado, el coeficiente de electrificación nacional aumentó en 36 puntos porcentuales, alcanzando el 76% al final de ese período, mientras que el coeficiente de electrificación rural creció en 20 puntos porcentuales, llegando al 32%.
- El CER-UNI instaló 421 sistemas fotovoltaicos domiciliarios (SFDs) en diversas islas del lago Titicaca, contribuyendo a la electrificación de estas comunidades.
- En las instalaciones del CER-UNI en la facultad de Ingeniería Mecánica se desarrollan experiencias piloto en laboratorios tanto para alumnos de pregrado como capacitaciones para público externo.
- La Universidad Nacional Agraria de la Molina ha instalado un sistema FV de 35 kW.
- La Pontificia Universidad Católica del Perú implementó una planta piloto para fines académicos y de investigación.
- La Universidad San Agustín de Arequipa posee una planta solar en su campus como parte de un proyecto de innovación.

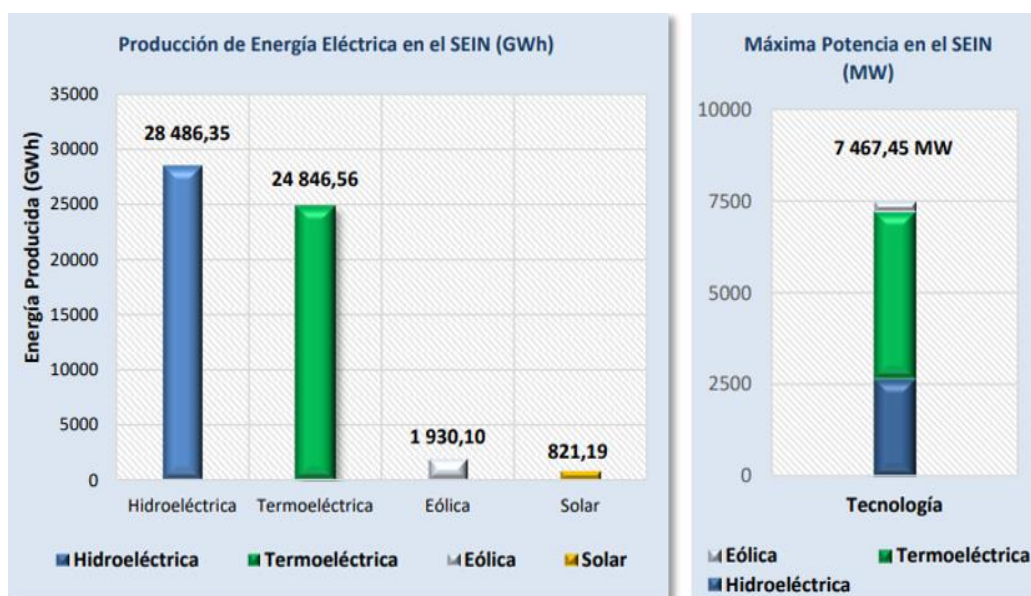
1.1.3 Antecedentes Internacionales de plantas Fotovoltaicas

- Universidad de Stanford (EE.UU.) planta solar de 67 MW instalada en su campus.
- Universidad de Arizona en su campus con más de 25 MW instalados.
- El Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) cuenta con sistemas híbridos para investigaciones y ahorro energético con una capacidad de 80,3 MW.
- La Universidad de Chile posee una planta FV con 390 kW de capacidad, conectada a red para autoconsumo.
- Planta Solar Comunitaria del Condado de Sonoma en California, con una potencia instalada de 80 kW conectada a red para autoconsumo comunitario aprovecha incentivos estatales para energías renovables.
- Instalación FV en escuela primaria de Ontario-Canadá de 50 kW de potencia instalada, promueve la educación ambiental con el apoyo del gobierno provincial.

1.1.4 Matriz Energética 2022

Figura 5

Energía producida y potencia máxima en el SEIN durante el 2022

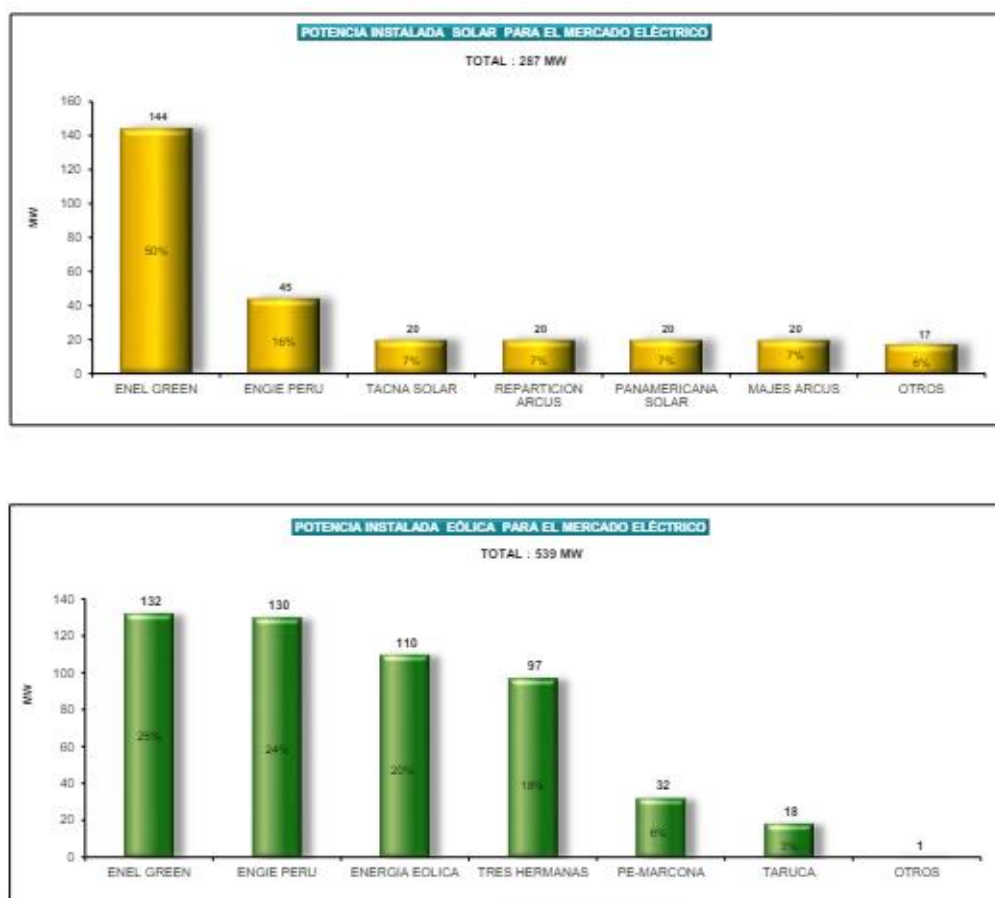


Fuente: COES. Elaboración: SIE-OSINERGMIN

En el SEIN la mayor cantidad de energía producida corresponde en primer lugar a las hidroeléctricas y luego las termoeléctricas, mientras que las RER resultan marginales aún. En cuanto a máxima potencia son las termoeléctricas las que garantizan máxima potencia seguidas de las hidroeléctricas.

Figura 6

Potencia Instalada solar y eólica para el Mercado Eléctrico



Fuente: Anuario estadístico de electricidad 2022 MINEM

Como se puede observar en cuanto a potencia instalada aunque no compiten aún con las termoeléctricas e hidroeléctricas, son las centrales eólicas las que poseen mayor potencia instalada frente a las solares fotovoltaicas.

1.1.5 Proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional

En la actualidad los proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional con Estudios de Pre Operatividad (EPO) aprobados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) ingresarán una potencia de 11 713,1 MW hasta fines del 2028, desagregándose por tecnología utilizada de la siguiente manera:

1.1.5.1 Centrales Solares Fotovoltaicas (CSF)

La potencia a instalar en Centrales Solares Fotovoltaicas será 5 257 MW que corresponden a 29 EPO aprobados de los cuáles hasta diciembre del 2022, han sido concesionados 7 (siete) con una potencia instalada de 1 462,3 MW que representa el 27,8% de la potencia de los EPO aprobados (fuente COES-SIE-OSINERGMIN) cuyo detalle es el siguiente:

- Continua Pichu Pichu (CSF continua Pichu Pichu S.A.C.): 60 MW
- Continua Chacahani (CSF continua Chacahani S.A.C.): 100 MW
- Continua Misti (CSF continua Misti S.A.C.): 300 MW
- Clemesí (Enel Green Power S.A.): 114,9 MW
- San Martín (Joya Solar S.A.C.): 252,4 MW
- Illa (Energía Renovable La Joya S.A.): 385 MW
- Solimana (CELEPSA): 250 MW

Plantas solares FV Utility en funcionamiento:

- Majes: 20 MW
- Tacna Solar: 20 MW
- Intipampa: 40 MW

- Repartición: 20 MW
- Moquegua FV: 16 MW
- Panamericana: 20 MW

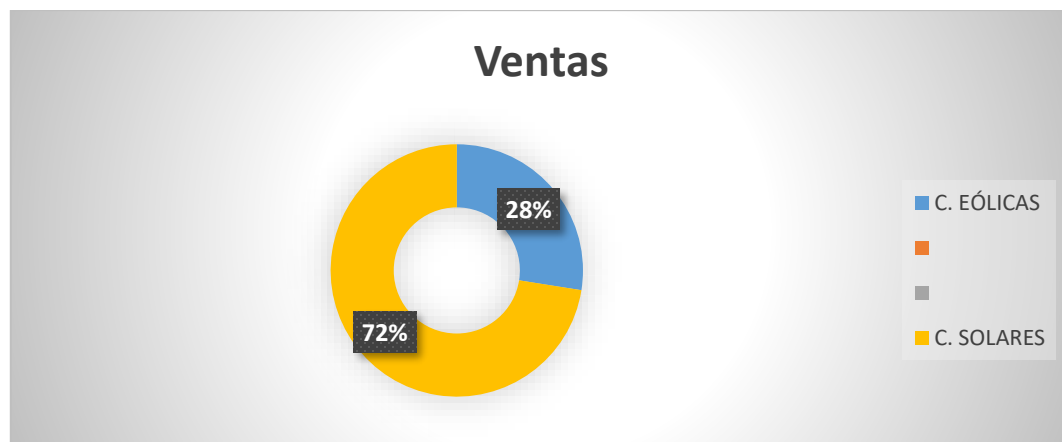
1.1.5.2 Centrales Eólicas (CE)

Potencia a instalar hasta el 2028 en Centrales Eólicas (CE): 6 455,6 MW correspondiente a 28 EPO aprobados de los cuales se ha concesionado 4 (cuatro) hasta diciembre del 2022 que hacen un total de 723,3 MW de potencia instalada que representa el 11.2% de la potencia de los EPO aprobados (fuente COES-SIE-OSINERGMIN) cuyo detalle es el siguiente:

- Punta Lomitas (Engie Energía Perú S.A.): 260 MW
- Actualización San Juan (Energía Renovable del Sur): 135,7 MW
- Wayra Extensión (Enel Green Power Perú S.A.): 108 MW
- Caravelí (Ibereólica Caravelí S.A.C.): 219,6 MW

Figura 7

Proyecciones a corto plazo de proyectos licitados



Fuente: COES Elaboración: SIE-OSINERGMIN

Figura 8

Potencia a ingresar al SEIN por tipo de Tecnología



Fuente: COES Elaboración: SIE-OSINERGMIN

Figura 9

Potencia a ingresar por zonas geográficas



Fuente: COES Elaboración: SIE-OSINERGMIN

1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio

Uno de los principales problemas radica en la estructura de la actual matriz energética, la cual sigue dependiendo mayoritariamente de combustibles fósiles, a pesar del alto potencial solar disponible en las coordenadas de la Facultad de Ingeniería Mecánica (FIM).

Adicionalmente, se ha constatado la ausencia de un plan de mantenimiento adecuado para los componentes del sistema eléctrico, incluyendo equipos, conductores y sistemas de protección. Esta deficiencia ha llevado a que algunos de estos elementos hayan superado ampliamente su ciclo de vida útil, lo que representa un riesgo potencial para la continuidad del suministro eléctrico.

Por otra parte, no se realiza un monitoreo en tiempo real del consumo y la calidad de la energía en la subestación 1, que abastece a la facultad. Además, la universidad no utiliza la potencia máxima contratada, como se evidenció en la Auditoría Eléctrica 2019 realizada por el CER, lo que genera un desperdicio de recursos económicos y de infraestructura.

Finalmente, persisten ineficiencias en los hábitos de consumo energético, especialmente durante el día, cuando el uso de luminarias de tecnología obsoleta es innecesario. Estas luminarias deben ser reemplazadas por sistemas de iluminación eficiente con certificación energética, lo que contribuiría a la reducción del consumo eléctrico y a una mayor sostenibilidad en la gestión de la energía en la facultad.

1.3 Formulación del problema

Actualmente, la transición energética hacia fuentes renovables se ha convertido estratégicamente en una necesidad para la sostenibilidad del suministro y la reducción del impacto ambiental. En este contexto, las universidades, como centro de innovación y formación deben integrar soluciones energéticas sostenibles en su infraestructura.

La Facultad de Ingeniería Mecánica depende en gran medida del suministro eléctrico convencional, lo que genera costos energéticos significativos y la correspondiente huella de carbono. Sin embargo, el potencial de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica en la institución no ha sido evaluado ni implementado de manera óptima. La falta de un diseño técnico eficiente para una planta solar fotovoltaica (PSFV) conectada a la red que se adapte a las necesidades energéticas de la facultad representa una oportunidad de mejora en términos de eficiencia energética, sostenibilidad y reducción de costos operativos.

El problema radica en la ausencia de un estudio técnico y de viabilidad que permita diseñar una PSFV adecuada a las condiciones específicas de la FIM. Es necesario determinar la factibilidad técnica, económica y ambiental de la implementación de un sistema fotovoltaico que optimice el consumo energético y reduzca la dependencia de fuentes convencionales.

1.3.1 Problema Principal

El diseño óptimo de una PSFV en la FIM estableciendo un dimensionamiento adecuado, evaluando factores técnicos y ambientales para su implementación eficiente fundamentando su viabilidad económica y financiera.

1.3.2 Problemas secundarios

- Análisis del recurso solar disponible
 - ¿Cuál es el potencial de irradiación solar en la ubicación de la FIM?
 - ¿Cuál es la variación de la radiación solar en el año y cómo afecta la generación de energía?
- Selección y dimensionamiento de los componentes del sistema
 - ¿Qué tecnología de paneles fotovoltaicos es la más adecuada?
 - ¿Cuál es la capacidad óptima del sistema fotovoltaico en función de la demanda de la facultad?
 - ¿Qué tipo de inversores y reguladores son los más eficientes para la conversión y gestión de la energía?
- Integración del sistema con la red eléctrica existente
 - ¿Cuáles son los desafíos técnicos para la conexión de la PSFV con la subestación de la facultad?
 - ¿Conviene el almacenamiento en baterías o el sistema funcionará en un esquema de autoconsumo con inyección a/de la red?
 - ¿Cómo se puede garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico al implementar la planta solar?
- Análisis económico y financiero
 - ¿Cuál es el costo estimado de la implementación del sistema fotovoltaico?
 - ¿Cuál es el periodo de retorno de la inversión (ROI) y la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto?
 - ¿Cuáles son las fuentes de financiamientos para su implementación?

- Impacto ambiental y sostenibilidad
 - ¿En qué medida la PSFV contribuirá a la reducción de emisiones de CO₂
 - ¿Cuáles son los posibles impactos ambientales durante la instalación y operación del sistema?
 - ¿Cómo se puede optimizar la gestión de residuos de los componentes FV al final de su vida útil?
- Mantenimiento y vida útil del sistema
 - ¿Cuáles son las estrategias más adecuadas de mantenimiento para garantizar la eficiencia del sistema a largo plazo?
 - ¿Qué mecanismos de monitoreo y control deben implementarse para maximizar la producción energética?
- Normativas y regulaciones aplicables
 - ¿Qué normativas nacionales e internacionales deben cumplirse en la instalación de la planta?
 - ¿Qué permisos o trámites se requieren para la interconexión con la red eléctrica de la UNI

1.4 Justificación e importancia

Se busca fundamentar, desde un enfoque técnico-económico, la viabilidad de implementar una planta solar fotovoltaica (PSFV) en la Facultad de Ingeniería Mecánica. Las mejoras tecnológicas en la fabricación de componentes, los avances en la investigación de nuevos materiales, en sistemas inteligentes de monitoreo y control, han impulsado un rápido desarrollo en la ingeniería solar fotovoltaica, lo que ha mejorado no solo la eficiencia, sino también ha reducido los costos por unidad de energía volviendo esta opción altamente

competitiva y accesible para proyectos de diversas escalas lo que sumado a los bajos costos de operación y su fácil integración a la red, permite proyectar un aumento en la participación de la energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico.

En este contexto, la adopción de esta tecnología contribuirá a la transición energética mediante la diversificación de la matriz eléctrica de la facultad. Asimismo, esta iniciativa marcará un hito en la comunidad universitaria, fomentando la adopción de energías renovables y posicionando a la universidad como un referente en la implementación de energías limpias para su propio abastecimiento.

1.5 Objetivo del estudio

1.5.1 Objetivo General

Realizar una evaluación técnica y económica del diseño de una Planta Solar fotovoltaica conectada a la red en la Facultad de Ingeniería Mecánica, con una capacidad de 80 kW, que permita cubrir como mínimo el 60% de su consumo energético. Esta evaluación busca fundamentar la viabilidad del proyecto como parte del proceso de diversificación de la matriz energética de la facultad durante los próximos 25 años, mediante el uso de una fuente de energía renovable.

1.5.2 Objetivos Específicos

Evaluar el recurso solar disponible en las coordenadas correspondientes a la Facultad de Ingeniería Mecánica (FIM), utilizando información especializada de agencias americanas, europeas y peruanas, con el fin de determinar su potencial energético y garantizar la viabilidad del proyecto.

Analizar el historial de consumo energético de la facultad mediante datos proporcionados por la empresa proveedora, con el objetivo de dimensionar adecuadamente la capacidad de la planta y obtener un perfil de consumo detallado.

Seleccionar la tecnología óptima para cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico, asegurando la eficiencia y el rendimiento de la planta durante su vida útil.

Identificar y determinar las superficies adecuadas para la instalación de la planta, utilizando planos actualizados y garantizando su compatibilidad con el Plan Director de la UNI.

Demostrar la viabilidad de la PSFV mediante un análisis económico financiero que lo justifique considerando diferentes escenarios tanto técnicos como financieros.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis General

La implementación de una Planta Solar Fotovoltaica conectada a la red es viable desde el punto de vista técnico y económico en la Facultad de Ingeniería Mecánica.

1.6.2 Hipótesis Específicas

- El diseño y dimensionamiento de la PSFV se ajusta a los requerimientos de la FIM para el período de vida útil establecido.
- El sistema fotovoltaico propuesto cumple con los estándares ambientales y contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
- El emplazamiento propuesto para la PSFV cumple con los requisitos técnicos y legales necesarios para garantizar su viabilidad.

1.7 Variables y Operacionalización de variables

Variables Independientes, también llamadas “variables Causa”:

- Irradiación Solar (kWh/m²)
- Temperatura ambiente (°C)
- Tecnología de la celda solar (variedad existente)

Variables dependientes, también llamadas “variables respuesta”:

- Potencia nominal de la planta (kW)
- Energía producida (kWh)
- Matriz Energética (fuentes generadoras disponibles)

1.7.1 Operacionalización de Variables

Tabla 2

Operacionalización de variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos de Medición	Escala de Medición
Energía Solar Fotovoltaica (FV)	Es la energía obtenida a partir de la radiación solar, que mediante el efecto FV se transforma directamente en energía eléctrica.	Es la energía eléctrica generada por una PSFV de 80 kW instalada en el campus de la FIM.	Radiación solar disponible (kWh/m ² /día). Producción energética (kWh). Componentes técnicos del sistema	Horas solares (HSP). Energía generada (kWh). Potencia nominal (kW). Eficiencia del Sistema (%).	Piranómetro Medidor de radiación solar Inversor con datalogger Multímetro digital TRMS Analizador de redes Termómetro infrarrojo	Cuantitativa Intervalos

Matriz Energética	Es la composición y participación relativa de las distintas fuentes de energía en el consumo total de una institución o país.	Corresponde al conjunto de fuentes energéticas utilizadas por la facultad, considerando el cambio potencial al integrar generación renovable (solar).	Uso actual de energía Participación de renovables Consumo eléctrico institucional	% de participación solar Reducción de demanda de red (kWh) Reducción de emisiones de CO ₂ (Toneladas)	de Analizador de energía trifásico Medidores de consumo por áreas Wattímetros Sensor de corriente (pinza amperimétrica) Software SCADA (si disponible)	Cuantitativa Ordinal y porcentual
-------------------	---	---	---	---	---	-----------------------------------

1.8 Metodología de la Investigación

1.8.1 Unidades de Análisis

La unidad de análisis del proyecto comprende la radiación solar en las coordenadas geográficas de la Facultad de Ingeniería Mecánica, así como los parámetros eléctricos de los componentes seleccionados para la planta.

1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de la Investigación

Dada la naturaleza de las variables a analizar en el proyecto, el enfoque será **cuantitativo**. Además, si la hipótesis planteada requiere establecer con precisión la relación entre la **variable independiente** (radiación solar) y la **variable dependiente** (matriz energética), el estudio tendrá un **alcance correlacional y descriptivo**, considerando diferentes métodos de predicción de la variable independiente.

1.8.3 Diseño de la Investigación

Debido a que se manipularán parámetros como la **radiación solar en las coordenadas de la FIM**, la **demanda diaria de potencia y energía** para obtener un perfil de consumo, así como las características de fabricación de los componentes de la planta, el diseño de la investigación será de **tipo experimental**.

1.8.4 Fuentes de información

- Bayod-Rújula, Á. A. (2018). *Energía solar fotovoltaica: Tecnología y aplicaciones*. Editorial Prensas de la Universidad de Zaragoza.
- Blanco, J. (2020). *Diseño y análisis de sistemas solares fotovoltaicos*. Alfaomega.
- Durán, J. R. (2017). *Energía solar fotovoltaica: Fundamentos, diseño y aplicaciones prácticas*. Editorial Marcombo.
- Lorenzo, E. (2019). *Electricidad solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos* (2da ed.). Editorial PROGENSA.
- Soler, R. (2021). *Manual de energía solar fotovoltaica: Diseño e instalación de sistemas autónomos y conectados a red*. Ediciones CEAC.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM). (2021). *Reglamento de Generación Distribuida en el Perú* (D.S. N° 018-2021-EM). <https://www.gob.pe/minem>
- Instituto Nacional de Calidad del Perú (INACAL). (2020). *Norma Técnica Peruana NTP 399.401: Sistemas fotovoltaicos – Requisitos generales de instalación y seguridad*.
- Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE). (2021). *Guía técnica para la interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica*.

- Red Latinoamericana de Energía Renovable (RLER). (2022). *Guía técnica para el dimensionamiento de plantas solares en entornos urbanos*.
- Delgado, C., & Vargas, R. (2019). Modelado y simulación de plantas solares fotovoltaicas para optimización del diseño. *Ingeniería y Sostenibilidad Energética*, 14(1), 102-118.
- Ortega, J., & Salinas, E. (2021). Impacto ambiental y económico de la integración de plantas solares en universidades peruanas. *Revista Científica de Energías Renovables*, 9(4), 33-50.
- Pérez, M., & Ramírez, C. (2022). Diseño y evaluación técnica de sistemas fotovoltaicos conectados a red en campus universitarios. *Ingeniería y Tecnología Energética*, 18(3), 112-129.
- Alarcón, P. (2020). *Análisis del impacto económico y ambiental de una planta solar fotovoltaica en la Universidad Nacional de Ingeniería* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
- Morales, D. (2019). *Optimización de sistemas fotovoltaicos para la reducción del consumo eléctrico en edificaciones universitarias* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
- Sánchez, C. (2022). *Eficiencia energética y generación distribuida con energía solar en facultades de ingeniería* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.
- Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA). (2021). *El futuro de la energía solar fotovoltaica: Tendencias y proyecciones*. <https://www.irena.org/publications/2021>

- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2020). *Estado y tendencias de la energía solar en América Latina*. <https://www.olade.org/documentos/solar2020>
- Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM). (2022). *Informe sobre el desarrollo de la energía solar en el Perú*. <https://www.gob.pe/minem>
- Red Latinoamericana de Energía Renovable (RLER). (2022). *Técnicas avanzadas para la implementación de plantas solares en universidades*. <https://www.rler.org/publications>

1.8.5 Población y Muestra

Para definir la población del estudio, se deben considerar los objetos de análisis que serán medidos y evaluados. En este sentido, la población estará conformada por los índices de **radiación solar** y el **consumo energético histórico** de la Universidad de Ingeniería.

Por otro lado, la muestra estará conformada por los mismos índices, pero aplicados al estudio de la **Facultad de Ingeniería Mecánica**.

1.8.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Se empleará la **técnica experimental** y el **muestreo probabilístico** basado en datos históricos y actuales.

Los instrumentos de recolección de datos incluirán la **medición de variables relevantes** y la **revisión de registros preexistentes**, los cuales permitirán establecer patrones en el consumo energético y la disponibilidad del recurso solar en la zona de estudio.

1.8.7 Análisis y procesamiento de datos

El análisis será de carácter **predictivo y de diagnóstico**, permitiendo identificar **tendencias en la radiación y el consumo energético**, lo que facilitará la toma de decisiones en el diseño de los componentes de la planta.

El procesamiento de datos se realizará mediante herramientas estadísticas, modelos matemáticos y **software especializado**, aplicándolos a la información preexistente proporcionada por agencias meteorológicas internacionales, como la **NASA** (Estados Unidos), **METEONORM** (Europa) y **CONIDA** (Perú).

CAPITULO II

Marco Teórico y Marco Conceptual

2.1 Bases Teóricas

2.1.1 Energía Solar

El Sol es una fuente inagotable de energía debido a las reacciones de **fusión nuclear**, en las que los átomos de hidrógeno, incluidos el **deuterio** y el **tritio**, se combinan para formar **helio**. Como resultado de este proceso, se libera una enorme cantidad de energía en forma de **radiación electromagnética**, parte de la cual llega a la Tierra. En el límite superior de la atmósfera terrestre la potencia total recibida del Sol es de aproximadamente $1,73 \times 10^{14}$ kW (Ibáñez Plana, Rosell Polo & Rosell Urrutia, 2005), como fuente primaria de energía irradia aproximadamente 62,600 GW/km² sobre la superficie terrestre. Considerando que su vida útil estimada es de 5,000 millones de años, se le considera una fuente de energía prácticamente inagotable.

Un dato relevante es que la cantidad de energía que el Sol proporciona a la Tierra en solo dos días equivale a todas las reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón, las cuales representan unas 60 veces el consumo energético anual de la humanidad (Arancibia Bulnes, Best & Brown, 2010). Si el abastecimiento energético mundial dependiera exclusivamente de la energía solar, la superficie requerida para satisfacer la demanda global con emisiones netas cero, según el informe Land Art Generator–Renewable Energy Can Be Beautiful, se proyecta que se necesitarán 496,805 km² en 2030. Estos valores fueron calculados bajo las siguientes suposiciones:

Eficiencia operativa de los dispositivos de captación: 20 %, 2,000 horas solares anuales, Irradiación promedio: 1,000 W/m².

En este contexto, el término "potencia" hace referencia a la capacidad de suministro energético necesaria para cubrir el consumo eléctrico, el funcionamiento de maquinaria y los diversos sistemas de transporte, de acuerdo con estimaciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), el consumo energético global para el año 2030 alcanzaría los 678 cuatrillones de BTU, lo que implicaría un incremento del 44 % respecto al consumo registrado en 2008 (Land Art Generator, Renewable Energy Can Be Beautiful).

El Perú cuenta con un significativo potencial de generación solar, especialmente en las regiones del sur del país, donde la radiación solar supera los 5.5 kWh/m² diarios. Durante las últimas décadas, se han impulsado políticas públicas que promueven el acceso a fuentes renovables en zonas rurales y aisladas. No obstante, la participación de la energía solar en la matriz energética nacional aún es limitada. Esta sección analizará la evolución del sector energético peruano, su marco regulatorio y las oportunidades de desarrollo solar.

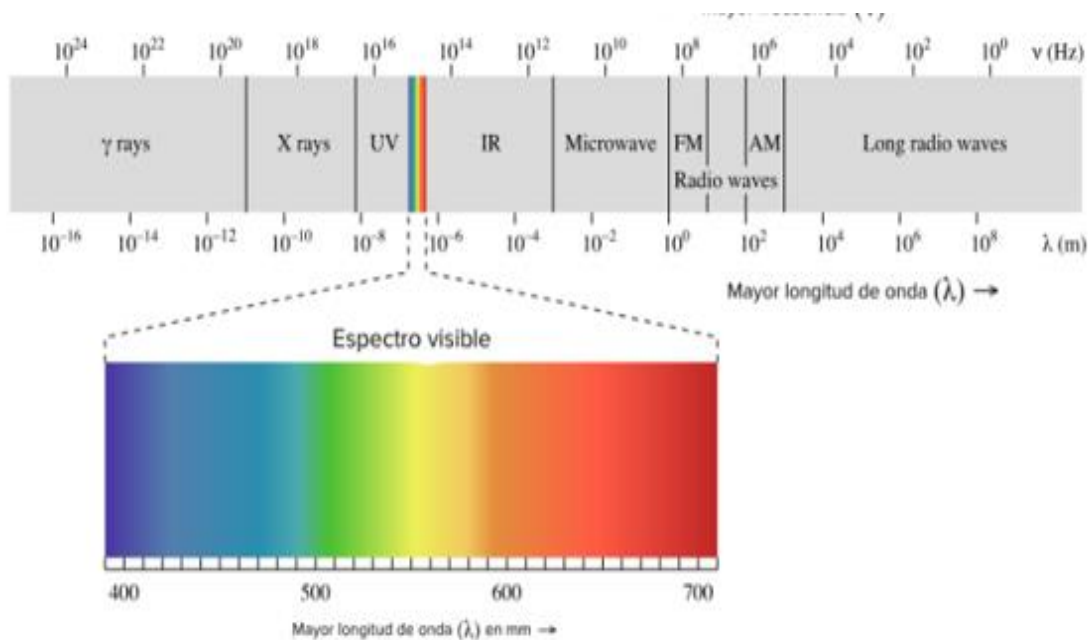
La Facultad de Ingeniería Mecánica de la UNI representa un entorno propicio para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos, tanto por su infraestructura como por su papel en la formación de futuros ingenieros. Actualmente, el consumo energético de la facultad depende completamente de la red eléctrica convencional, la implementación de una planta fotovoltaica permitiría no solo reducir costos y emisiones, sino también brindar un laboratorio vivo para la docencia, la investigación y la innovación tecnológica.

2.1.2 Espectro electromagnético

Cuando al conjunto de todos los tipos de ondas electromagnéticas lo referimos a un objeto lo llamamos espectro electromagnético. Tal radiación nos permite identificar una sustancia a modo de “huella dactilar” a través del espectroscopio identificando la longitud de onda, frecuencia y la intensidad de la radiación.

Figura 10

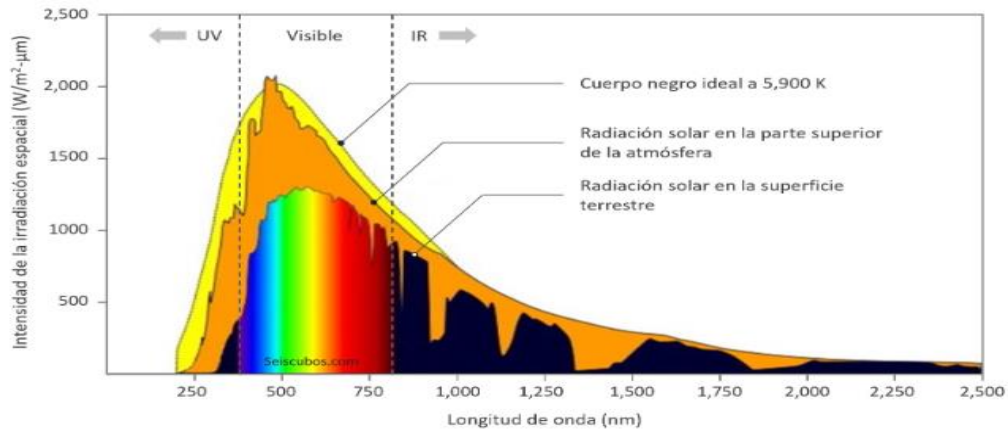
Espectro electromagnético



Fuente: ChemWiki Universidad de California en Davis

Figura 11

Distribución espectral de la radiación solar incidente



Fuente: Seiscubos.com

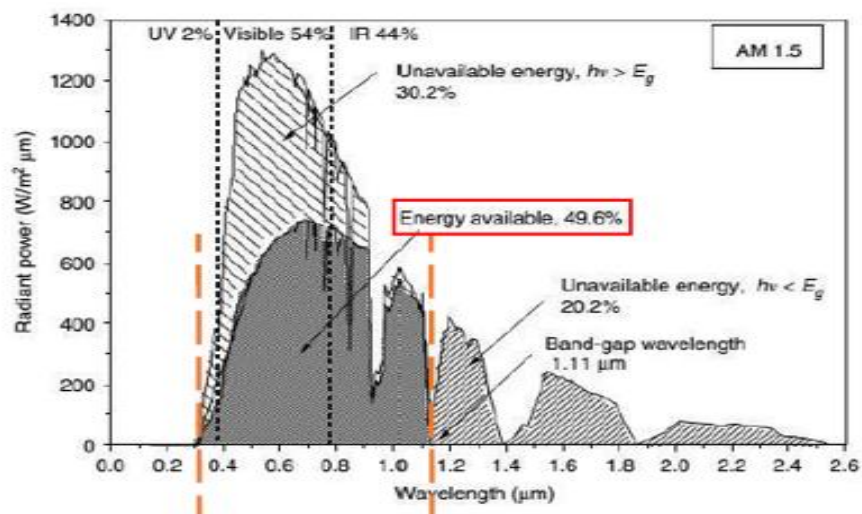
En la figura anterior se tiene que para AM1,5

Según: $E = hc/\lambda E(\text{eV})$

$$E = 1,2398/\lambda(\mu\text{m})$$

Figura 12

Energía de un fotón para el Silicio



Fuente: Seiscubos.com

La energía mínima necesaria para superar la banda prohibida del silicio, donde se encuentran los electrones, es de **1,12 eV**, cuando la energía de los fotones incidentes (**hν**) es superior a este valor.

Las celdas solares de silicio pueden generar electricidad, las celdas solares de silicio pueden aprovechar fotones con longitudes de onda entre 300 y 1100 nm, lo que corresponde a energías superiores a **1,12 eV** (**1 eV = 1,6 × 10⁻¹⁹ J**).

Para los **módulos de silicio**, la máxima energía aprovechable de la **radiación solar** es del **49,6 %**.

Sin embargo, considerando las pérdidas por reacción en cadena, reflectancia y recombinación, las celdas solares de silicio tipo PN (las más comerciales en la actualidad) solo pueden convertir en electricidad hasta **el 29,1 %** de la radiación incidente.

Este valor corresponde a la Eficiencia Teórica Máxima de una celda de silicio es el **límite de Shockley-Queisser** (1961).

2.1.3 Geometría Solar

El movimiento del sol en un modelo simplificado equivalente tiene una posición céntrica en el plano de la línea Ecuatorial, por eso los paneles deben apuntar hacia dicho plano para aprovechar mejor el recurso solar.

Figura 13

Posición de la tierra alrededor del sol durante el año

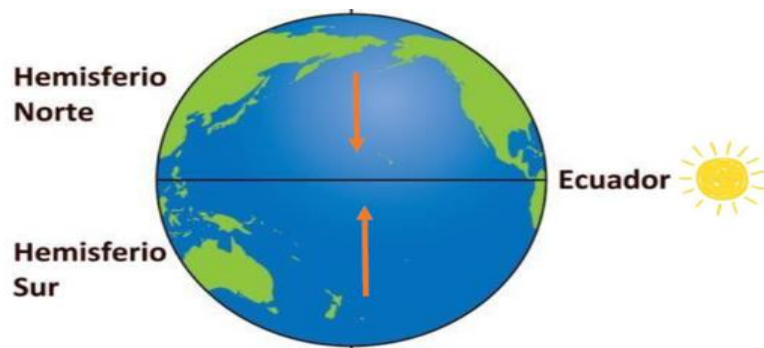


Fuente: <http://es.slideshare.net/>

En el hemisferio Norte los paneles deben apuntar hacia el Sur y en el hemisferio Sur hacia el Norte para el aprovechamiento correcto de la radiación incidente.

Figura 14

Posición correcta de los paneles en cada hemisferio

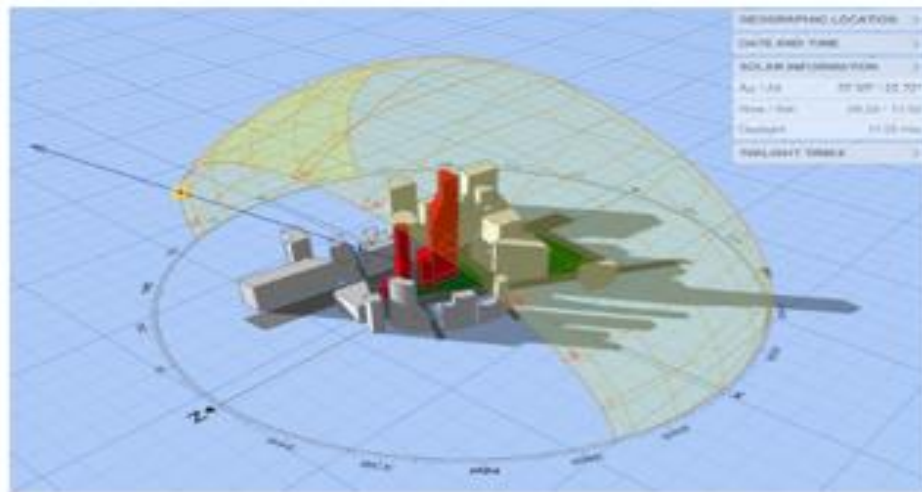


Fuente. Elaboración propia

El sol sale por el Este al amanecer y se oculta al atardecer por el Oeste

Figura 15

Simulación del efecto de sombras con herramientas



Fuente: <http://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3dhtml>

2.1.3.1 Coordenadas celestes horarias

2.1.3.1.1 Altitud y Azimut del sol en función del observador

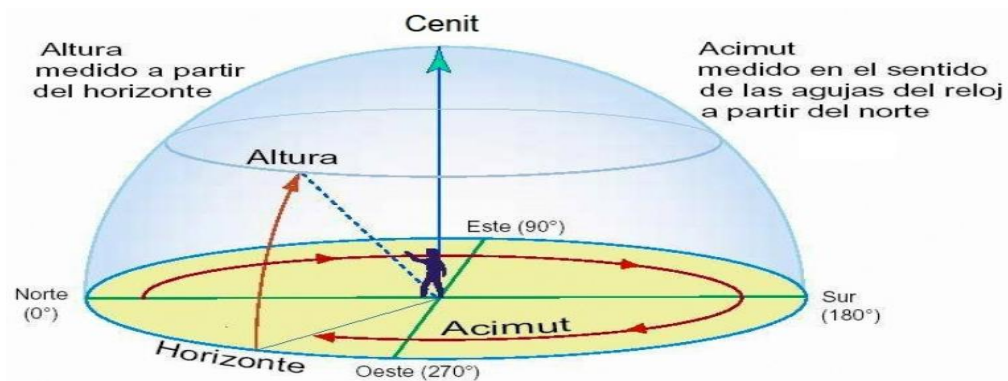
Altitud: es la elevación del sol, toma valores entre 0° y 90° .

Azimut: ángulo horizontal que se da en grados respecto del Norte geográfico del observador en sentido horario, p.ej. 90° indicará que el sol está al Este es decir el sol es totalmente cenital, toma valores desde -179° a $+180^\circ$.

En el hemisferio sur el 0° corresponde al norte y los 180° al sur, en el hemisferio norte por convención es al revés.

Figura 16

Altura y Azimut Solar

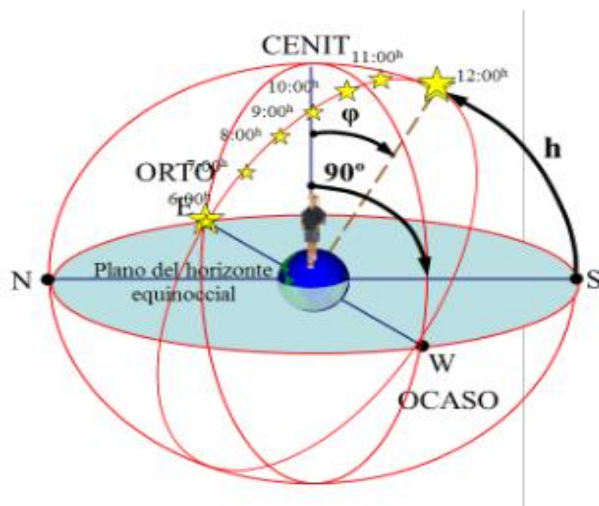


Fuente: seiscubos.com

La irradiancia incidente en un módulo depende de la altitud y azimut, la posición del sol varía permanentemente, de modo más notorio mes a mes.

Figura 17

Equinoccios (21 marzo, setiembre)

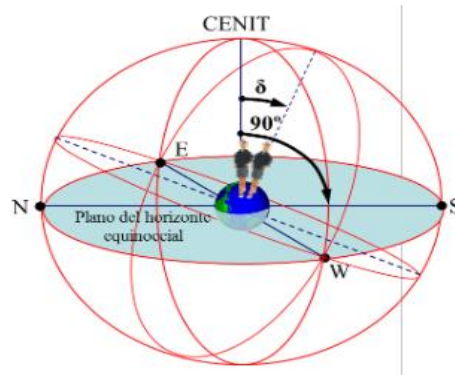


Fuente: Instituto de Tecnologías Educativas-España

En la figura 17, el amanecer coincide con el Este a las 6:00 h y la puesta del sol con el Oeste a las 18:00 h, al mediodía el sol se sitúa en el Cenit en el Ecuador. La altura solar se calcula restando a 90° la latitud correspondiente: $h = 90 - \varphi$

Figura 18

Solsticios (21 de junio, diciembre)



Fuente: Instituto de Tecnologías Educativas-España

2.1.3.2 Analema

Es un patrón imaginario que traza el sol durante un periodo de tiempo del día.

Figura 19

Analema



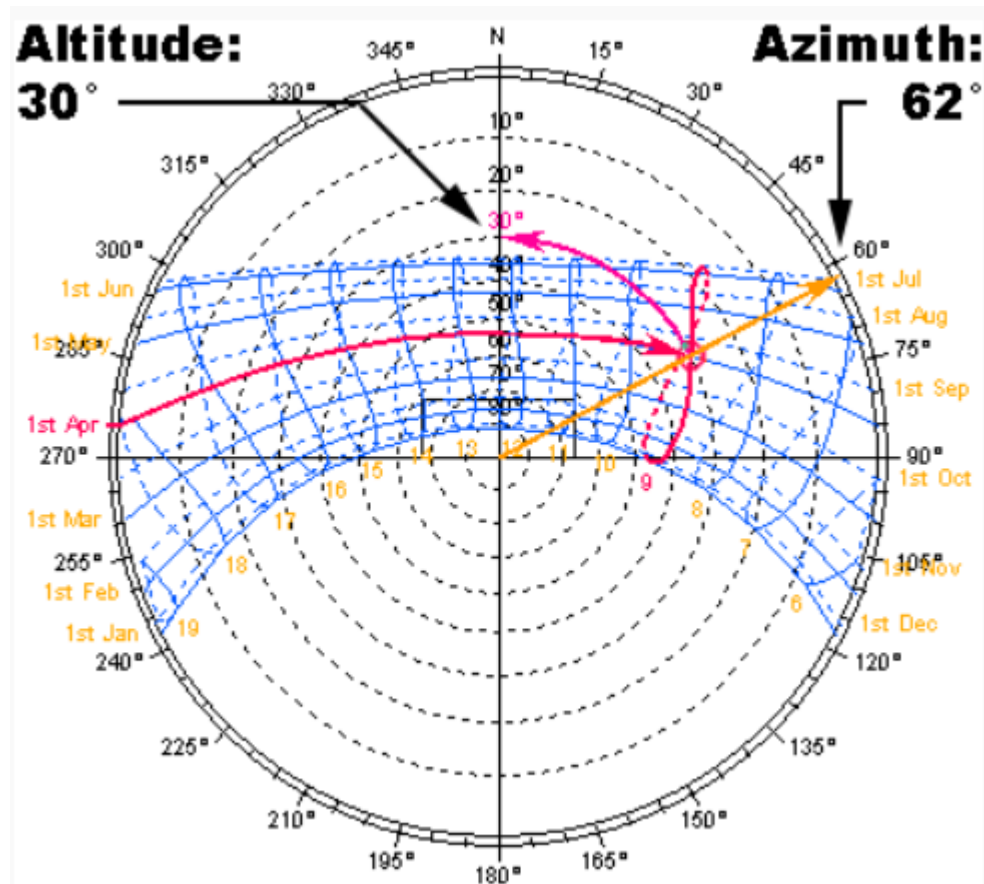
Fuente: Reddit.com

2.1.3.3 Diagrama de trayectoria solar

Proporciona ubicación del sol a lo largo del año señalando Azimut y Altitud para cada hora, el sombreado del horizonte y la inclinación de la radiación incidente.

Figura 20

Diagramas de trayectoria solar



Fuente: <http://solardat.uoregon.edu>

Donde:

- El gráfico es el domo encima del lugar propuesto en 2 dimensiones
- El centro del gráfico representa el lugar propuesto.
- El círculo exterior es la línea de horizonte

- Las líneas que se cruzan ortogonalmente indican los puntos cardinales.
- Las líneas radiales hasta la circunferencia exterior partiendo de norte en sentido horario cada 10° marcan el Azimut.
- Los círculos equidistantes cada 10° desde el exterior al centro indica la altura de elevación del sol.
- Las curvas que cruzan entre 2 puntos de la circunferencia exterior indican: la curva superior es el solsticio de invierno (junio) y la curva inferior el solsticio de Verano (diciembre).
- Las curvas que unen Oeste-Este indican los equinoccios (marzo y setiembre).
- Las curvas que están antes y después de cada una de las ya mencionadas indican un mes antes y 1 mes después.
- Los puntos indican la hora del día.

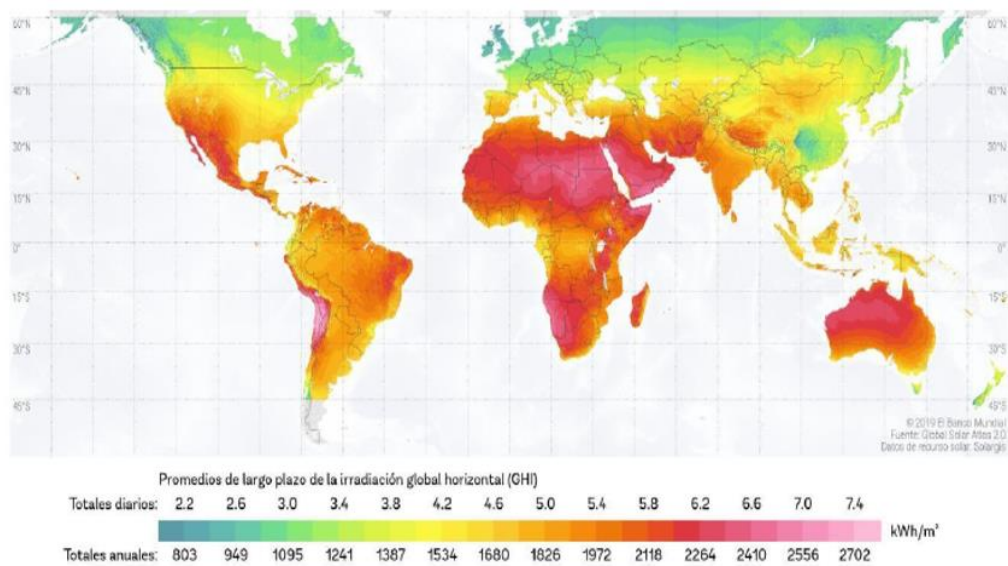
2.1.4 Tipos de radiación solar

2.1.4.1 Radiación Global (H)

Toda la radiación solar en la superficie terrestre medida en una superficie horizontal se conoce como radiación (Irradiación) Global y consta de 3 componentes: directa, difusa y reflejada (Albedo) cuyo aporte de cada una dependerá de la altura solar, las condiciones atmosféricas en cuanto a nubosidad y transparencia. Es medible con un piranómetro para valores acumulables o con un Solarímetro digital para valores instantáneos.

Figura 21

Radiación Solar Global



Solargis: <https://apps.solargis.com/prospect/map>

Nos permite de modo general conocer los índices de irradiación global horizontal en cualquier zona geográfica

Figura 22

Solarímetro Digital



Fuente: TecnoSolab.com

2.1.4.2 La Irradiación en la superficie de la tierra es la Irradiancia (GHI ó GTI)

$$G = G_{Directa} + G_{Difusa} + G_{Albedo}$$

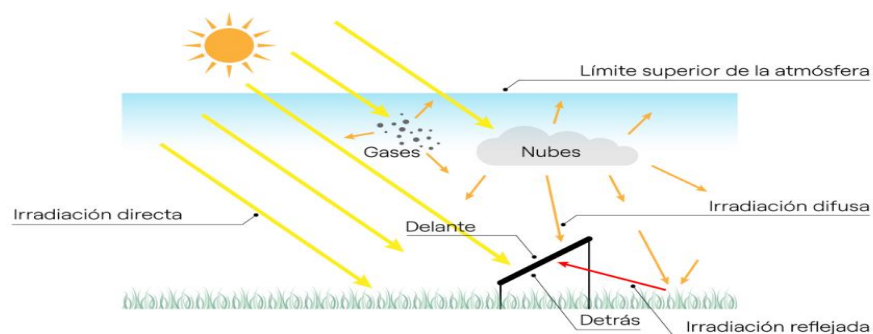
Donde:

G: Irradiancia global **G_{Directa}:** Irradiancia directa incidente en el módulo FV

G_{Difusa}: Irradiancia difusa Incidente **G_{Albedo}:** Albedo incidente en el módulo FV.

Figura 23

Componentes de la Radiación



Fuente: Enel Green Power.com.es

2.1.4.3 Radiación Directa

Es la que incide en la superficie terrestre sin modificar su dirección, es la Irradiancia directa medida perpendicular u horizontal (DHI, DNI) usando el PIRHELIÓMETRO montado en un seguidor solar.

Figura 24

Pirheliómetro de 1°CLASE



Fuente: Sensovant Smart Sensing

2.1.4.4 Radiación Difusa

Es la cantidad de energía solar que incide desde todas partes de la atmósfera sobre una superficie horizontal, que no sea radiación solar directa. Se mide con el PIRANÓMETRO con la parte que mide la radiación directa tapada, este instrumento debe calibrarse y limpiarse con frecuencia.

Figura 25

Piranómetro



Fuente: Sensovant Smart Sensing

2.1.4.5 Radiación Reflejada (Albedo)

Es aquella cuya dirección es hacia arriba por haber sido reflejada por la atmósfera y/o la superficie terrestre, su medición también llamada reflectancia solar es la razón entre la radiación reflejada y la radiación global.

Figura 26

Albedómetro



Fuente: Sensovant Smart Sensing

Tabla 3

Valores típicos del coeficiente de ALBEDO

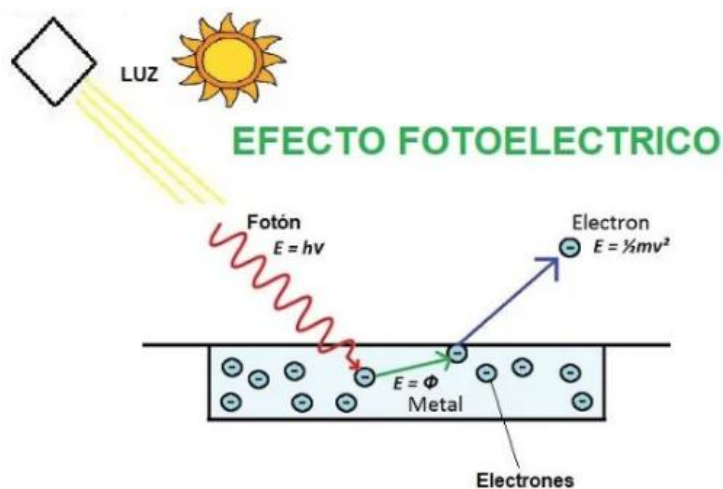
Entorno Urbano	0,14	-
	0,22	
Hierba "Grass"	0,15	-
	0,25	
Hierba fresca "fresh grass"	0,26	
Nieve pura Fresh snow"	0,82	
Nieve húmeda Wet snow"	0,55	-
	0,75	
Asfalto seco "Dry asphalt"	0,09	-
	0,15	
Asfalto húmedo "Wet asphalt"	0,18	
Hormigón "Concret"	0,25	-
	0,35	
Tejados rojos	0,33	
Aluminio	0,85	
Cobre	0,74	
Acero galvanizado nuevo	0,35	
Acero galvanizado oxidado o sucio	0.08	

2.1.5 Efecto Fotoeléctrico

En 1905 en el artículo titulado “Un punto de vista heurístico sobre la producción y transformación de la luz”, Albert Einstein explicó el efecto fotoeléctrico señalando que las partículas discretas de luz podían producirlo y además mostró la existencia de una frecuencia característica para cada material por debajo de la cual no se producía tal efecto. También “la energía con que los electrones escapaban del cátodo iluminado aumentaba linealmente con la frecuencia de la luz incidente, siendo independiente de la intensidad de iluminación”(es.wikipedia.com/leyes de la emisión fotoeléctrica)

Figura 27

Esquema del Efecto Fotoeléctrico



Fuente: Suncore Solar Energy

El modelo matemático que nos permite describir el efecto fotoeléctrico teniendo en cuenta el método explicado por Einstein nos permite llegar a las siguientes ecuaciones:

$$hf = hf_0 + \frac{1}{2}mv_m^2$$

hf : Energía del fotón que se absorbe.

hf_0 : Energía necesaria para liberar 1 electrón.

$\frac{1}{2}mv_m^2$: Energía cinética del electrón emitido.

h : constante de Planck.

f_0 : frecuencia mínima de los fotones para producir el efecto fotoeléctrico.

También se puede expresar como:

$$hf = \phi + E_k$$

ϕ : función de trabajo o mínima energía necesaria para llevar un electrón al nivel de Fermi al exterior del material.

E_k : máxima energía cinética de los electrones que se absorva.

Si $hf < \phi$ no habrá emisión de electrones.

La emisión fotoeléctrica se rige por las siguientes leyes:

- Para un metal específico y una radiación incidente de determinada frecuencia el número de fotoelectrones emitidos es proporcional a la intensidad de luz incidente, además posee una frecuencia mínima de radiación incidente para poder emitir un fotoelectrón llamada frecuencia de corte o “frecuencia umbral”
- Por encima de la frecuencia de corte, la intensidad de la luz incidente no influye en la energía cinética máxima del fotoelectrón emitido, pero sí depende de la frecuencia de la luz incidente.

2.1.6 Tecnología Solar Fotovoltaica

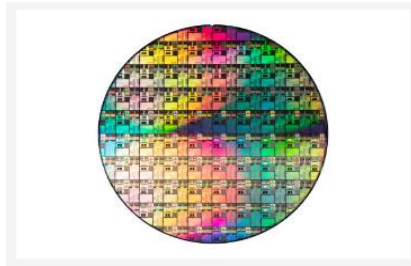
2.1.6.1 Celda fotovoltaica

Es la unidad elemental de un generador FV donde se aprovecha la radiación solar para su conversión en corriente continua (DC). Está compuesta por una delgada capa de

material semiconductor normalmente silicio tratado, con un grosor de 0,3 mm y una superficie cuadrangular de 156 a 210 mm, con terminales positivos y negativos. En estado natural se les llama oblea (wafer) obtenidas de lingotes cilíndricos o rectangulares de silicio.

Figura 28

Oblea de Silicio

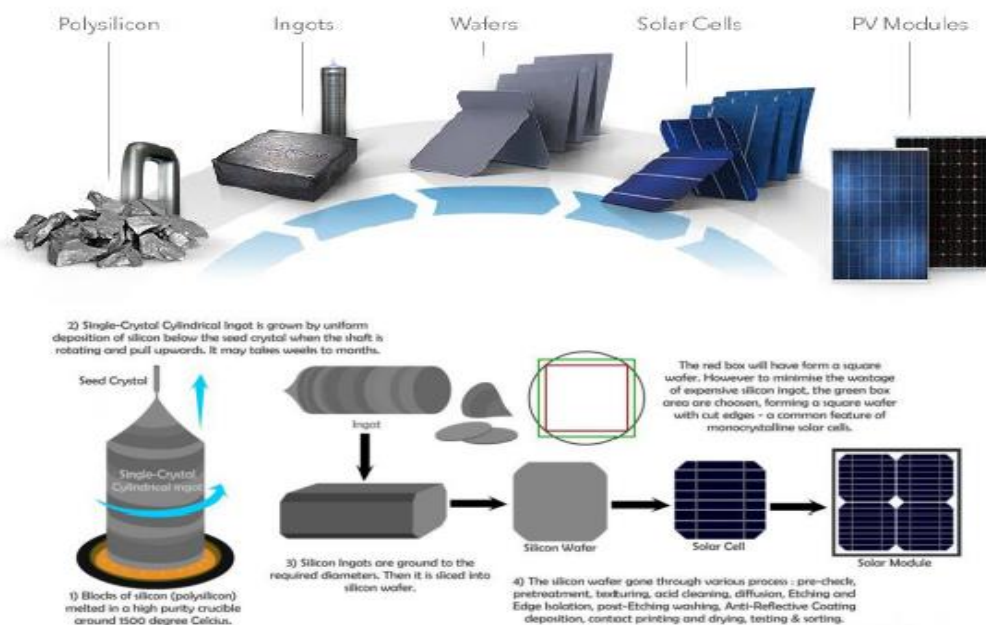


Fuente: gettyimages.es

La celda policristalina es cuadrada y una monocristalina es un dodecágono.

Figura 29

Proceso de obtención de celdas solares



Fuente: hengxing Technology

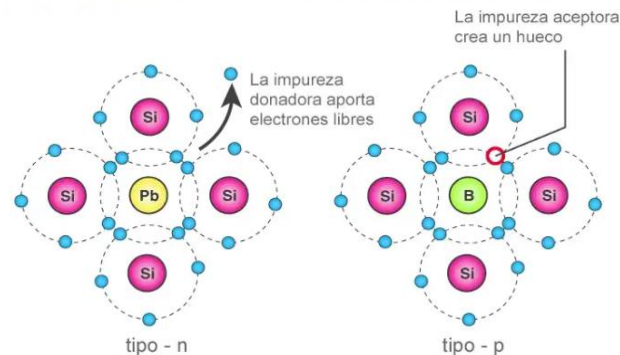
Los lingotes inicialmente son rectangulares y de estos se terminan laminando una de forma cuadrada. Luego si se quiere aumentar la pureza del silicio, este lingote se trata y se obtiene uno de forma cilíndrica, la celda termina siendo recortada en sus esquinas hasta obtener un polígono de 12 lados.

2.1.6.2 Funcionamiento de una celda FV

Una oblea de silicio, elemento con 4 electrones de valencia, se “dopa” con átomos trivalentes (ej. boro -región tipo P con exceso de huecos) en una capay en la otra cierto número de átomos pentavalentes (ej. Fósforo-región tipo N con exceso de electrones). Todo esto sucede sin incidencia de fotones.

Figura 30

Tipos de dopado del silicio



Fuente: esa.our-dogs.info/dopaje-de-semiconductores

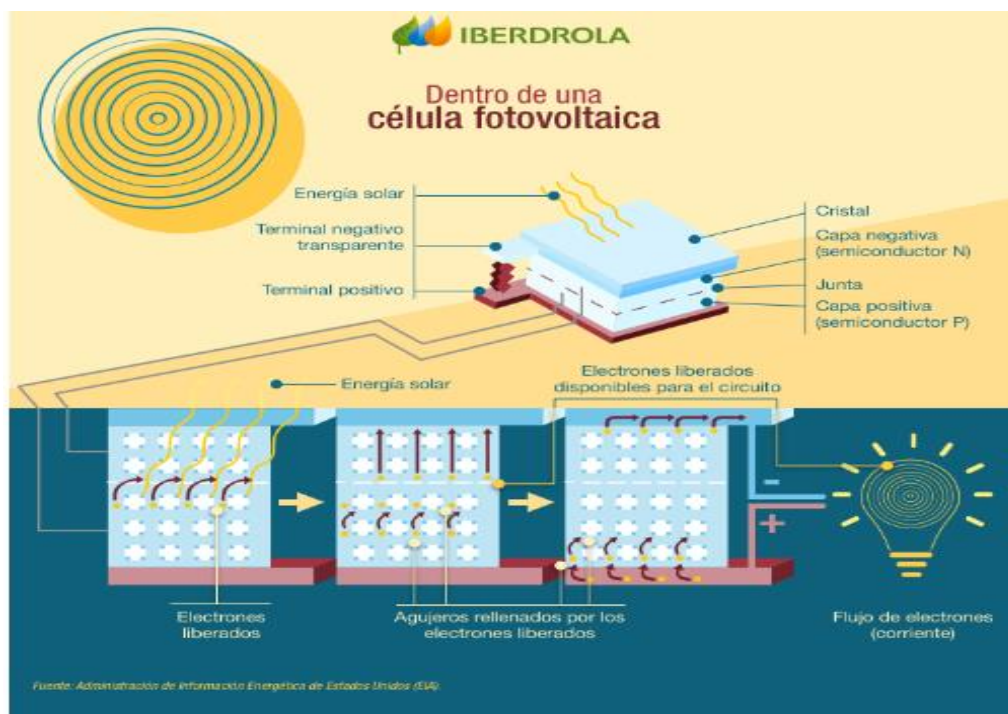
La acumulación de cargas positivas y negativas en la unión PN genera un campo eléctrico llamado zona de agotamiento o de deplexión.

Los fotones de luz que inciden provocan que los electrones de esta zona abandonen sus huecos y ambos electrones y huecos sean expulsados a los extremos de la región N y

P respectivamente. A esto se le conoce como Efecto Fotovoltaico, los electrones libres ubicados en la capa superior y los huecos ubicados en la base desarrollan una diferencia de potencial cercana a 0,6V lo que al conectar cualquier contacto metálico (busbar) producirán un flujo continuo de electrones, de esta manera se genera corriente eléctrica en las celdas solares.

Figura 31

Efecto Fotovoltaico



Fuente: Administración de información energética de USA (EIA)

2.1.6.3 Clasificación por tipo de celdas

Actualmente la de mayor relevancia la determina la geometría y la pureza del silicio empleado en las celdas: monocristalino y policristalino.

2.1.6.3.1 Monocristalino

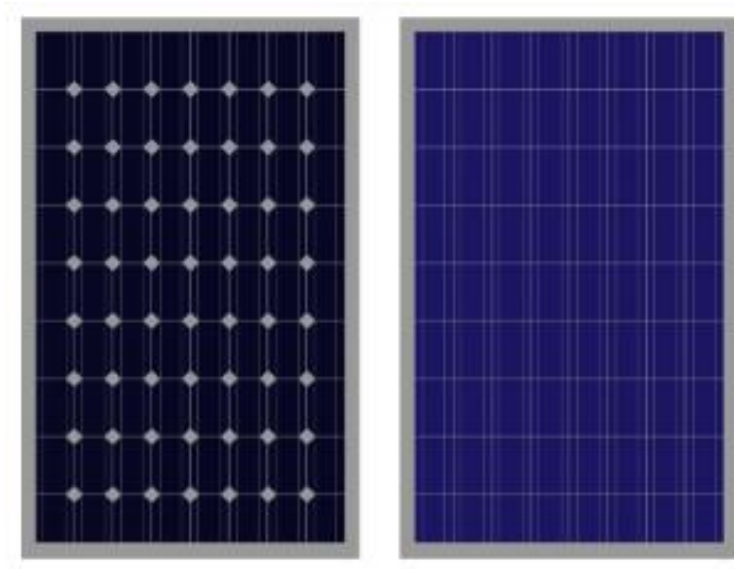
El silicio monocristalino se caracteriza porque tiene una estructura cristalina uniforme siguiendo un patrón.

2.1.6.3.2 Policristalino

El silicio policristalino se obtiene fundiendo varios cristales de silicio juntos dando como resultado cristales de tamaños y orientaciones diferentes

Figura 32

Monocristalino Policristalino



Fuente:smartspain solar360

2.1.6.4 Otros tipos de celdas

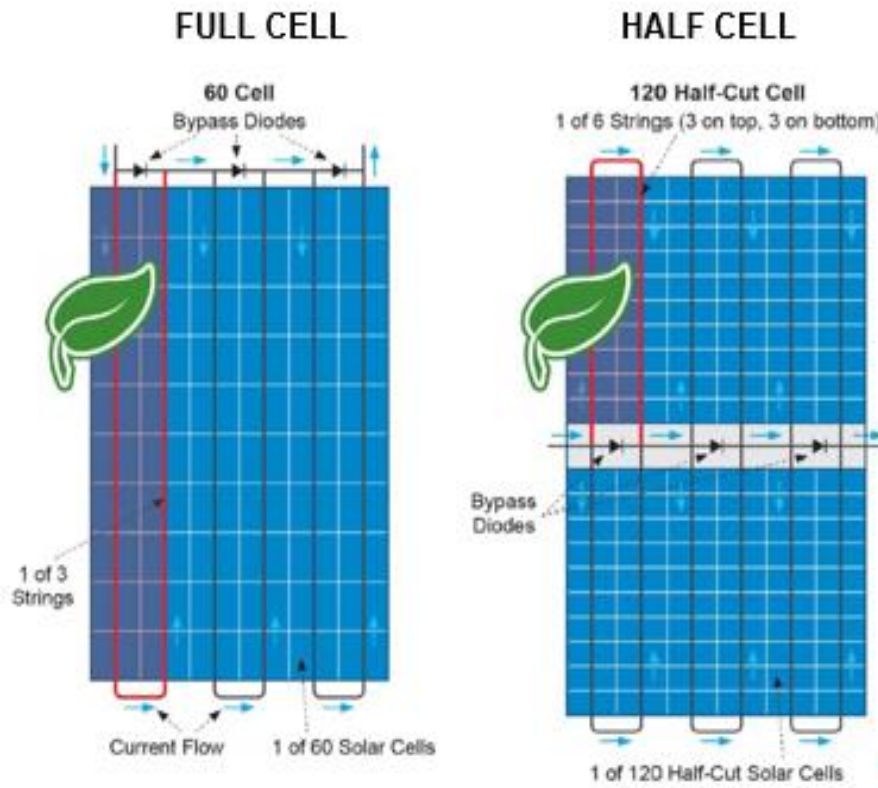
2.1.6.4.1 Celda completa (Full cell): las pérdidas por corriente son mayores a las equivalentes de celda partida.

2.1.6.4.2 Celda partida o media celda (Half Cell): las pérdidas por efecto Joule se reducen en 75% debido a que la corriente de media celda se reduce a la mitad, lo cual

permite mejorar la producción de energía durante la operación, actualmente es la innovación que más se usa a partir de 410W.

Figura 33

Celda completa (Full cell) Celda partida (Half cell)



Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas ABB Plantas fotovoltaicas

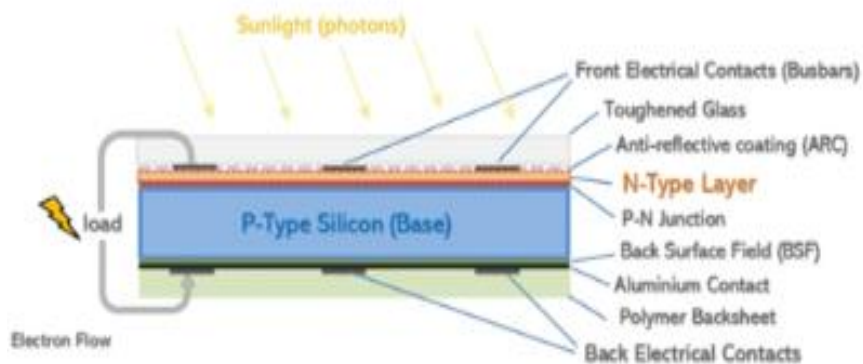
Considerando la ubicación de la región P o N constatamos que la mayoría de las celdas son de tipo P, es decir la base de las mismas está compuesta por una región de silicio dopado con Boro y la superficie de una región N; sin embargo, actualmente para mejorar la eficiencia se vienen desarrollando las celdas tipo N, que tienen las mencionadas superficies invertidas.

2.1.6.4.3 Celdas tipo P:

Posee mayor cantidad de impurezas -Boro- en el sustrato P, tienen como característica de funcionamiento su menor tolerancia a las altas temperaturas, aunque son más económicas y estandarizadas.

Figura 34

Celdas Tipo P



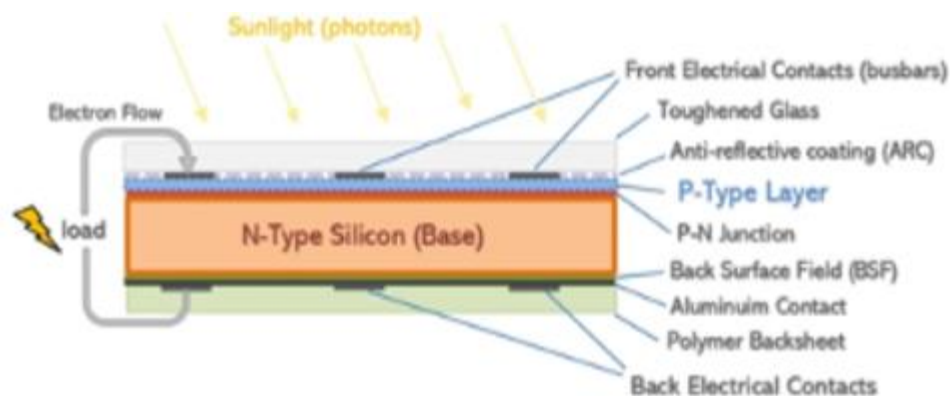
Fuente: [Edpenergía .es/es/blog](http://Edpenergía.es/es/blog)

2.1.6.4.4 Celdas tipo N:

Tienen menor cantidad de impurezas-Fósforo- en el sustrato N, posee mayor tolerancia a las altas temperaturas lo que implica menor daño a la degradación inducida por la luz (LID).

Figura 35

Celda Tipo N



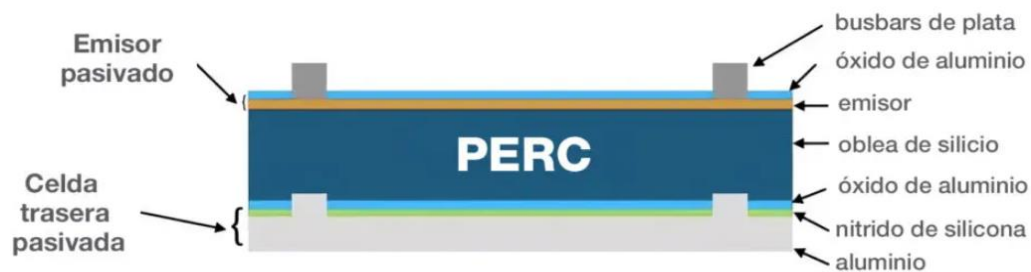
Fuente:Edpenergía .es/es/blog

2.1.6.4.5 Celda PERC (Passivated Emitter Rear Cell)

Son celdas normales que en su superficie inferior (debajo de su base P) tiene una capa que emite de regreso los fotones que no transmitieron energía a los electrones en la zona de agotamiento (unión PN), los módulos monocristalinos son fabricados con celdas PERC.

Figura 36

Celdas PERC



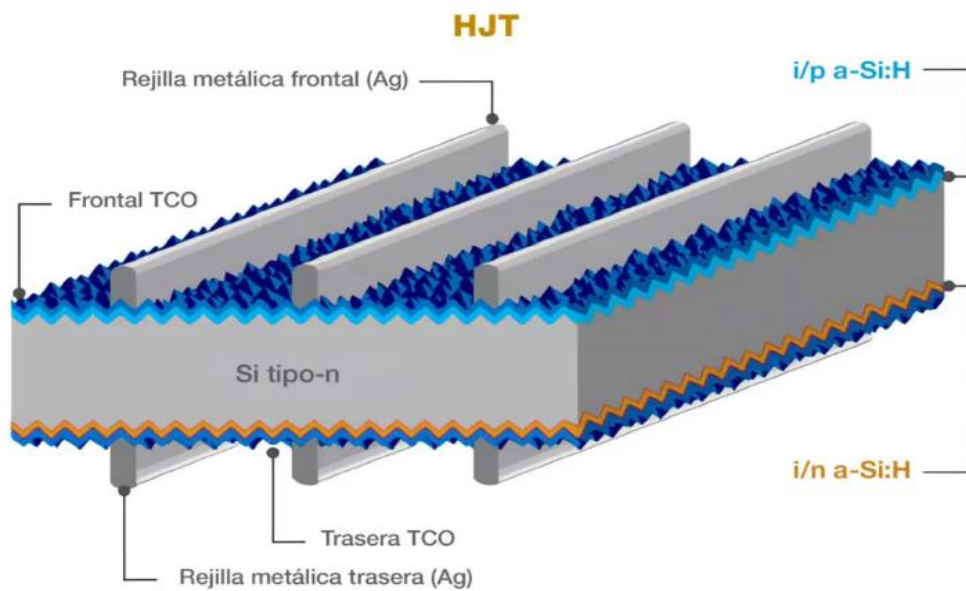
Fuente: Enchufesolar.com

2.1.6.4.6 Celda HJT (Heterojunction Technology)

Similar a la PERC, reemplaza la capa reflectante, por una segunda capa de silicio amorfo que absorbe los fotones de un mayor espectro de luz, su ventaja es presentar menores pérdidas y eficiencia ligeramente superior.

Figura 37

Heterojunction Cell



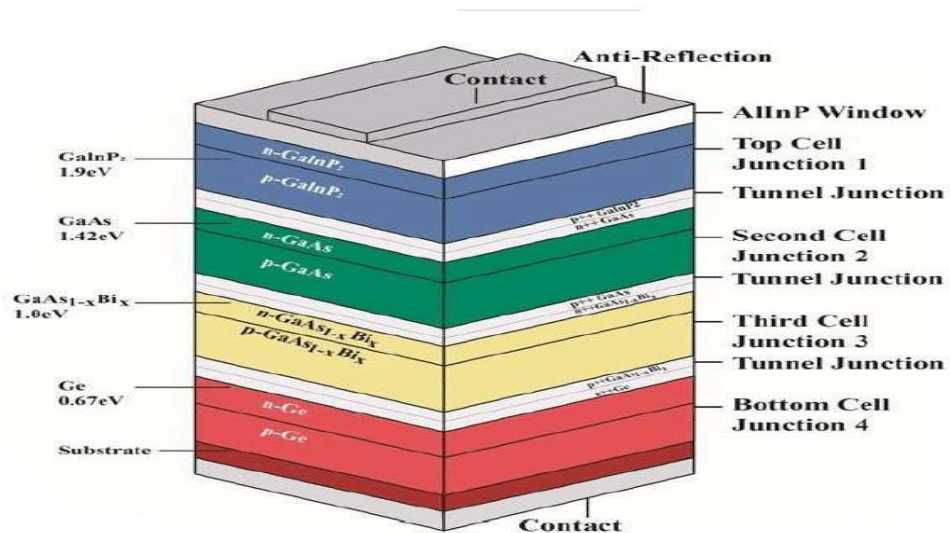
Fuente: Enchufe solar.com

2.1.6.4.7 Celda Multijunction

Es una celda construida con múltiples uniones P-N pero de diferentes materiales semiconductores, de esta manera cada unión produce corriente eléctrica en respuesta a una diferente longitud de onda de luz incidente.

Figura 38

Esquema Multijunction



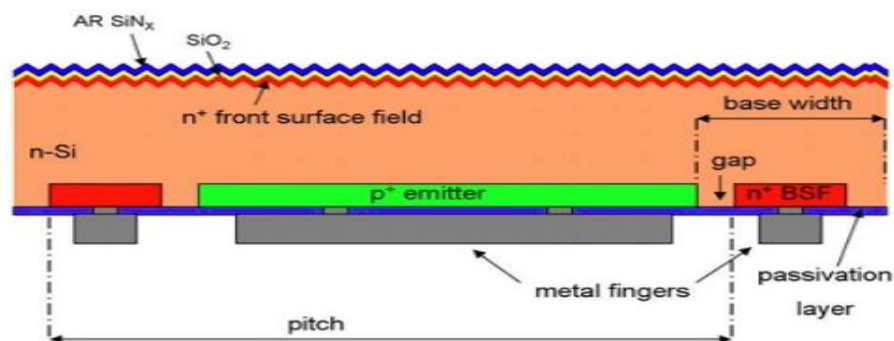
Fuente: Enchufesolar.com

2.1.6.4.8 Celda IBC (Interdigitated Back Contact)

Es un tipo de celda que elimina los busbar de la parte superior y los coloca en la parte trasera para de esa manera esta parte tenga mayor área de captación de luz.

Figura 39

Interdigitated Back Contact



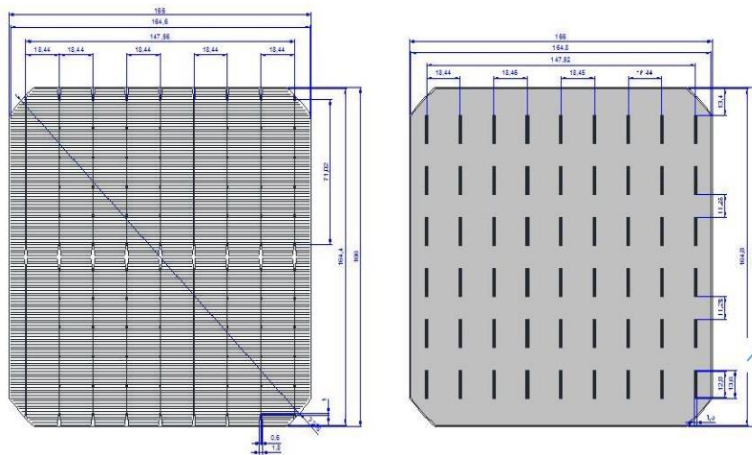
Fuente: dsisolar.com/solar-cells

2.1.6.4.9 Celda Multibusbar (BB)

Posee mayores canales de conducción para mejor circulación de la corriente con lo que en cada celda circula menos corriente y por ello el efecto Joule es menor.

Figura 40

Diagrama de celda Multibusbar



Fuente: dsisolar.com/solar/cells

2.1.7. Energías renovables en el mundo

2.1.7.1 Acuerdos internacionales más relevantes

2.1.7.1.1 Protocolo de Kioto

Este acuerdo internacional, adoptado en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), tiene como objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero (GEI). Inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto (Japón), entró en vigor el 16 de febrero de 2005, tras ser ratificado por 187 Estados.

2.1.7.1.2 Acuerdo de Copenhague (2009)

Por primera vez, los principales emisores de gases de efecto invernadero (GEI) respaldaron un documento que establece objetivos de reducción de emisiones y mecanismos de financiamiento para mitigación y adaptación en países en desarrollo. El acuerdo contempló la creación de un fondo de 30 000 millones de dólares para el período 2010-2012, con la proyección de alcanzar 100 000 millones de dólares en 2020.

2.1.7.1.3 Acuerdo de París (2015)

Tratado internacional jurídicamente vinculante que abarca aspectos como la mitigación, adaptación y medios de implementación, firmado el 22 de abril de 2016 en Nueva York y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, con la adhesión de 196 países.

2.1.7.2 Mecanismos de promoción de las Energía Renovables

2.1.7.2.1 Tarifa de alimentación- FIT (Feed in Tariff)

Diseñada para acelerar la inversión en tecnologías de energías renovables (ER) ofreciendo con certeza contratos a largo plazo con un precio superior al mercado de modo que ayuden a financiar nuevas inversiones en ER. Normalmente otorgan diferentes precios a diferentes fuentes renovables para fomentar una tecnología respecto de otra, pero también incluyen una disminución gradual de la tarifa para fomentar reducción de costos tecnológicos.

Figura 41

Feed in Tariff



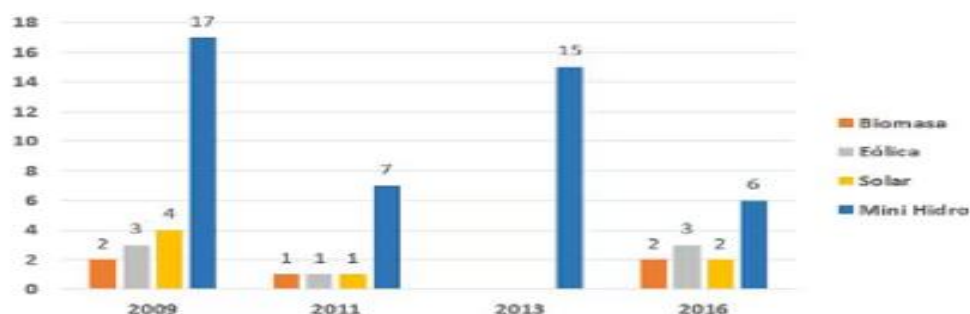
Fuente: Elaboración propia

2.1.7.2.2 Subasta RER

Es un mecanismo de asignación donde compiten diferentes oferentes por una cuota de energía que será suministrado al SEIN a través de un contrato para el suministro de electricidad. Cuando se trata de subastas RER Off-Grid se emplea el Factor de Competencia que se entiende como la oferta de menor importe por año para una determinada área no conectada al SEIN, dado el requerimiento correspondiente de cantidad mínima solicitada de instalaciones autónomas.

Figura 42

Proyectos RER Adjudicados según fecha de subasta



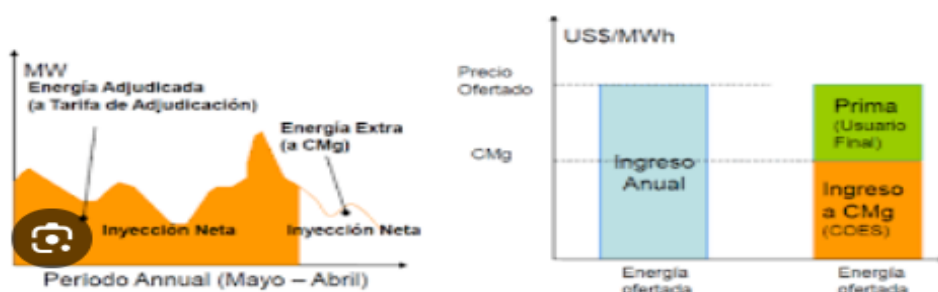
Fuente: MEM-Osinergmin

2.1.7.2.3 Prima RER

Es el precio (USD/MWh) garantizado a los adjudicatarios según el DL 1002, por la venta de su producción de energía durante el plazo de vigencia, la que pagan los consumidores en el recibo mensual de consumo de energía eléctrica; que tiene un componente por la venta de energía a costo marginal (CMg).

Figura 43

Estructura de la Prima RER



Fuente: ARIAE.org

2.2 Marco Conceptual

2.2.1 Irradiancia Solar (G)

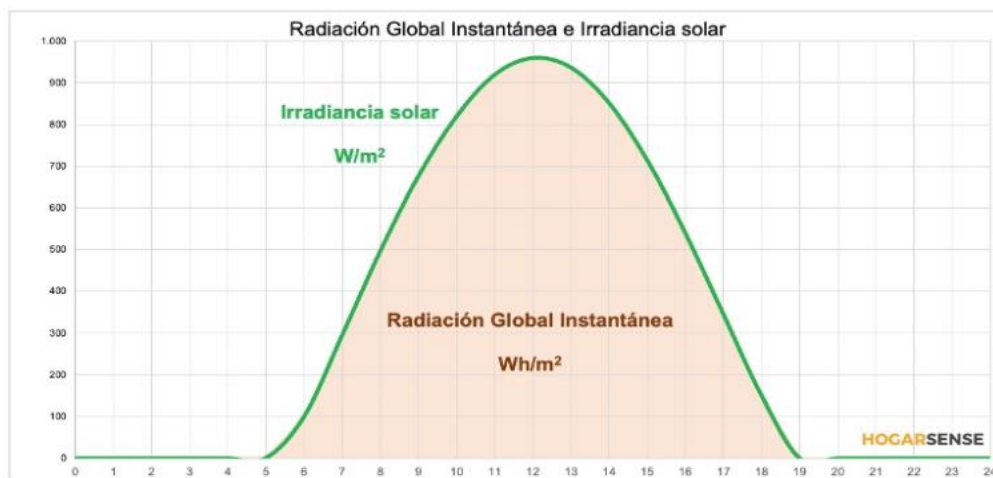
Potencia instantánea de la luz solar sobre una superficie definida en W/m^2 , es el valor en cualquier punto de la línea del gráfico Irradiancia solar vs tiempo.

2.1.2 Irradiación Solar (H)

Energía solar recibida en una unidad de tiempo específica en una superficie definida, se mide en $\text{Wh/m}^2/\text{día}$, $\text{kWh/m}^2/\text{mes}$, $\text{kWh/m}^2/\text{año}$; es el área bajo la curva para un periodo de tiempo determinado.

Figura 44

Irradiancia vs Tiempo



Fuente:Blocksudima

2.2.3 Hora Solar Pico (HSP)

Es el caso teórico en el que el sol brilla con una irradiancia constante de 1000 W/m^2 , se usa para el cálculo de la producción de energía en un sistema FV en valores temporales ya que es la cantidad de horas bajo dicha irradiancia.

2.2.4 Celda

Es el componente elemental de un generador fotovoltaico (FV) donde se lleva a cabo el aprovechamiento de la radiación solar para su conversión en corriente continua (DC), está compuesta por una delgada capa de material semiconductor normalmente silicio tratado, con un grosor de 0,3 mm y una superficie cuadrangular de 156 a 210 mm, posee terminales positivos y negativos.

2.2.5 Módulo

Es un conjunto de celdas unidas eléctrica y mecánicamente en una superficie rígida, actualmente la mayoría de módulos entre 520W y 550W están hechas con celdas de 182 mm (M10) estandarizando los demás componentes.

2.2.6 Cadena (STRING)

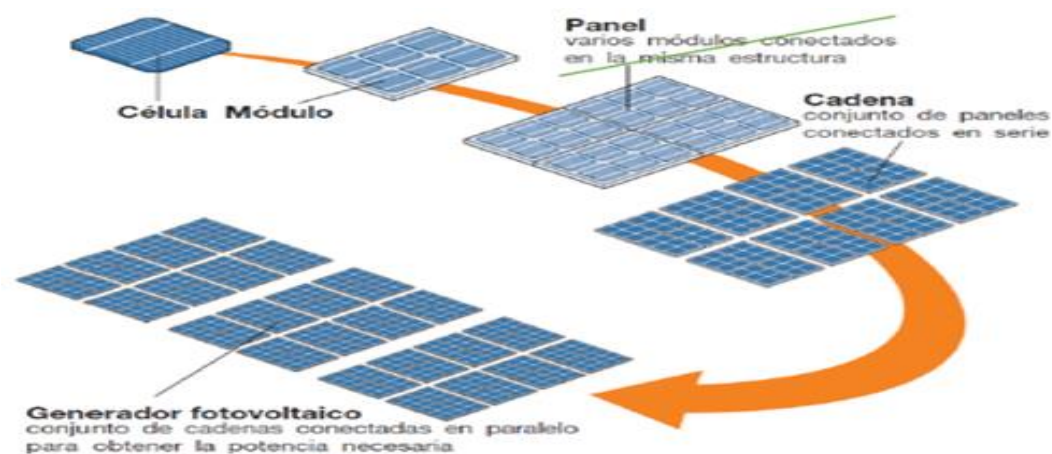
Conjunto de módulos conectados eléctricamente en serie.

2.2.7 Generador Fotovoltaico

Conjunto de cadenas conectadas en paralelo para obtener la potencia requerida.

Figura 45

Generador Fotovoltaico



Fuente: Cuaderno técnico ABB Plantas Fotovoltaicas

2.2.8 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

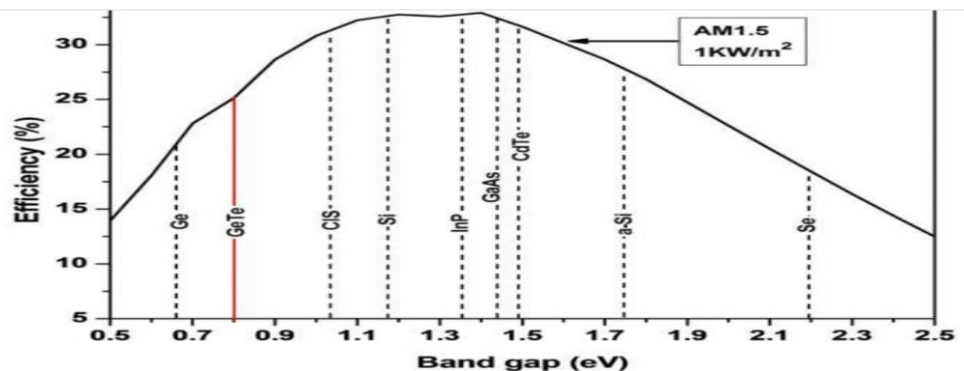
Permite obtener el valor presente de cada unidad de energía eléctrica generada (USD/MWh) posibilitando la comparación de distintos proyectos de generación siendo uno de los indicadores más importantes para evaluar la rentabilidad de una planta FV a lo largo de su vida útil.

2.2.9 Límite de Shockley-Queisser

Es la eficiencia máxima de conversión solar de las células FV de unión simple-con una banda prohibida de 1,4eV y un espectro AM1,5-basada en el principio del equilibrio detallado, cuyo valor es de 33,7%.

Figura 46

Límite de Shockley-Queisser para tecnologías de células FV



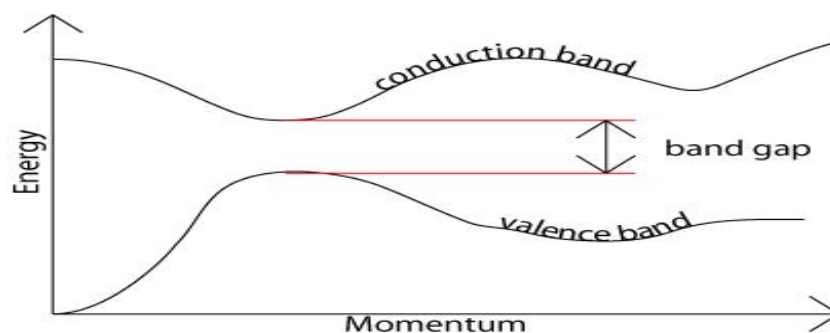
Fuente: Md Abdullah Al Noman

2.2.10 Banda Prohibida (BANDGAP)

En esencia la banda prohibida representa la energía mínima necesaria para excitar un electrón hasta un estado en la banda de conducción donde pueda participar. Es la distancia entre la banda de valencia y la banda de conducción.

Figura 47

Banda Prohibida (BANDGAP)



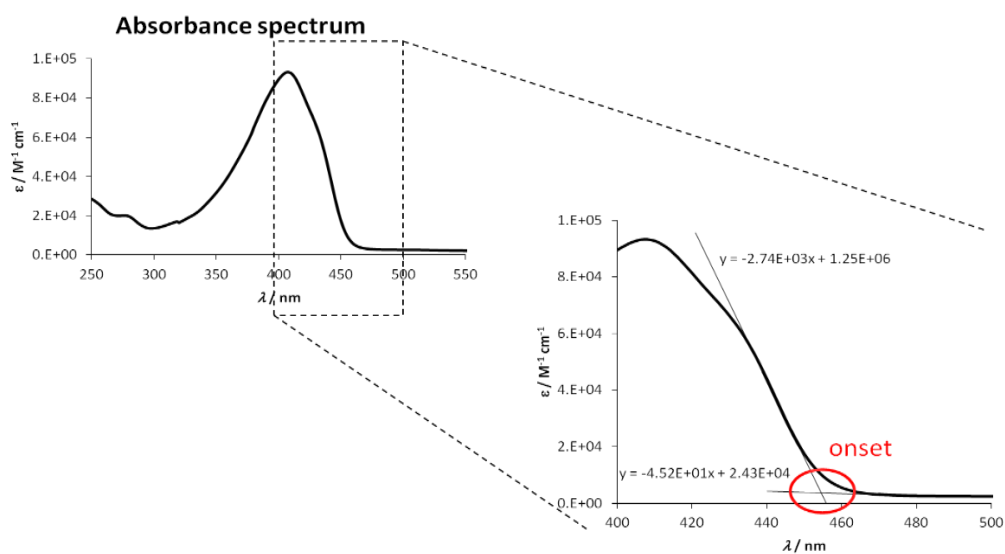
Fuente: Observatorio.info

2.2.11 Espectro de absorción de la radiación

El espectro de absorción de la radiación solar se refiere a las longitudes de onda de la luz solar que son absorbidas por elementos de la atmósfera como las nubes, la vegetación, el oxígeno molecular, el ozono y el vapor de agua.

Figura 48

Espectro de absorción de la radiación



Fuente: Observatorio.info

La radiación solar extraterrestre se distribuye en 7,2% al ultravioleta, 42,7% al visible y 45,6% al infrarrojo cercano.

2.2.12 Rendimiento específico anual (Yr)

$$E = Y_r \cdot P_{fv}$$

Donde:

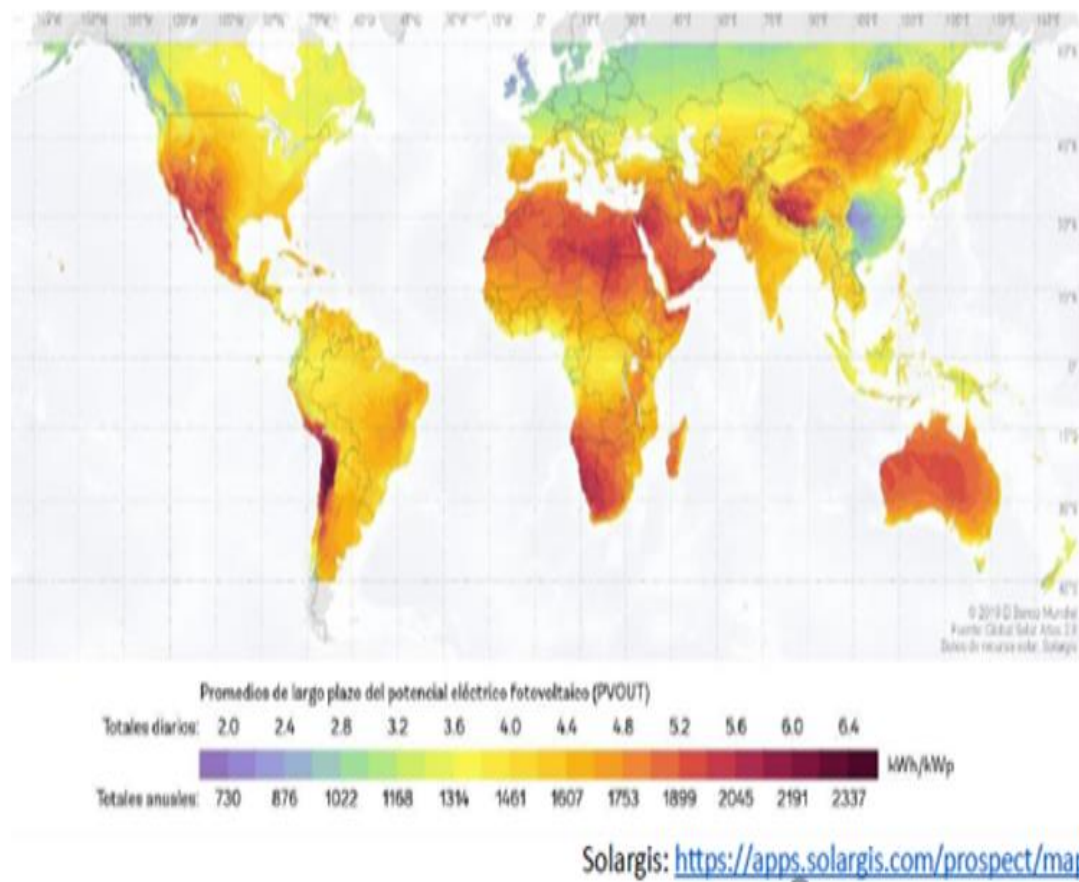
E: Energía generada (kWh)

P_{fv}: Potencia Fotovoltaica (kWp)

Y_r: Rendimiento específico anual (kWh/kWp/a)

Figura 49

Rendimiento Específico Anual (Yr) en el mundo

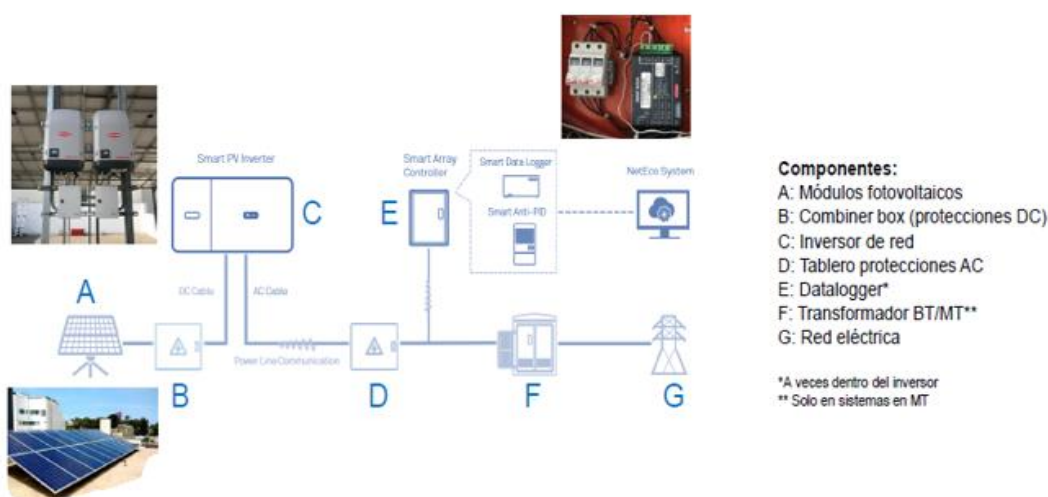


2.2.13 Sistema fotovoltaico

Es el sistema que aprovecha la radiación solar para que a través de los módulos fotovoltaicos se genere CC para convertirla en CA en los inversores, que se utiliza para alimentar distintos consumos energéticos, en algunos casos antes de ser transformada en alterna se suele almacenar en baterías especialmente dimensionadas para su uso.

Figura 50

Esquema de Sistema Fotovoltaico



Fuente: Tecnosolab.com

2.2.14 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

2.2.14.1 Aislados de la Red (Off-Grid)

Sistema que opera de manera autónoma, sin conexión a la red eléctrica, es conocido como **"fuera de la red" (Off-Grid)**. En Perú se utiliza con frecuencia en zonas rurales.

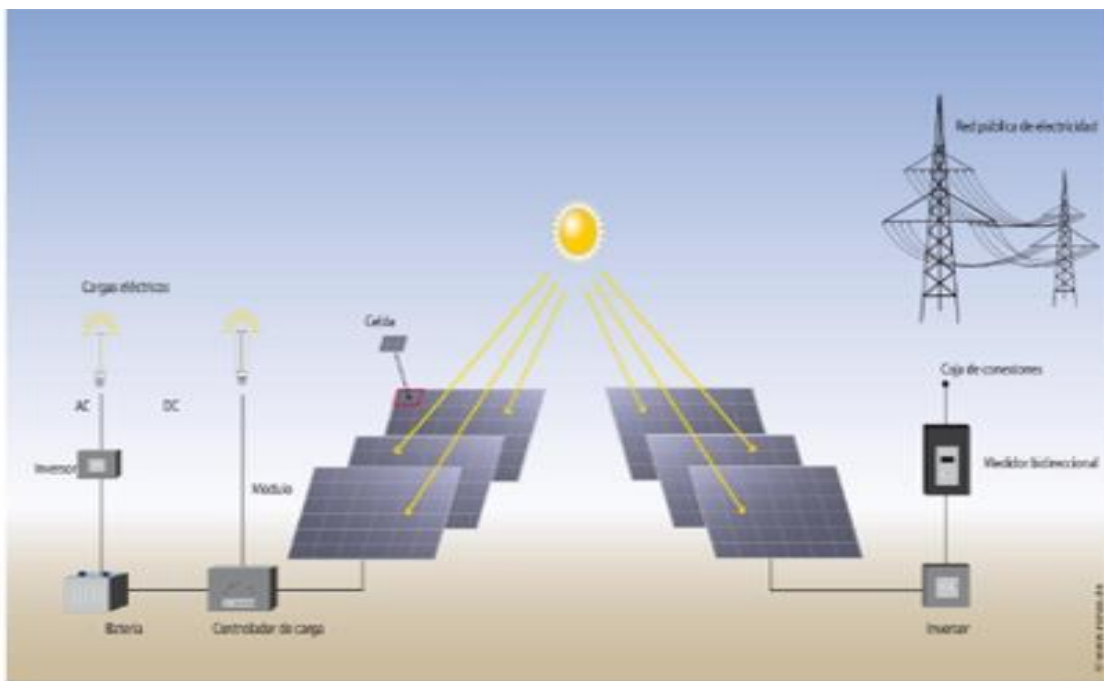
2.2.14.2 Conectado a la Red (On-Grid)

Opera en sincronización con la **red eléctrica pública**, es conocido como **"conectado a la red" (On-Grid)**, genera electricidad durante el día para **autoconsumo**. Los excedentes pueden inyectarse a la red, siempre que la legislación lo permita. En caso de déficit energético, el sistema extrae la energía faltante de la red.

La conmutación y **sincronización** se realizan automáticamente. Ante la ausencia de red eléctrica, el sistema se desconecta de inmediato mediante el **modo anti-isla**.

Figura 51

S. Autónomo vs S. Conectado a red



Fuente: Cuaderno Técnico ABB-Plantas Fotovoltaicas

2.2.15 Clasificación por mecanismo de intercambio de energía

2.2.15.1 Autoconsumo sin inyección

Se genera energía para consumo propio, si hay excedentes son limitados por la electrónica del equipo de inyección cero para evitar exportar a la red.

2.2.15.2 Autoconsumo con Net-metering

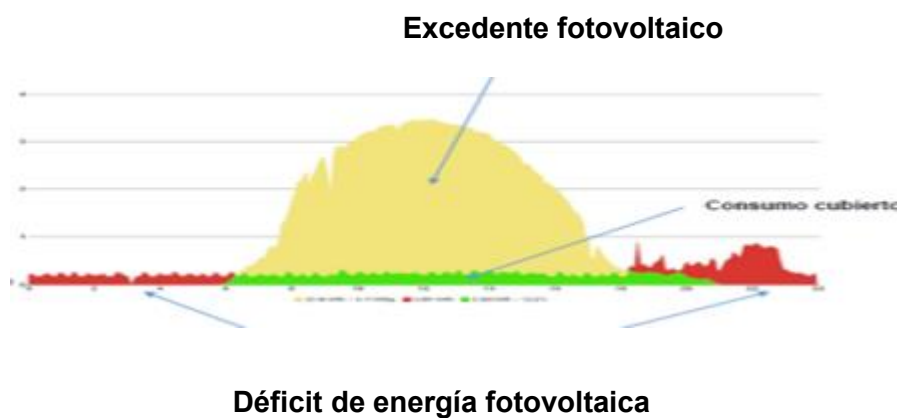
Se genera energía para consumo propio, si hay excedentes que son inyectados a la red, estos se “usan” para cubrir el consumo cuando hay déficit de energía fotovoltaica.

2.2.15.3 Autoconsumo con Facturación Neta (Net-billing)

Se puede inyectar a la red pública, en algunos países es conveniente porque se compra a un precio alto como medio de incentivo, en otros no es conveniente inyectarla pues resulta más rentable almacenarla en baterías.

Figura 52

Inyección de energía FV



Fuente: Elaboración propia

2.2.16 Clasificación por capacidad

2.2.16.1 Residencial

Normalmente (1-10) kWp se instala próxima al consumidor, en el país, los proyectos de generación renovables con capacidad de hasta 500kW no necesitan permiso de concesión. Para potencias mayores a 500 kW se requieren estudios especializados que deberán presentar ante el COES y concesionarias.

2.2.16.2 Comercial e Industrial (C&I) tamaño medio

Normalmente <5 MWp se instala con proximidad al consumidor. Reduce el costo de facturación de energía de la industria, mientras mayor es la planta FV menor será el costo por Watt instalado (economía de escala), también para recortar picos de potencia (peak shaving). Se debe considerar la carga estructural que soporta el techo que normalmente es plano.

2.2.16.3 Gran tamaño (Utility)

Normalmente (5-1000) MWp se instala lejos del consumidor.

2.2.17 TIER ONE (Tier 1 Bloomberg New Energy Finance)

Es el standard más reconocido en la industria FV que selecciona a los mejores fabricantes de paneles solares desde el punto de vista financiero, para poder listar en TIER1 el fabricante deberá haber suministrado 6 proyectos de por lo menos 1,5MW de potencia y haber sido financiado por 6 bancos diferentes.

No se analiza detalles de eficiencia, producción o mejoras en los módulos, aunque cabe precisar que los fabricantes que aparecen en lista disputando ubicaciones superiores

se esfuerzan en mejorar su tecnología para mantener la preferencia de los compradores. La lista se renueva cada 3 meses en cada año.

2.2.18 Tipos de conexionado

2.2.18.1 Serie (String)

En sistemas de conexión a red se suelen conectar los módulos en serie para obtener un voltaje más alto, dependiendo de la capacidad del sistema pueden haber strings de hasta 30 paneles. En el conexionado tradicional en serie se necesita agregar cable en el último módulo para llevarlo al inicio.

Figura 53

Conexión en serie (Tradicional)



Fuente: Elaboración propia

En el conexionado “anca de rana” se hace intercalando módulos, de esta forma se optimiza el uso del cable, además se recomienda la instalación de string en grupos homogéneos para facilitar su instalación y para una operación sin desbalances, que no es recomendable que se produzca.

Figura 54

Conexión serie “anca de rana”



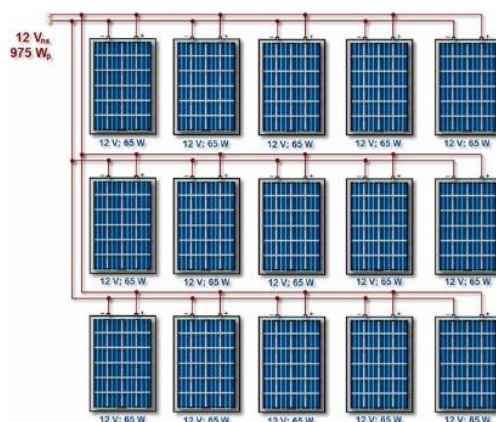
Fuente: elaboración propia

2.2.18.2 Conexión en paralelo

Permite agregar potencia al sistema cuando un string no permite añadir más paneles para lo cual unimos terminales positivos y negativos del string en un solo conductor, de este modo las intensidades de corriente se suman manteniendo el mismo voltaje de trabajo.

Figura 55

Conexión en paralelo



Fuente: Elaboración propia

2.2.19 Degradación Inducida por Luz (LID)

Light Induced Degradation por su traducción en inglés, indica el rendimiento que garantizan los fabricantes, las celdas fotovoltaicas cuando por primera vez se exponen a la

luz solar sufren una degradación del orden del 2%, por ello los fabricantes no garantizan el 100% de rendimiento el primer año de operación, a partir de ahí se degrada aproximadamente 0,55% por año.

2.2.20 Parámetros de Operación

2.2.20.1 Tensión de circuito abierto (V_{oc})

Es la mayor tensión que puede polarizar al dispositivo cuando trabaja como generador. Con él se obtendrá el valor total de la tensión de un string y me permitirá saber si mi inversor admitirá dicho valor luego de realizar la corrección por temperatura.

2.2.20.2 Corriente de cortocircuito (I_{sc})

Es el valor de la corriente que circula por la placa solar cuando la tensión entre sus terminales es nula y es la máxima corriente que se podría llegar a obtener idealmente cuando trabaja como generador. Su valor indicará la corriente que deberé considerar para el dimensionamiento de los conductores y protecciones de sobrecorriente (fusibles) a la salida de los strings.

2.2.20.3 Punto de máxima potencia (Maximun Power Point: MPP)

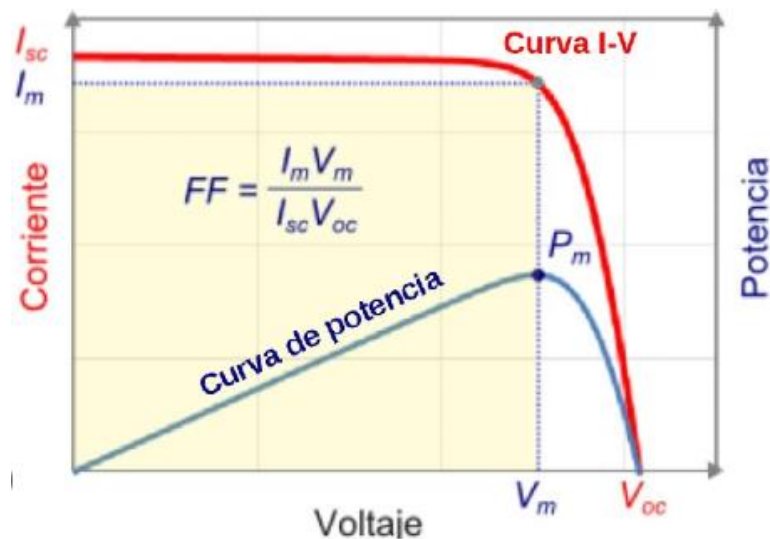
Es el punto de trabajo del panel solar en el que la potencia entregada es la máxima: $P = I \cdot V$, no se debe confundir con la potencia máxima: $P_M = I_M \cdot V_M$

2.2.20.4 Factor de forma (Fill Form: FF)

Es la relación entre la potencia en el punto de máxima y el producto I_{sc} y V_{oc} , su valor es más alto cuanto mayor sea la calidad de las células solares. Una de buena calidad tiene $FF > 0,7$ un valor bajo se asocia con pérdidas de eficiencia en el dispositivo y la baja calidad de la celda solar.

Figura 56

Cálculo del Factor de Forma



Fuente: Research Gate

2.2.20.5 Eficiencia

Se expresa habitualmente como un porcentaje, es la relación entre la potencia eléctrica entregada por el panel y la potencia de la radiación que incide sobre él. Un panel de alta eficiencia sería mayor a 19%.

2.2.21 Condiciones estándar de medida (STC)

Condiciones de trabajo de los paneles FV aceptadas internacionalmente, estas condiciones son 1000 W/m², con una distribución espectral AM 1,5G y 25°C de temperatura, valores que aparecen en la ficha técnica del dispositivo.

2.2.22 Relación de cobertura de suelo (GC)

Ground Coverage Ratio por sus siglas en inglés, también conocido como Pitch, es el cociente entre el área ocupada por los módulos y la del terreno, tiene gran importancia

en la cantidad de radiación que llega a la cara posterior de los paneles al existir mayor capacidad de reflexión de la radiación incidente en el terreno.

2.2.23 Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT)

Dispositivo usado para maximizar la energía disponible del generador fotovoltaico durante su operación.

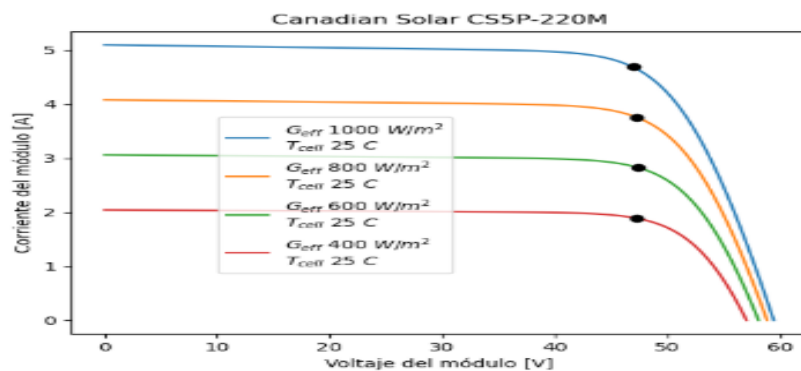
2.2.24 Banco de condensadores

Dispositivo que se usa para evitar que la corriente ondulada retorne hacia la fuente de potencia en CC, también para atenuar las variaciones de tensión en CC a la salida y para proteger transistores IGBT (Transistor Bipolar de Puerta Aislada).

2.2.25 Curvas características

Los paneles fotovoltaicos poseen 2 curvas características que los definen, la curva Intensidad de corriente vs Tensión (I-V) y la de Potencia vs Tensión (P-V). En ellas vemos el comportamiento de la tensión y la corriente de salida del panel en determinadas condiciones ambientales de funcionamiento.

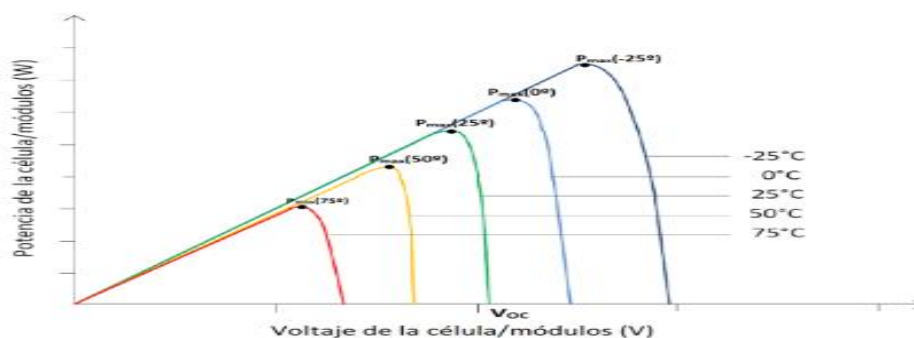
Figura 57
Curvas I-V



- Es el punto de máxima potencia a STC para Irradiancias distintas

Fuente: Canadian Solar-Data sheet

Figura 58
Potencia vs Voltaje



Fuente: Ingelibre-WordPress.com

2.2.26 Parámetros que afectan la operación de un módulo

2.2.26.1 Irradiancia (W/m²)

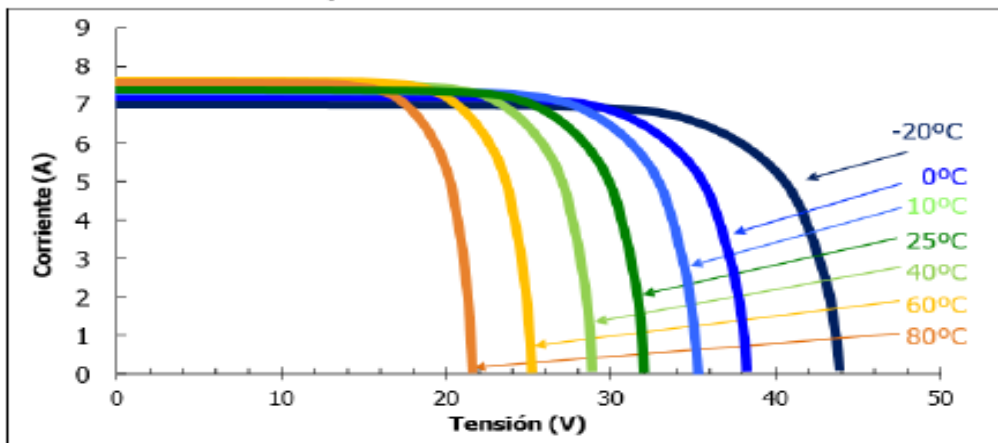
La potencia generada por un módulo varía proporcionalmente a la radiación incidente en él a condición que otros parámetros se mantengan constantes como la temperatura y ausencia de sombreado.

2.2.26.2 Temperatura (°C)

Este parámetro al variar respecto de las condiciones STC hará que varíe sensiblemente la tensión respecto de la corriente que permanece casi constante, produciendo pérdida de potencia al estar por encima de 25°C, cuando está por debajo producirá un aumento en la tensión del módulo dando lugar a una tensión en el string por encima de la tensión máxima permitida según la ficha técnica.

Figura 59

Temperatura vs Potencia



Fuente: Cuaderno de aplicaciones Técnicas ABB – Plantas fotovoltaicas

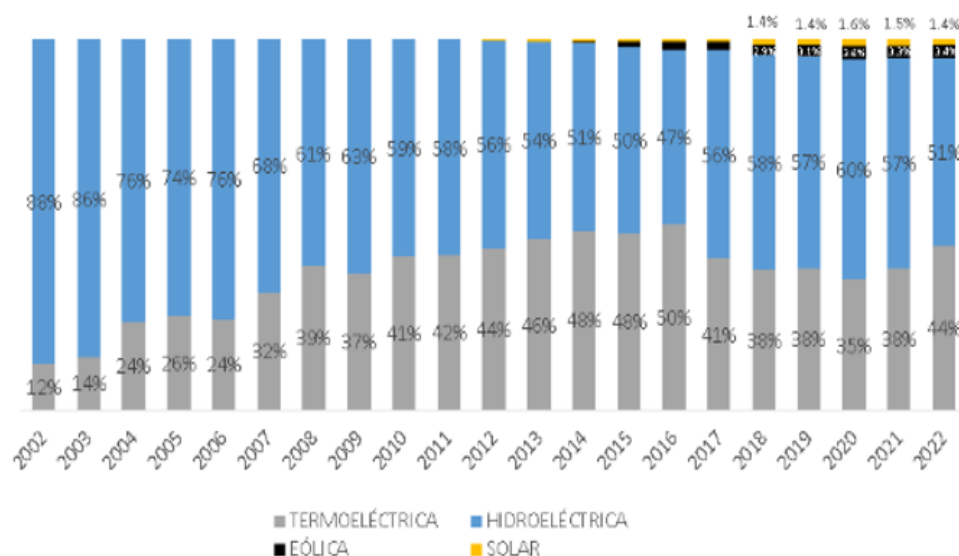
2.2.27 Matriz energética

Es la representación porcentual por fuentes de toda la energía que se utiliza en un país, señalando la incidencia relativa de cada una de ellas: hidráulica, nuclear, solar, eólica, eólica, biomasa, geotérmica también combustibles fósiles como petróleo, gas y carbón.

En el Perú según el COES (2023) la potencia efectiva de la matriz energética tiene la siguiente estructura: 52,76% energía térmica (gas natural y diesel), 40,19% energía hidroeléctrica, 2,19% energía solar, 4,85% energía eólica siendo la demanda máxima promedio diaria es de 7 300,26 MW.

Figura 60

Evolución de la Matriz Energética Perú



Fuente: COES

2.2.28 Efecto sombra

Este efecto evita que la radiación directa llegue al panel FV generando distorsiones en la curva I-V del componente debido a que las celdas trabajan a distintas temperaturas produciendo un desbalance derivando en la aparición de los llamados “puntos calientes”, como las celdas están conectadas entre sí a modo de cadena si una de ellas es afectada perderá energía y afectará al resto de la cadena reduciendo la potencia a la salida del panel.

Entre los factores más comunes que producen sombra tenemos: árboles, hojas secas, nubes, estructuras cercanas, postes, antenas, aves, polvo y suciedad, paneles cercanos.

Figura 61

Cámara Térmica: Efecto Sombra en panel FV



Fuente: Sunpower.maxeon.com

2.2.29 Inversor Solar

Es un dispositivo que usa electrónica de potencia, transforma la energía de corriente continua producida por los string en energía de corriente alterna monofásica o trifásica para entregarla a diferentes niveles de tensión (110V, 220V, 380V, 440V, 600V, 800V o en MT) que se han sincronizado con la red, tienen por lo menos los siguientes componentes externos:

- Conectores para entrada de cada string FV
- Puerto de comunicaciones para envío de señales (Modbus, RS485)
- Salida de corriente alterna

- Salida para el Smart Logger
- Terminales para conexión a tierra

Figura 62

Inversor Solar de conexión a Red



Fuente: spa.sungrowpower.com

2.2.29.1 Inversor Multistring (de cadena)

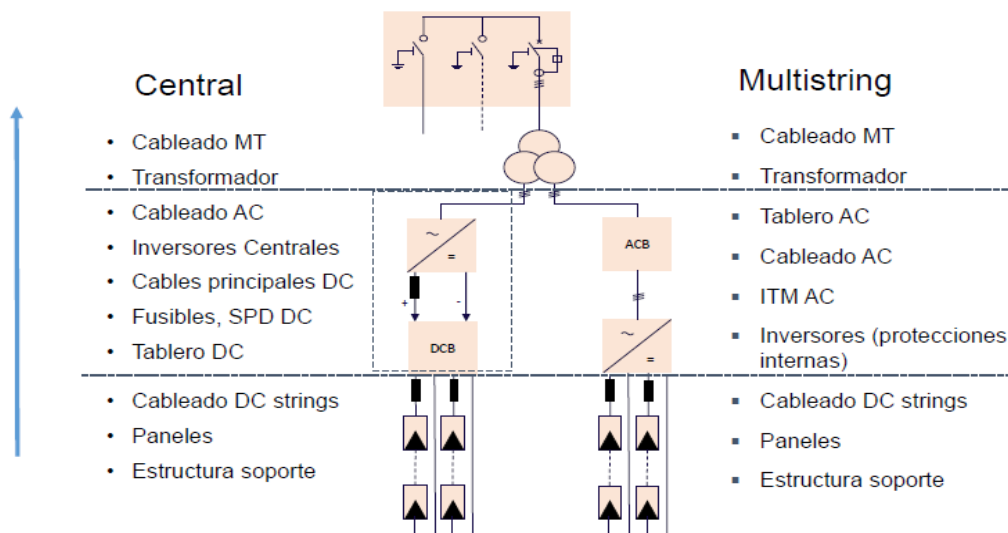
Es el más usado actualmente en sistemas FV de conexión a red, van en capacidades desde los 3 hasta los 350 kW, con eficiencia superior al 97% soportan condiciones extremas, aún con una reducción controlada de potencia (derrateo). En parques solares (sistemas con potencias de MW) se suelen emplear varios de estos inversores en conjunto, adecuadamente comunicados (protocolos estándar comunicación de datos: Modbus, RS485, PLC). Dimensiones físicas: hasta 100 kg –1m x 1m x 0.4m

2.2.29.2 Inversor Central

Usados cada vez menos por motivos de confiabilidad, operación y mantenimientos complejos, solo a cargo de personal de fábrica y cuya sustitución puede durar meses elevando el CAPEX y OPEX de la planta.

Figura 63

Inversor Central vs Inversor Multistring



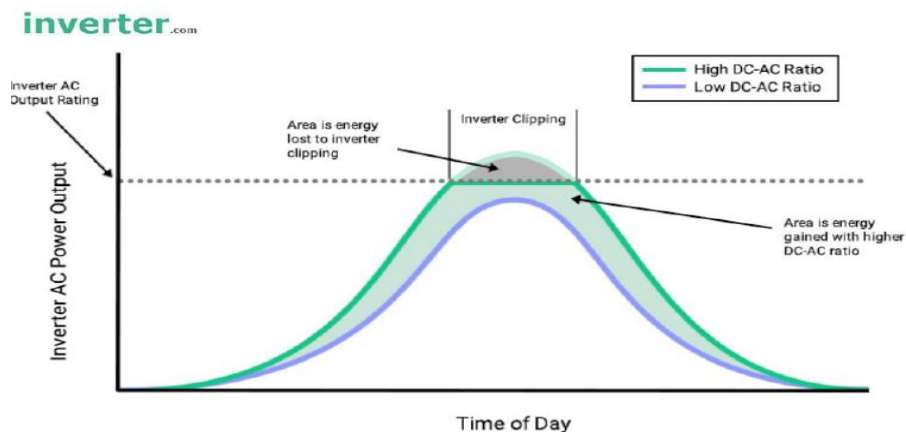
Fuente: Tecnosolab.com

2.2.30 Recorte de Potencia (CLIPPING)

Si la producción de energía del sistema excede al total que los inversores pueden manejar en un momento dado, automáticamente recortarán la energía producida.

Figura 64

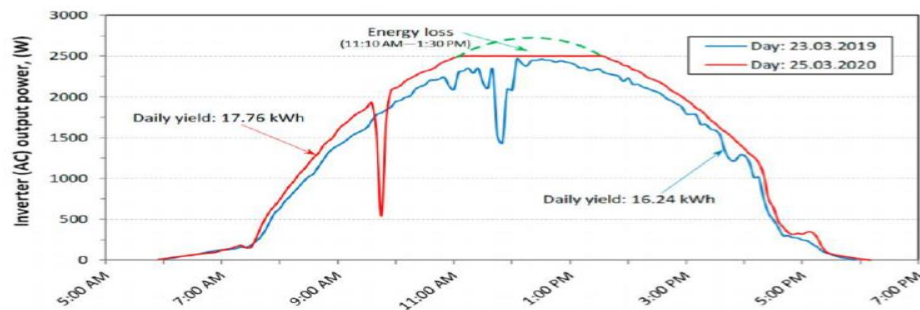
Clipping



Fuente: Tecnosolab.com

Figura 65

Energía perdida



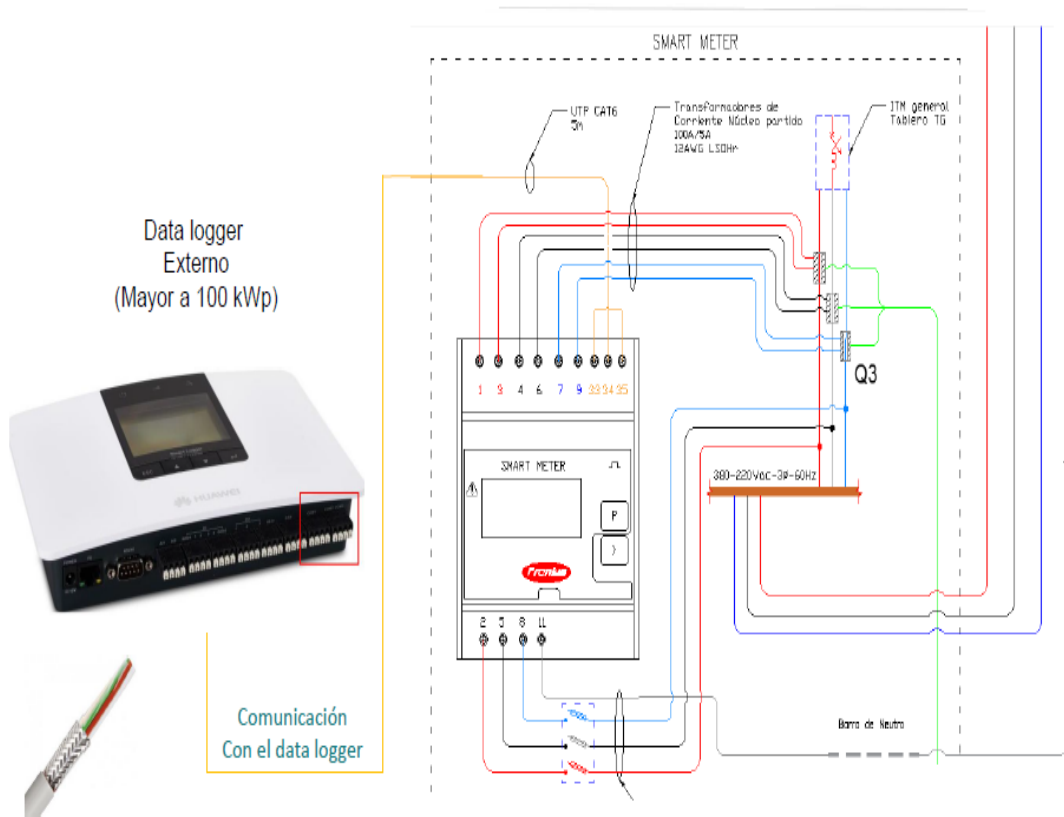
Fuente: Tecnosolab.com

2.2.31 Data Logger (Monitoreo)

Equipo para la recolección de datos de inversores, smart meter, sensores ambientales, se comunica a través de Modbus y RS485 via internet enviando los datos a la nube. Cuando el inversor es de menos de 100 kW se halla dentro del inversor, otras veces se ubica en el tablero AC o un tablero adicional.

Figura 66

Data Logger externo



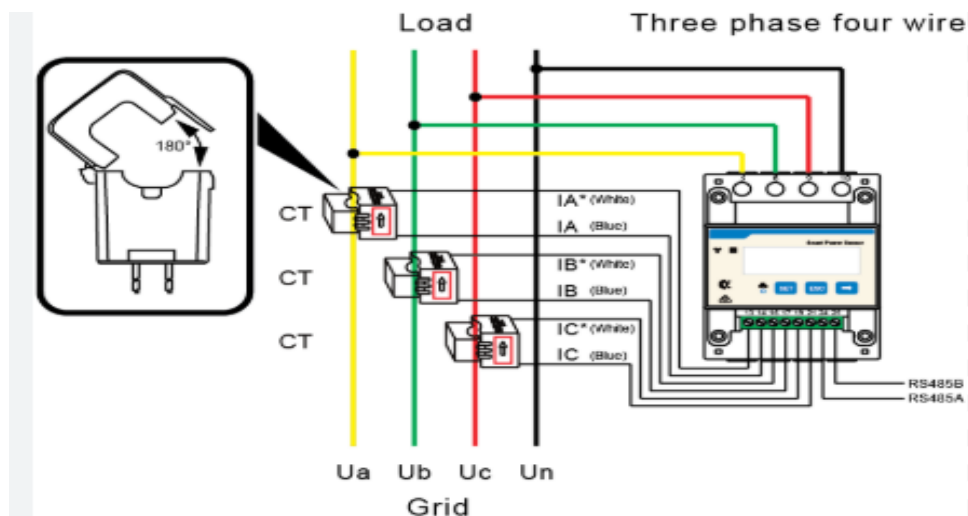
Fuente: FRONIUS

2.2.32 Smart Meter

Llamados medidores inteligentes, son contadores electrónicos de alta eficiencia, almacenan datos de consumo para enviarlos a la central de control del Sistema.

Figura 67

Smart Meter



Fuente: Prostarsolar.net/es

2.2.33 Rendimiento energético

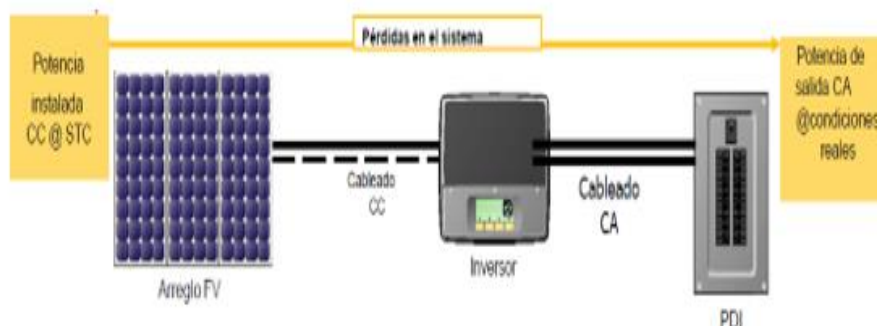
Es una medida de la cantidad de energía solar incidente en los strings que se convierte en energía útil.

2.2.34 Pérdidas en el sistema

Un Sistema FV está sujeto a pérdidas que afectan la producción de energía, su identificación anticipada nos permitirá optimizar su dimensionamiento y el de sus componentes.

Figura 68

Pérdidas en el sistema FV



Fuente: Prostarsolar.net/es

En el arreglo FV deben considerarse pérdidas por:

- Temperatura de celda
- Irradiancia
- Tolerancia de potencia
- Suciedad
- Edad del arreglo
- En el cableado CC y CA las caídas de tensión correspondientes.
- En el Inversor la eficiencia de dicho componente.

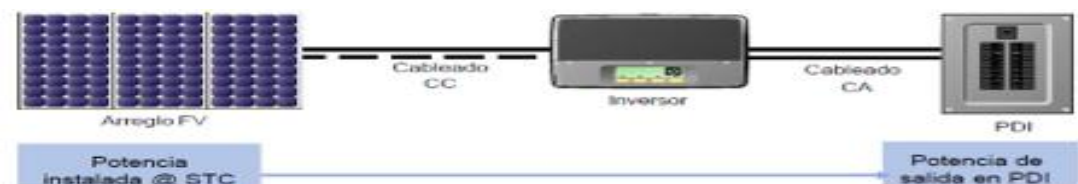
El factor de pérdidas totales que se obtiene entonces será:

Factor de pérdidas total	=	Factor de temperatura	x	Factor de irradiancia	x	Tolerancia de potencia	x	Factor de suciedad	x	Factor de edad	x	$V_{caída}$ CC	x	Eficiencia del inversor	x	$V_{caída}$ CA
--------------------------------	---	--------------------------	---	--------------------------	---	------------------------------	---	--------------------------	---	----------------------	---	-------------------	---	-------------------------------	---	-------------------

2.2.35 Potencia AC Estimada

El factor de pérdidas permite estimar la potencia que debería estar generando el arreglo, es necesario precisar que este factor depende del punto en que se desee medir.

$$\text{Potencia AC estimada} = \text{Potencia STC} \times \text{Factor pérdidas totales}$$



2.2.36 Variación de potencia

Puede incluirse adicionalmente la eficiencia del transformador, de esta manera se puede comparar la potencia estimada con la potencia medida en el punto de inyección y definir una tolerancia aceptable para la medición que no debe exceder el 5% por exceso o por defecto. En caso de exceder este valor se debe iniciar un proceso de detección de fallas en el arreglo fotovoltaico.

$$\% \text{VARIACIÓN DE POTENCIA} = (W_{\text{estimada}} - W_{\text{medida}}) / (W_{\text{estimada}}) \times 100$$

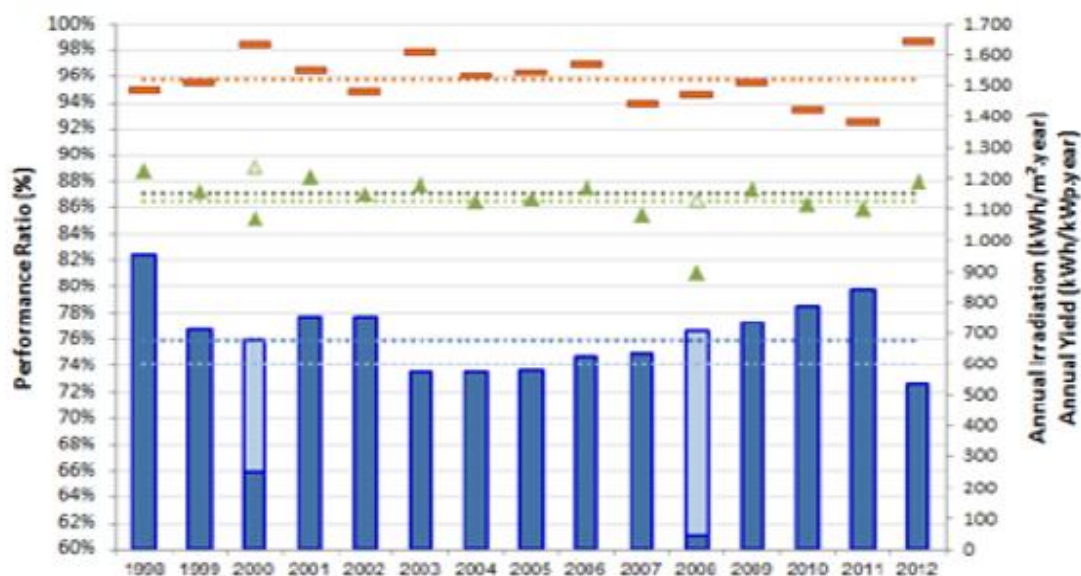
2.2.37 Performance Ratio (PR)

El PR se considera un indicador clave de rendimiento para evaluar la calidad del diseño y operación de un sistema FV en un periodo de tiempo. El total de pérdidas que tiene el sistema nos permitirá cuantificar para un periodo de tiempo un factor global que se denomina Performance Ratio (PR) donde ya no se considera a la irradiancia (W/m^2) como tal, en su lugar se considera a la irradiación (Wh/m^2):

$$\text{PR} = \text{Energía final entregada por el sistema} / \text{Energía ideal del sistema}$$

Figura 69

Performance Ratio (%)



Fuente: Prostarsolar.net/es

Porcentaje de rendimiento (Performance Ratio) ■

Porcentaje de rendimiento promedio (Average PR) ---

Producción (Yield): ▲

Producción promedio (Average Yield): ---

Porcentaje de rendimiento estimado (Estimated PR): ---

Porcentaje de rendimiento promedio estimado (Estimated average PR): ■

Producción estimada: ▲

Producción promedio estimada (Estimated average yield): ---

Irradiación promedio (average irradiation): ---

Irradiación: ■

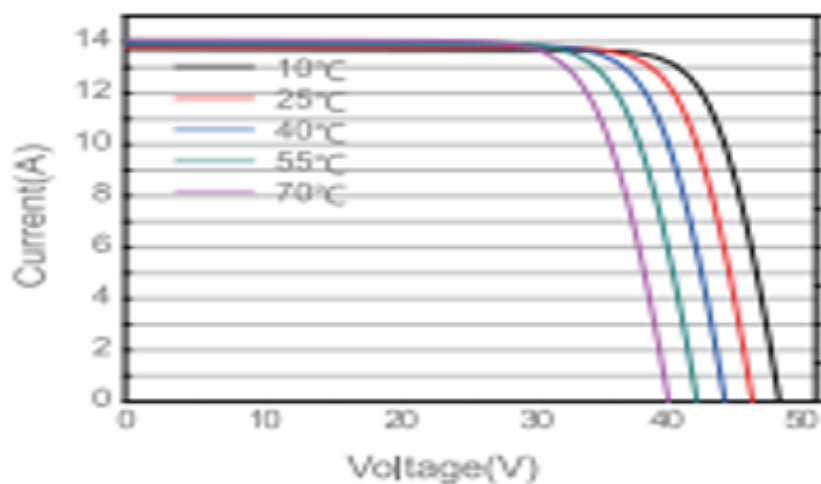
2.3 Influencia de parámetros característicos en el sistema SF:

2.3.1 Temperatura de la celda

Afecta el rendimiento según la temperatura a la que trabaja la celda, principalmente afecta la tensión a la salida del arreglo, de la ficha técnica podemos ver la temperatura de trabajo y el coeficiente de temperatura en el punto de máxima potencia.

Figura 70

Gráfico I -V según Temperatura de la celda



Fuente :Ficha técnica JA SOLAR

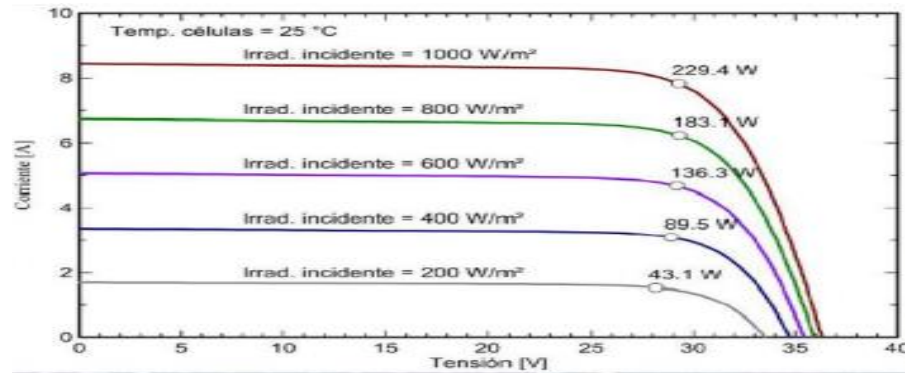
$$\text{Factor de Temp} = 1 + [(T_{\text{celda}} - 25^{\circ}\text{C}) \times (\text{Coef. de Temp. en Pmp}) / 100]$$

2.3.2 Irradiancia

Esta debe ser tomada en el plano del arreglo FV para medir el desempeño del módulo, empleando su ficha técnica obtenemos el factor de irradiancia que afecta principalmente a la corriente de salida.

Figura 71

Gráfico I -V según Irradiancia en el plano de la celda



Fuente: ficha técnica JASOLAR

$$\text{Factor de Irradiancia} = \frac{\text{Irradiancia en el sitio}}{\text{Irradiancia a STC}}$$

2.3.3 Energía final que pueda entregar el sistema en Wh

$$E = HSP \times P_{FV} \times PR$$

2.3.4 Costo de la Energía perdida debido a diferentes PR (C_{ppr} en USD)

El costo de la energía perdida debido a diferencias en el Performance Ratio (PR) entre dos sistemas fotovoltaicos se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_{ppr}(\text{USD}) = \Delta PR \times HSP_{\text{año}} \times P_{FV} \times \text{USD/MWh} \times 25 (\text{años})$$

Donde:

- ΔPR : Diferencia en las pérdidas totales entre los dos sistemas en comparación.
- $HSP_{\text{año}}$: Horas solares pico anuales.
- P_{FV} : Potencia nominal del sistema fotovoltaico (MW).
- USD/MWh: Precio de compra de la energía en el mercado eléctrico.

CAPITULO III

Diseño y dimensionado de la planta

3.1 Ubicación de la Universidad Nacional de Ingeniería

Coordenadas: -12,02038 ; -77,048169

Figura 72

Universidad Nacional de Ingeniería



Fuente: earth.google.com

Figura 73

Facultad de Ingeniería Mecánica



Fuente: earth.google.com

Figura 74

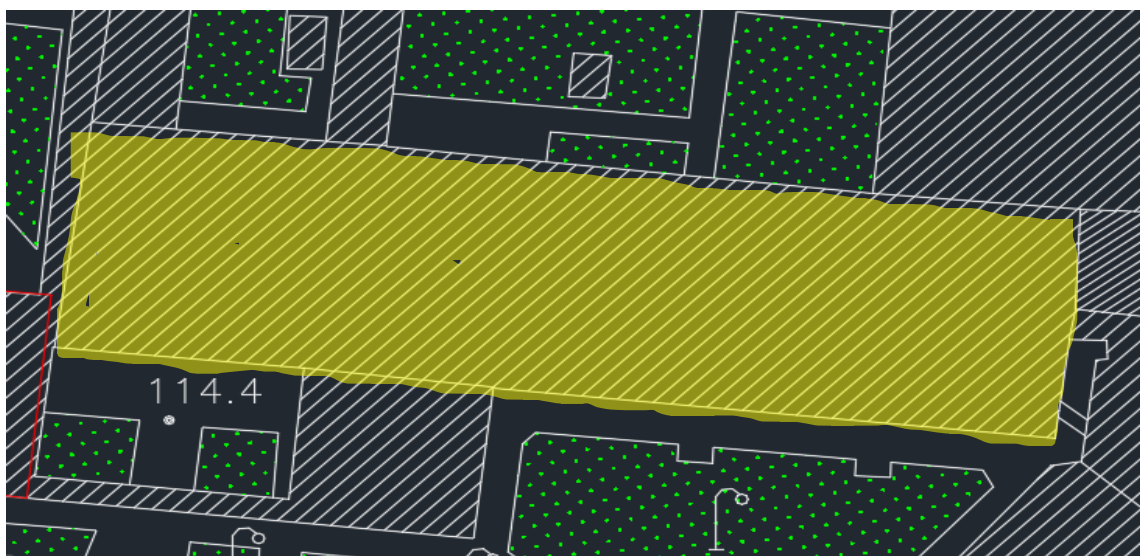
Plano sector A2 de la FIM



Fuente: Elaboración Propia

Figura 75

Detalle de Ubicación propuesta de la PSFV



Fuente: Elaboración propia

3.2 Potencial FV en Av. Túpac Amaru 210 Rímac (UNI)

Coordenadas de la ubicación: -12,02038°, -77,048169°

Figura 76

Coordenadas de la ubicación:



3.3 Radiación en la Facultad de Ingeniería Mecánica

Tabla 4

Radiación FIM con Factor de Energía

MES	Rad. SolarHorizontal (kWh/m2/día)	Consumo mensual (kWh)	Días por mes días	CONSUMO DIARIO(C/D) (Energía/día/kWh/día)	FACTOR DE ENERGÍA (B/E)
ENERO	6.85	226,600	31	7,309.68	0.0009371
FEBRERO	6.69	262,300	28	9,367.86	0.0007141
MARZO	6.88	289,520	31	9,339.35	0.0007366
ABRIL	6.34	297,580	30	9,919.30	0.00063916
MAYO	5.45	243,260	31	7,847.09	0.00069452
JUNIO	4.66	221,120	30	7,370.66	0.00063223
JULIO	5.05	235,640	31	7,601.29	0.00066436
AGOSTO	5.16	189,700	30	6,119.35	0.000843219
SETIEMBRE	5.66	235,640	30	7,854.66	0.000720591
OCTUBRE	6.17	234,520	31	7,565.16	0.00081558
NOVIEMBRE	6.3	211,900	30	7,063.33	0.00089193
DICIEMBRE	6.71	241,080	31	7,776.77	0.000862822

3.4 Consumo Anual De Energía-Suministro 1696820 (2019-2023)

Tabla 5

Consumo y facturación año 2023

AÑO/MES	E HP	E FP	E TOTAL	ENERGÍA REACTIVA	DEMANDA FP	DEMANDA HP	DEM TOTAL	FACTURACIÓN
2023	kWh	kWh	kWh	kVARh	kW	kW	kW	S/.
ENERO	31,940	151,940	183,880	47,040	540	410	950	106,502.5
FEBRERO	28,980	156,020	185,000	48,160	602	410	1,012	106,317.5
MARZO	28,120	163,020	191,140	53,460	768	404	1,172	111,468.5
ABRIL	42,440	220,280	262,720	75,260	872	668	1,540	147,882.5
MAYO	33,540	164,040	197,580	48,580	872	668	1,540	123,717.5
JUNIO	39,680	180,120	219,800	50,240	872	668	1,540	131,454.5
JULIO	35,060	162,160	197,220	41,120	570	492	1,062	110,661.5
AGOSTO	27,280	135,220	162,500	33,720	484	408	892	91,925.5
SETIEMBRE	40,140	186,760	226,900	42,480	604	500	1,104	117,726.5
OCTUBRE	38,000	172,580	210,580	40,000	596	532	1,128	129,758
NOVIEMBRE	38,580	176,800	215,380	44,780	644	544	1,188	118,072
DICIEMBRE	39,680	175,740	215,420	48,620	612	524	1,136	134,897
TOTAL	334,400	1,573,700	1,908,100	573,460				1,312,311.5

Tabla 6

Consumo y facturación año 2022

AÑO/MES	ENERGÍA HP	ENERGÍA FP	E TOTAL	ENERGÍA REACTIVA	DEMANDA FP	DEMANDA HP	DEM TOTAL	FACTURACIÓN
2022	kWh	kWh	kWh	kVARh	kW	kW	kW	S/.
ENERO	18,480	90,840	109,320	42,140	298	214	512	61,939.5
FEBRERO	19,280	96,820	116,100	46,220	320	270	590	56,191
MARZO	18,500	96,140	114,640	45,240	372	214	586	58,091
ABRIL	20,680	111,880	132,560	46,300	384	298	682	65,214.5
MAYO	21,800	108,560	130,360	43,220	408	288	696	66,374.0
JUNIO	22,100	112,380	134,480	39,520	404	308	712	67,555.5
JULIO	23,140	118,580	141,720	43,060	412	288	700	70,884.5
AGOSTO	19,700	103,360	123,060	36,120	376	276	652	64,771.5
SETIEMBRE	23,260	115,760	139,020	39,560	488	384	872	75,533.0
OCTUBRE	35,580	159,350	194,930	51,920	542	444	986	115,639.5
NOVIEMBRE	36,640	160,320	196,960	54,400	530	452	982	126,550.0
DICIEMBRE	31,700	140,980	172,680	48,520	504	432	936	100,884.0
TOTAL	290,860	1,414,970	1,705,830	536,220				929,568

Tabla 7*Consumo y facturación año 2021*

AÑO/MES	E HP	E FP	E TOTAL	ENERGIA REACTIVA	DEM FP	DEM HP	DEM TOTAL	FACTURACIÓN S/.
2021	kWh	kWh	kWh	kVARh	kW	kW	Kw	S/.
ENERO	19,220.0	97,080	116,300	53,240.0	318	234	552	51,515.0
FEBRERO	20,320.0	99,420.0	119,740	53,140.0	362	190	552	54,198.0
MARZO	18,340.0	95,660.0	114,000	48,540.0	350	228	578	52,105.0
ABRIL	19,540.0	101,680.0	121,220	53,600.0	314	210	524	62,964.5
MAYO	15,440.0	87,100.0	102,540	43,820.0	286	200	486	45,972.0
JUNIO	16,260.0	77,720.0	93,980	41,740.0	290	160	450	43,293.0
JULIO	16,140.0	78,400.0	94,540	42,100.0	254	166	420	57,128.5
AGOSTO	16,160.0	82,760.0	98,920	43,260.0	256	210	466	52,601.5
SETIEMBRE	16,520.0	81,900.0	94,200	44,260.0	290	192	482	46,668.5
OCTUBRE	17,960.0	84,720.0	102,680	45,140.0	256	176	432	57,046.5
NOVIEMBRE	15,260.0	75,640.0	90,900	38,940.0	274	194	468	45,501.5
DICIEMBRE	17,620.0	87,220.0	104,840	40,500.0	276	214	490	58,584.5
TOTAL	178,780.0	1,073,080	1,251,860	548,280.0				627,578.5

Tabla 8*Consumo y facturación año 2020*

AÑO/MES	E HP	E FP	E TOTAL	ENERGÍA REACTIVA	DEM FP	DEM HP	DEM. TOTAL	FACTURACIÓN
2020	kWh	kWh	kWh	kVARh	kW	kW	kW	S/.
ENERO	34,680	178,200	212,880	79,760.00	748	538	1,286	93,569.52
FEBRERO	41,700	206,240	247,940	91,320.00	906	674	1,580	109,896.50
MARZO	41,741	179,648	221,389	83,047.00	726.33	615	1,341.33	96,012.0
ABRIL	10,392	159,708	170,100	73,828.57	726.33	615	1,341.33	80,309.5
MAYO	14,162	71,088	85,250	39,112.50	194	136	330	47,022.0
JUNIO	16,000	73,880	89,880	42,980.00	196	134	330	48,959.0
JULIO	14,100	72,080	86,180	40,740.00	226	140	366	50,375.5
AGOSTO	14,400	77,140	91,540	45,140.00	264	168	432	45,826.0
SETIEMBRE	17,420	83,400	100,820	49,960.00	240	186	426	53,534.5
OCTUBRE	15,680	83,220	98,900	48,300.00	272	198	470	41,975.5
NOVIEMBRE	18,060	87,460	115,520	50,740.00	278	198	476	54,297.5
DICIEMBRE	17,720	86,380	104,100	51,000.00	266	184	450	53,680.0
TOTAL	256,055	1,177,444	1,433,499	695,928.07				775,457.52

Tabla 9*Consumo y facturación año 2019*

AÑO/MES	E HP	E FP	E TOTAL	ENERGÍA REACTIVA	DEM FP	DEM HP	DEM TOTAL	FACTURACIÓN
2019	kwh	kWh	kWh	kVARh	kW	kW	kW	S/.
ENERO	41,220	185,380	226,600	113,380	728	574	1,302	96,794
FEBRERO	45,240	217,060	262,300	119,760	900	600	1,500	108,468
MARZO	48,180	241,340	289,520	129,020	988	628	1,616	119,594.5
ABRIL	53,260	244,320	297,580	138,000	880	684	1,564	119,845
MAYO	46,800	196,460	243,260	110,100	738	636	1,374	120,648.5
JUNIO	43,840	177,280	221,120	92,680	650	568	1,218	109,501
JULIO	44,440	191,200	235,640	94,380	848	584	1,432	113,652.5
AGOSTO	35,700	154,000	189,700	73,700	544	504	1,048	93,443
SETIEMBRE	44,440	185,920	235,640	89,180	664	608	1,272	108,794
OCTUBRE	49,080	190,440	234,520	87,620	646	628	1,274	110,569
NOVIEMBRE	42,680	169,220	211,900	80,080	670	600	1,270	107,669.5
DICIEMBRE	48,300	192,780	241,080	91,680	724	642	1,366	120,268.5
TOTAL	463,040	2,000,480	2,463,520	1,219,580				1,329,247.5

3.5 Cálculo Preliminares

Lugar: Facultad de Ingeniería Mecánica

Universidad Nacional de Ingeniería – Rímac

Coordenadas: Latitud -12.02038° ; Longitud -77.048169°

Radiación solar: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Demanda máxima: 80 Kw

- **Eficiencia de la instalación (R)**

$$R = F_t \times F_i \times F_{tp} \times F_d \times F_a \times VD_{CC} \times E_{inv} \times VD_{CA}$$

Donde:

-Factor de pérdidas totales (R)

-Factor de temperatura de la celda (F_t)= 0.944

- Factor de irradiancia (F_i)= 0.85
- Tolerancia de potencia (F_{pt})= 0.97
- Factor de suciedad (F_d)= 0.98
- Factor de edad del arreglo FV (F_a)= 0.979
- Caída de tensión CC (VD_{CC})= 0.98
- Eficiencia del inversor= 0.98
- Caída de tensión CA (VD_{CA})= 0.98

$$R = 0.944 \times 0.85 \times 0.97 \times 0.98 \times 0.979 \times 0.98 \times 0.98 \times 0.98$$

$$R = 0.703$$

- **Energía necesaria (E) en kWh**

$$E = \text{Energía del peor mes (Wh)} / R$$

$$E = 7,370,670 / 0.703$$

$$E = 10,484.6 \text{ kWh}$$

Ésta es la energía que se producirá en el peor escenario de recurso solar y mayor consumo comparativo (Factor de Energía)

- **Declinación solar: δ_s**

$$\delta_s = 23.45 \cdot \sin[360 \cdot (284 + dn) / 365]$$

En nuestro caso el valor de dn corresponde al mes de junio que es el peor escenario debido a su menor factor de energía:

$$dn = 31 + 28 + 31 + 30 + 31 = 151$$

reemplazando obtenemos:

$$\delta_s = 21.9^\circ$$

- **Ángulo de salida del sol (W_s)**

$$W_s = -\arccos(-\tan(\delta_s) \cdot \tan \varnothing)$$

$$\varnothing: \text{latitud del lugar} = -12.02038^\circ$$

Reemplazando:

$$W_s = -85.089^\circ$$

- **Ángulo de salida del sol en el plano inclinado: W_{ss}**

$$W_{ss} = \max [W_s; -\arccos(-\tan \delta_s \cdot \tan(\varnothing - \beta))]$$

Se recomienda que el valor de $\beta = 20^\circ$

Obteniéndose:

$$W_{ss} = \max [-85.089^\circ; -51.29^\circ]$$

Por lo tanto:

$$W_{ss} = -51.29^\circ$$

- **Factor de excentricidad (ϵ)**

$$\epsilon = 1 + 0.033 \cdot \cos(2\pi \cdot dn/365)$$

para $dn = 151$

$$\epsilon = 1.03297$$

- **Índice de claridad (K_{tm})**

$$K_{tm} = G_{d,m(o)} / H_{d,m(o)}$$

$G_{d,m(o)}$: radiación solar global (menor valor ASDC/NASA) = 8.9119 kWh/m²

$H_{d,m(o)}$: radiación en plano horizontal = 10.65479 kWh/m²

Se obtiene:

$$K_{tm} = 0.836422$$

- **Fracción difusa de la radiación (F_{dm})**

$$F_{dm} = 1 - 1.13 * K_{tm}$$

$$F_{dm} = 1 - 1.13 * 0.836422$$

$$F_{dm} = 0.054843$$

- **Radiación difusa D_{dm}(o)**

$$D_{dm}(o) = G_{d;m}(o) * F_{dm}(o)$$

$$D_{dm}(o) = 8.9119 * 0.054843$$

$$D_{dm}(o) = 0.488755 \text{ kWh/m}^2$$

- **Radiación sobre el plano inclinado (H)**

$$H = G_{d;m}(o) - F_{dm}(o)$$

$$H = 8.9119 - 0.054843$$

$$H = 8.857057$$

- **Factor de corrección de radiación directa sobre el plano inclinado (K)**

$$K = [W_{ss}(\pi/180) * \sin \delta * \sin(\varnothing - \beta) + \cos \delta * \cos(\varnothing - \beta) * \sin W_{ss}]$$

/

$$[W_{ss}(\pi/180) * \sin \delta * \sin \varnothing + \cos \delta * \cos \varnothing * \sin W_{ss}]$$

Sabemos que :

$$W_{ss} = -51.29^\circ \quad \delta = 21.9^\circ \quad \varnothing = -12.023^\circ \quad \beta = 20^\circ \quad W_s = -98.0$$

$$K = 0.217928$$

- **Radiación directa en el plano inclinado (H_{β,α})**

$$H_{\beta,\alpha} = H * K$$

$$H_{\beta,\alpha} = 8.857057 * 0.217928$$

$$H_{\beta,\alpha} = 1.9032 \text{ kWh/m}^2$$

- **Radiación difusa en el plano inclinado (D_{β,α})**

$$D_{\beta,\alpha} = D_{d,m} * (1 + \cos \beta) / 2$$

$$= 0.488755 \cdot (1 + \cos 20^\circ)/2$$

$$D_{\beta,\alpha} = 0.474017 \text{ kWh/m}^2$$

- **Radiación albedo sobre plano inclinado ($AL_{\alpha,\beta}$)**

$$AL_{\alpha,\beta} = 0.5 \cdot \rho \cdot G_{d,n} \cdot (1 - \cos \beta)$$

ρ : Índice de reflectividad del suelo, si no se conoce $\rho = 0.2$

$$= 0.5 \cdot 0.2 \cdot 8.9119 \cdot (1 - \cos 20^\circ)$$

$$AL_{\alpha,\beta} = 0.0537453 \text{ kWh/m}^2$$

- **Radiación total en panel inclinado ($G_{\beta,\alpha}$)**

$$G_{\beta,\alpha} = H_{\beta,\alpha} + D_{\beta,\alpha} + AL_{\beta,\alpha}$$

$$G_{\beta,\alpha} = 1.9032 + 0.474017 + 0.0537453$$

$$G_{\beta,\alpha} = 2.4579623 \text{ kWh/m}^2$$

- **Horas solares pico (HSP)**

$$HPS(h) = G_{\beta,\alpha} (h) = 2.4579623 \text{ h}$$

- **Potencia pico (Pp)**

$$P_p = E(\text{necesaria}) / HSP$$

$$P_p = 10\,484.6 / 2.4579623$$

$$P_p = 4.27 \text{ kWp}$$

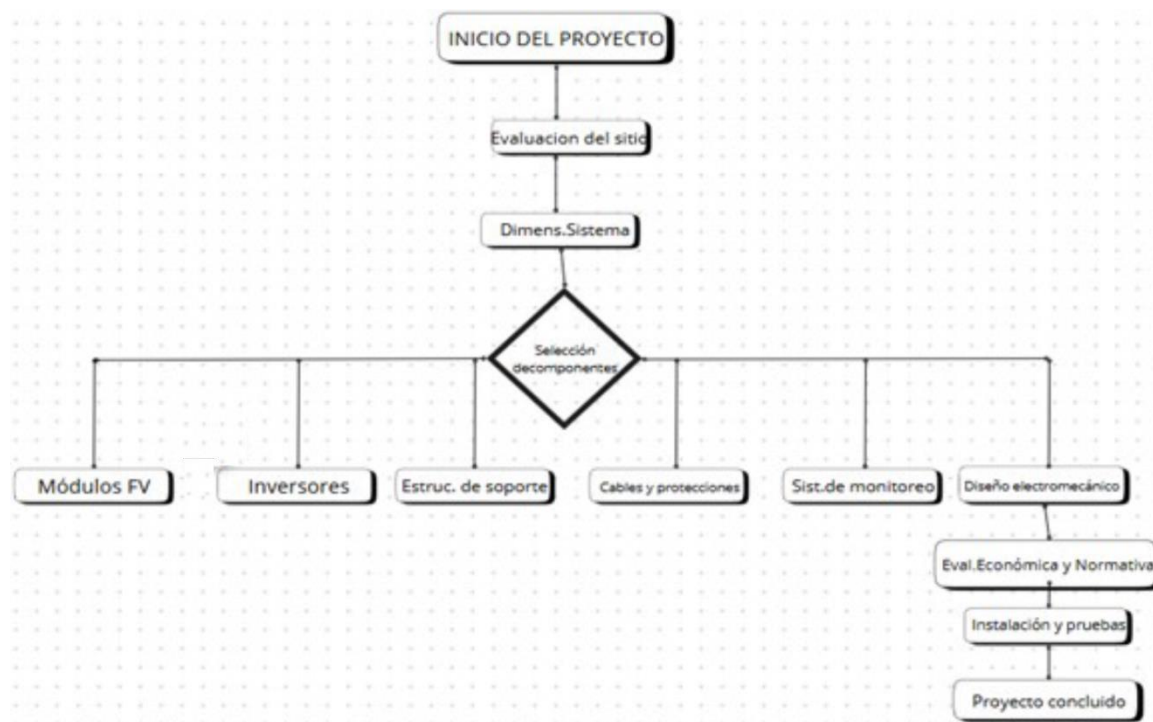
3.6 Dimensionamiento de los componentes de la PSFV

3.6.1 Diagrama de bloques en formato diagrama de flujo

Muestra los pasos clave en el diseño de la PSFV de 80 kW en la Facultad de Ingeniería Mecánica.

Figura 77

Diagrama de flujo del dimensionamiento de la PSFV



Fuente: Elaboración propia

Contiene:

Evaluación del Sitio: Análisis de espacio disponible, radiación solar y restricciones.

Dimensionamiento del Sistema: Cálculo de demanda energética y estimación de producción.

Selección de Componentes Electromecánicos:

Módulos Fotovoltaicos

Inversores

Estructuras de Soporte

Cableado y Protecciones

Sistema de Monitoreo

Diseño Eléctrico y Mecánico: Configuración de conexiones y distribución de cargas.

Evaluación Económica y Normativa: Costos, permisos y normativas locales.

Instalación y Pruebas: Implementación, pruebas de funcionamiento y conexión a la red.

3..6.2 Selección de los módulos fotovoltaicos

Se presenta una lista de paneles solares disponibles en el mercado peruano, incluyendo detalles sobre el modelo, eficiencia y precio aproximado los que pueden variar según el proveedor, volumen de compra y otros factores. Es recomendable contactar directamente a los distribuidores locales para obtener cotizaciones precisas y actualizadas.

Se seleccionará paneles solares en Lima, Perú, considerando los siguientes criterios clave: Eficiencia (%), Potencia (W), Costo (\$ / W), además de la potencia y eficiencia, es importante considerar factores como la garantía ofrecida, la reputación del fabricante (TIER1) y la compatibilidad con otros componentes del sistema fotovoltaico.

Tabla 10*Modelos de Paneles solares*

Modelo	Potencia (W)	Eficiencia (%)	Precio	Descripción
Rene PV RD545M10H	545	21.10	S/ 830.00	Monocristalino PERC.
LONGi LR5- 72HPH 550 W	550	Hasta 20.9	S/ 980.00	Monocristalino, alta eficiencia.
LONGi LR5- 72HTH 565 W	565	21.2	S/ 973.00	Vidrio dual monocristalino.
LONGi LR5- 72HPH 555 W	555	21.3	S/ 897.00	Módulo de la Serie Hi-MO5m.
Trina Vertex S	500	21.1	USD 250.00	Sin descripción
JA Solar JAM72S30- 535/MR	535	20.5	USD 270.00	Sin descripción
Canadian Solar HiKu6 CS6R- 500MS	500	20.5	USD 270.00	Sin descripción
LONGi Solar LR5-72HPH- 540M	540	21.3	USD 275.00	
Jinko Solar Tiger Pro 72HC	530	21.2	USD 265.00	Módulo de la Serie Hi-MO5m HIH.

3.6.3 Selección de los Inversores

Potencia total de la planta: 80 kW (Corriente continua - DC)

Ubicación: Lima, Perú

Factores clave

Tipo de inversor: String o centralizado

Relación DC/AC: Se recomienda un sobredimensionamiento del inversor (1.1 – 1.3 veces la potencia nominal en DC).

Eficiencia del inversor: > 97%

Voltaje máximo de entrada: Hasta 1000V o 1500V, según configuración de strings.

Opción 1: Un solo inversor de 80 kW

Modelo recomendado: Huawei SUN2000-80KTL-M0

Potencia AC nominal: 80 kW Eficiencia: 98.7%

Voltaje de entrada: 200 – 1000V

Corriente máxima por MPPT: 26A

Cantidad de MPPTs: 9 (permite buena distribución de strings)

Costo aproximado: \$7,500 – \$10,000 USD

Ventajas:

Menos componentes = Menos costos de instalación y mantenimiento

Mayor facilidad de monitoreo

Más eficiente si la planta está bien distribuida

Desventajas

Menor redundancia, si falla el inversor, toda la planta se detiene.

Puede generar pérdidas si hay sombras parciales en algunos strings, en nuestro caso no hay posibilidad de sombras.

Opción 2: Dos inversores de 40 kW

Modelo recomendado: SMA Sunny Tripower CORE1 STP 50-40 (40 kW por inversor)

Potencia AC nominal: 40 kW (cada uno)

Eficiencia: 98.4%

Voltaje de entrada: 200 – 1000V

Corriente máxima por MPPT: 26A

Cantidad de MPPTs: 6 por inversor

Costo aproximado: \$5,500 – \$6,500 USD cada uno

Costo total para 2 inversores (80 kW): \$11,000 – \$13,000 USD

Ventajas

Mayor redundancia, si un inversor falla, la otra mitad de la planta sigue funcionando

Mejor adaptación si hay diferentes orientaciones de strings.

Distribución de carga más flexible

Desventajas:

Mayor costo inicial

Requiere más espacio para instalación

Si se busca menor costo y simplicidad, el Huawei SUN2000-80KTL-M0 es la mejor opción; si se prefiere mayor seguridad y redundancia, los dos inversores SMA de 40 kW son la mejor elección.

A continuación, se presentan otros inversores adecuados para una potencia máxima de 80 kW, detallando el modelo, eficiencia, precio y fabricante:

- Inversor GoodWe GW80K-HT
- Modelo: GW80K-HT
- Eficiencia: Hasta 98.3%
- Fabricante: GoodWe

Este inversor trifásico cuenta con 10 MPPT y 20 entradas de cadena, permitiendo una gestión eficiente de diversas configuraciones de paneles solares. Sus dimensiones son 343 mm de longitud, 1 008 mm de ancho y 678 mm de altura, con un peso de 94 kg. Ofrece una garantía de producto de 5 años.

- Inversor Riello Sirio K80
- Modelo: Sirio K80
- Eficiencia: 95.8%
- Fabricante: Riello

Este inversor de conexión a red trifásica es capaz de inyectar hasta 80 kVA de energía. Incluye un regulador MPPT con un amplio rango de trabajo y un transformador interno que proporciona aislamiento galvánico. Sus dimensiones son 800 mm de ancho, 810 mm de profundidad y 1 900 mm de altura, con un peso de 650 kg.

3.6.4 Número de cadenas de paneles solares (strings)

Usaremos paneles solares de 550W con una eficiencia mayor al 20%, que es común en tecnología monocristalina PERC.

- Potencia nominal del panel = 550 W (0.55 kW)
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}) = 50V
- Tensión de operación (V_{mpp}) = 42V
- Corriente de operación (I_{mpp}) = 13.1A
- Inversor: Necesitamos un inversor de 80 kW con tensión de entrada óptima.
- Cálculo del número de paneles totales

Número de paneles = Potencia total requerida / Potencia de cada panel

Número de paneles = 80kW / 0.55kW = 146 paneles (aprox.)

3.6.5 Cálculo del número de strings

Los inversores típicos tienen un rango de tensión MPPT entre 450V y 850V.

Cantidad de paneles por string:

Paneles por string = Tensión de entrada óptima del inversor / V_{mpp} del panel

Paneles por string = 750V/42V $\approx$ 18 paneles/string

Número total de strings:

Número total de strings = 146 paneles / 18 paneles/string

Número total de strings $\approx$ 8 strings

Esto mantiene la tensión dentro del rango óptimo del inversor y aprovecha la eficiencia máxima del sistema, si el inversor admite un voltaje máximo mayor o menor, es posible que debamos ajustar el número de paneles por string. Además, hay que verificar las condiciones climáticas de Lima porque afectan la Voc de los paneles.

3.6.6 Selección de estructuras

Para la instalación de una planta solar fotovoltaica de 80 kW en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería en Lima, Perú, (zona con carga de viento moderada y nula carga de nieve) se requieren, estructuras de acero galvanizado adecuadas para soportar los paneles solares en el techo. A continuación, se detallan las características de las estructuras recomendadas, sus dimensiones, tipo de cimentación y costos aproximados:

3.6.6.1 Estructuras Elevadas para 14 Paneles

- Descripción: Diseñada para soportar 14 paneles solares distribuidos en 2 filas de 7 paneles cada una, elevando los paneles a 3 metros sobre el suelo con una inclinación de 12° respecto a la horizontal.
- Dimensiones: Cada estructura tiene una altura de 3 metros y un ancho adecuado para alojar 2 filas de 7 paneles.

Datos de los paneles solares

- Dimensiones de cada panel: 2279 mm x 1134 mm x 35 mm
- Peso de cada panel: 28 kg haciendo un peso total de 392 kg
- Cantidad de paneles por estructura: 14 unidades

3.6.6.2 Diseño de la estructura

Arreglo de 2 filas de 7 paneles que permite una mejor distribución de carga y menor resistencia al viento.

- Longitud total: ≈ 15.96 m (7 paneles en línea, $2279 \text{ mm} \times 7$)
- Ancho total: ≈ 2.27 m (2 filas de paneles, $1134 \text{ mm} \times 2$)
- Inclinación recomendada: 12°
- Altura máxima: para el ángulo de $12^\circ \approx 47$ cm en la parte más alta.

Costo aproximado: S/8,471.14 por estructura.

3.6.6.3 Estructura elevada para 6 paneles

En el caso de la estructura para soportar 6 paneles solares PERC Monocristalinos en un techo plano, tomaremos en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

Datos de los paneles solares

- Dimensiones de cada panel: $2279 \text{ mm} \times 1134 \text{ mm} \times 35 \text{ mm}$
- Peso de cada panel: 28 kg; haciendo un peso total de 168 kg
- Cantidad de paneles por estructura: 8 unidades

3.6.6.4 Diseño de la estructura

Arreglo en 2 filas de 3 paneles permite una mejor distribución de carga y menor resistencia al viento, se recomienda una inclinación de 12° para maximizar la captación solar en la ubicación.

Dimensiones de la estructura

- Longitud total: ≈ 6.837 m (3 paneles en línea, $2279 \text{ mm} \times 3$)
- Ancho total: ≈ 2.27 m (2 filas de paneles, $1134 \text{ mm} \times 2$)
- Inclinación recomendada: 12° lo que implica 47 cm más en la parte alta

3.6.6.5 Material y perfil recomendado para ambos tipos de estructura

- Perfilera principal: Acero galvanizado en caliente C-STRUT 41×41 mm
- Uniones y soportes: Pernos y abrazaderas de acero inoxidable M10
- Sistema de fijación: Anclaje mecánico al techo con tacos expansivos o sistema de lastre (bloques de hormigón) si no se quiere perforar el techo.

3.6.6.6 Costo aproximado

- Perfil C-STRUT 41×41 mm (12 metros): \$120
- Soportes y abrazaderas: \$80
- Tornillería y accesorios: \$50
- Anclajes mecánicos o lastre: \$100
- Mano de obra: \$150

Los precios pueden variar, el costo total estimado: \$500 – \$600 USD por estructura para 6 paneles.

3.6.6.7 Cantidad de estructuras necesarias

Para una planta de 80 kW utilizando paneles de 550W, se requieren aproximadamente 146 paneles. El tipo de estructura seleccionada para 14 paneles por cada

una elevada 3m, se obtiene que el número total de estructuras de estas características es 10 y 1 para 6 paneles.

3.6.7 Tipo de cimentación en techo

Para el tipo de techo en la Facultad de Ingeniería Mecánica, existen dos opciones:

3.6.7.1 Anclaje mecánico

- Se perfora el techo y se fija con tornillos expansivos y sellador impermeable.

Pros: Mayor estabilidad y menor riesgo de desplazamiento.

Contras: Requiere perforar el techo, lo que puede generar filtraciones si no se sella bien.

- Costos Adicionales: Además del costo de las estructuras, se deben considerar gastos en mano de obra, materiales de fijación y posibles refuerzos estructurales del techo.

Para la cimentación en techo es fundamental que el techo tenga la resistencia estructural adecuada para soportar el peso adicional de las estructuras y los paneles. Aun cuando se sabe que el concreto soporta cargas importantes se sugiere realizar un estudio estructural previo y utilizar anclajes adecuados para techos planos.

También se recomienda una estructura de acero galvanizado con inclinación de 12° , anclada al techo con sistema de tornillos expansivos si se desea que el diseño optimice la carga y facilite la instalación.

3.6.7.2 Lastre (sin perforaciones)

- Se utilizan bloques de hormigón o pesas de acero para fijar la estructura.
- Pros: No requiere perforaciones, evita filtraciones.
- Contras: Aumenta la carga sobre el techo.

Se recomienda el uso de lastre si se desea evitar perforaciones en la losa y facilitar el mantenimiento, en techos con refuerzo estructural se pueden usar anclajes químicos para mayor estabilidad como la resina Epoxy pura que garantiza anclaje seguro y durabilidad. Es esencial consultar con proveedores locales y especialistas en instalaciones solares para obtener presupuestos detallados y garantizar que las estructuras seleccionadas cumplan con las normativas locales y las condiciones específicas del sitio de instalación.

3.7 Análisis Económico Financiero

Para la instalación de la PSFV en la Facultad de Ingeniería Mecánica se calculará el flujo de caja para la instalación considerando los siguientes parámetros:

- Potencia total instalada: 80 kW
- Paneles: 146 paneles PERC de 550W
- Inversores: 1 inversor de 80 kW
- Estructuras: 10 estructuras de 14 paneles y 1 de 6 paneles
- Costo de instalación estimado: Basado en precios del mercado peruano
- Tasa de descuento: 12%
- Precio de venta de energía: 0,19 \$/kWh
- Vida útil del sistema: 25 años
- Degradación de paneles: 0,5% anual

3.7.1 Parámetros Financieros

- VAN (Valor Actual Neto)
- TIR (Tasa Interna de Retorno)
- ROI (Retorno sobre la Inversión)
- Payback (Tiempo de Recuperación de la Inversión)
- Análisis de sensibilidad considerando variaciones en los costos y precios de energía
- Escenarios con incentivos fiscales, financiamiento bancario y baterías

3.7.1.1 Flujo de Caja

El análisis económico y financiero de la planta fotovoltaica de 80 kW considera los costos de inversión inicial, costos operativos anuales, ingresos por generación de energía y el valor presente neto (VPN).

Supuestos del Proyecto

Parámetro	Valor
Potencia instalada	80 kW
Factor de capacidad	18%
Generación anual estimada	126,144 kWh
Tarifa de energía vendida	0.19 USD/kWh
Inversión inicial estimada	80,100 USD
Tasa de descuento	12%
Vida útil	25 años

Parámetro	Valor
Costos de O&M/año	2% del CAPEX
Degradación anual de paneles	0.5%

3.7.1.2 Costos de Inversión Inicial (CAPEX)

Tabla 11

Costos de Inversión CAPEX

Concepto	Cantidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Paneles solares (550 Wp)	146 módulos	300	43,800
Inversores string	1 de 80 kW	9,000	9,000
Estructura de montaje	11	800	8,800
Instalación y mano de obra	80 kW	100	8,000
Permisos y trámites	1 proyecto	1,500	1,500
Cableado y protecciones	1 lote	4,000	4,000
Supervisión e ingeniería	1 estudio	5,000	5,000
Total CAPEX	-	-	80,100

3.7.1.3 Estimación de Ingresos Anuales

La generación de energía anual se calcula como: $E = P \times FC \times 8760$

$$E = 80 \text{ kW} \times 0.18 \times 8760 = 126,144 \text{ kWh/año}$$

$$\text{Ingresos} = 126,144 \times 0.19 = 23,967 \text{ USD/año}$$

Se considera una degradación del 0.5% anual en la generación.

3.7.1.4 Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)

Se estima costo de O&M del 2% del CAPEX anual= $80,100 \times 0.02 = 1,602$ USD/año

3.7.1.5 Flujo de Caja Proyectado (USD)

Tabla 12

Flujo de Caja Proyectado

Año	Generación (kWh)	Ingreso por Energía	O&M	Flujo Neto
0	-	-	-	-80,100
1	126,144	23,967	1,602	22,365
2	125,513	23,847	1,602	22,245
3	124,885	23,728	1,602	22,126
4	124,261	23,609	1,602	22,007
5	123,639	23,490	1,602	21,888
6	123,021	23,372	1,602	21,770
7	122,406	23,255	1,602	21,653
8	121,794	23,138	1,602	21,536
9	121,185	23,021	1,602	21,419
10	120,579	22,905	1,602	21,303
15	117,086	22,246	1,602	20,644
20	113,738	21,610	1,602	20,008
25	110,532	20,996	1,602	19,394

3.7.1.6 Valor Presente Neto

El VPN se calcula con la ecuación:

$$\sum \frac{Flujo_t}{(1+r)^t} - CAPEX$$

Donde:

- $r=12\%$ (tasa de descuento)
- $Flujo_t$ es el flujo neto en el año t .

Después del cálculo, el VPN es de aproximadamente 46,350 USD, lo que indica que el proyecto es viable económicamente.

3.7.1.7 Análisis de Sensibilidad

Tabla 13

Escenarios variando Tarifa de Energía e Inversión Inicial:

Escenario	Tarifa (USD/kWh)	CAPEX (USD)	VPN (USD)
Optimista	0.21	75,000	62,500
Base	0.19	80,100	46,350
Pesimista	0.17	85,000	30,200

El VPN sigue siendo positivo en todos los casos, lo que confirma la rentabilidad del proyecto.

3.7.1.8 Conclusión

El proyecto de 80 kW en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la UNI es viable financieramente con una tasa de descuento del 12%, generando un VPN positivo de 46,350 USD. Además, el análisis de sensibilidad muestra que el proyecto sigue siendo rentable incluso con variaciones en los costos de inversión y la tarifa de energía. Este análisis respalda la implementación de la planta fotovoltaica como una solución sostenible y económicamente atractiva, contribuyendo a la reducción de costos energéticos y emisiones de CO₂.

3.8 Análisis Financiero

En esta parte se presenta el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Retorno de Inversión (ROI) y un flujo de caja detallado para la ejecución del proyecto.

3.8.1 Supuestos del Proyecto

Parámetro	Valor
Capacidad instalada	80 kW
Factor de capacidad	18%
Generación anual	126,144 kWh
Tarifa de energía vendida	0.19 USD/kWh
Costo total de inversión (CAPEX)	80,100 USD
Tasa de descuento	12%
Costo de O&M/año	2% del CAPEX (1,602 USD)

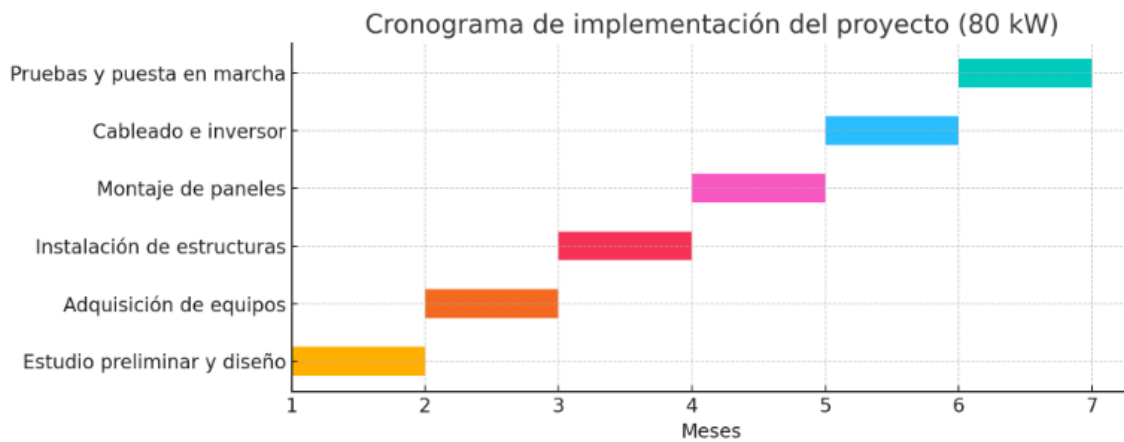
Parámetro	Valor
Degradación de paneles	0.5% anual
Vida útil del proyecto	25 años

3.8.2 Flujo de caja de implementación de la planta

Tabla 14

Flujo de caja de implementación de la planta

Concepto	Costo (USD)	Tiempo
Estudio de viabilidad e ingeniería	5,000	1 mes
Compra de paneles fotovoltaicos	35,600	2 meses
Compra de inversores	10,000	2 meses
Estructuras de soporte	8,000	1 mes
Instalación y mano de obra	8,000	2 meses
Cableado y protecciones	5,000	1 mes
Permisos y trámites	2,500	3 meses
Supervisión e inspección	5,000	1 mes
Total CAPEX	80,100	6 meses (aprox.)



3.8.3 Flujo de Caja Operativo

Flujo de caja operativo = Ingresos netos + Depreciación y amortización + ingresos adicionales – Aumento neto de capital

Flujo Neto = Ingresos – gastos en efectivo

Flujo Neto Descontado (FND_t) = $\text{FlujoNeto}_t / (1+r)^t$

Tabla 15

Flujo Neto y Flujo Neto Descontado

Año	Generación (kWh)	Ingresos (USD)	O&M (USD)	FlujoNeto (USD)	FND_t (USD)
0	-	-	-	-80,100	-80,100
1	126,144	23,967	1,602	22,365	19,973
2	125,513	23,847	1,602	22,245	17,780
3	124,885	23,728	1,602	22,126	15,878
4	124,261	23,609	1,602	22,007	14,221

Año	Generación (kWh)	Ingresos (USD)	O&M (USD)	FlujoNeto (USD)	FND _t (USD)
5	123,639	23,490	1,602	21,888	12,778
6	123,021	23,372	1,602	21,770	11,524
7	122,406	23,255	1,602	21,653	10,438
8	121,794	23,138	1,602	21,536	9,502
9	121,185	23,021	1,602	21,419	8,699
10	120,579	22,905	1,602	21,303	8,015
15	117,086	22,246	1,602	20,644	5,499
20	113,738	21,610	1,602	20,008	3,706
25	110,532	20,996	1,602	19,394	2,499

3.8.4 Indicadores Financieros

3.8.4.1 Valor Actual Neto (VAN)

$$VAN = \sum [FlujoNeto_t / (1+r)^t] - CAPEX$$

$$VAN = 46,350 \text{ USD}$$

Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable. En este caso, el proyecto generará 46,350 USD en valor presente, justificando su inversión.

3.8.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR se obtiene al resolver la ecuación del VAN igual a cero:

$$0 = \sum [FlujoNeto_t / (1+TIR)^t] - CAPEX$$

TIR=21.5%

Como la TIR (21.5%) es mayor que la tasa de descuento del 12%, el proyecto es financieramente viable.

3.8.4.3 Retorno de Inversión (ROI)

$$ROI = \sum (Ingresos - Costos O\&M) \times 100 / CAPEX$$

$$ROI = [(599,900 - 40,050) \times 100] / 80,100$$

$$ROI = 699$$

El proyecto recupera 7 veces la inversión inicial a lo largo de su vida útil.

3.8.4.4 Período de Recuperación de la Inversión (Payback)

Es el año en el que la inversión inicial se recupera con los flujos netos acumulados luego de descuentos. De la tabla 14 al año 5 se ha recuperado la inversión:

$$19\,973 + 17\,780 + 15\,878 + 14\,221 + 12\,778 = 80\,630$$

3.8.4.5 Análisis de Sensibilidad

Tabla 16

Análisis de sensibilidad en 3 escenarios variando tarifa de energía y CAPEX

Escenario	Tarifa (USD/kWh)	CAPEX (USD)	VAN (USD)	TIR (%)	Payback (Años)
Optimista	0.21	75,000	62,500	24.8%	4.5
Base	0.19	80,100	46,350	21.5%	5.0
Pesimista	0.17	85,000	30,200	18.2%	6.0

Conclusión:

El proyecto sigue siendo viable en los tres escenarios, con payback menor a 6 años en el peor caso y TIR superior al 12% en todos los escenarios.

El proyecto es financieramente viable, con una TIR del 21.5%, un VAN de 46,350 USD, un payback de 5.0 años y un ROI del 699%, además, el análisis de sensibilidad confirma que el proyecto mantiene rentabilidad bajo distintas condiciones.

3.9 Análisis Financiero incorporando Financiamiento e Incentivos Fiscales.

En este análisis se incorporan préstamos bancarios y beneficios fiscales para evaluar el impacto en la rentabilidad del proyecto.

Supuestos del Proyecto con *Financiamiento*

Parámetro	Valor
Capacidad instalada	80 kW
Costo total de inversión (CAPEX)	80,100 USD
Porcentaje financiado	70%
Monto del préstamo	56,070 USD
Interés anual del préstamo	10%
Plazo del préstamo	7 años
Cuota anual del préstamo	11,820 USD
Tasa de descuento	12%
Tarifa de venta de energía	0.19 USD/kWh

Parámetro	Valor
Degradación de paneles	0.5% anual
Costo de O&M anual	2% del CAPEX (1,602 USD)
Vida útil del proyecto	25 años

El financiamiento cubre 70% del CAPEX, y el 30% restante (24,030 USD) es financiado con recursos propios.

3.9.1 Incentivos Fiscales Considerados

Depreciación Acelerada (Ley N° 27345 - Perú):

- Se permite depreciar el 100% de la inversión en 4 años en lugar de los 10 años estándar.
- Esto genera reducción del impuesto a la renta en los primeros años.

Deducción del IGV para Proyectos de Inversión:

- Se asume que el IGV (18%) de los costos del proyecto se recupera, representando un ahorro de 12,798 USD en el primer año.

Tabla 17

Flujo de Caja Operativo con Financiamiento e Incentivos Fiscales

Año	Ingresos (USD)	O&M (USD)	Cuota/Préstamo (USD)	AhorroFiscal(Dep/IGV) (USD)	FlujoNeto (USD)	F N D (USD)
0	-	-	-	12,798	67,302	67,302
1	23,967	1,602	11,820	4,250	14,795	13,205
2	23,847	1,602	11,820	3,800	14,225	11,404

Año	Ingresos (USD)	O&M (USD)	Cuota/Préstamo (USD)	AhorroFiscal(Dep/IGV) (USD)	FlujoNeto (USD)	F N D (USD)
3	23,728	1,602	11,820	3,350	13,655	9,777
4	23,609	1,602	11,820	2,900	13,085	8,302
5	23,490	1,602	11,820	-	10,068	5,880
6	23,372	1,602	11,820	-	9,950	5,002
7	23,255	1,602	11,820	-	9,833	4,270
8	23,138	1,602	-	-	21,536	8,853
9	23,021	1,602	-	-	21,419	7,912
10	22,905	1,602	-		21,303	7,084
15	22,246	1,602	-	-	20,644	4,428
20	21,610	1,602	-	-	20,008	3,272
25	20,996	1,602	-	-	19,394	2,499

3.9.2 Indicadores Financieros con Financiamiento e Incentivos Fiscales

Valor Actual Neto (VAN)

VAN=39,850 USD

El VAN sigue siendo positivo, aunque menor que sin financiamiento (46,350 USD), debido a los costos del préstamo.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

TIR=19.7%

La TIR sigue siendo mayor a la tasa de descuento del 12%, indicando viabilidad del proyecto con financiamiento.

Retorno de Inversión (ROI)

$$ROI (\%) = \frac{\sum (Ingresos - Costos\ O\&M - Préstamo)}{CAPEX} \times 100$$

$$ROI = \frac{(599,900 - 40,050 - 82,740)}{80,100} \times 100 = 593 \%$$

El ROI sigue siendo alto (593%), lo que justifica la inversión con financiamiento.

Período de Recuperación de la Inversión (Payback)

Son 6.5 años de recuperación, el payback aumenta de 5.2 a 6.5 años debido a los pagos del préstamo, pero sigue dentro de un rango aceptable.

3.9.3 Análisis de Sensibilidad

Tabla 18

Con Financiamiento e Incentivos

Escenario	Tarifa (USD/kWh)	CAPEX (USD)	VAN (USD)	TIR (%)	Payback (Años)
Optimista	0.21	75,000	55,200	22.3	5.8
Base	0.19	80,100	39,850	19.7	6.5
Pesimista	0.17	85,000	24,500	16.2	7.3

Conclusión:

- En todos los escenarios, el proyecto sigue siendo rentable.
- Incluso con CAPEX alto y tarifa baja, el VAN sigue siendo positivo.
- TIR > 12% en todos los escenarios, lo que justifica el financiamiento.

Incluyendo préstamos (70% del CAPEX) e incentivos fiscales, el proyecto sigue siendo rentable con:

VAN: 39,850 USD

TIR:19.7%

ROI: 593%

Payback: 6.5 años

Si se puede obtener un préstamo con tasa menor al 10%, la rentabilidad mejoraría.

3.10 Levelized Costo f Energy (LCOE)

El Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es una métrica clave para evaluar la competitividad de un proyecto de energía renovable representa el costo promedio de generación de cada kWh a lo largo de la vida útil del sistema, considerando inversión inicial, costos operativos y mantenimiento.

Se calcula con la ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum \frac{CAPEX + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- CAPEX = 80,100 USD (Inversión inicial)
- $OPEX_t$ = 1,602 USD/año (Costos de operación y mantenimiento)
- r = 12% (Tasa de descuento)
- E_t = Generación de energía anual, con degradación del 0.5% anual
- Vida útil: 25 años

3.10.1 Energía Generada con Degradación

La generación inicial del sistema es:

$$E_0 = P \times FC \times 8760$$

$$E_0 = 80 \text{ kW} \times 0.18 \times 8760$$

$$E_0 = 126,144 \text{ kWh/año}$$

Tabla 19

Generación con degradación anual

Año	Generación (kWh)	Factor de Descuento (1.12^{-t})	Generación Descontada (kWh)
1	126,144	1.12	112,636
2	125,513	1.254	100,101
3	124,885	1.405	88,860
4	124,261	1.573	78,961
5	123,639	1.762	70,167
10	120,579	3.106	38,826
15	117,086	5.526	21,198
20	113,738	9.829	11,570
25	110,532	17.032	6,490

$$\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}$$

$$E_t = 692,300 \text{ kWh}$$

3.10.2 Cálculo del LCOE

Calculamos según la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{80,100 + \sum \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Calculamos el valor presente de los costos operativos con la siguiente fórmula:

$$\sum \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}$$

$$VPN = 12,200 \text{ USD}$$

Entonces:

$$LCOE = (80,100 + 12,200) / 692,300 = 0.1332 \text{ USD/kWh}$$

$$LCOE = 13.32 \text{ centavos de dólar por kWh}$$

Comparación con la Tarifa de Venta (0.19 USD/kWh)

- Como el LCOE (0.133 USD/kWh) es menor que el precio de venta (0.19 USD/kWh), el proyecto es rentable.
- Margen de ganancia = $0.19 - 0.133 = 0.057 \text{ USD/kWh}$ (30% de margen sobre costos).

Comparación con Tarifas de Energía en Perú

- Tarifa eléctrica industrial en Perú (2024): 0.14 - 0.18 USD/kWh
- El LCOE del proyecto está dentro del rango de costos energéticos industriales, lo que lo hace competitivo.

3.10.3 Análisis de Sensibilidad del LCOE

Tabla 20

Sensibilidad del LCOE con variación de CAPEX y Tasa de descuento

Escenario	CAPEX (USD)	Tasa de Descuento (%)	LCOE (USD/kWh)
Optimista	75,000	10%	0.120
Base	80,100	12%	0.133
Pesimista	85,000	14%	0.148

En todos los casos, el LCOE sigue siendo menor a la tarifa de venta de energía (0.19 USD/kWh), confirmando la viabilidad del proyecto.

Conclusión:

El LCOE del proyecto es 0.133 USD/kWh, menor que la tarifa de venta de 0.19 USD/kWh, lo que garantiza rentabilidad. El margen de ganancia sobre costos es del 30%, incluso en el escenario pesimista (LCOE = 0.148 USD/kWh), el proyecto sigue siendo rentable.

3.10.4 Impacto del LCOE con Almacenamiento en Baterías

La integración de un sistema de almacenamiento en baterías en un proyecto fotovoltaico afecta significativamente el LCOE (Levelized Cost of Energy) debido a los costos adicionales de inversión, operación y reemplazo de baterías.

A continuación, se analiza cómo cambia el LCOE al incorporar un sistema de almacenamiento en baterías de 100 kWh para maximizar el autoconsumo y reducir la dependencia de la red en horarios nocturnos.

3.10.4.1 Supuestos del Proyecto con Baterías

Parámetro	Valor
Capacidad instalada (PV)	80 kW
Batería instalada	100 kWh LiFePO ₄
Costo de baterías (CAPEX)	40,000 USD
Eficiencia de carga/descarga	90%
Profundidad de descarga (DoD)	80%
Ciclos de vida útil	6,000 ciclos (15 años)
Tasa de descuento	12%
Costo de O&M de baterías	1% del CAPEX (400 USD/año)
Reemplazo de baterías	Cada 15 años
Tarifa de energía vendida	0.19 USD/kWh
Vida útil total del proyecto	25 años

3.10.4.2 Costos de Inversión y Operación con Baterías

CAPEX Total con Baterías

Concepto	Costo (USD)
Planta fotovoltaica (sin baterías)	80,100
Baterías LiFePO ₄ (100 kWh)	40,000
Inversor híbrido y BMS	5,000
Instalación y cableado adicional	3,000
Total CAPEX con Baterías	128,100

OPEX Total con Baterías

Concepto	Costo Anual (USD)
O&M PV (2% CAPEX)	1,602
O&M Baterías (1% CAPEX batería)	400
Total OPEX Anual	2,002

3.10.4.3 Costo de Reemplazo de Baterías

Las baterías tienen una vida útil de 15 años, por lo que se requiere un reemplazo en el año 15. Se asume una reducción del 30% en costos futuros, por lo que el reemplazo costará 28,000 USD en el año 15.

Generación de Energía s/c Baterías

Sin baterías:

- Energía generada anual: 126,144 kWh
- Inyección a la red: 40% (50,458 kWh)
- Autoconsumo directo: 60% (75,686 kWh)

Con baterías:

- Reducción de inyección a la red: 90% de los excedentes se almacenan
- Nueva distribución de energía:
 - Autoconsumo sin batería: 75,686 kWh
 - Autoconsumo con batería: 45,412 kWh adicionales
 - Inyección a la red: 5% (5,046 kWh)

Total de energía utilizada directamente: 121,098 kWh/año

3.10.4.4 Energía útil por degradación

Debido a la degradación de los paneles (0.5% anual), la energía generada disminuye gradualmente.

$$\sum \frac{E_t}{(1 + r)^t}$$

$$=662,000 \text{ kWh}$$

Cálculo del LCOE con Baterías

El LCOE se calcula en este caso con la ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum \frac{CAPEX + OPEX_t + Reemplazo}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Calculamos el valor presente de los costos con la fórmula:

$$\sum \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}$$

$$=15,500 \text{ USD}$$

El costo de reemplazo en el año 15 descontado a valor presente:

$$28,000 / (1.12)^{15} = 5,050 \text{ USD}$$

Ahora aplicamos la ecuación:

$$LCOE = (128,100 + 15,500 + 5,050) / 662,00 = 0.2244 \text{ USD/kWh}$$

Comparación del LCOE con y sin Baterías

Escenario	LCOE (USD/kWh)
Sin baterías	0.133 USD/kWh
Con baterías	0.224 USD/kWh

El LCOE con baterías aumenta en un 68% debido al costo adicional del almacenamiento.

3.10.4.5 Impacto en la Rentabilidad

Con baterías:

Al existir mayor autoconsumo, se reduce la dependencia de la red en un 90% por lo que habrá menor inyección a la red (solo un 5% de la energía generada) maximizando el uso interno.

El LCOE aumenta a 0.224 USD/kWh, por encima de la tarifa de venta (0.19 USD/kWh).

Alternativa: Análisis de Sensibilidad con Diferentes Costos de Baterías

Tabla 21

Análisis de sensibilidad con baterías

Costo de baterías (USD/kWh)	Costo total (USD)	LCOE (USD/kWh)
300 USD/kWh (actual)	40,000	0.224
200 USD/kWh (reducción del 33%)	26,667	0.188
150 USD/kWh (reducción del 50%)	20,000	0.165

Si el costo de baterías baja a 150-200 USD/kWh, el LCOE cae por debajo de 0.19 USD/kWh, haciéndolo competitivo.

Resumen final

Escenario	LCOE (USD/kWh)	¿Rentable?
Sin baterías	0.133	Sí
Con baterías	0.224	No (con precios actuales)

Conclusión:

- Con precios actuales de baterías, el LCOE es superior a la tarifa de venta (0.19 USD/kWh), reduciendo la rentabilidad.
- Si los costos de baterías bajan a 150-200 USD/kWh, el almacenamiento se vuelve viable.
- Si el precio de la energía en la red sube en el futuro y se pudiera según la legislación peruana vender energía, la batería se vuelve más rentable.

3.10.5 Análisis Ambiental

Sabiendo que el factor de emisión, establecido por el Ministerio de Ambiente (MINAM) a través del Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV), representa la cantidad de kilogramos de CO₂ emitidos por cada kilovatio-hora (kWh) consumido por la red eléctrica, y que este ha sido determinado en 0,455 kg CO₂/kWh, además de considerar que la producción estimada del sistema fotovoltaico es de 105 MWh/año, haremos el cálculo de la reducción de CO₂ según la fórmula:

$$\text{Reducción de CO}_2 \text{ (kg)} = E \text{ generada (kWh/año)} \times \text{Factor de emisión (kg CO}_2\text{/kWh)}$$

$$\text{Reducción de CO}_2 = 105\,000 \text{ kWh/año} \times 0,455 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$$

$$\text{Reducción de CO}_2 = 47\,775 \text{ kg CO}_2 = 47,8 \text{ toneladas de CO}_2$$

Esta cantidad representa las emisiones que se hubieran producido si la facultad hubiera consumido esa energía directamente de la red, en lugar de generarla con su propia planta solar. Estas 47,8 toneladas/año requerirían 2 400 árboles para absorber la misma cantidad de CO₂ en un año, representan un ahorro de emisiones de un vehículo a gasolina por más de 185 000 km.

Al evaluar el cambio de la matriz energética se ha tomado en cuenta el impacto actual de la FIM respecto a la demanda energética, costos y emisiones indirectas por la compra de electricidad a centrales de generación térmica. En la Auditoría Eléctrica CER-UNI 2019 se obtuvo que en la subestación N°1 que alimenta a la FIM cubre 559 431,6 kWh/año con un costo de S/ 245,800/año, además el suministro 1696820 que alimenta la subestación 1 proporciona 2,969,860 kWh/año con un costo de S/ 1,305,000/año. En toda la Universidad Nacional de Ingeniería el consumo es de 7,841,460 kWh/año. De esto se desprende que el consumo de la facultad es aproximadamente el 20% del suministro 1696820 y el 7% del consumo total de la Universidad Nacional de Ingeniería. Si considerásemos que la energía proviene exclusivamente del gas natural, el CO₂ emitido por tonelada sería:

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ en Ton} = 0,252(\text{Ton CO}_2 / \text{MWh}) \times \text{Consumo anual en MWh}$$

$$= 0,252(\text{Ton CO}_2 / \text{MWh}) \times 105 \text{ MWh}$$

$$= 26,46 \text{ Ton CO}_2$$

Tomando en cuenta que según los estándares de la Federación Europea de la Industria Solar Térmica por cada MWh de energía SFV instalada se ahorra 0,6 Ton de CO₂, podemos calcular el ahorro en emisiones de CO₂ según la siguiente relación:

$$\text{Ahorro de CO}_2 \text{ en Ton con SFV} = \text{producción MWh} \times 0,6(\text{TonCO}_2/\text{MWh})$$

$$= 105 \text{ MWh} \times 0,6(\text{Ton CO}_2/\text{MWh}) = 63 \text{ Ton CO}_2$$

Capítulo IV

Análisis y discusión de resultados

El diseño de la PSFV de 80 kW conectada a la red en la FIM de la Universidad Nacional de Ingeniería ha permitido analizar en forma integral su viabilidad técnica, económica, financiera y ambiental. A partir del dimensionamiento del sistema, la simulación de generación energética y la evaluación financiera, se evidencia que el proyecto contribuye significativamente a la mejora de la matriz eléctrica institucional, reduciendo costos operativos y emisiones de carbono.

4.1 Evaluación técnica del diseño

El sistema propuesto considera el uso de módulos solares monocristalinos de alta eficiencia (550-600), dispuestos en estructuras metálicas inclinadas optimizadas según las condiciones geográficas de Lima, con una irradiancia promedio de 4.5 horas solares pico. La conexión a red se realiza mediante un inversor central trifásico de 80 kW, garantizando compatibilidad con el tablero general existente y optimizando el número de string.

El diseño eléctrico considera las recomendaciones de la IEC 61724-1 para monitoreo de sistemas FV, el NEC 2020 para protecciones eléctricas y el cumplimiento con el Reglamento Nacional de Instalaciones Eléctricas (RE-030). Se han definido protecciones de sobrecorriente, sobretensiones transitorias y se ha diseñado un sistema de puesta a tierra con jabalinas de cobre de alta conductividad, garantizando la seguridad operativa del sistema.

4.2 Resultados energéticos

Con base en los parámetros de radiación y el rendimiento esperado de los equipos seleccionados, se estima una generación promedio anual de 105 MWh/año. Esta energía representa una cobertura significativa del consumo energético de la facultad, permitiendo un alto grado de autoconsumo directo.

4.3 Evaluación económica financiera

Parámetros considerados:

- Potencia instalada: 80 kW
- N° de paneles: 146 PERC de 550 W
- N° de inversores: 1 de 80 kW
- Tasa de descuento: 12%
- Precio de venta de energía: 0.19 USD/kWh
- Vida útil: 25 años
- Factor de capacidad: 18%
- Vida útil: 25 años
- Degradación de paneles: 0.5% /año
- Inversión inicial estimada: 80,100 USD
- Costos O & M: 1,602 USD/año (2% del CAPEX)
- Generación estimada: 126 MWh
- Tiempo de implementación: 6 meses aprox.

VAN= 46,350 USD TIR= 21.5% ROI= 699% Payback= 5 años

Como se puede constatar los indicadores obtenidos reflejan la rentabilidad del proyecto bajo los parámetros previamente señalados, demostrando que el proyecto no solo es viable, sino que también rentable frente a la tarifa eléctrica, generando un ahorro estimado superior a USD 13,000 anuales.

También se puede optar por la alternativa que se desarrolló con financiamiento e incentivos fiscales en las siguientes condiciones:

- Tasa de interés de mercado (10%)
- Plazo: 7 años
- Cuota anual del préstamo: 11,820 USD
- % del financiamiento: 70% del CAPEX (56,070 USD)
- Recursos propios: 30% del CAPEX (24,030 USD)
- Ley de depreciación acelerada: Ley 27345
- Tiempo de depreciación acelerada: 4 años
- Tiempo de depreciación normal: 10 años
- IGV 18% (recuperado el 1° año): 12,798 USD

Bajo estos parámetros se obtiene:

VAN: 39,850 USD

TIR: 19.7% > 12% (tasa de descuento)

ROI: 593%

Payback: 6.5 años

Si bien es cierto disminuyen ligeramente los indicadores financieros, sigue siendo rentable recurriendo a financiamiento y aprovechando los incentivos fiscales.

Aunque el presente trabajo corresponde a una planta conectada a la red sin almacenamiento, se analizó la viabilidad usando almacenamiento en baterías bajo los siguientes parámetros adicionales:

- Batería: 100 kWh LiFePO₄
- Costo de batería: 40,000 USD
- Eficiencia de descarga: 90%
- Profundidad de descarga: 80%
- O&M de batería: 1% CAPEX (4,000 USD/año)
- Reemplazo de baterías: 15 años
- CAPEX: 128,100 USD
- OPEX: 2,002 USD
- Autoconsumo sin batería (60%): 75,686 kWh
- Autoconsumo con batería (35%): 45,412 kWh
- TOTAL UTILIZADO DIRECTAMENTE: 121,098 kWh/año
- Inyección a la red (5%): 5,046 kWh/año
- LCOE: 0.2244 USD/kWh

Se puede ver que el LCOE incorporando baterías se incrementa en 68% muy por encima del costo de la energía de referencia (0.19 USD/kWh).

4.4 Reducción de emisiones

La producción anual del sistema evitará la emisión de aproximadamente 47.8 toneladas de CO₂ por año, tomando como base un factor de emisión de 0.45 kg CO₂/kWh (MINEM), esta cantidad de emisión requeriría aproximadamente de 2,400 árboles para

neutralizarla, lo que posiciona al proyecto como una solución concreta en el marco del cumplimiento de los compromisos ambientales asumidos por el país, alineado con el Objetivo de Desarrollo Sostenible N° 13 (Acción por el clima).

Cuando se ha considerado que toda la energía proviene de gas natural la reducción de CO₂ es de 26.46 Ton de CO₂ y al tomar en cuenta estándares europeos encontramos que solo por usar tecnología fotovoltaica el ahorro en emisiones adicionalmente es de 63 Ton de CO₂ .

4.5 Comparación con experiencias previas

Al comparar los resultados obtenidos con otros proyectos ejecutados en universidades peruanas (UNSA, UNJBS, UL), se observa que el sistema propuesto presenta mayor eficiencia energética, menor LCOE y menor periodo de recuperación, debido al aprovechamiento de tecnologías más recientes y una adecuada planificación del diseño. Esto valida la calidad técnica del proyecto y su pertinencia académica.

4.6 Limitaciones del estudio

- No se actualizó los consumos de energía (2024-2025) del suministro de la FIM por acceso limitado a la información requerida.
- No se accedió a la subestación N°1 debido a limitaciones técnicas y por razones de seguridad dado el estado en que se encuentra como lo constata la auditoría que se hizo el CER el 2019.
- No se contemplaron fallos operativos imprevistos ni costos de mantenimiento correctivo.

A pesar de ello, el diseño y análisis realizado constituyen una base técnica sólida para su implementación real. El desarrollo de esta propuesta permite demostrar que las sedes universitarias pueden integrarse a la transición energética nacional. Se recomienda su implementación como proyecto piloto institucional, incorporando posteriormente sistemas de monitoreo en tiempo real, programas de mantenimiento predictivo y eventualmente un sistema híbrido con almacenamiento para aumentar la resiliencia energética.

CONCLUSIONES

1. Al analizar el recurso solar en las coordenadas correspondientes a la Facultad de Ingeniería Mecánica queda demostrado que la radiación es óptima para los requerimientos del proyecto, lo que garantiza la disposición energética necesaria para la operación de una planta fotovoltaica de 80 kW. La información obtenida de fuentes confiables como NASA, Meteonorm y CONIDA respalda la viabilidad climática y técnica del proyecto utilizando una azotea del pabellón A2.
2. El perfil de consumo energético de la facultad, obtenido mediante datos históricos proporcionados por la Dirección General de Administración (DIGA-UNI) para el periodo 2019-2023 y de la Auditoría Energética realizada el 2019 por el CER-UNI, ha permitido dimensionar la planta de manera precisa, proyectando una cobertura del 70% del consumo eléctrico anual como mínimo, lo que representa un avance significativo en la autonomía energética y en la reducción de la dependencia de fuentes fósiles.
3. Al seleccionar tecnología fotovoltaica de alta eficiencia, como los módulos PERC de 550 W e inversores con capacidades y características adaptadas al entorno universitario, se asegura un rendimiento óptimo, bajos costos operativos y una vida útil superior a los 25 años lo que aporta a la sostenibilidad del sistema.
4. La superficie identificada para el emplazamiento ha sido evaluada con base a planos estructurales y en concordancia con el Plan Director de la UNI, garantizando que la instalación no interfiera en futuras obras de infraestructura cumpliendo con criterios de seguridad, orientación e inclinación óptimos.

5. Al hacer el análisis económico-financiero se ha confirmado la viabilidad del proyecto, evidenciando un retorno de la inversión (ROI) elevado, una tasa interna de retorno (TIR) superior a la tasa de descuento del 12% y un periodo de recuperación de la inversión inferior a 4 años en diversos escenarios. Estas métricas, junto con los beneficios fiscales por depreciación acelerada y la posibilidad de financiamiento, refuerzan la rentabilidad del sistema propuesto.
6. Alto potencial de ahorro energético y económico al generar anualmente hasta 105 MWh (lo que representa no menos del 70% del consumo energético anual de la facultad) y de ahorro económico de cerca de 19 950 USD/año.
7. La reducción estimada de emisiones (47,8 toneladas de CO₂ por año) posiciona al proyecto como un hito ambiental dentro del campus universitario en consonancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).
8. El sistema fotovoltaico en la facultad no solo representa beneficios económicos y ambientales, sino que se convierte en una herramienta pedagógica y de investigación para estudiantes de pregrado y posgrado en energías renovables, ingeniería eléctrica, control y automatización.

RECOMENDACIONES

1. Implementar la planta solar fotovoltaica propuesta de manera progresiva, priorizando la infraestructura ya disponible, con el fin de reducir costos iniciales, si se piensa ampliar la planta en el futuro, se debe evaluar el desempeño real del sistema y realizar ajustes técnicos como la incorporación de almacenamiento con baterías.
2. Establecer un sistema de monitoreo en tiempo real que permita registrar producción y consumo energético en la facultad. Este sistema deberá incluir alarmas, análisis históricos y control remoto que garantizará una operación eficiente, segura y con retroalimentación continua con fines académicos.
3. Gestionar convenios con entidades financieras y programas gubernamentales que promuevan la inversión en energías renovables, aprovechando beneficios como el crédito fiscal del IGV, la depreciación acelerada, subsidios estatales para reducir el Payback del proyecto.
4. Promover el uso académico del sistema fotovoltaico como laboratorio experimental para cursos de pregrado y posgrado, así como para el desarrollo de proyectos de investigación e innovación tecnológica, fomentando una cultura energética sostenible en la comunidad universitaria.
5. Capacitación continua del personal técnico de mantenimiento y seguridad dotándolo de la formación necesaria en energía solar, protección eléctrica y monitoreo para garantizar una operación segura y eficiente.

6. Formalizar la implementación del proyecto realizando gestiones ante el rectorado, DIGA principalmente, para incluir el proyecto dentro del Presupuesto Multianual de Inversiones.
7. Replicar el modelo de esta planta en otras facultades y edificios de la universidad, integrando una estrategia institucional de transición energética que permita a la UNI posicionarse como referente nacional en el uso de energías limpias dentro del sector educativo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alonso Abella, M., & Martínez-Moreno, F. (2014). *Energía solar fotovoltaica*. Paraninfo.
- Camarena, C., & Nahui, J. (2024). Energía solar como agente para la descarbonización de la matriz energética: una propuesta para la región Lambayeque (Perú) [Tesis de pregrado, UNI]. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Castillo, A. & Gay, C. (2020). *Sistemas fotovoltaicos: Componentes, diseño e instalación*. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
<https://www.researchgate.net/publication/344520659>
- Comisión Electrotécnica Internacional. (2021). *IEC 61724-1: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring*. IEC.
- Delgado Vásquez, H. Y., & Casahuaman Ángeles, H. K. (2025). Efecto del empleo de BESS en centrales solares fotovoltaicas en la dinámica del sistema de generación de energía del Perú [Tesis pregrado]. Universidad Nacional del Santa.
- FIEE UNI – Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. (2022). *Servicios y recursos bibliográficos disponibles en la biblioteca de la FIEE-UNI*. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Figueroa Ortiz, L., Velásquez Matienzo, E., & Valladares Morales, C. (2018). Estudio de factibilidad de planta solar fotovoltaica en la zona sur del Perú [Trabajo de bachillerato, Universidad Antonio Ruiz de Montoya].
<http://hdl.handle.net/20.500.12833/2021>

- Gómez, T., & Morales, R. (2021). Análisis técnico-económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red. **Ingeniería y Desarrollo**, 39(1), 45-60.
<https://doi.org/10.14482/inde.39.1.569.17>
- IEA (International Energy Agency). (2022). **Renewables 2022: Analysis and forecast to 2027**. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>
- IRENA (International Renewable Energy Agency). (2023). **Renewable Power Generation Costs in 2022**. <https://www.irena.org/publications/2023/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- MINEM – Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2022). **Plan de expansión de generación eléctrica 2022-2031**. <https://www.gob.pe/institucion/minem>
- Machuca Samaniego, L. R. (2022). Detección de fallas en sistemas fotovoltaicos aislados mediante data SCADA y técnicas de inteligencia artificial [Tesis de doctorado, UNI]. Escuela Central de Posgrado, UNI.
- NEC – National Electrical Code. (2020). **NFPA 70: National Electrical Code**. National Fire Protection Association.
- Osinermin. (2023). **Informe técnico sobre energías renovables en el Perú: Estado actual y proyecciones**. <https://www.osinermin.gob.pe>
- Perales, L. J. (2019). **Diseño e implementación de una planta solar fotovoltaica conectada a red en una institución educativa pública**. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de San Agustín]. <https://repositorio.unsa.edu.pe>
- Ramos, A., & Márquez, F. (2018). Evaluación de impacto ambiental por uso de sistemas fotovoltaicos. **Revista de Energías Renovables**, 12(3), 115–124.

- Rivera Tito, H. A., Quintana Caceda, M. E., & Teixeira Roth, V. (2021). Implementación de un sistema fotovoltaico en el distrito de San Borja, para aprovechar la energía solar durante los meses de verano. *Tecnía, 26*(1).
<https://doi.org/10.21754/tecnia.v26i1.12>

- SMA Solar Technology AG. (2022). *Manual técnico del inversor Sunny Tripower CORE2 (STP 110-60)*. <https://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-tripower-core2.html>

- Salvador, C., et al. (2021). Caracterización térmico-energética de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la Facultad de Ciencias de la UNJBG, Tacna-Perú. *Tecnía, 31*(2). <https://doi.org/10.21754/tecnia.v21i1.1104>

- Sánchez-Talledo, D., Paragua-Macuri, C., Paragua-Morales, M., & Paragua-Macuri, M. (2023). Análisis cualitativo y dimensionamiento del impacto ambiental del uso de la energía fotovoltaica: 3 casos de estudio en el Perú. *Tecnía, 33*(1).
<https://doi.org/10.21754/tecnia.v33i1.1548>

- UNI – Centro de Energías Renovables (CER-UNI). (2025). *Memoria institucional del CER-UNI*. Universidad Nacional de Ingeniería.

- Villalobos, E. (2020). *Energía renovable y cambio climático: Una visión aplicada al contexto latinoamericano*. Fondo Editorial PUCP.

ANEXOS

Anexo 1 : Simulación PVSYST7.4 FIM-UNI 05/05/2025	1
Anexo 2 : Descripción del Sistema de Montaje, Orientación y Conexión 26	26
Anexo 3 : Protecciones Eléctricas y Puesta a Tierra	28
Anexo 4 : Esquema de Puesta a Tierra y Conexión de Protecciones	31
Anexo 5 : Diagrama Unifilar, Leyenda y Tabla de Componentes	32
Anexo 6 : Análisis Económico de Importación de Paneles Solares desde China	34
Anexo 7 : Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N°27345)	35

Anexo 1: Simulación PVSYST7.4 FIM-UNI 05/05/2025

Datos meteorológicos mensuales

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio						
Coordenadas geográficas Datos meteo mensuales Mapa interactivo						
Sitio Universidad Nacional de Ingeniería (Perú)						
Fuente de datos Meteonorm 8.1, Sat=100%						
	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m ² /día	kWh/m ² /día	°C	m/s	[-]	%
Enero	5.44	2.76	25.8	2.29	5.848	90.2
Febrero	5.44	3.01	26.1	2.39	6.391	90.6
Marzo	5.80	2.83	26.3	2.39	5.818	89.4
Abril	6.16	2.50	25.8	2.40	4.272	90.7
Mayo	5.78	2.29	25.8	2.90	4.520	90.2
Junio	5.34	2.46	24.2	3.50	5.234	88.9
Julio	5.37	2.52	23.9	3.50	5.560	85.2
Agosto	5.60	2.83	24.2	3.60	5.607	85.5
Septiembre	5.83	2.48	24.6	3.80	4.311	89.3
Octubre	6.14	2.54	25.3	3.29	3.604	88.8
Noviembre	5.80	2.43	25.0	2.79	3.998	92.0
Diciembre	5.18	2.68	25.4	2.40	5.079	90.3
Año ?	5.66	2.61	25.2	2.9	5.020	89.3
Irradiación horizontal global variabilidad año a año 4%						

MODULOS – CADENAS – INVERSOR - MPPT

Definición del sistema de red, Variante VC0: "Nueva variante de simulación"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto

NombreGenerador FV

OrientePlano inclinado fijo

Inclinación12°

Azmut0°

Ayuda de pre-dimensionamiento

Sin dimensionamiento

Potencia planeada80 kWp

Redimens.

... o área disponible(módulos)379 m²

Seleccione el módulo FV

Prod. desde 2018

FiltroTodos los módulos F

Módulo bifacial

Sistema bifacial

Jinkosolar

545 Wp 35V Si-mono JKM-545M-72HL4-TV Desde 2021 Datasheets 2021

Abrir

Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C)35.9 V

Voc (-10°C)54.6 V

Seleccione el inversor

Prod. desde 2018

Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz

Sungrow

40 kW 160 - 1000 V TL 50/60 Hz SG40CX-P2 Desde 2022

Abrir

Núm. de entradas MPPT8

Voltaje de funcionamiento:160-1000 V

Potencia del inversor utilizada80.0 kWca

Utilizar multi-MPPT

Voltaje máximo de entrada:1100 V

inversor con 4 MPPT

No hay reparto de potencia entre MPPTs

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie14

entre 5 y 20

Núm. cadenas11

entre 10 y 17

Perdida sobrecarga0.0 %

Proporción Pnom1.05

Dimensionamiento

Núm. de módulos154

Área397 m²

Condiciones de operación

Vmpp (60°C)503 V

Vmpp (20°C)587 V

Voc (-10°C)765 V

Irradia. plano1000 W/m²

Impp (STC)146 A

Isc (STC)153 A

Isc (en STC)153 A

5 entradas con 1 cadenas y 3 entradas con 2 cadenas, Considere deshabilitar "Utilizar multi-MPPT" para garantizar el uso compartido de energía en cada entrada.

Máx. en datos

STC

Potencia de funcionamiento máx.83.0 kW

(en 1085 W/m² y 50°C)

Potencia nom. conjunto (STC)83.9 kWp

Lista de subconjuntos

Nombre

#Mód #Inv.

#Cadena #MPPT

Generador FV

Jinkosolar - JKM-545M-72HL4-TV14211

Sungrow - SG40CX-P228

Resumen sistema global

Núm. de módulos154

Área del módulo397 m²

Núm. de inversores2

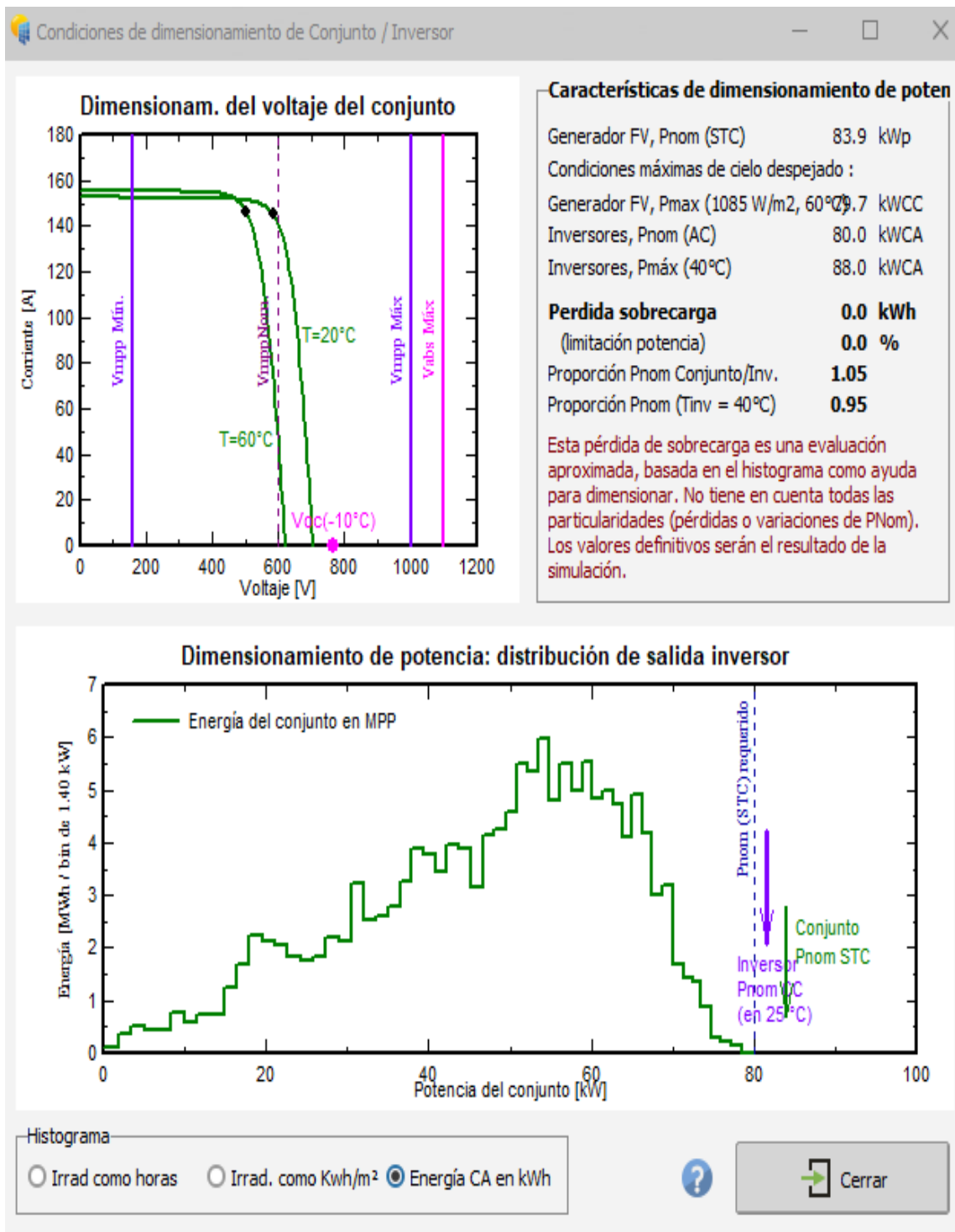
Potencia FV nominal83.9 kWp

Potencia de CA nominal80.0 kWCA

Proporción Pnom1.049

2

DIMENSIONAMIENTO DE POTENCIA



PARÁMETROS TÉRMICOS

Parámetros detallados de pérdidas del campo FV

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares

Puede definir el factor de pérdida térmica de campo o el coeficiente TNCO estándar:
¡el programa da la equivalencia!

Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdida térmica $U = U_c + U_v \cdot \text{Vel. viento}$

Factor de pérdida constante U_c W/m²K

Factor de pérdida del viento U_v W/m²K m/s

Valor predeterminado según montaje

☒ Módulos montados "libres" con circulación de aire

☐ Cúpulas

☐ Semi-integrado con conducto de aire detrás

☐ Integración con respaldo totalmente aislado

Factor TNCO estándar

Definición alternativa:

Coeficiente TNCO °C

para "Nominal Operating Cell Temperature"

Temperatura de los módulos montados "libres"

en circuito abierto, debajo $G=800 \text{ W/m}^2$,
 $T_{amb}=20^\circ \text{ C}$, Viento=1m/s.

Definición de la TNCO

☒ Circuito abierto (en V_c)

☐ Cargado (en P_{mpp})

PÉRDIDAS ÓHMICAS

Parámetros detallados de pérdidas del campo FV

Envejecimiento		Indisponibilidad	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad

Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto

Especificado por

☐ Res. de cableado global mΩ ☐ Calculada ?

☒ Fracción pérdida en STC % ☒ Defecto

Caída de tensión a través del diodo en serie V ☐ Defecto

Pérdidas CA después del inversor

Circuito CA: inversor al punto de inyección (por inversor)

☒ Utiliza pérdida óhmica del circuito CA ☒ Por inversor ?

☐ Sistema completo

Longitud del inversor a inyección m Sección cables

Fracción pérdida en STC % ?

STC: Pca = 41.2 kW, Vca = 400 V Tri, I = 59.4 A

Caída de tensión en STC 14.5 V (3.63%)

☒ Cobre

☐ Alu

☐ Utiliza uno o varios transformadores MT

☐ Utiliza un transformador de AT

DISEÑO DE CABLEADO

Resistencia de cableado

Diseño de cableado

Una cadena : 14 módulos

Conexiones módulo de cadena — Longitud prom. m/circuito Sección mm²

Caja principal al inversor —

Por favor especifique la longitud total del cable para cada circuito (botón "Boceto")

Por circuito		Conjunto global
Corriente A	Resistencia mΩ	Resistencia mΩ
13.2	150	11 cadenas : 13.7
18.2	902	8 inversores : 113

Resistencia de cableado global de campo	126 mΩ
Fracción de pérdida de MPP en STC	3.2 %
Masa total de cobre	23 kg
Costo total cable	0

Diseño de cableado

☒ Cadenas paralelas
☐ Grupos de cadenas paralelas

Optimización

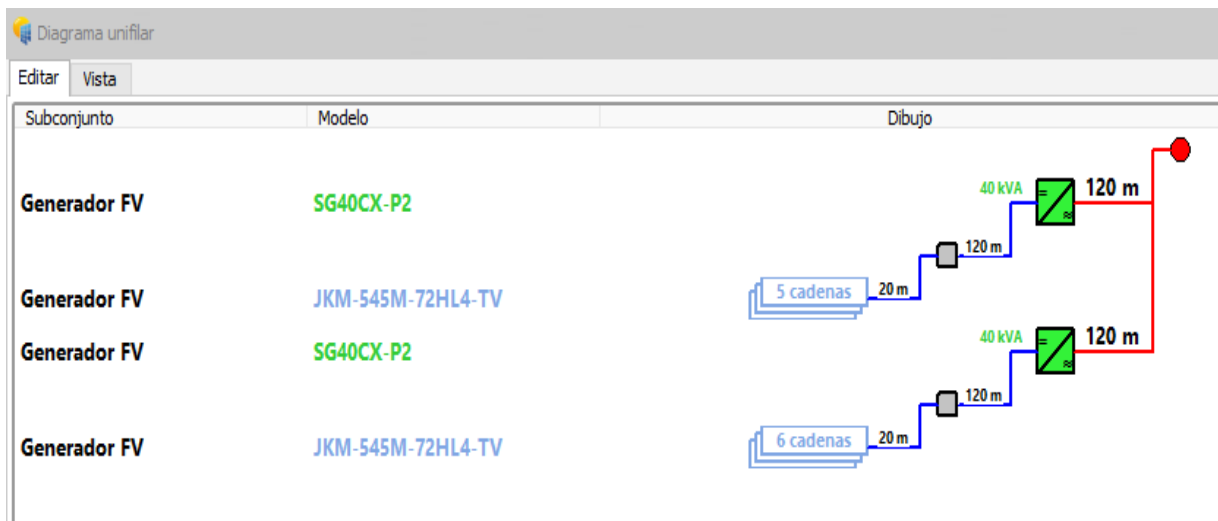
Fracción de pérdida objetivo %

☐ Minimizar la masa de cobre
☐ Minimizar el costo

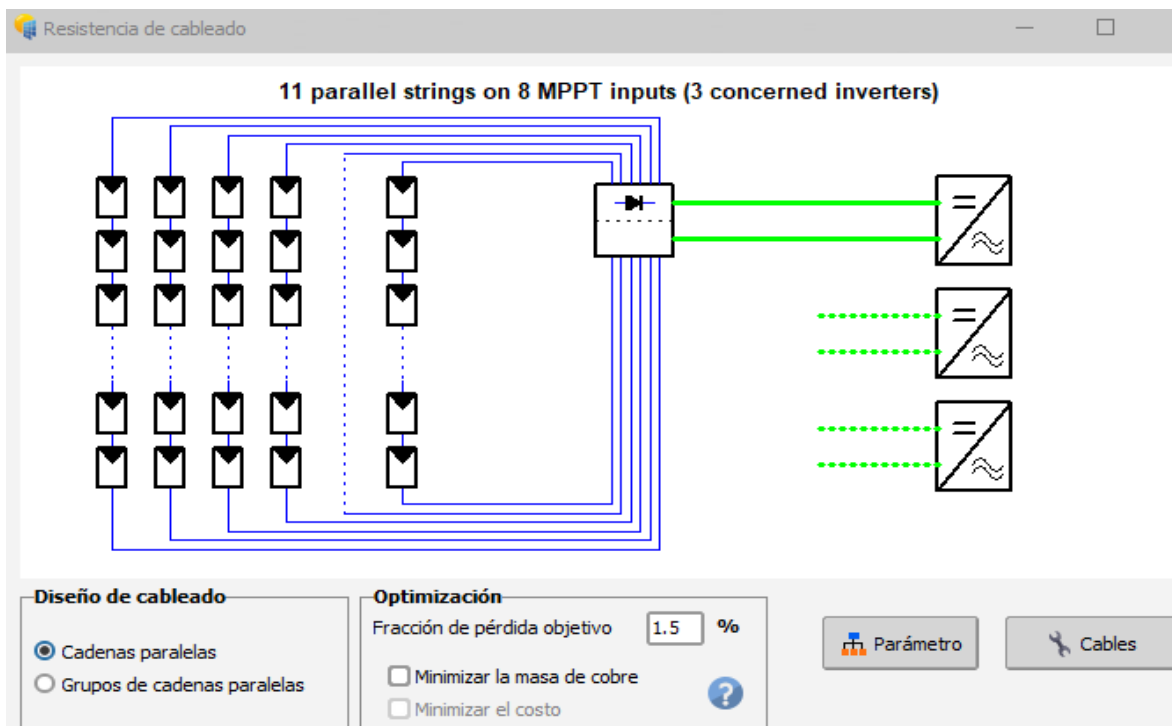
 Bosquejo

 Cables

DIAGRAMA UNIFILAR



CADENAS PARALELAS



CABLES DE COBRE – PROPIEDADES ESPECÍFICAS

Propiedades de los cables

Cables de propiedades específicas

Sección mm	Máximo corriente [A]	Resistencia mΩ/m	Precio EUR/m
1.5	17	13	0.00
2.5	24	7.5	0.00
4	32	4.7	0.00
6	41	3.1	0.00
10	57	1.9	0.00
16	76	1.2	0.00
25	101	0.75	0.00
35	125	0.54	0.00

Resistividad

☒ Cobre ☐ Aluminio

18.8 ☒ mΩ·mm² / m

Moneda

EUR - Euro

Tasas

Cancelar OK

Cadenas paralelas

Grupos de cadenas paralelas

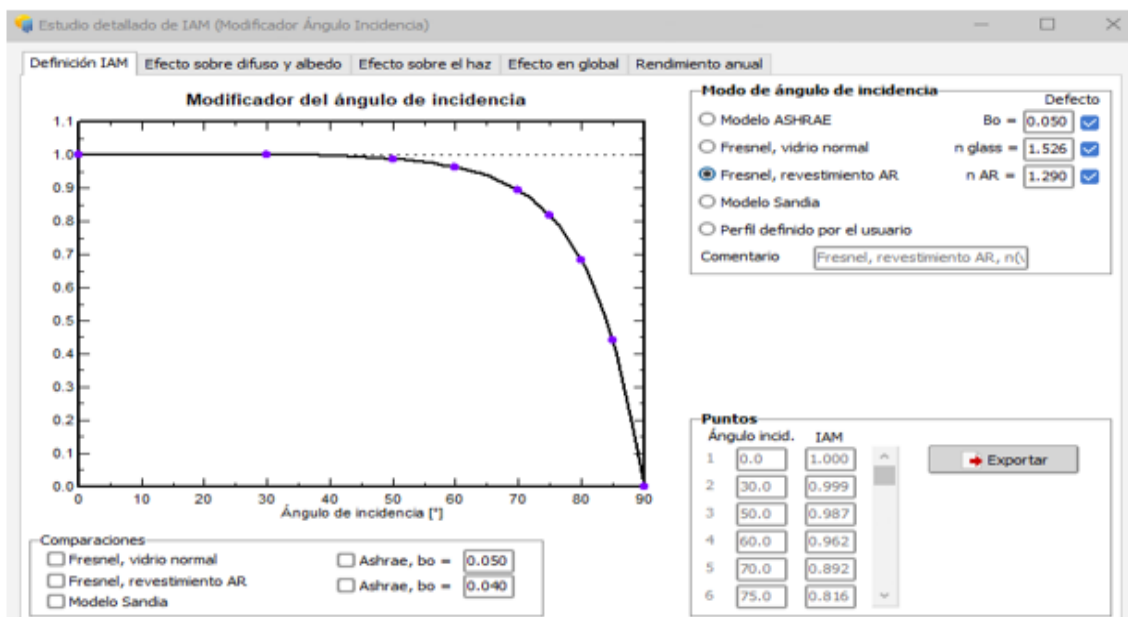
Fracción de pérdida objetivo 1.5 %

☐ Minimizar la masa de cobre

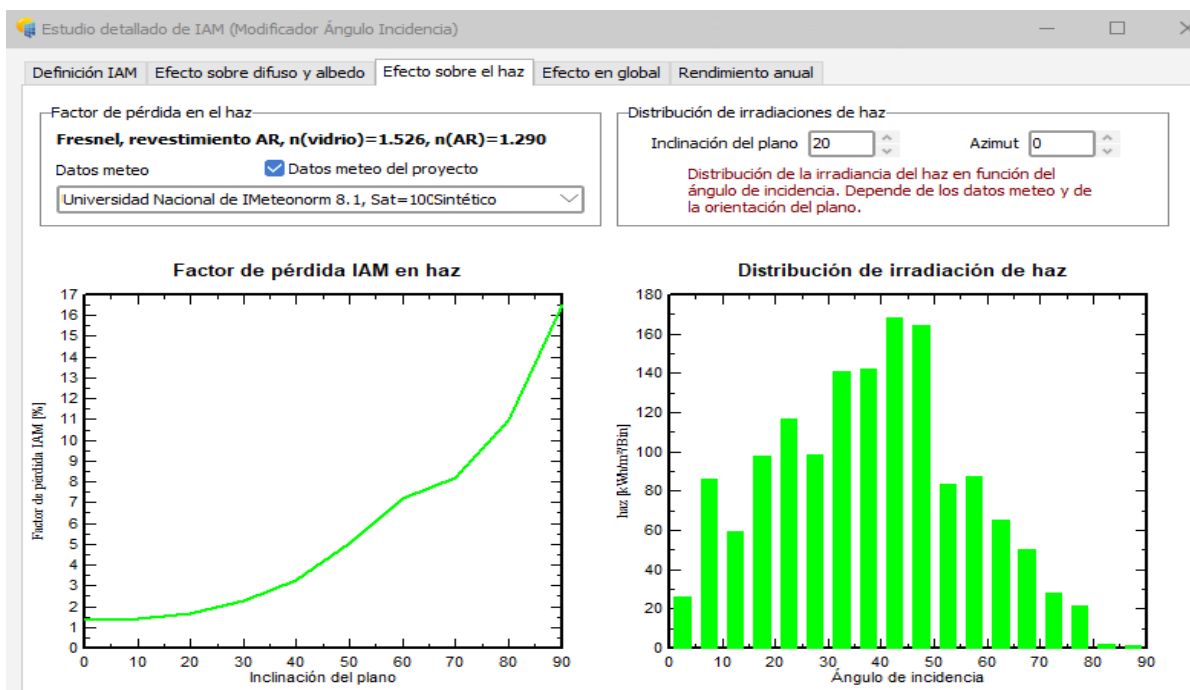
☐ Minimizar el costo

Bosquejo Cables

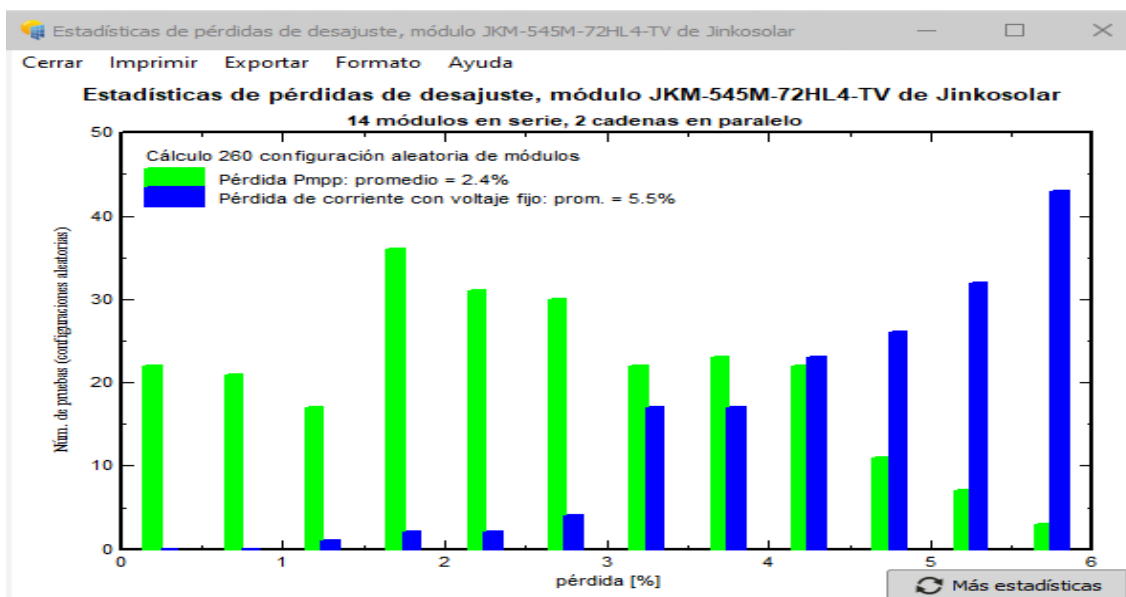
MODULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA



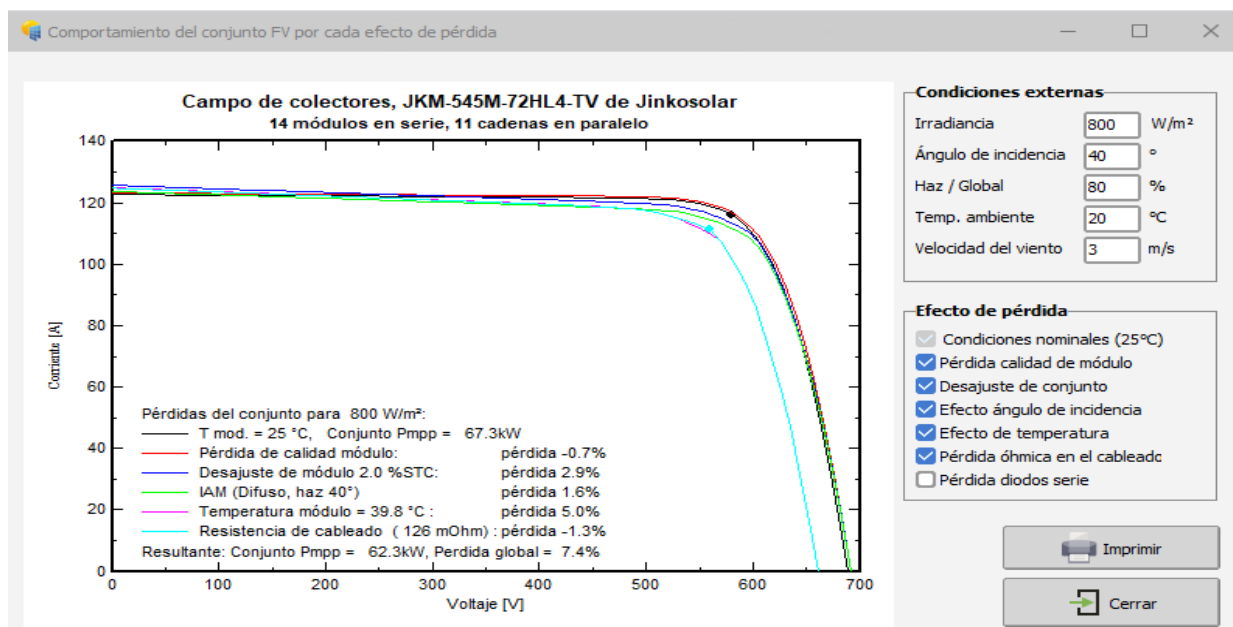
DISTRIBUCIÓN DE LA IRRADIANCIA vs ÁNGULO DE INCIDENCIA



PÉRDIDAS DE DESAJUSTE DEL MÓDULO



PÉRDIDAS POR TEMPERATURA



DATOS TÉCNICOS DE LOS PANELES

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Tamaños y tecnología | Parámetros del modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: JKM-545M-72HL4-TV Fabricante: Jinkosolar

Nombre de archivo: Jinko_JKM_545M_72HL4_TV.PAN Fuente datos: Datasheets 2021

Base de datos PVsyst original Prod. desde 2021

Potencia nom. (en STC): 545.0 Wp Tol. +/- 0.0 3.0 %

Tecnología: Si-mono

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Condiciones de referencia	G _{Ref}	1000 W/m ²	T _{Ref}	25 °C
Corriente de cortocircuito	I _{sc}	13.940 A	Circuito abierto Voc	49.65 V
Punto de Potencia máx.	I _{mp}	13.270 A	V _{mp}	41.07 V
Coeficiente de temperatura	μI _{sc}	6.7 mA/°C	Núm células en serie	72 x 2
	μI _{sc}	0.048 %/°C		

Herramienta de resultado del modelo interno

Condiciones de operación	G _{Oper}	1000 W/m ²	T _{Oper}	25 °C
Punto de Potencia máx.	P _{mp}	545.1 W	Coef. temper.	-0.34 %/°C
Corriente	I _{mp}	13.24 A	Voltaje V _{mp}	41.2 V
Corriente de cortocircuito	I _{sc}	13.94 A	Circuito abierto Voc	49.6 V
Eficiencia / Área células		22.86 %	/ Área módulo	21.14 %

Resumen del modelo

Parámetros principales

- Derivación R: 350 Ω
- R_{deriv}(G=0): 1400 Ω
- Modelo serie R: 0.21 Ω
- Serie R máx.: 0.21 Ω
- Serie R aparente: 0.34 Ω

Parámetros del modelo

- Gamma: 0.979
- Io_{Ref}: 0.02 nA
- μVoc: -146 mV/°C
- μP_{Max} fijo: -0.35 /°C

DIMENSIONES Y TECNOLOGÍA DE LOS PANELES

Definición de un módulo FV

Datos básicos
Tamaños y tecnología
Parámetros del modelo
Datos adicionales
Comercial
Gráficos

Descripción **Jinkosolar, JKM-545M-72HL4-TV**

Módulo

Longitud mm
Anchura mm
Espesor mm
Peso kg
Área módulo m²

Células

En serie
En paralelo
Size W x H mm
Área celular cm²
Área células m²

La definición del tamaño del Módulo es obligatoria: se utiliza para la determinación de la eficiencia "usual"
El área de células es facultativa: si se define, permite la definición de la eficiencia a nivel celular.

Tecnología y especificidad del módulo

Marco: Aluminium
Estructura: 3.2 mm tempered
Conexiones: MC-4

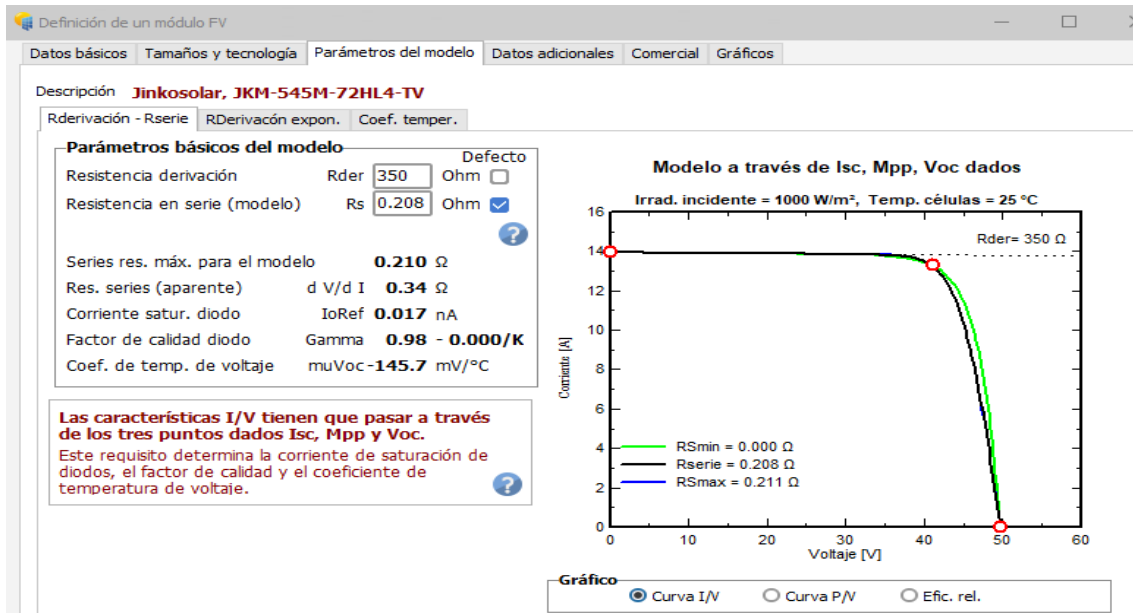
Voltaje máximo del conjunto
Voltaje absoluto máximo del conjunto en cualquier condición (es decir, Voc a la temperatura ambiente más baja posible).
Voltaje máximo IEC V
Voltaje máximo UL (US) V

Diodos de protección de derivación
Núm. de submódulos /módulo
(es decir, diodos de derivación funcionales)
Partición submódulo:
☐ En longitud
☒ Medias células gemelas
☐ En ancho
☐ Tercios células gemelas, 5 filas
☐ Células de tejas
☐ Tercios células gemelas, 6 filas
☐ Otro

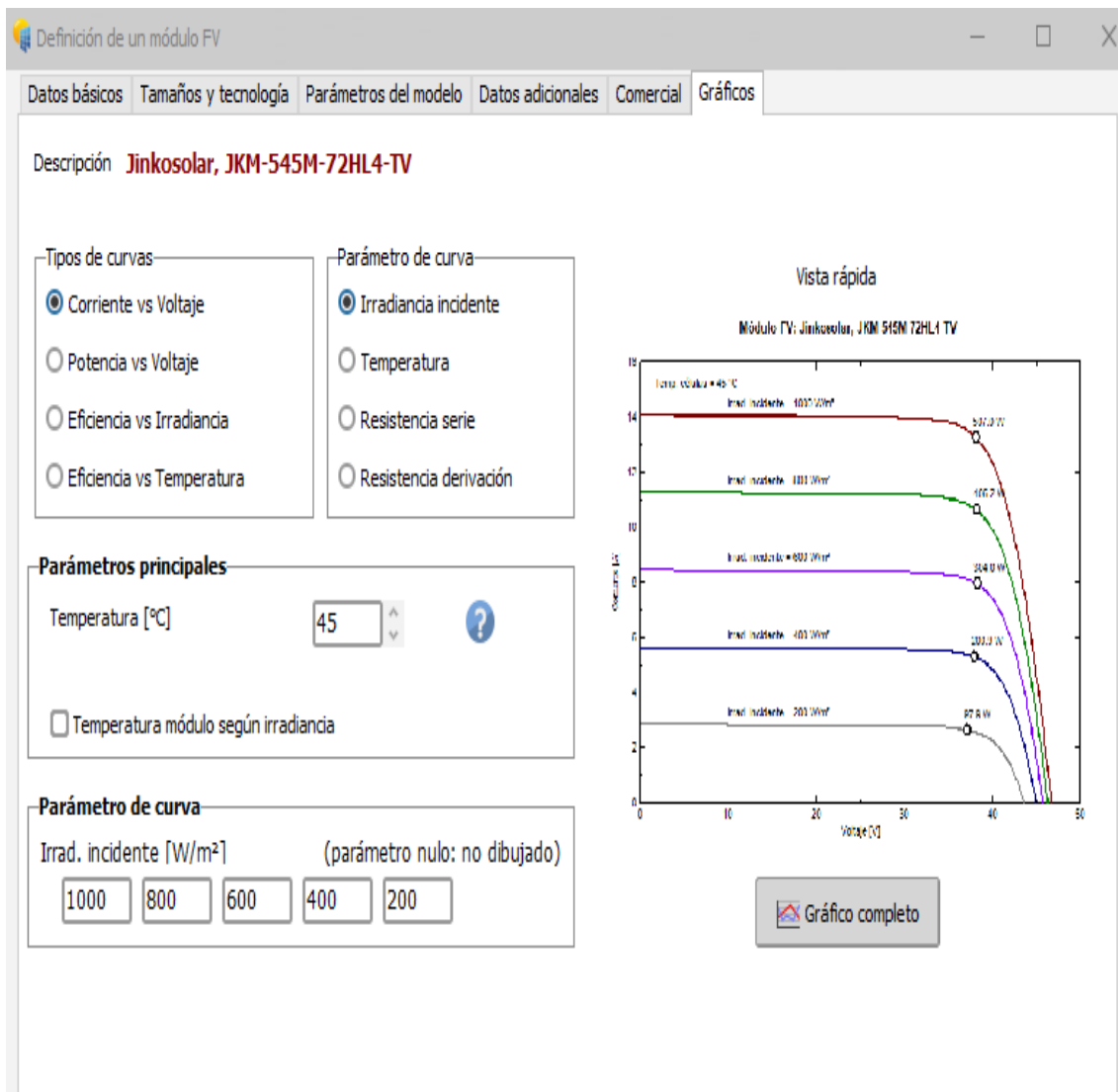
☐ Módulo teja
☐ CFV : módulo de concentración
☒ Módulo bifacial

Módulo bifacial
Factor de bifacialidad ☐
Relación entre la eficiencia del lado trasero en STC y la eficiencia nominal del lado delantero

PARÁMETROS DEL MODELO

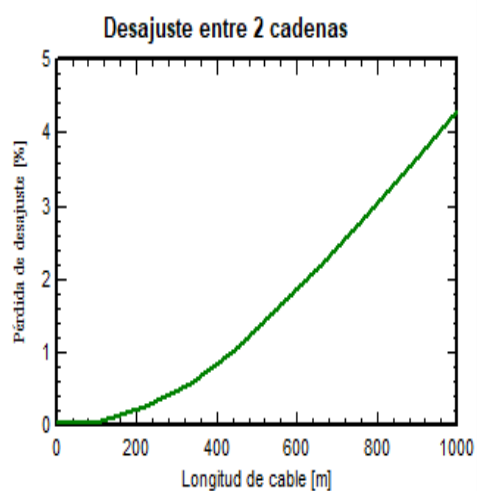
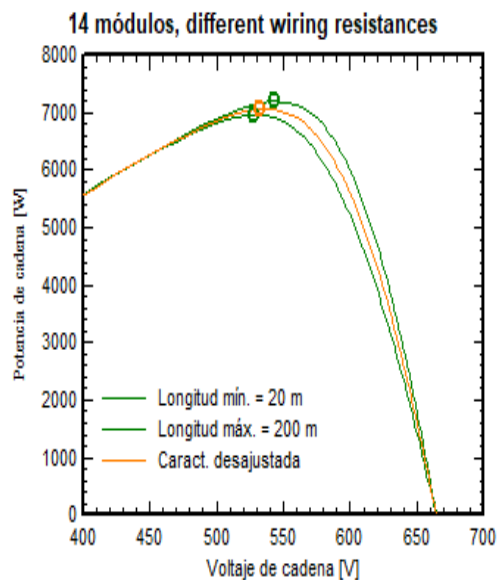
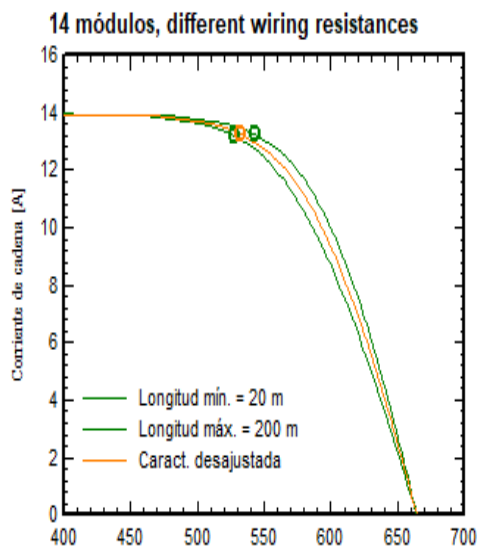


CORRIENTE VS VOLTAJE (CURVA DE IRRADIANCIA)



DESAJUSTE DE VOLTAJE ENTRE CADENAS

Estudio del desajuste en el voltaje entre cadenas



Resultados

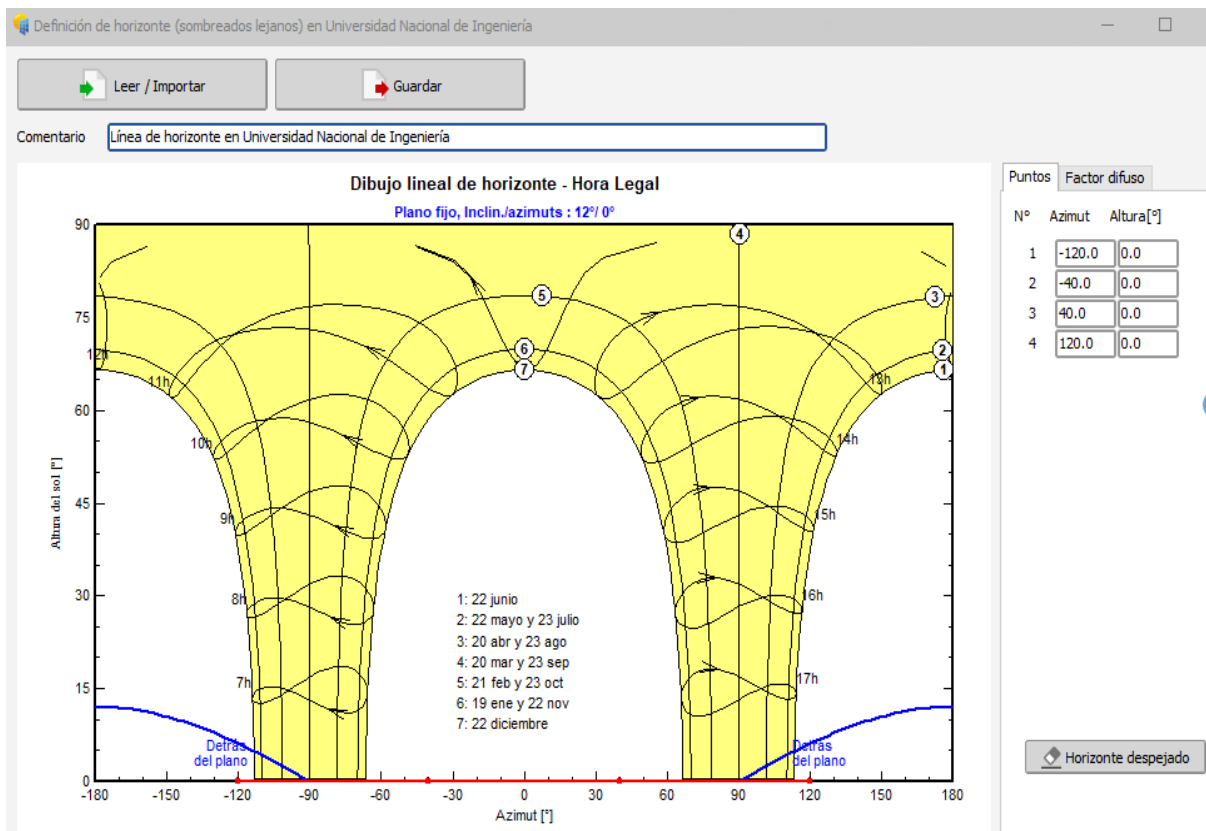
	Voltaje	Corriente	Potencia
Cadena # 1	543.8 V	13.25 A	7206.5 W
Cadena # 2	528.0 V	13.20 A	6969.7 W
Cadena desajustada	531.9 V	13.29 A	7068.6 W
Potencia promedio #1 y #2			7088.1 W
Pérdida de potencia de desajuste			19.5W, es decir 0.28%

Elección de gráfico

☒ Automático al entrar en un panel



DEFINICIÓN DE HORIZONTE EN UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA



Notas de usuario y resumen del sistema

Resumen del sistema Notas de variante Notas del proyecto Abrir siempre con el proyecto ☒

Actualizar el resumen Actualización automática del resumen (puede ser lenta) ☒

Compatibilidad entre definiciones de sistemas

Orientación completa del sistema inclin/azim = 12° / 0°
1 subconjunto PNom = 84 kWp, área de módulos = 397 m²
Ningún campo de sombreado definido en la escena 3D !

Parámetros del sistema

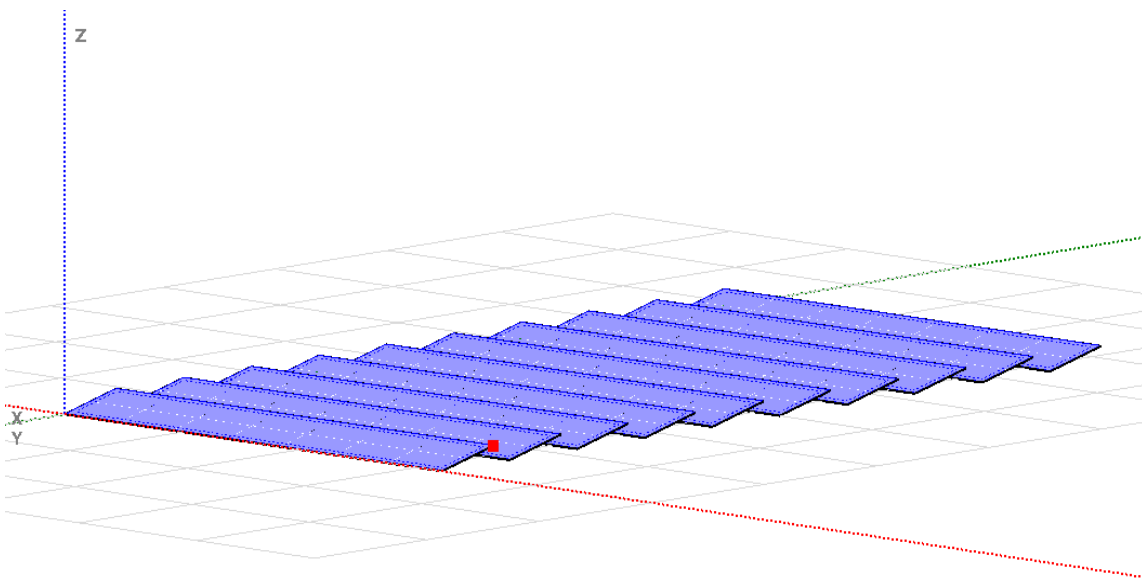
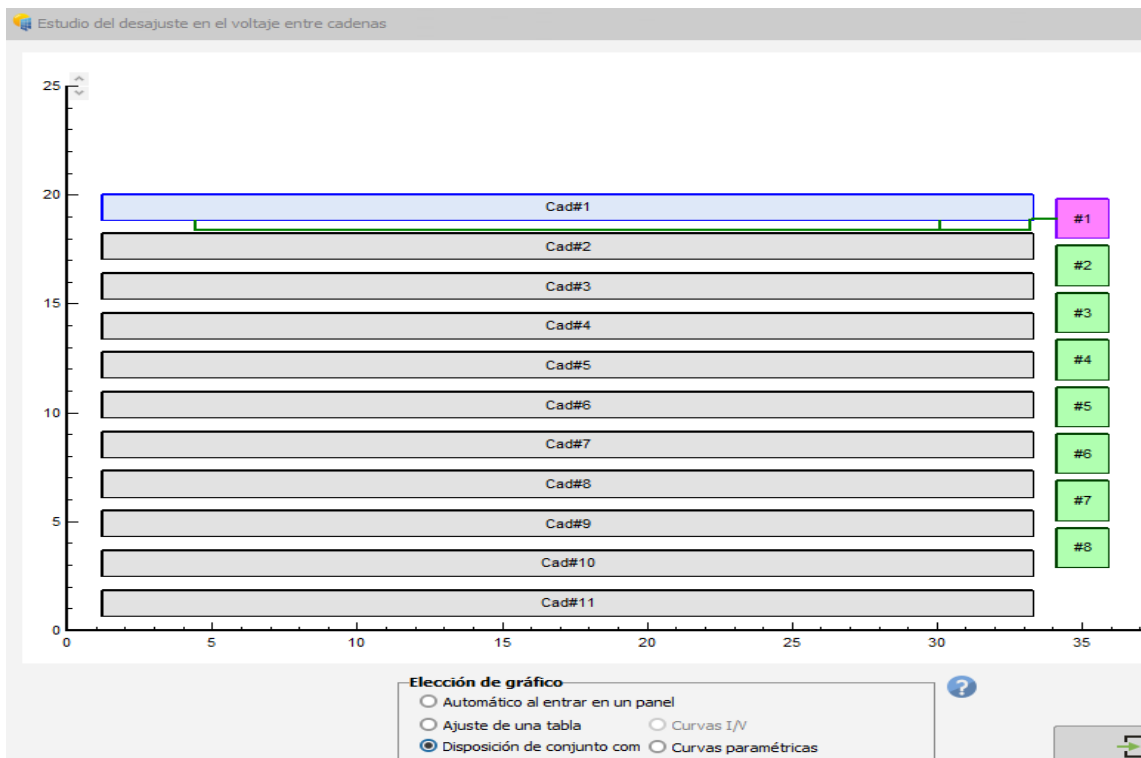
Subconjunto #1
Módulos PV: Pnom = 545 Wp
Inversores (40.0 kWca)
Generador PV
11 cadenas de 14 módulos en serie, 154 total
Conjunto PNom = 84 kWp, área = 397 m²
8 entradas MPPT, Total 80 kWca, Proporción Pnom

Parámetros de sombreados 3D
Ninguna escena de sombreado definida

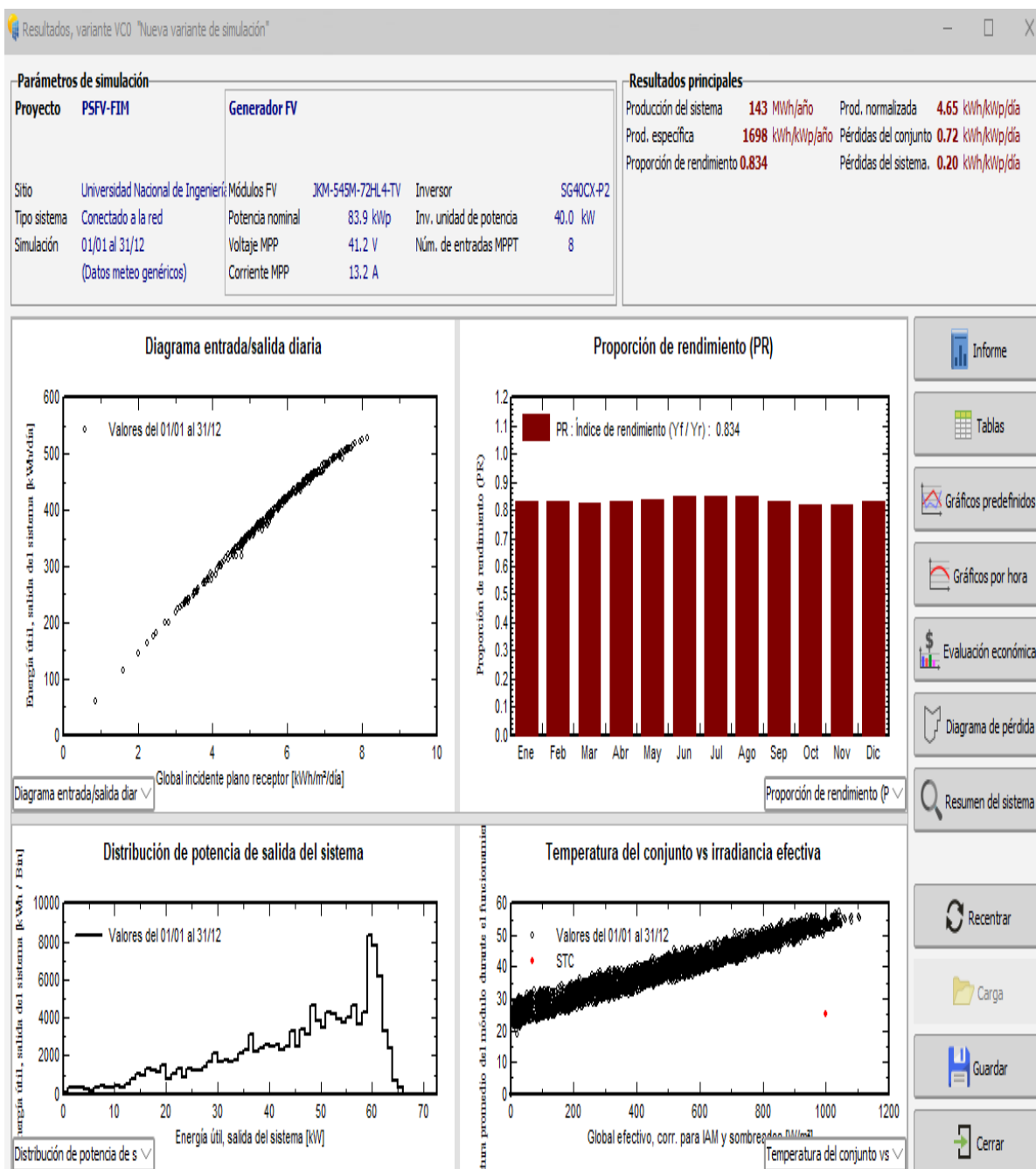
Puntos Factor difuso

Nº	Azimut	Altura[°]
1	-120.0	0.0
2	-40.0	0.0
3	40.0	0.0
4	120.0	0.0

DISPOSICIÓN DEL CONJUNTO



SIMULACIÓN-RESUMEN DE RESULTADOS



RESUMEN FINANCIERO

Resumen del sistema

Proyecto: PSFV-FIM

Generador FV, Pnom = 83.9 kWp **Sistema conectado a la red**

Energía producida **143 MWh/año**

Resumen financiero

Costes de instalación	80180.00 USD
Costo total anual	1600.00 USD/año
LCOE	0.0112 USD/kWh
Período de recuperación	Improductivo

El financiamiento total (0.00 USD) es diferente al costo de instalación (80180.00 USD). Por favor actualice la financiación en la pestaña "Parámetros financieros"

Inversión y cargos |
 Parámetros financieros |
 Venta de electricidad |
 Resultados financieros |
 Balance de carbono

Valores

☒ Global
 ☐ por Wp
 ☐ por m²

Moneda

USD - United States Dollar
Tasas

Costes de instalación

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total	
Módulos FV			56980.00	USD
JKM-54SM-72HL4-TV	154.00	320.00	49280.00	USD
Soportes para módulos	11.00	700.00	7700.00	USD
Inversores			15000.00	USD
SG40CX-P2	2.00	7500.00	15000.00	USD
Otros componentes			8200.00	USD
Accesorios, sujetadores	1500.00	3.00	4500.00	USD
Cableado	150.00	12.00	1800.00	USD
Caja de conexiones	5.00	20.00	100.00	USD
Sistema de monitoreo, pant...	1.00	600.00	600.00	USD
Sistema de medición, piranó...	1.00	1200.00	1200.00	USD
Pararrayos	0.00	0.00	0.00	USD
Costo total de instalación			80180.00	USD
Activo amortizable			76480.00	USD

Costos de operación (anual)

Descripción	Costo anual	
Mantenimiento	1600.00	USD
Provisión para el reempl...	400.00	USD
Salarios	1000.00	USD
Reparaciones	0.00	USD
Limpieza	200.00	USD
Fondo de seguridad	0.00	USD
Alquiler de terrenos	0.00	USD
Seguro	0.00	USD
Cargos bancarios	0.00	USD
Administrativo, contabili...	0.00	USD
Impuestos	0.00	USD
Subsidios	- 0.00	USD
Costos de operación (OPEX)		1600.00 USD/año

RESÚMEN FINANCIERO CON FINANCIAMIENTO

Resumen del sistema

Proyecto: PSFV-FIM

Generador FV, P_{nom} = 83.9 kWp **Sistema conectado a la red**

Energía producida **143 MWh/año**

Resumen financiero

Costes de instalación	80180.00 USD
Costo total anual	10198.59 USD/año
LCOE	0.0778 USD/kWh
Período de recuperación	Improductivo

Por favor defina la tarifa de alimentación

Inversión y cargos
Parámetros financieros
Venta de electricidad
Resultados financieros
Balace de carbono

Periodo de simulación

Vida del proyecto: años Año de inicio:

Variaciones proyectadas

Inflación: %/año Tasa de descuento: %/año

Variación de producción (envejecimiento)

☐ Lineal %/año
 ☒ Resultados de la herramienta de enveje

Gastos dependientes de ingresos

Impuesto sobre la renta: %/año Dividendos: %/año

Otro impuesto sobre la renta: %/año

Amortización fiscal

Activo	Tipo	Periodo de amortiz...	Amortizable
+ Módulos FV			
+ Inversores			
+ Otros compone...			
Total canjeable			76480.00 USD

Financiamiento

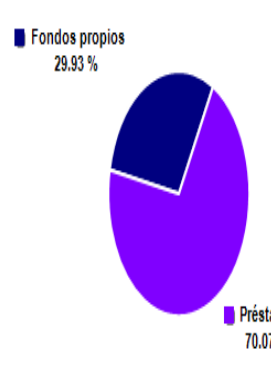
Inversión: 80180.00 USD

Fondos propios: USD

Subsidios: USD

Préstamos: +

Préstamo de pago único de interés ▼ USD años %



Categoría	Valor	Porcentaje
Fondos propios	24000.00 USD	29.93 %
Préstamo	56180.00 USD	70.07 %

Evaluación económica

Resumen del sistema

Proyecto: PSFV-FIM
 Generador FV, $P_{nom} = 83.9$ kWp Sistema conectado a la red
 Energía producida 143 MWh/año

Resumen financiero

Costes de instalación 80180.00 USD
 Costo total anual 10198.59 USD/año
 LCOE 0.0752 USD/kWh
 Período de recuperación 5.8 años

Inversión y cargos Parámetros financieros Venta de electricidad Resultados financieros Balance de carbono

Tipo de tarifa

☐ Tarifa fija ☒ Tarifa variable

☒ Tarifa horaria horas de punta/horas valle

☐ Tarifa estacional

☐ Tarifa del archivo CSV Importar

Tarifa de alimentación

 Tarifa horas de punta 0.19000 USD/kWh

 Tarifa hora valle 0.12000 USD/kWh

Horario de verano

☒ Utilizar cambios horarios DST

Comienzo de horarios de invierno Octubre 29

Comienzo del horario de verano Marzo 26

Otros parámetros generales

Impuesto de conexión anual 0.000 USD/año

Variación de tarifa anual 0.00 %/año

Duración de la garantía de tarifas 20 años

Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 0.0 %

Definición de horas para tarifas horas de punta/horas valle

 Tarifa horas de punta
07:00 - 20:00

 Tarifa hora valle
20:00 - 07:00

RESULTADOS ECONÓMICOS DETALLADOS

Resultados económicos detallados



Resultados detallados



Flujo de caja anual



Flujo de caja acumulativo



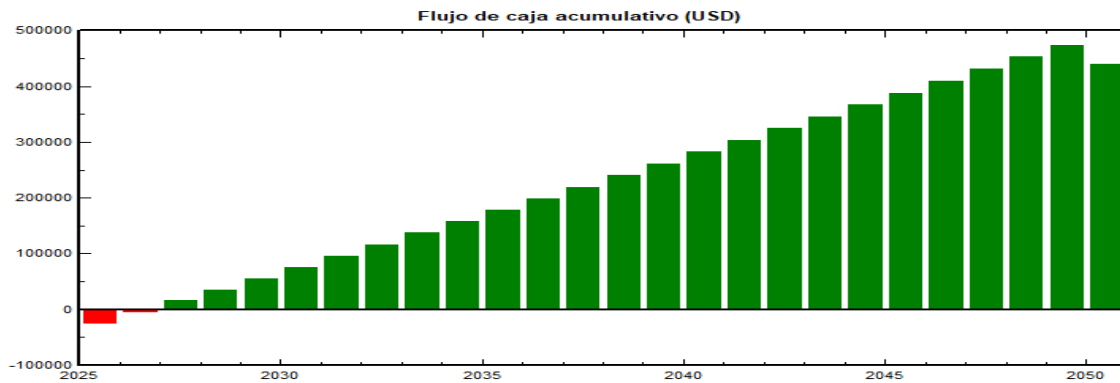
Asignación de ingresos

Resultados económicos detallados (USD)

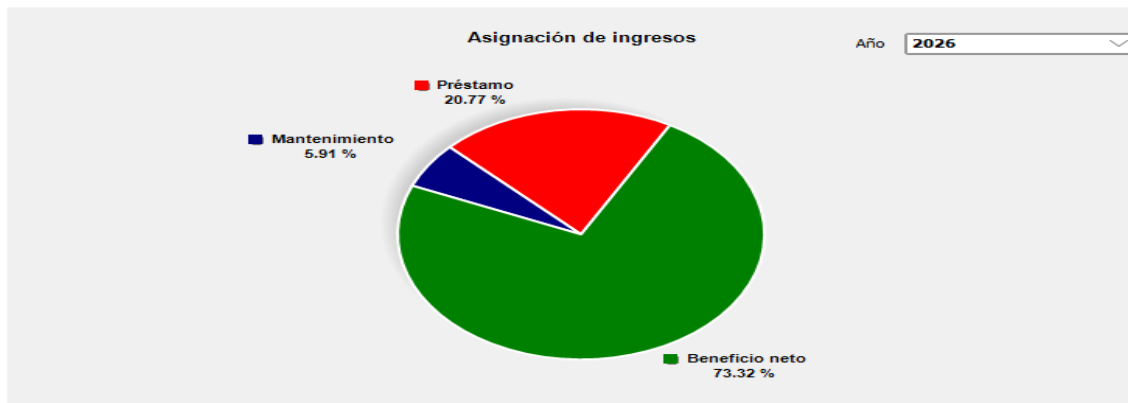
Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Principal del préstamo	Intereses del préstamo	Costos de func.	Subsidio de amortizaci	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de i	Cumul lucro	% amorti.
0	0	24000	0	0	0	0	0	0	0	-24000	0.0%
1	27052	0	0	5618	1600	3824	16010	0	19834	-8291	22.1%
2	27187	0	0	5618	1648	3824	16097	0	19921	9590	41.9%
3	27323	0	0	5618	1697	3824	16184	0	20008	23831	59.7%
4	27460	0	0	5618	1748	3824	16270	0	20094	38801	75.6%
5	27597	0	0	5618	1801	3824	16354	0	20178	48051	89.9%
6	27735	0	0	5618	1855	3824	16438	0	20262	58317	102.7%
7	27874	0	0	5618	1910	3824	16521	0	20345	67520	114.1%
8	28013	0	0	5618	1968	3824	16603	0	20427	75770	124.4%
9	28153	0	0	5618	2027	3824	16684	0	20508	83166	133.7%
10	28294	0	0	5618	2088	3824	16764	0	20588	89795	141.9%
11	28436	0	0	5618	2150	3824	16843	0	20667	95736	149.3%
12	28578	0	0	5618	2215	3824	16921	0	20745	101061	156.0%
13	28721	0	0	5618	2281	3824	16997	0	20821	105832	161.9%
14	28864	0	0	5618	2350	3824	17073	0	20897	110108	167.3%
15	29009	0	0	5618	2420	3824	17148	0	20970	113939	172.0%
16	29154	0	0	5618	2493	3824	17219	0	21043	117372	176.3%
17	29299	0	0	5618	2568	3824	17290	0	21114	120447	180.2%
18	29446	0	0	5618	2645	3824	17359	0	21183	123202	183.6%
19	29593	0	0	5618	2724	3824	17427	0	21251	125669	186.7%
20	29741	0	0	5618	2806	3824	17493	0	21317	127879	189.4%

21	29890	0	0	5618	2890	0	21382	0	21382	129858	191.9%
22	30039	0	0	5618	2976	0	21445	0	21445	131630	194.1%
23	30189	0	0	5618	3066	0	21508	0	21508	133217	196.1%
24	30340	0	0	5618	3158	0	21565	0	21565	134638	197.9%
25	30492	0	56180	5618	3252	0	21622	0	-34558	132605	265.4%
Total	718480	24000	56180	140450	49840	76480	443215	0	463515	132605	265.4%

FLUJO DE CAJA ACUMULATIVO



ASIGNACIÓN DE INGRESOS



EMISIONES DE CO₂

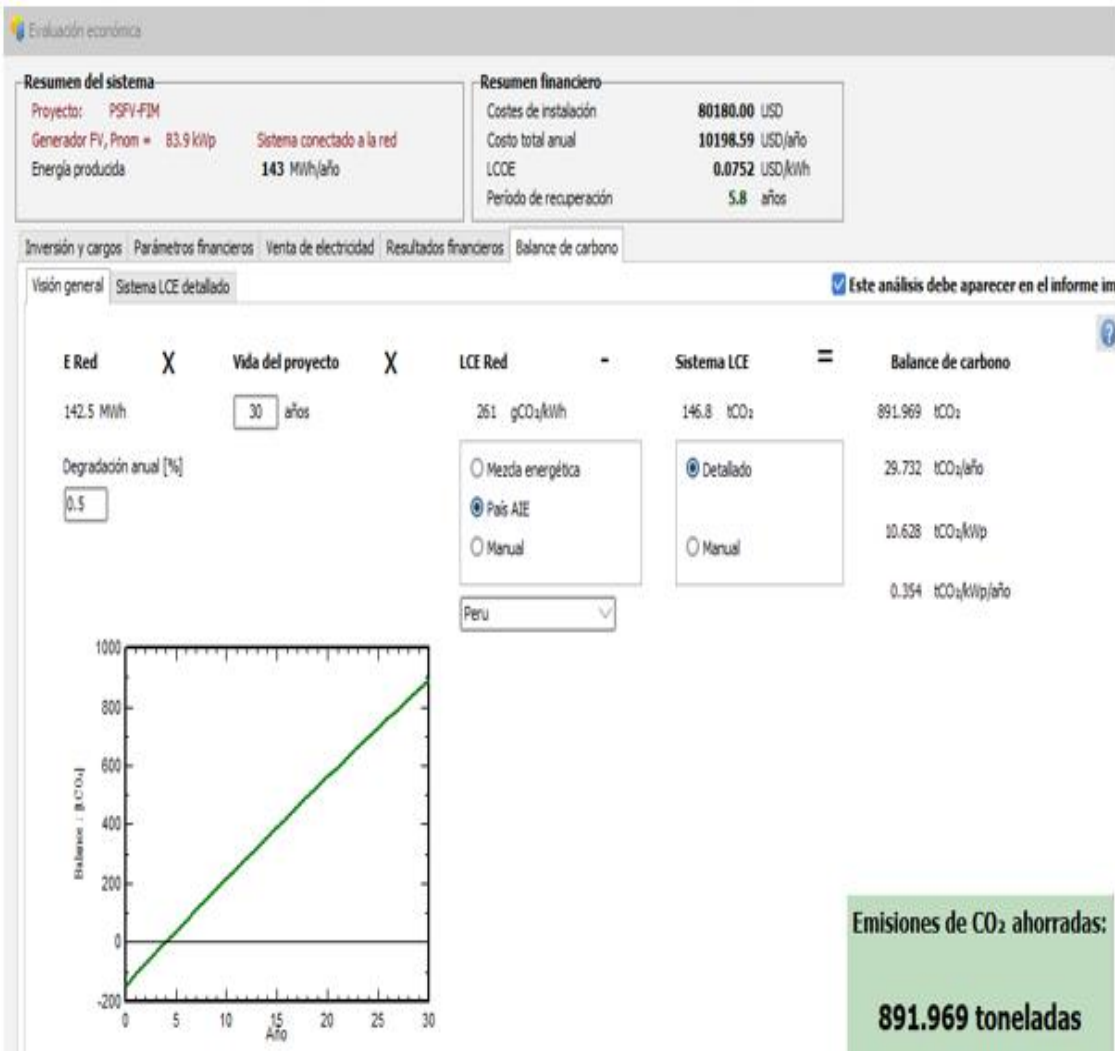
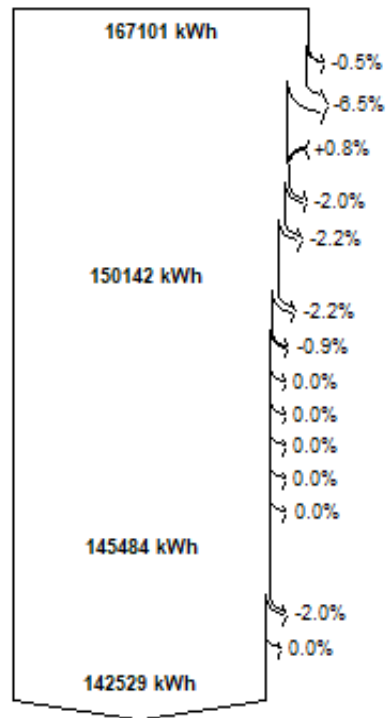
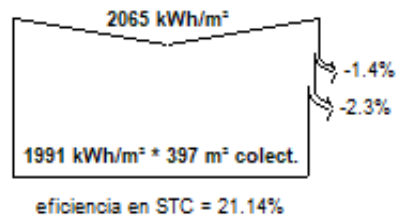


Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación" - año



0 kVARh
142600 kVAh

Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con eficiencia)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

Pérdidas óhmicas CA

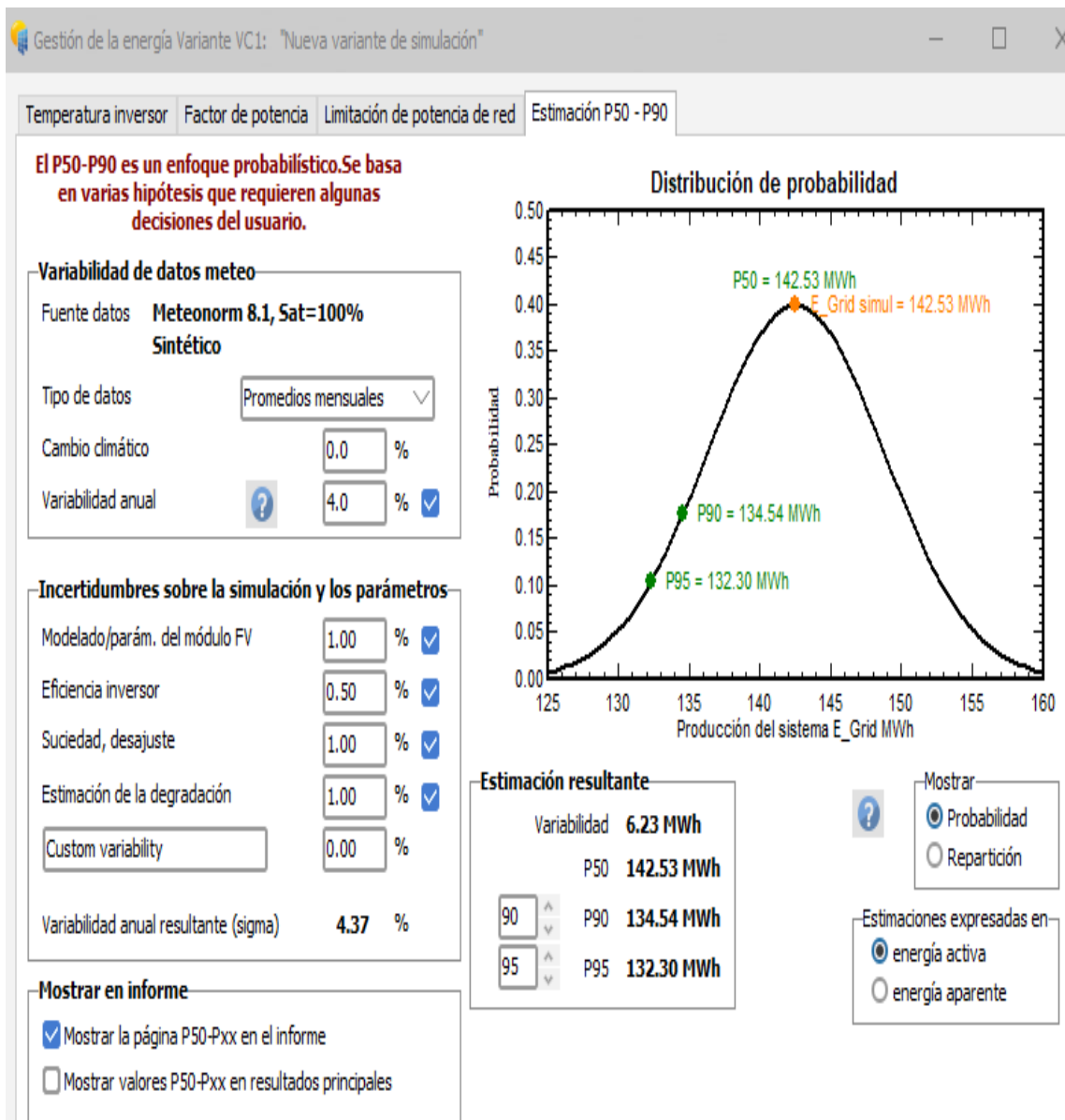
Energía inutilizada (limitación de la red)

Energía activa inyectada en la red

Energía reactiva a la red: Cos(phi) prom.

Energía aparente a la red

DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD – ESTIMACIÓN P50 - P90



ESTIMACIÓN P50 – P90 (Distribución acumulativa)

Gestión de la energía Variante VC1: "Nueva variante de simulación"

Temperatura inversor
Factor de potencia
Limitación de potencia de red
Estimación P50 - P90

El P50-P90 es un enfoque probabilístico. Se basa en varias hipótesis que requieren algunas decisiones del usuario.

Variabilidad de datos meteo
Fuente datos **Meteonorm 8.1, Sat=100%**
Sintético
Tipo de datos **Promedios mensuales**
Cambio climático **0.0** %
Variabilidad anual **4.0** %

Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros
Modelado/parám. del módulo FV **1.00** %
Eficiencia inversor **0.50** %
Suciedad, desajuste **1.00** %
Estimación de la degradación **1.00** %
Custom variability **0.00** %
Variabilidad anual resultante (sigma) **4.37** %

Mostrar en informe
☒ Mostrar la página P50-Pxx en el informe
☐ Mostrar valores P50-Pxx en resultados principales

Distribución acumulativa

Estimación resultante
Variabilidad **6.23 MWh**
P50 **142.53 MWh**
P90 **134.54 MWh**
P95 **132.30 MWh**

Mostrar
☐ Probabilidad
☒ Repartición

Estimaciones expresadas en
☒ energía activa
☐ energía aparente

Anexo 2

Descripción del Sistema de Montaje, Orientación y Conexión

En el presente anexo se describe la posición física, orientación estructural y esquema de conexión de los paneles solares considerados en el diseño de la planta solar FV de 80 kW para la Facultad de Ingeniería Mecánica.

1. Sistema de Montaje

Se emplearán en total 11 estructuras metálicas, distribuidas de la siguiente manera:

- 10 estructuras que soportarán 14 paneles solares cada una, dispuestos en 2 filas de 7 módulos.

- 1 estructura adicional que alojará 8 paneles dispuestos en 2 filas de 4 módulos.

Las estructuras tendrán una altura de 3 m en la parte más baja y en la parte opuesta debido a la inclinación óptima (12°) y evitando sombreado entre filas la mayor altura correspondiente.

Serán fijadas sobre el techo de la ubicación escogida mediante anclajes metálicos con tratamiento anticorrosivo, conformadas por perfiles de aluminio estructural o acero galvanizado tipo C, con soportes regulables y base de hormigón o ménsulas según el tipo de techo.

Orientación e Inclinación

Todos los paneles serán instalados con una inclinación de 12° , con orientación hacia el norte geográfico para maximizar la captación solar a lo largo del año. Esta inclinación es el

óptimo de incidencia solar para la latitud de Lima, Perú, buscando un equilibrio entre producción energética anual y estabilidad estructural.

2.Conexionado Eléctrico

Cada cadena de paneles solares (string) estará conformada por los módulos conectados en serie dentro de cada estructura.

Los strings serán agrupados en combinadores de Corriente continua (DC) y conectados a un único inversor central de 80 kW

Desde el inversor, la salida en Corriente alterna (AC) se conectará al Sistema eléctrico interno de la facultad, sincronizándose con la red pública. Se incluirán protecciones eléctricas como fusibles DC, interruptores seccionadores, protecciones contra sobretensiones (SPD) y un sistema de puesta a tierra adecuado.

El cableado utilizado cumplirá las normas internacionales IEC, con conductores tipo PV1-F resistentes a la radiación UV, altas temperaturas y humedad. Las canaletas y bandejas portacables estarán protegidas y ordenadas para facilitar el mantenimiento.

Anexo 3

Protecciones Eléctricas y Puesta a Tierra

Este anexo unificado presenta el diseño y la justificación técnica de los sistemas de protección eléctrica en corriente continua (DC) y corriente alterna (AC), así como la configuración de la puesta a tierra para la planta solar fotovoltaica de 80 kW instalada en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería. Cada elemento ha sido seleccionado con base en normativa internacional, condiciones técnicas del sistema y criterios de seguridad eléctrica.

1. Protecciones en Corriente Continua (DC)

Las protecciones en el lado de corriente continua son fundamentales para prevenir sobrecorrientes, fallas a tierra y sobretensiones inducidas. Se han considerado los siguientes dispositivos:

1.1. Componentes y Justificación Técnica:

Dispositivo	Valor Recomendado	Justificación Técnica
Corriente nominal del inversor (DC)	133.33 A	Basado en la potencia total de 80 kW a una tensión de entrada de 600 VDC.
Fusibles tipo gPV	≥ 166.7 A	Seleccionados con 25% de margen para proteger strings individuales frente a sobrecorrientes.
Interruptor seccionador DC	≥ 166.7 A	Permite aislar el sistema en caso de mantenimiento o emergencia, conforme a IEC 60947.
Protección contra sobretensiones (SPD)	600 VDC Tipo 2	Para desviar sobretensiones transitorias causadas por rayos o maniobras de red.

2. Protecciones en Corriente Alterna (AC)

Las protecciones en el lado de corriente alterna tienen como objetivo proteger la instalación contra fallas eléctricas en la salida del inversor, garantizando la seguridad de los equipos y del personal técnico.

2.1. Componentes y Justificación Técnica:

Dispositivo	Valor Recomendado	Justificación Técnica
Corriente nominal AC trifásica	115.47 A	Calculada en base a 80 kW y 400 V trifásico con factor de potencia cercano a 1.
Interruptor seccionador AC	≥ 144.3 A	Permite la desconexión del inversor desde el lado de salida, en cumplimiento con la norma NEC 690.
Protección contra sobretensiones (SPD)	400 VAC Tipo 2	Instalada en el tablero general para protección frente a picos de voltaje.

3. Sistema de Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra tiene como función principal derivar corrientes de falla hacia el suelo, reduciendo el riesgo de choque eléctrico y protegiendo los equipos electrónicos del sistema fotovoltaico. La selección del sistema de puesta a tierra se basó en los siguientes criterios:

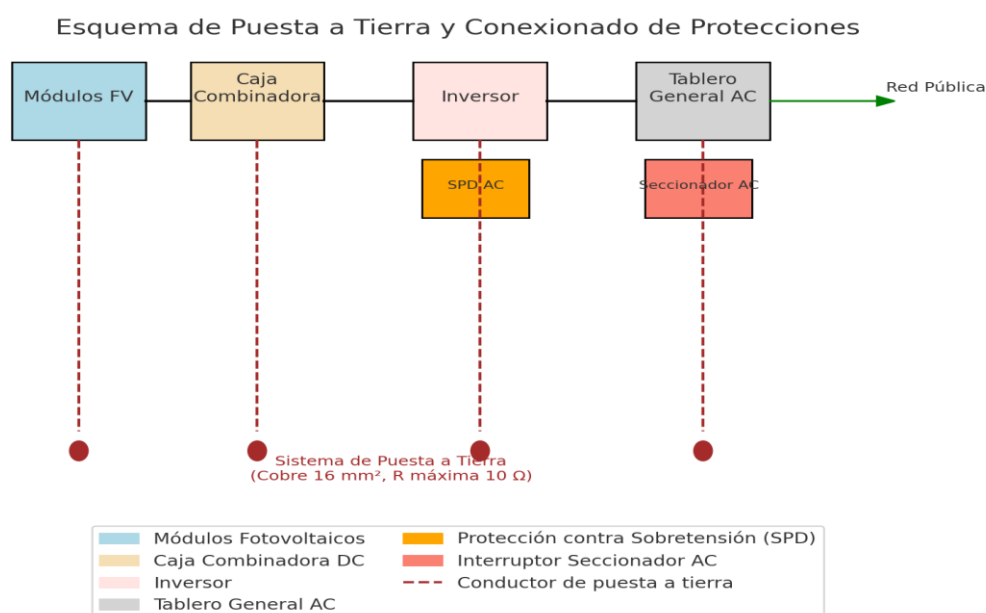
- Se adoptó una resistencia máxima de tierra de ≤ 10 ohmios, conforme a recomendaciones de la norma IEEE Std 142 y NEC.

- Se utilizaron varillas de cobre o acero-cobre de al menos 2.4 metros de longitud, conectadas en paralelo y unidas mediante grapas o soldadura exotérmica.
- El conductor de puesta a tierra es de cobre desnudo de 16 mm², conectado a las estructuras metálicas, marcos de módulos y cajas de protección para garantizar equipotencialidad.
- Se verificó que el sistema cumple con la impedancia de bucle permitida por normativas locales para evitar disparos innecesarios de protección.

Anexo 4

Esquema de Puesta a Tierra y Conexionado de Protecciones

El siguiente diagrama representa el sistema de conexionado eléctrico de protecciones y la disposición de la puesta a tierra para la planta solar fotovoltaica de 80 kW. Incluye los elementos esenciales como módulos FV, caja combinadora DC, inversor, tablero general en AC, protecciones tipo SPD y seccionadores. También se visualiza la conexión del sistema a la red pública y los conductores de puesta a tierra.



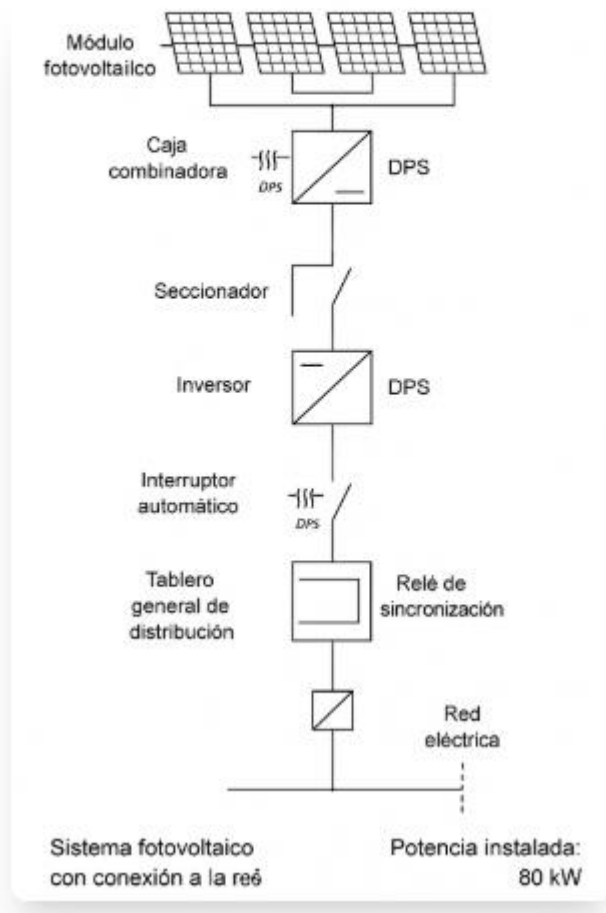
La puesta a tierra ha sido diseñada empleando conductores de cobre desnudo de 16 mm², conectando las estructuras metálicas, marcos de módulos y equipos de protección hasta electrodos verticales (varillas de cobre o acero-cobre) con una resistencia máxima objetivo de 10 ohmios. Este sistema asegura equipotencialidad y protege frente a sobretensiones o descargas indirectas.

Anexo 5

Diagrama Unifilar, Leyenda y Tabla de Componentes

Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico

Tue Apr 22 2025



El presente anexo describe los elementos representados en el plano unifilar del sistema fotovoltaico de 80 kW diseñado para la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad

Nacional de Ingeniería. A continuación, se detalla la simbología y los componentes eléctricos principales que forman parte del sistema.

Leyenda del Plano Unifilar

- Strings: Representan cada cadena de paneles solares conectados en serie.
- Caja Combinadora DC: Reúne la corriente continua de los strings e incluye protecciones (fusibles, SPD).
- Inversor: Convierte la corriente continua (DC) a corriente alterna (AC).
- Tablero General AC: Distribuye la energía alterna hacia las cargas internas o hacia la red pública.
- Línea de conexión: Indica la interconexión del sistema fotovoltaico con la red interna o externa.

Tabla de Componentes del Sistema

Componente	Cantidad	Descripción
Módulos solares PERC 550 W	146	Paneles fotovoltaicos de alto rendimiento
Estructuras de soporte	11	Soporte para instalación inclinada 12°, altura 3 m
Cadenas de paneles (strings)	11	2 filas por estructura, conectadas en serie
Caja combinadora DC	1	Reúne y protege los strings (fusibles, SPD)
Inversor central 80 kW	1	Convierte la energía DC en AC
Tablero general AC	1	Distribución de la energía alterna y protecciones
Protecciones eléctricas	Varias	Interruptores, fusibles, SPD, puesta a tierra

Anexo 6

Análisis Económico de Importación de Paneles Solares desde China

Este anexo presenta el procedimiento técnico para estimar el precio final en Lima, Perú, de un lote de paneles solares adquiridos en China bajo condiciones FOB (Free On Board). Se parte de un valor -a modo de ejemplo- FOB de 5,000 USD. A este se le añaden los costos asociados al flete internacional, seguro, impuestos y otros cargos logísticos hasta llegar al precio final.

Se considera arancel 0% para paneles solares según la Partida Arancelaria 8541.40.20.00 en Perú, aplicable para promover tecnologías limpias.

Concepto	Monto (USD)
FOB (China)	5,000
Flete marítimo	400
Seguro internacional (1%)	54
Subtotal CIF	5,454
IGV (18%)	981.72
Otros gastos (desaduanaje, agente, transporte local)	450
Total estimado	6,885.72

Anexo 7

Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N°27345)

Permite aplicar beneficios tributarios a proyectos que implementan tecnologías de eficiencia energética, como es el caso de una planta solar fotovoltaica conectada a red, promueve el uso racional, eficiente y sostenible de la energía, incentiva proyectos que reduzcan el consumo energético mediante tecnologías limpias, reconoce beneficios fiscales, en especial mediante la depreciación acelerada de activos eficientes energéticamente.

La depreciación acelerada (Reglamento D.S. N° 053-2007-EM) se aplica a los bienes de capital utilizados en proyectos de eficiencia energética que podrán acogerse a una depreciación anual acelerada de hasta 20% si cumplen con las siguientes condiciones:

- Los bienes deben formar parte de un proyecto aprobado por el MINEM como proyecto de eficiencia energética.
- El proyecto debe presentarse a través de un Estudio de Diagnóstico Energético o Auditoría Energética.
- Debe ser orientado a la reducción de consumo de energía o sustitución de fuentes contaminantes.

Para el Proyecto en la Facultad de Ingeniería Mecánica:

- Los paneles, inversores, estructuras y sistemas eléctricos forman parte de un sistema de generación que reemplaza el consumo convencional de la red.
- Al sustituir energía de la red (en gran parte generada por fuentes fósiles), se mejora la eficiencia energética de la Facultad.

- Se puede solicitar al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) la calificación del proyecto de eficiencia energética.
- Luego de la calificación, se puede depreciar los activos en 5 años (20% anual), en lugar de 10 a 20 años como en el régimen general.

El impacto en el flujo de caja del proyecto:

- Menor impuesto a la renta en los primeros años del proyecto.
- Mayor liquidez inicial, que mejora el flujo de caja neto en el corto plazo.
- Incremento del VAN al aplicar la depreciación acelerada en el modelo financiero.
- Mejora la TIR (Tasa Interna de Retorno) y reduce el periodo de recuperación.

Resumen aplicado al proyecto

Activo	Costo estimado (USD)	Depreciación Anual (20%)	Periodo (años)
Paneles solares (146)	\$31,034	\$6,207	5
Inversores (2x40 kW)	\$13,000	\$2,600	5
Estructuras	\$5,500	\$1,100	5
Instalación y Montaje	\$8,000	\$1,600	5

Total depreciación anual: \$11,507

A una tasa de impuesto corporativo de 29.5%, el ahorro fiscal anual sería: \$3,395 durante los primeros 5 años.

La Ley N°27345 representa un mecanismo clave para viabilizar económicamente proyectos de energías limpias. Su adecuada aplicación no solo incentiva la adopción de tecnologías sostenibles, sino que también mejora la rentabilidad de iniciativas como la planta solar fotovoltaica propuesta para la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería.