

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución para reducir el costo de facturación del consumo de energía eléctrica en usuarios regulados

Para obtener el título profesional de ingeniero mecánico electricista.

Elaborado por

Victor Manuel Gonzales Zamora

 0009-0005-1445-2408

Asesor

MSc. Ing. Bernabé Alberto Tarazona Bermúdez

 0000-0002-0960-448X

LIMA – PERÚ

2023



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Mecánica

ACTA DE SUSTENTACIÓN

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL

MODALIDAD TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Los suscritos, Profesores de la Universidad Nacional de Ingeniería, reunidos y constituidos en Jurado, de conformidad con el Reglamento vigente; escucharon la sustentación en acto público el Trabajo de Suficiencia Profesional titulado: “**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA REDUCIR EL COSTO DE FACTURACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN USUARIOS REGULADOS**” presentada por el Bachiller **VICTOR MANUEL GONZALES ZAMORA** con código N° **20101018G** egresado en el Período Académico **2017-I**

Luego de la exposición y absueltas las preguntas formuladas, decidieron: **APROBARIO CON DISTINCIÓN** Nota **(.16)** **DECISELS**, y recomendar al Consejo de Facultad, aprobar y proponer al Consejo Universitario, se le otorgue el Título Profesional de **INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**.

En mérito del cual firmamos para constancia el correspondiente Libro de Títulos Profesionales N° XXI, Folio N° **080** con fecha **16 de noviembre del 2023**.

MSc. Ing. **JORGE VERA ERMITAÑO**
Presidente

Mg. Ing. **BERNABE TARAZONA BERMUDEZ**
Asesor

Dr. Ing. **JORGE E. ORTIZ PORRAS**
Especialista

Anexo 2

Autorización para la publicación en Acceso Abierto en el Repositorio institucional de la UNI

Datos del autor

Nombre y Apellidos: Victor Manuel Gonzales Zamora

DNI / Carné de extranjería / Pasaporte No: 72185760

Correo electrónico: vgonzaleszamora@gmail.com

Teléfono: 994992720

Datos del documento:

Modalidad de sustentación:

- Tesis
- Trabajo de suficiencia profesional
- Tesina



Nombre del grado o título:

Para obtener el título profesional de ingeniero mecánico electricista

Ejm: para obtener el grado de bachiller en ciencias con mención en física

Nombre del documento:

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA REDUCIR EL COSTO DE FACTURACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN USUARIOS REGULADOS.

Asesor(es):

Bernabé Alberto Tarazona Bermúdez

Facultad:

Facultad de Mecánica

Anexo 3

Hoja de Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y Apellidos	Victor Manuel Gonzales Zamora
DNI o Pasaporte	72185760
ORCID	https://orcid.org/0009-0005-1445-2408
Datos de asesor	
Nombres y Apellidos	Bernabé Alberto Tarazona Bermúdez
DNI o pasaporte	06294611
ORCID	0000-0002-0960-448X
Presidente del jurado 1	
Nombres y Apellidos	JORGE VERA ERMITAÑO
DNI	08072950
Miembro del Jurado 2	
Nombres y Apellidos	JORGE ORTIZ PORRAS
DNI	40523944
Miembro del Jurado 3	
Nombres y Apellidos	
DNI	



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
COMISIÓN DE GRADOS Y TÍTULOS**

CONSTANCIA

El Presidente de la Comisión de Grados y Títulos de la Facultad de Ingeniería Mecánica, en aplicación de la Resolución Rectoral N° 1829 de fecha 27/11/2017, deja constancia que:

El Informe de suficiencia profesional titulado: **“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA REDUCIR EL COSTO DE FACTURACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN USUARIOS REGULADOS”** elaborado por el bachiller **VICTOR MANUEL GONZALES ZAMORA** con Código **UNI N° 20101018G**, ha sido analizado con el software de verificación TURNITIN el **14 de noviembre del 2023**, generando el informe **(oid:26663:286322281)**, con un porcentaje de autenticidad del **90%** y una coincidencia del **10%**.

Se expide la presente constancia para tramitar la sustentación de la tesis.

Rímac, 14 de noviembre del 2023



Dr. Ing. HUGO ELISEO GAMARRA CHINCHAY

Presidente

Comisión de Grados y Títulos FIM

() Software de verificación TURNITIN autorizado por la Biblioteca Central – CRAI (Centro de Recursos para el Aprendizaje y la Investigación) de la Universidad Nacional de Ingeniería.*

NOMBRE DEL TRABAJO

**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONA
L (Victor Gonzales).pdf**

AUTOR

VICTOR MANUEL GONZALES ZAMORA

RECuento DE PALABRAS

21983 Words

RECuento DE CARACTERES

110198 Characters

RECuento DE PÁGINAS

124 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

3.5MB

FECHA DE ENTREGA

Nov 14, 2023 11:59 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Nov 14, 2023 12:00 PM GMT-5

● **10% de similitud general**

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

- 10% Base de datos de Internet
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de Crossref
- Base de datos de contenido publicado de Crossref
- 7% Base de datos de trabajos entregados

● **Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Fuentes excluidas manualmente
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 14 palabras)
- Bloques de texto excluidos manualmente

RESUMEN

El presente trabajo de suficiencia consistió en diseñar un sistema capaz de generar energía eléctrica a través de una fuente de energía alternativa a las fuentes convencionales, provocando con ello que los usuarios sean consumidores y generadores a la vez; y de esta manera reduzcan su facturación y costos de energía que consumen mensualmente.

Para esto, se realizó un estudio del comportamiento de la carga del usuario y se analizó como la tarifa eléctrica de la concesionaria, influye en los altos costos que el consumidor paga en cada ciclo de facturación.

Luego se utilizó el software PV SYST, para conocer la disponibilidad de la energía radiante del lugar de instalación del sistema fotovoltaico, por tal motivo se utilizó la data meteorológica histórica de la NASA, para conocer los meses en los que la energía radiante tiene valores altos, y también simular su comportamiento en el día.

Una vez definido la disponibilidad de energía, se diseñó el sistema fotovoltaico conectado a la red, quien capto la energía de la radiación solar a través de paneles solares, los cuales, se encarga de convertir la energía radiante en energía eléctrica continua y a través de un inversor on grid transformarlo en energía eléctrica alterna (energía aprovechable en la instalación). Todos estos equipamientos se dimensionaron cumpliendo los estándares de la Normativa Técnica Peruana (NTP) y el Código Nacional de Electricidad (CNE).

Finalmente, se calculó los indicadores económicos como son la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN), de la instalación, teniendo como base el presupuesto del equipamiento, los gastos operativos (OPEX) y los gastos de capital (CAPEX); concluyendo que la inversión realizada se iba a recuperar en un periodo

de 8 años dando un TIR del 12.04%, haciéndolo una aplicación ventajosa, para reducir los costos de los consumos eléctricos.

Palabras claves: Reducción de costos en consumo de energía eléctrica, sistemas fotovoltaicos conectados a red, energías renovables, diseño de sistemas fotovoltaicos en software de PVsyst.

ABSTRACT

In the present sufficiency work, it consisted of designing a system capable of generating electrical energy through an alternative energy source to conventional sources, thereby allowing users to generate their own electrical energy, to reduce their billing consumption and costs of electrical energy they consume each month.

For this, a study of the behavior of the user's load was carried out and it was analyzed how the electricity tariff of the concessionaire influences the high costs that the consumer pays in each billing cycle.

Then the PV SYST software was used to find out the availability of radiant energy at the installation site of the photovoltaic system, for this the historical meteorological data from NASA was used, to know the months in which radiant energy has high values, and also simulate their behavior throughout the day.

Once the availability of energy was defined, the photovoltaic system connected to the grid was designed, which consisted of capturing the energy of solar radiation through solar panels, which is responsible for converting radiant energy into continuous electrical energy, for then through an on-grid inverter, transform it into alternating electrical energy, since this is the energy that can be used in the installation. All this equipment was dimensioned in compliance with the standards of the Peruvian Technical Regulations (NTP) and the National Electricity Code (CNE).

Finally, the economic indicators such as the Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV) of the installation were calculated, based on the equipment budget, operating expenses (OPEX) and capital expenses (CAPEX).); which served to conclude that the investment made was going to be recovered in a period of 8 year, giving an IRR of 12.04%, which makes it an advantageous application, to reduce costs of electricity consumption.

Keywords: Cost reduction in electricity consumption, grid-connected photovoltaic systems, renewable energy, design of photovoltaic systems in PVsyst software.

ÍNDICE

RESUMEN	II
ABSTRACT	IV
ÍNDICE	VI
PRÓLOGO	XI
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	2
1.3 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN.....	8
1.4 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS.....	8
1.4.1 Antecedentes internacionales.....	8
1.4.2 Antecedentes nacionales.....	11
CAPÍTULO II MARCOS TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	14
2.1 BASES TEÓRICAS.....	14
2.1.1 Energía solar fotovoltaica	14
2.1.2 Sistema fotovoltaico conectado a red o sistema On Grid.....	14
2.1.3 Sistema fotovoltaico aislado de la red o sistema Off Grid	15
2.1.4 Sistema fotovoltaico Híbrido	16
2.1.5 Elementos de los Sistemas Fotovoltaicos.....	17
2.1.6 Generación Distribuida	26
2.1.7 Lineamientos Normativos de la Energía Renovable en el Perú.....	27
2.2 MARCO CONCEPTUAL.....	32
CAPITULO III HIPÓTESIS Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	34
3.1 HIPÓTESIS.....	34
3.2 VARIABLES E INDICADORES	34
CAPITULO IV METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	35
4.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	35
4.2 UNIDAD DE ANÁLISIS.....	37
4.3 MATRIZ DE CONSISTENCIA	38

CAPITULO V DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	39
5.1 RECOLECCIÓN DE DATOS.....	40
5.1.1 Estado situacional	40
5.1.2 Cuadro de carga del sistema	45
5.1.3 Perfil de Carga de la instalación	46
5.1.4 Registro de parámetros meteorológicos	48
5.2 PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	49
5.3 ANALISIS DE LA INFORMACIÓN.....	78
CAPITULO VI ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	94
6.1 EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	94
6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	95
6.3 CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS.....	96
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES.....	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102
ANEXOS	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Clasificación de la Generación Distribuida (kW)	29
Tabla 2.	Características epistemológicas de la investigación	36
Tabla 3.	Matriz de consistencia	38
Tabla 4.	Consumo eléctrico mensual	42
Tabla 5.	Cuadro de carga del sistema	45
Tabla 6.	Características Técnicas de Analizador de Calidad de Energía.....	46
Tabla 7.	Registros meteorológicos del lugar de instalación	48
Tabla 8.	Balance de energía consumida mensualmente por la empresa	50
Tabla 9.	Resumen de valores corregidos de los parámetros eléctricos.....	60
Tabla 10.	Comparación de parámetros eléctricos con los valores del sistema	60
Tabla 11.	Caída de tensión en el tramo de cada cadena al tablero Tab DC	63
Tabla 12.	Caída de tensión desde los Tab DC hasta el tablero del Inversor.....	65
Tabla 13.	Caída de tensión en el tramo del tablero del Inversor al tablero TEG STA	66
Tabla 14.	Sección mínima de los conductores de puesta a tierra	66
Tabla 15.	Sección mínima de los conductores de Protección.....	67
Tabla 16.	Sección mínima de los conductores de cables de puesta a tierra y cables de protección.....	67
Tabla 17.	Irradiación global mensual G _{daeff}	82
Tabla 18.	Resultados de energía generada por el sistema fotovoltaico	83
Tabla 19.	Presupuesto del sistema fotovoltaico on grid.....	87
Tabla 20.	Flujo de caja	89
Tabla 21.	Valores actualizados de egresos en el tiempo de 25 años	92
Tabla 22.	Ingresos y egresos considerando los 25 años de vida útil	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Generación de Electricidad por Fuentes 2019	3
Figura 2.	Precio medio de los clientes comerciales e industriales.....	4
Figura 3.	Precios firmes, precios libres y costos marginales (ctm S/ /kWh)	5
Figura 4.	Proyección del requerimiento de electricidad al SEIN, considerando un escenario de crecimiento de PBI al 4,5 %.....	6
Figura 5.	Esquema de sistema fotovoltaico conectado a barra de distribución	15
Figura 6.	Esquema de sistema fotovoltaico autónomo.....	16
Figura 7.	Esquema de sistema fotovoltaico híbrido.....	17
Figura 8.	Esquema de Efecto Fotoeléctrico	18
Figura 9.	Curva característica I-V y P-V del Módulo Fotovoltaico	19
Figura 10.	Seguidor del Punto de Máxima Potencia, según el algoritmo de perturbación y observación.....	22
Figura 11.	Seguidor del Punto de Máxima Potencia, según el algoritmo de conductancia incremental.....	23
Figura 12.	Conexionado de medidor bidireccional	24
Figura 13.	Esquema de operación del autoconsumo (kW).....	30
Figura 14.	Esquema de operación del balance neto (kW)	31
Figura 15.	Esquema Net Billing	32
Figura 16.	Diagrama de flujo del diseño del Sistema Fotovoltaico conectado a red.....	39
Figura 17.	Ubicación geográfica de la empresa Silicón Technology	41
Figura 18.	Consumo eléctrico mensual del año 2023	42
Figura 19.	Plano topológico del sistema eléctrico	43
Figura 20.	Plano unifilar del sistema eléctrico de la empresa	44
Figura 21.	Perfil de carga del consumo del 05/12/2022 al 10/06/2023	47
Figura 22.	Comportamiento de la irradiación solar.....	49

Figura 23. Recorrido solar teniendo en cuenta el relieve del lugar de instalación ..	49
Figura 24. Distribución de los paneles en la empresa.....	52
Figura 25. Distancia óptima de paneles.....	55
Figura 26. Temperaturas máximas y mínimas registradas en el distrito de Ancón.	57
Figura 27. Bosquejo de caída de tensión por tramos.....	61
Figura 28. Plano unifilar de distribución de paneles.....	64
Figura 29. Plano de recorrido de bandeja.....	65
Figura 30. Marca Bussmann Fuse de 20 A, 500V AC, 10kA.....	69
Figura 31. Marca Ferraz Shawmut 10x38.....	69
Figura 32. Marca SCHNEIDER Modelo Acti 9 C60H-DC.....	70
Figura 33. Marca FEEO Modelo FPVM-250 A.....	71
Figura 34. Tabla de dimensiones de barra de cobre.....	72
Figura 35. Gabinete metálico de dimensión 200 x 200 x 150 mm.....	73
Figura 36. Caja moldeada Modelo NSX160H A, 150 A/690V	74
Figura 37. Interruptor diferencial AC.....	75
Figura 38. Smart Meter.....	75
Figura 39. Conector COM de 16 clavijas.....	76
Figura 40. Conexión de medidor a la red.....	76
Figura 41. Plano Eléctrico del sistema fotovoltaico on grid.....	77
Figura 42. Resumen de pérdidas utilizando software PVsyst	80
Figura 43. Índice de rendimiento del sistema (PR), utilizando software Pvsyst.....	81
Figura 44. Producción normalizada por kWp instalado, utilizando software Pvsyst.....	84
Figura 45. Diagrama de pérdidas y generación de energía	85
Figura 46. Flujo de caja acumulado.....	93
Figura 47. Energía diaria a la salida del sistema fotovoltaico.....	94
Figura 48. Energía diaria que consume el sistema en un periodo normal (6 meses de data)	95

PRÓLOGO

El presente trabajo de suficiencia profesional tiene como finalidad reducir los costos de facturación de consumo eléctrico de clientes regulados, a través de un sistema de generación de energía, teniendo como fuente la energía solar del lugar de instalación, por ello este trabajo se desglosa en los siguientes capítulos:

El **primer capítulo** aborda el tema de la **introducción**, y se explican las generalidades, la descripción del problema donde se describe los altos costos que están pagando los clientes regulados debido al aumento de la tarifa eléctrica, seguidamente se desarrolla el objetivo, el cual se centra en la reducción de estos altos costos de facturación a través de un sistema alternativo de energía y finalmente se desarrolló los antecedentes nacionales e internacionales, teniendo como fuente de información los trabajos de investigación relacionados con la generación de energía eléctrica fotovoltaica y reducción de costos de facturación en el consumo eléctrico.

El **segundo capítulo** tiene como título **marco teórico y conceptual**, que describen como se transforma la energía solar en energía eléctrica aprovechable, también se detalla el aspecto normativo que tienen que regir en el diseño de los componentes y los mecanismos de compensación para la inyección de energía eléctrica a la red.

El **tercer capítulo** contiene la **hipótesis**, que tiene una expresión condicional y será demostrada en el presente trabajo a través de la contrastación de hipótesis, otro aspecto que tiene el presente capítulo es la **operacionalización de variables** dependientes (Finalidad de la investigación) e independientes (Aporte del investigador), los cuales tendrán una relación de dependencia directa con la hipótesis y por último se presentan sus respectivos indicadores.

El **cuarto capítulo** titulado **metodología de la investigación**, contiene tres subcapítulos, el primero es el **Tipo y Diseño de la Investigación**, estos se

describirán en función de tres aspectos epistemológicos (Enfoque, Alcance y Diseño), el segundo es la **Unidad de Análisis**, aquí se describe las características y contexto donde se desarrollara el trabajo de investigación; y como último subcapítulo será la **Matriz de Consistencia**, quien agrupa de manera resumida la formulación del problema, objetivos, hipótesis, variables, indicadores y las técnicas de instrumentos de recolección.

El quinto capítulo es el **desarrollo del trabajo de investigación**, basado en la recolección de datos y procesamiento de la información recolectada, la cual, utilizando equipos de medición y software de diseño dimensionó en base a la simulación el comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a red.

El sexto capítulo describe el **análisis y discusión de resultados** del trabajo desarrollado, es decir se realiza la contrastación de hipótesis del trabajo de investigación y se comprueba su validez.

Por último, se indica las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas, anexos y apéndice del presente trabajo de suficiencia profesional.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

La energía eléctrica, que mayoritariamente se consume en el Perú, proviene del sistema interconectado peruano, este centraliza la energía producida por todas las generadoras existentes, que utilizan principalmente fuentes de energías convencionales, como son el potencial hidráulico y el gas, que representan el 90%, de la generación nacional.

Esta particularidad en el sistema eléctrico peruano ha ocasionado que el costo de energía en los últimos años aumente, provocando que sus usuarios paguen uno de los más altos precios por kilovatio hora (kWh) de Latinoamérica.

Este incremento, es producto de la dependencia de un sistema centralizado de generación eléctrica, proveniente de las centrales hidráulicas y térmicas.

En el aspecto de la energía hidráulica, se evidenció en el año 2004, donde producto de una sequía, ocasionó que las hidroeléctricas no produzcan energía eléctrica a su máxima capacidad, ocasionando que los precios SPOT sean mayores que los precios regulados, reflejándose en pérdidas económicas en las generadoras que compran en el mercado SOPT y deficiencia en el abastecimiento energético, lo cual, aumento el precio de la tarifa eléctrica de los usuarios regulados y libres.

En el caso de las centrales térmicas, su fuente de energía es el gas, que se transporta a través de gaseoductos desde los yacimientos gasíferos, que están alejados de los centros de consumo. Estos gaseoductos, al tener una limitada capacidad de transporte, tienen un limitado flujo de gas, y por ello se ha retrasado la construcción

de más centrales termoeléctricas, ocasionando que la generación eléctrica crezca a un menor ritmo que el consumo de energía en estos últimos años.

Es debido a estas coyunturas de ambas fuentes de generación, que la instalación de sistemas fotovoltaicos ha ido aumentando, debido a la necesidad que tienen los gobiernos de conseguir sistemas de energías limpias y económicas que ayuden a combatir el aumento de los gases de efecto invernadero y el desabastecimiento energético, que encarecen la tarifa eléctrica.

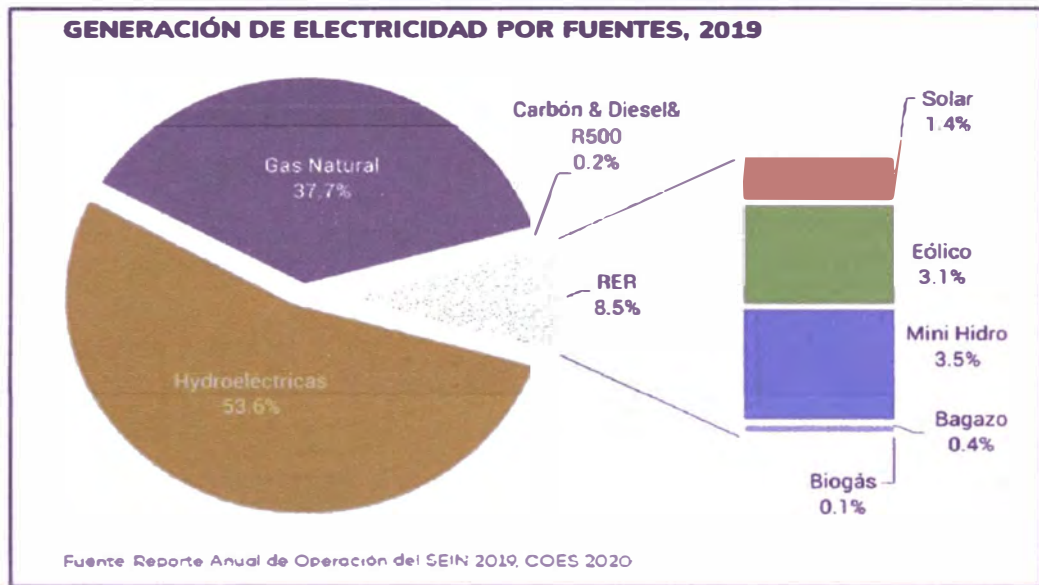
Por tal motivo, en el 2008, el Perú, a través Decreto Legislativo 1002, promueve la inversión, para la generación de la electricidad utilizando recursos renovables y desde el 2018, en la Resolución Ministerial N°292-2018-MEN/DM, comienza a promover la generación distribuida a nivel nacional, incentivando que los consumidores generen energía eléctrica, para autoconsumo o inyección a la red eléctrica.

Es por ello, que el presente trabajo de investigación comprende el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red, que aproveche la radiación solar del lugar de instalación, para generar energía eléctrica, y de esa manera los usuarios regulados lo utilicen en su consumo, provocando a la reducción de los costos de facturación eléctrica y aumento de la confiabilidad de su sistema eléctrico.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El deficiente avance de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de distribución, retrasan la implementación de la Generación Distribuida (GD) en el Perú, en consecuencia, los usuarios, continúan siendo abastecidos de un sistema centralizado de energía, que depende del 37% de fuentes no renovables, como son los combustibles fósiles, esto, según el reporte Anual de Operación del SEIN 2019, el cual, se evidencia en la figura 1.

Figura 1. Generación de Electricidad por Fuentes 2019

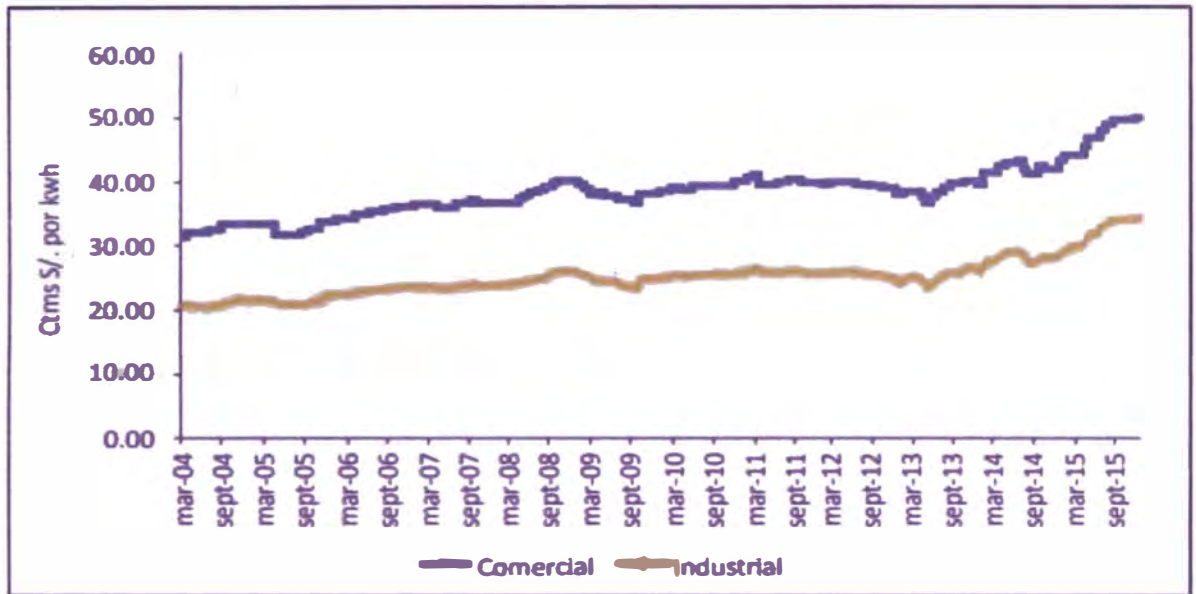


Fuente: Comité de Operación Eléctrica del Sistema (COES) (2020) Reporte Anual de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) 2019

La problemática de depender de fuentes no convencionales es que sus precios dependen de factores externos, principalmente de la coyuntura política y social, por tal motivo los costos variables de generación son inestables y tienden a aumentar, lo cual, según OSINERGMIN, ocasiona que el costo que se paga por kWh residencial e industrial en el Perú sea uno de los más altos, entre los países de Sudamérica.

Esto se evidencia desde el año 2005, donde los precios medios de la energía eléctrica a nivel peruano se incrementaron en el sector comercial industrial y residencial en 58% y 66%, respectivamente, debido a que, aumentaron, de 31.5 y 20.65 ctm S/ por kWh, en marzo del año 2004, a 49.9 y 34.3 ctm S/ por kWh, en diciembre del año 2015, según el Organismo Supervisor de Inversión de Energía y Minería (OSINERGMIN), lo cual se muestra en la figura 2.

Figura 2. Precio medio de los clientes comerciales e industriales

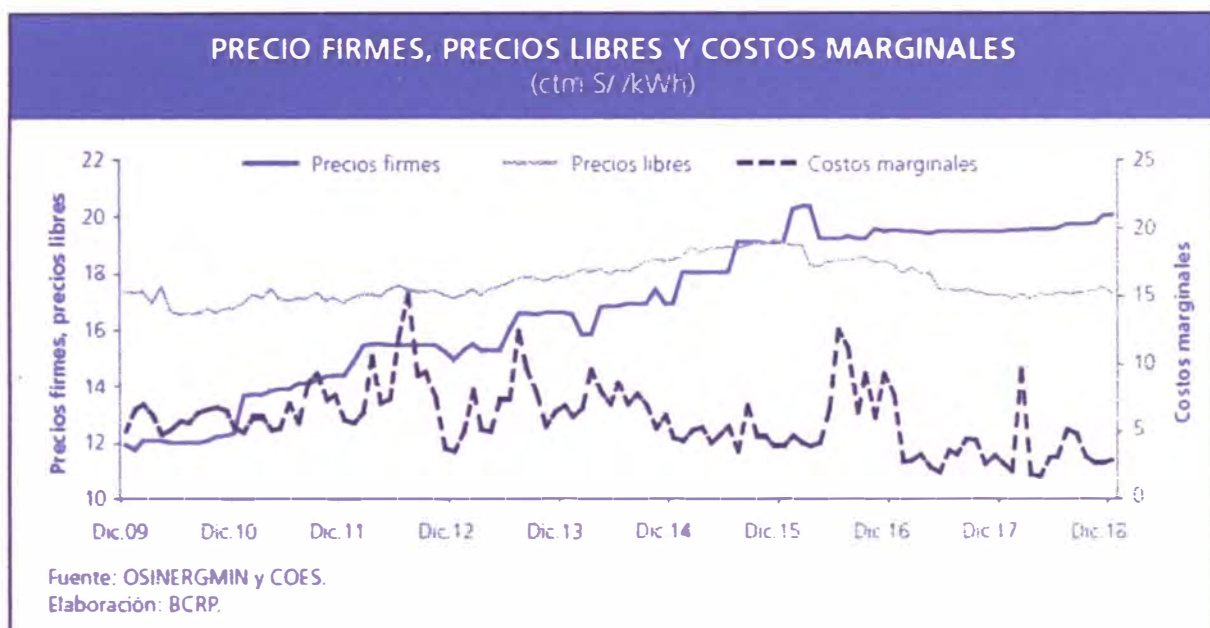


Fuente: Gerencia de Regulación Tarifaria (GRT) de OSINERGMIN (2016). La industria de la electricidad en el Perú

El precio de la tarifa eléctrica ha mantenido esta tendencia creciente, según el pliego tarifario del mes de diciembre del año 2021, presentado por la Gerencia de Regulación Tarifaria (GRT) [4], el cual, indica que los precios en los sectores industriales y residenciales fueron de 84.6 y 58 ctm S/ por kWh. Este problema, afecta directamente el presupuesto de los comercios y los costos de producción de las empresas, ocasionando el aumento de los precios en los servicios y productos, que estos generan, debido a que la energía eléctrica, se utiliza en todas las etapas de los procesos industriales.

Esta coyuntura, afecta principalmente, a los usuarios regulados de potencia menor a 200 kW, donde sus precios firmes son mayores que los precios de los clientes libres y costos marginales, tal como se observa en la figura 3.

Figura 3. Precios firmes, precios libres y costos marginales (ctm S/ /kWh)



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) (2019). Reporte de inflación de junio 2019

Esta alta facturación del consumo de energía eléctrica, que pagan los usuarios regulados de potencia menor a 200 kW, se da por los siguientes motivos:

➤ Dependencia del precio de la tarifa eléctrica

La tarifa eléctrica en el mercado regulado presenta una tendencia creciente, como consecuencia que el costo final, está compuesto por los siguientes precios:

- Precios a nivel de generación
- Precio del peaje de transmisión
- Valor agregado de distribución

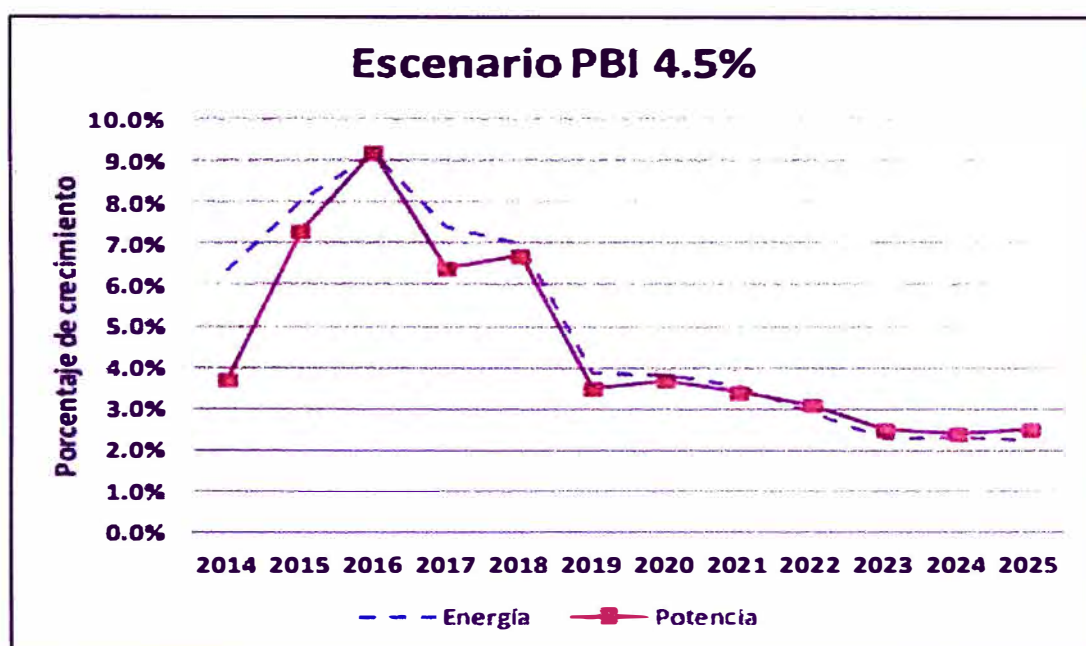
En consecuencia, cualquier aumento en los costos, de uno de estos tres componentes, afectará directamente el precio final, que pagará el usuario.

➤ Coyuntura de los factores externos

Los factores externos, como el tipo de cambio y los precios de las materias primas (cobre y aluminio), evidenciaron un aumento en sus precios a nivel mundial, generando incremento en la tarifa eléctrica peruana de un 3,45%, según reporte de OSINERGMIN, realizado en agosto del 2021.

Este panorama, empeoraría a partir del 2023, producto de un retraso en la construcción del gasoducto del sur peruano, ocasionando, la disminución del crecimiento de la oferta eléctrica; lo cual, aumentaría los costos marginales y precios de los nuevos contratos de las generadoras y distribuidoras; perjudicando indirectamente a los cliente libres y regulados, según el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el cual, realiza una proyección del crecimiento eléctrico peruano en la siguiente figura 4, en un escenario de crecimiento de PBI de 4.5%.

Figura 4. Proyección del requerimiento de electricidad al SEIN, considerando un escenario de crecimiento de PBI al 4,5 %



Fuente: Dirección General de Eficiencia Energética del MINEM (2014). "Plan energético nacional 2014-2025"

➤ Cargos adicionales al peaje de transmisión

Según OSINERGMIN, el precio del componente de transmisión de energía eléctrica presentó un aumento del 65% en el periodo del 2005 al 2016, debido a la incorporación sucesiva de diferentes cargos adicionales al Sistema Principal de Transmisión (SPT), lo cual, contribuye en el aumento de la tarifa de energía eléctrica de los usuarios regulados

➤ Pérdidas de energía eléctrica.

En el Perú, la energía eléctrica no se genera cerca de los centros de consumo, lo cual, produce pérdidas de energía en su transporte por las líneas de transmisión y distribución; esto ocasionó, que el total de energía producida no llegue a los consumidores finales.

Esto, se evidenció en el año 2015, debido a que, las pérdidas de energía eléctrica en la etapa de transmisión fueron 3,8% del total de la producción; mientras que, en la etapa de distribución, fueron 7,5% de la energía entregada en las redes de baja y media tensión, según estudio de OSINERGMIN.

Estas pérdidas generadas en el transporte influyen en las pérdidas económicas y son adicionadas a la tarifa eléctrica, incrementando el costo final de la energía, que paga el usuario.

➤ Deficiencia en el avance de la implementación de la Generación Distribuida

El Ministerio de Energía y Minas, presenta retraso en la implementación del reglamento de ley de la Generación Distribuida a nivel peruano, a pesar de que el concepto ha sido incorporado en dos regímenes legales: Ley N°28832 del 2006 y el

Decreto Legislativo N°1221 del 2015 [8], recientemente se aprobó la Resolución Ministerial N°292-2018-MEN/DM [9]; por tal motivo, la ausencia de una normativa aprobada, ocasiona que el usuario no pueda vender energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos, debido a que no existen mecanismos de compensación, para la comercialización de energía, y de esa manera regularla.

Debido a la relación directa, que tiene la fuente energética que se utiliza en la generación de la energía eléctrica, respecto a los costos de facturación que cobran las empresas concesionarias a los usuarios regulados con potencia menor a 200 kW, se realiza la siguiente formulación problemática:

¿Qué factores influyen en los altos costos de la facturación del consumo de energía eléctrica, que pagan los usuarios regulados de potencia menor a 200 kW?

1.3 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

Diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, para reducir los costos en la facturación del consumo de energía eléctrica, en usuarios regulados de potencia menor a 200 kW.

1.4 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

A continuación, se presentan los siguientes trabajos de investigaciones nacionales e internacionales, los cuales, evidencian la contribución de los sistemas fotovoltaicos en la generación de energía eléctrica, para autoconsumo.

1.4.1 Antecedentes internacionales

- Cárdenas Calle M. (2019), en su tesis de grado "Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña escala" [2], realizó una investigación técnico económica, de la generación de electricidad, a través del sistema fotovoltaico y eólico, a pequeña escala, instalado en la universidad de

Cuenca; donde utilizó variantes, como la instalación de los paneles monocristalinos fijos, policristalinos fijos y policristalinos móviles a uno y dos ejes; y para la energía eólica, se dispuso de dos aerogeneradores, uno de eje vertical y otro horizontal, instalados a una altura de 18 metros.

En base a estos dos sistemas, a pequeña escala, se realizó primeramente el estudio técnico de todas las variantes del sistema fotovoltaico, donde se evidenció que los paneles policristalinos con dos ejes de movimiento producen un 28.5% más de energía que los paneles fijos y los de composición monocristalina fija, un 10% más de energía generada respecto a los policristalinos.

Respecto al estudio económico, en el parque solar instalado de 35 KWp totales, de sus 4 tecnologías, generaron un total de 51.03 MWh en el año, representando un ahorro económico de 4 761.57 USD.

Finalmente, el autor concluye que, instalar un parque solar y eólico de generación renovable, es una fuente de energía limpia y sostenible, que presenta beneficios energéticos, ambientales y económicos; además, de contribuir académicamente a proyectos de índole de investigación, en el área energética y servir de punto de partida, para otros estudios de energía renovable no convencionales en las zonas estudiadas.

- Puma Caiza D. y Ortiz Fustillos S. (2018), en su tesis de grado "Evaluación técnica y económica de la implementación de Sistemas Fotovoltaicos, para electrificación de radio bases remotas de CNT" [13], desarrollaron una investigación, de diseño de un sistema fotovoltaico, que proveerá de energía eléctrica a cargas remotas que no tengan la posibilidad de conectarse a la red. Por tal motivo, realizaron un estudio técnico, utilizando un software en diseños de

sistemas eléctricos fotovoltaicos y un análisis económico, evaluando indicadores del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interno de Retorno (TIR), considerando como referencia, la comparación, entre la generación eléctrica convencional y no convencional.

Con el estudio, los autores evidenciaron, que la factibilidad de sistemas fotovoltaicos depende de las condiciones del lugar, parámetros climáticos y necesidades energéticas. También, ellos demostraron, que la energía de la red comercial es de menor costo; sin embargo, en el lugar de instalación no está disponible.

Finalmente, los autores concluyeron que, la implementación de los sistemas fotovoltaicos aislados, como fuentes de energía de respaldo, es económicamente factible, debido a bajos costos de operación y mantenimiento, que generan estos sistemas, comparado con la generación de energía eléctrica de grupos electrógenos.

- Domínguez Guamán D. y Salvatierra Cáneppa B. (2016), en su tesis de grado “Análisis de calidad de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos conectados a la red” [3], desarrollaron un estudio de calidad de energía, donde contrastaron los parámetros obtenidos de la red eléctrica convencional, respecto a un sistema de Minicentral de generación solar fotovoltaica conectada a red.

Para este propósito se instaló un analizador de redes marca FLUKE de modelo 435 con sondas diferenciales, sondas de corriente y un osciloscopio, los cuales registraron los parámetros eléctricos en dos etapas:

La primera etapa, se instaló el analizador en el sistema eléctrico sin sistema fotovoltaico conectado a red.

La segunda etapa, se instaló el analizador en el sistema eléctrico conectado en paralelo con el sistema fotovoltaico on grid.

En ambas etapas, el analizador registró todos los parámetros eléctricos, como son los armónicos, sobre voltajes, subtensiones, flicker, sag y swell. Estos resultados obtenidos, los comparó con lo indicado en las normas nacionales e internacionales y con ello, se verificó que factores influyen en la calidad de energía, cuando se conecta el sistema fotovoltaico a la red eléctrica

Concluyendo que, los sistemas fotovoltaicos on grid, cuando generan potencias mayores a 100 W, tienen un impacto positivo en la calidad de energía de la red eléctrica, disminuyendo las caídas de tensión en el punto de conexión común (PCC), y afectando mínimamente los niveles de flicker del sistema; mientras que, para generación menores a 100 W, las magnitudes que varían la calidad de energía aumentan.

1.4.2 Antecedentes nacionales

- Vásquez Ducep G. (2019), en su tesis de grado "Micro generación distribuida con sistema fotovoltaico para autoconsumo en la Municipalidad de Picsi en el departamento de Lambayeque" [14], Diseñó el sistema fotovoltaico de micro generación distribuida, para autoconsumo, realizando una investigación técnico-económica, con la finalidad de reducir el monto facturado por la concesionaria. Por tal motivo, recopiló datos de su consumo histórico de energía e instaló un analizador de redes, por el periodo de una semana, donde obtuvo el perfil de carga del sistema; también, descargó datos históricos de las mediciones de radiación, realizados por la NASA y calculó la disponibilidad de energía radiante, en el lugar de instalación de los paneles solares.

Con la información recopilada, diseñó el sistema fotovoltaico con micro generación distribuida, para alimentar el 93% de la carga instalada de la Municipalidad de Picsi, mientras que el restante 7% fue suministrado por la red eléctrica de la concesionaria.

Finalmente, el autor concluye que, diseñando un sistema fotovoltaico, generará energía eléctrica, la cual, contribuirá a disminuir los gastos por el consumo eléctrico convencional y proyecta recuperar la inversión en un periodo de 25 años.

- Lopez Barboza J. (2019), en su tesis de título “Diseño de un sistema fotovoltaico, para autoconsumo conectado a la red de la empresa VIETTEL PERÚ S.A.C. ubicado en Trujillo – La Libertad” [6], investigó, sobre el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red, donde la finalidad, fue reducir la facturación del consumo eléctrico de la empresa. Por tal motivo, realizó mediciones de la máxima y mínima energía consumida del sistema eléctrico de la empresa, en un periodo de 11 meses, y también registró la radiación anual del lugar de estudio, y analizó, la factibilidad técnica de instalar un sistema fotovoltaico, debido a los valores de radiación registrados, los cuales, varían entre 5.5 y 6 kWh/m²/día.

Respecto, al estudio económico de comparar el sistema con generación fotovoltaica y el sistema convencional, obtuvo el Valor Actual Neto (VAN) de S/. 12 874.08 y el valor de Tasa Interna de Retorno (TIR) de 12%, utilizando como tasa de referencia el 10%.

Finalmente, el autor concluye que, el sistema fotovoltaico es económicamente viable, porque reduce el consumo eléctrico convencional, generando una reducción en la facturación del consumo, el cual, se utilizó para compensar el costo de la implementación del sistema fotovoltaico y recuperar la inversión utilizada en implementar el sistema.

- Leon Llanos J. (2020), en su tesis que tiene por título: "Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA- Chiclayo" [7], diseñó un sistema fotovoltaico conectado a la red, en el Instituto de Educación Superior Tecnológico Privado de Chiclayo, para reducir el consumo eléctrico convencional y disminuir los costos que se paga a la concesionaria eléctrica.

Por tal motivo, el autor, desarrollo el dimensionamiento de todos los componentes eléctricos que intervienen en el sistema fotovoltaico conectado a red, los cuales están compuestos por 20 paneles solares marca Jinko Solar de 315 Wp, 01 inversor de conexión a red de la marca Sunny Minicentral de capacidad nominal de 6000 A, protecciones eléctricas y cableado INDECO NH-80. Este dimensionamiento se realizó basado en la evaluación de la máxima demanda de la institución y análisis de la radiación presente en el lugar de la instalación

Finalmente, el autor, realizó un análisis económico, y cálculo los parámetros del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR); concluyendo que, el diseño es económica y técnicamente viable, por tal motivo contribuye a disminuir el costo de facturación emitida por la concesionaria.

CAPÍTULO II

MARCOS TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 BASES TEÓRICAS

2.1.1 Energía solar fotovoltaica

Según se explica en el libro de Perpiñán Oscar (2012) "Diseño de Sistemas Fotovoltaicos" [12], la energía solar fotovoltaica, consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, lo cual se conoce como efecto fotoeléctrico, y está presente en las células solares de los paneles fotovoltaicos.

Esta conversión de energía es la característica principal de los sistemas fotovoltaicos, que, según su interconectividad y confiabilidad, se clasifican en los siguientes tipos:

- Sistema fotovoltaico conectado a red o sistema On Grid
- Sistema fotovoltaico aislado a red o sistema Off Grid
- Sistema fotovoltaico híbrido

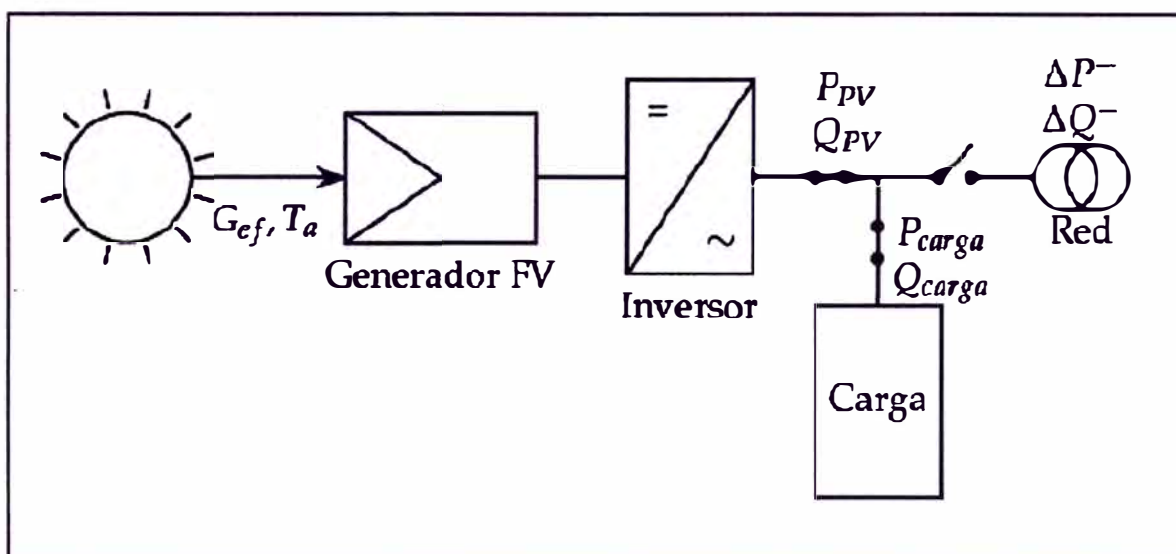
2.1.2 Sistema fotovoltaico conectado a red o sistema On Grid

Según se explica en el libro de Perpiñán Oscar (2012) "Diseño de Sistemas Fotovoltaicos" [12], los sistemas fotovoltaicos on grid o conectados a red, son sistemas conformados por paneles solares, inversores, protecciones eléctricas, soportes de fijación y medidores bidireccionales, con la funcionalidad de convertir la radiación solar en energía eléctrica con los mismos parámetros de frecuencia y tensión de la energía de la red comercial.

Este sistema, al incorporar en su diseño, un inversor conectado a red y un medidor bidireccional, evita que no se genere electricidad durante una interrupción de la energía eléctrica comercial, por tal motivo, estos sistemas no funcionan ante un corte

de energía, debido a que, el inversor, necesita sincronizarse con la energía de la red eléctrica existente. Esta sincronización, con la energía eléctrica comercial es necesaria, cuando la carga necesite ser abastecida por la energía eléctrica fotovoltaica y convencional al mismo tiempo, tal como se aprecia en la figura 5.

Figura 5. Esquema de sistema fotovoltaico conectado a barra de distribución



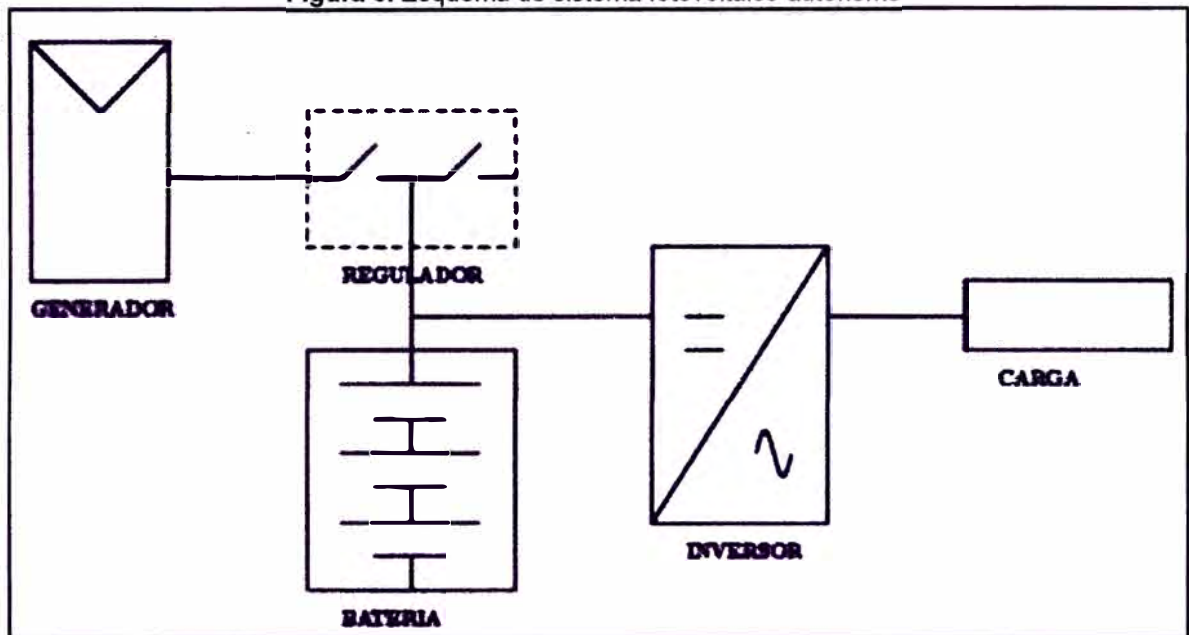
Fuente: Perpiñán O., capítulo 3 del libro Diseño de Sistemas Fotovoltaicos (2012), "Funcionamiento de sistema fotovoltaico conectado a red"

2.1.3 Sistema fotovoltaico aislado de la red o sistema Off Grid

Según se explica en el libro de Perpiñán Oscar (2012) "Diseño de Sistemas Fotovoltaicos" [12], el sistema fotovoltaico off grid o aislado de la red, es un sistema de generación fotovoltaica autónomo, conformado por paneles solares, inversores, controladores, protecciones eléctricas, soportes de fijación, medidores y baterías.

Su principio de funcionamiento es generar energía eléctrica, a través de la radiación captada por las fotoceldas de los paneles solares y por medio del controlador almacenarlas en las baterías, para gestionar la energía y consumirla en periodos de bajo nivel de radiación o en horarios nocturnos, el esquema de este tipo de sistemas se evidencia en la figura 6.

Figura 6. Esquema de sistema fotovoltaico autónomo



Fuente: Perpiñán O., capítulo 4 del libro Diseño de Sistemas Fotovoltaicos (2012), "Funcionamiento de sistema fotovoltaico autónomos"

2.1.4 Sistema fotovoltaico Híbrido

Según se explica en el libro de Perpiñán Oscar (2012) "Diseño de Sistemas Fotovoltaicos" [12], los sistemas fotovoltaicos híbridos, son sistemas fotovoltaicos con conexión a la red y baterías de almacenamiento; donde su principal característica, es su capacidad de utilizar energía de diferentes fuentes, proveniente de los paneles solares, de la red eléctrica convencional o generador eléctrico y del sistema de respaldo de baterías.

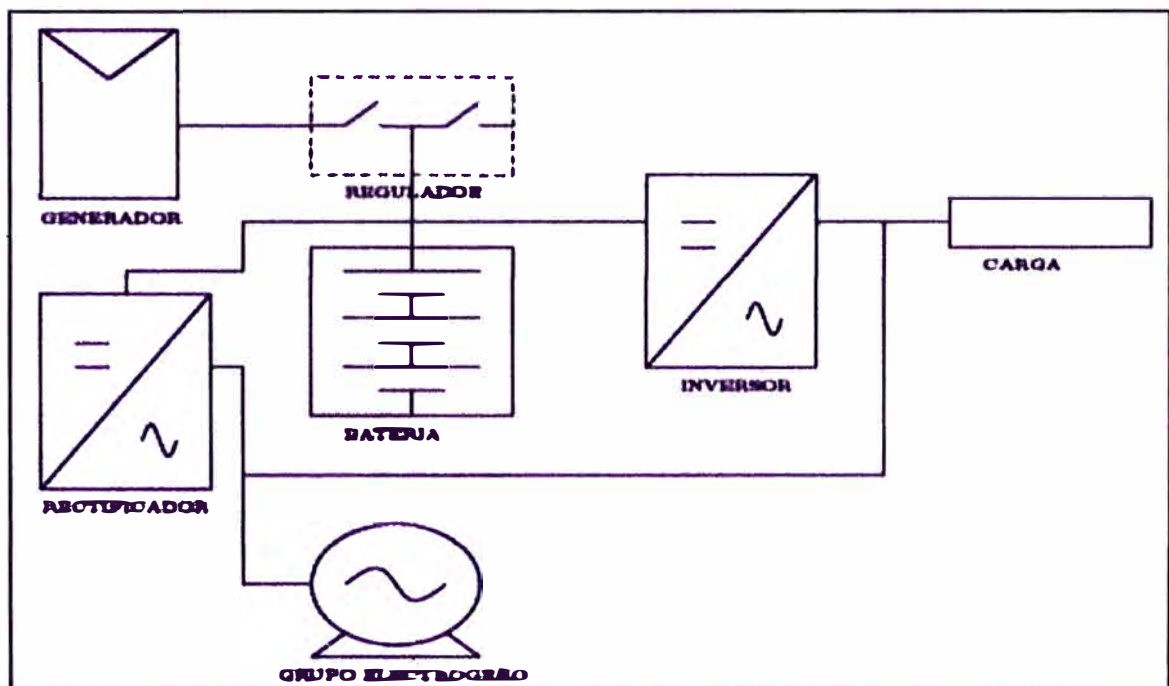
Estos sistemas se dividen en:

- **Sistema Híbrido de apoyo:** Este tipo de tecnología, se caracteriza por tener al inversor como pieza de pivote del sistema, el cual consiste en tener los paneles solares y sistema de almacenamiento conectados al inversor, cuya funcionalidad es gestionar la carga y descarga de la batería, así también inyectar o recibir energía eléctrica de la red comercial.

- **Sistema Híbrido para alimentación**

Este sistema, utiliza a las baterías como núcleo central, es decir los paneles solares transfieren la energía eléctrica generada a las baterías, la cual, se conecta con el inversor, y recibe la energía eléctrica continua de manera autónoma y la transfiere a la carga, tal como se evidencia en la figura 7.

Figura 7. Esquema de sistema fotovoltaico híbrido



Fuente: Perpiñán O., capítulo 4 del libro Diseño de Sistemas Fotovoltaicos (2012), "Funcionamiento de sistema fotovoltaico híbrido"

2.1.5 Elementos de los Sistemas Fotovoltaicos

2.1.5.1 Panel Fotovoltaico

Según se explica en el libro de Aguilar J. y Baena J. (2014) "Electrónica Aplicada a los Sistemas Fotovoltaicos" [1], los paneles solares o llamados también placas solares, son los equipos eléctricos cuya función es convertir la energía que proviene del sol en forma de radiación en energía eléctrica, según el principio de funcionamiento del efecto fotoeléctrico.

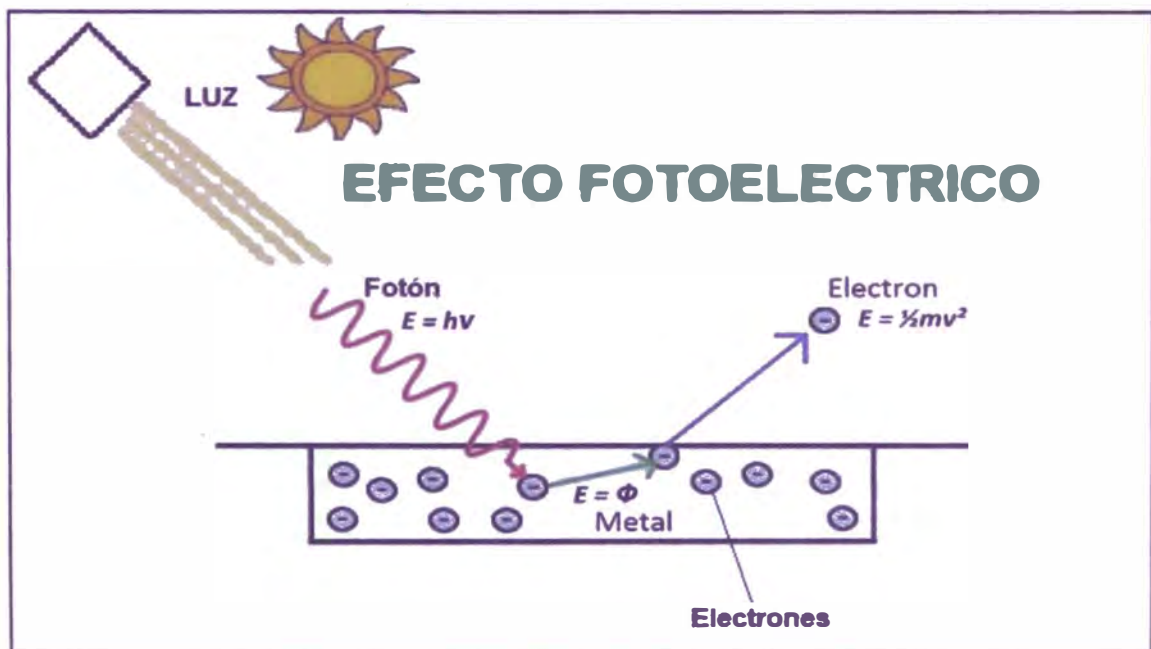
Principio de funcionamiento:

Los autores explican cómo funciona una celda solar y de esa manera comprender el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

Para ello describen la principal característica de los metales fotoeléctricos, los cuales, al incidir la luz sobre ellos, generan una liberación de electrones de sus átomos.

Uno de los metales más utilizados en la fabricación de celdas solares, es el silicio, debido a que sus electrones se encuentran en la última capa de valencia y al recibir los fotones de luz estos seden parte de su energía a los electrones, los cuales, al recibir esta energía rompen la unión con el átomo quedando libre, estos electrones libres serán los que producen la electricidad, esto se aprecia en la siguiente figura 8.

Figura 8. Esquema de Efecto Fotoeléctrico



Fuente: Berrios G. y Ramos A. (2016). "El experimento del efecto fotoeléctrico"

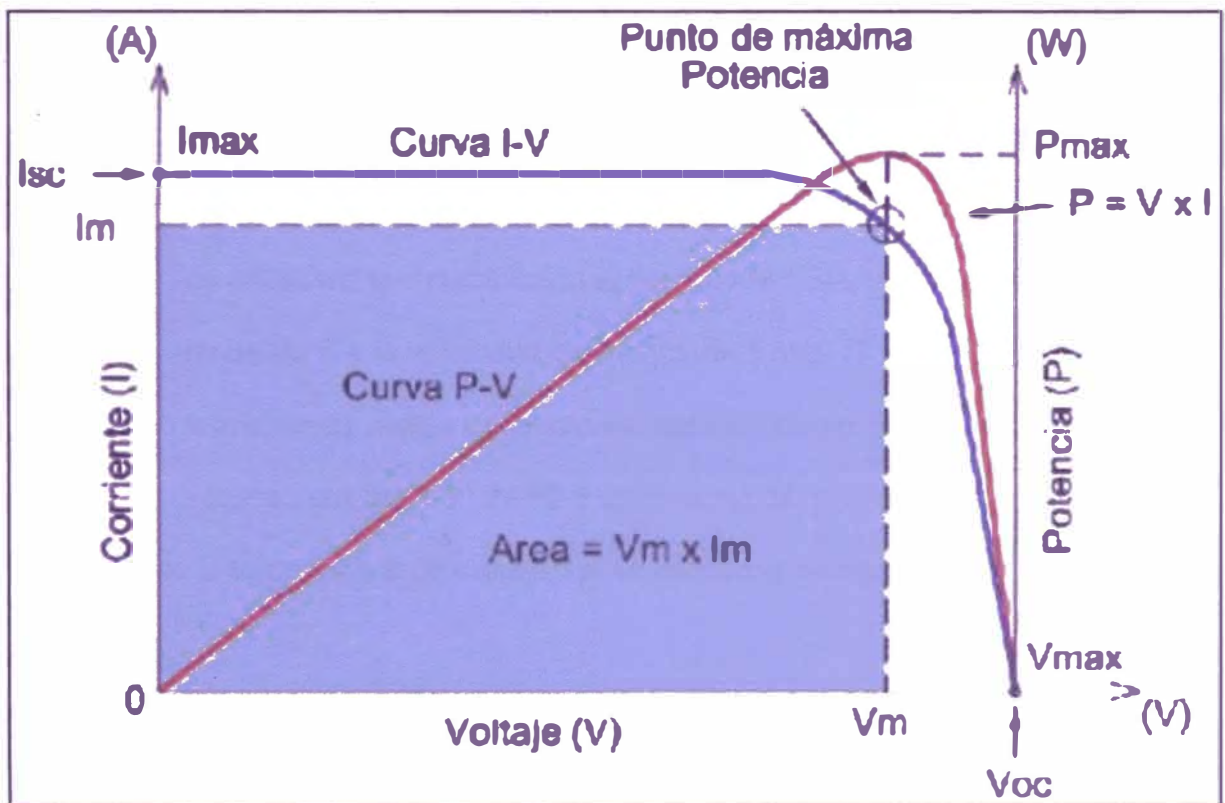
Curva característica del Panel Fotovoltaico

Finalmente, los autores explican el funcionamiento de una celda solar, indicando que los paneles fotovoltaicos tienen dos curvas características, las cuales, son las curvas de intensidad-voltaje (I-V) y la curva de potencia-voltaje (P-V), las cuales,

representan el comportamiento del panel mostrando sus valores de tensión e intensidad de salida cuando este trabaja en condiciones estándares (STC) (temperatura de la célula es 25°C, irradiación 1000 W/m² y AM de 1.5), todo ello según la norma EN61215.

A continuación, se muestra la figura 9, la cual, representa ambas curvas características.

Figura 9. Curva característica I-V y P-V del Módulo Fotovoltaico



Fuente: Aguilar J. y Baena J., capítulo III del libro Electrónica Aplicada a los Sistemas Fotovoltaicos, (2014), El Módulo Fotovoltaico

A partir de estas curvas en condiciones estándares, se puede extrapolar los valores de tensión, corriente y potencia en otras condiciones ambientales.

El autor también menciona que la temperatura influye en los parámetros eléctricos de los paneles, y define la temperatura de trabajo y corrección de los parámetros de tensión y corriente que se deben tomar en cuenta para el diseño.

Temperatura de Trabajo (Tp):

La temperatura de trabajo que alcanza las células de los paneles fotovoltaicos se halla con la siguiente fórmula.

$$T_p = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20)}{800} * I$$

Donde:

- T_p : Temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.
- T_a : Temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.
- T_{ONC} : Temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanza las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800W/m^2 con distribución espectral AM 1.5G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s . ($T_{ONC}=45^\circ\text{C}$).
- I : Irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. En verano será de 1000 W/m^2 y en invierno de 100W/m^2 .

Obteniendo la temperatura de trabajo T_p , se calcula la corrección de los parámetros eléctricos:

Corrección de la Tensión de Circuito Abierto Voc (X°C):

Para hallar la tensión de circuito abierto (V_{oc}) a una temperatura diferente a 25°C , se aplicará el coeficiente de temperatura proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{oc}(X^\circ\text{C}) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T * \Delta V_{oc}(T)$$

Donde:

- $V_{oc}(X^\circ\text{C})$: Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.

- $V_{oc}(25^{\circ}C)$: Tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida.
- ΔT : Variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.
- $\Delta V_{oc}(T)$: Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.

Corrección de Corriente de Corto Circuito $I_{sc}(X^{\circ}C)$:

Para hallar la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo condiciones diferentes de temperatura a $25^{\circ}C$, se aplicara el coeficiente de temperatura proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación.

$$I_{sc}(x^{\circ}c) = I_{sc}(25^{\circ}C) + \Delta T * \Delta I_{sc}(T)$$

Donde:

- $I_{sc}(X^{\circ}C)$: Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.
- $I_{sc}(25^{\circ}C)$: Corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida
- $\Delta I_{sc}(T)$: Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel.

2.1.5.2 Inversores Fotovoltaicos

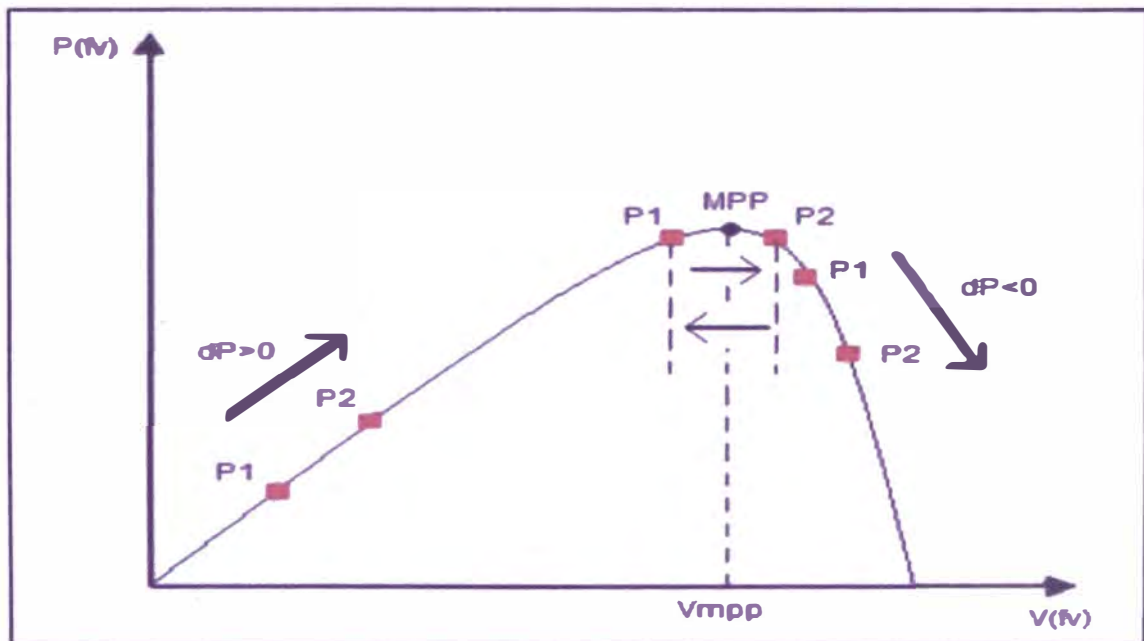
Según Perpiñán O. (2012) "Energía Solar Fotovoltaica" [12]; indica que los inversores transforman la corriente eléctrica continua en corriente eléctrica alterna con las características eléctricas establecidas por la red. Esta transformación de energía se da principalmente por el desarrollo de la electrónica de potencia, la cual, ha contribuido al desarrollo de inversores más inteligentes y eficientes. Es por ello, que

lo inversores controlan la tensión de operación del generador fotovoltaico, mediante algoritmos tales como perturbación y observación (P&O) y conductancia incremental.

a) Algoritmo de Perturbación y Observación (P&O): Este algoritmo P&O de seguimiento de potencia consiste en variar el voltaje del panel, variando por ende la potencia resultante, donde si esta potencia medida en la muestra anterior es menor de la potencia medida en la muestra actual, se realiza una variación de voltaje (aumento-disminución); en caso la potencia actual resulte menos que la potencia anterior, la variación de potencia es opuesta (disminución-aumento).

Las muestras del voltaje del panel fotovoltaico se denominan punto de operación, el cual una vez alcanzado el MPPT, el algoritmo hará que el punto de operación oscile en torno a él, tal como se aprecia en la Figura 10.

Figura 10. Seguidor del Punto de Máxima Potencia, según el algoritmo de perturbación y observación

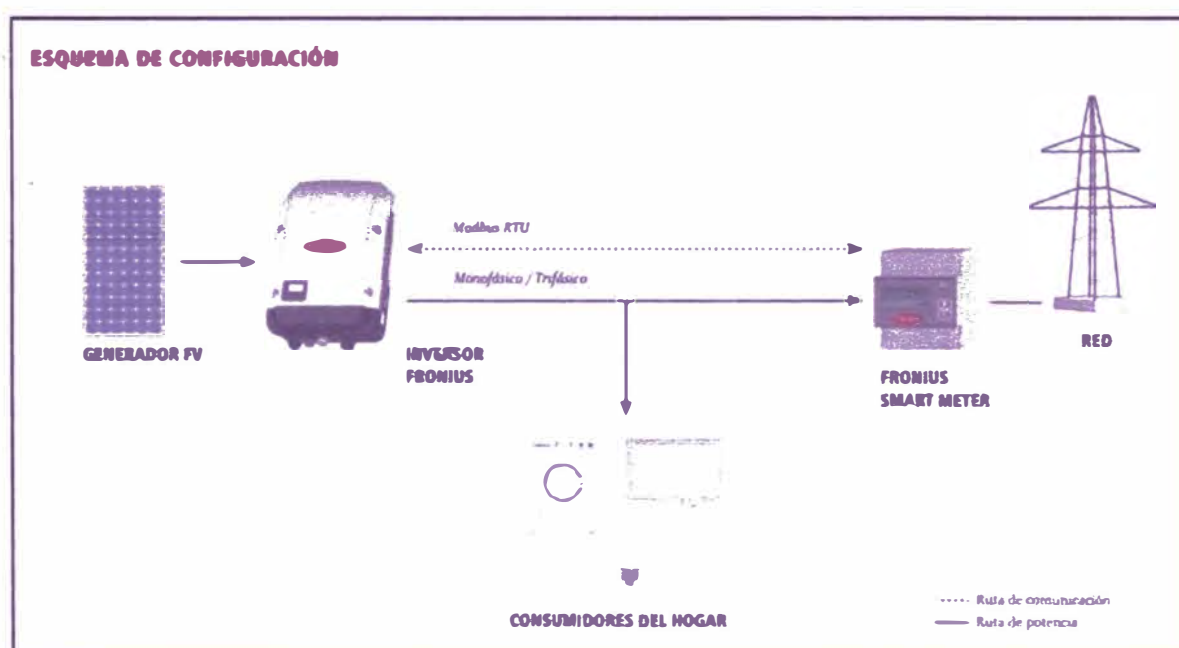


Fuente: Aguilar J. y Baena J., capítulo 4 del libro Electrónica Aplicada a los Sistemas Fotovoltaicos, (2014), El Generador Fotovoltaico

b) Algoritmo de Conductancia Incremental: Este tipo de algoritmo es utilizado en los ambientes donde las condiciones estándares son variables, como cuando

solares cuando no es consumida en su totalidad por el mismo usuario, es decir mientras exista generación de energía eléctrica por el sistema fotovoltaico, el medidor se encargará de calcular esta energía y restarla al consumo energético del usuario. Si los paneles solares no producen suficiente energía para las necesidades, entonces se consume energía adicional de la distribuidora y en caso contrario, se envía la energía sobrante a la red (ver figura 12)

Figura 12. Conexión de medidor bidireccional



Fuente: Fronius, (2018), Esquema de configuración de medidor

2.1.5.4 Cableado de conexión

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (2011) "Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica" indica la importancia del correcto dimensionamiento del cableado eléctrico en los sistemas fotovoltaicos, donde un adecuado dimensionamiento influyen en la reducción importante de las pérdidas de energía en el sistema y en la disminución de la caída de tensión en los conductores, el cual, se presenta tanto en los circuitos de corriente continua (C.C) como en los de la corriente alterna (C.A).

Por ello, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal. Además, el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red recomienda que:

“Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexión”.

2.1.5. Estructura Soporte

El diseño de la estructura soporte contempla la orientación y ángulo de inclinación especificado de los paneles fotovoltaicos. Estas estructuras deberán cumplir las especificaciones técnicas del Código técnico de la Edificación respecto a la seguridad, es decir deberán resistir con los módulos instalados, las sobrecargas del viento, nieve y las dilataciones térmicas.

En caso el diseño contemple perfiles de acero laminado conformado en frío, estos se fabricarán según las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2, las cuales, garantizaran las características mecánicas y de composición química.

Y en caso la estructura sea galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 y UNE-EN ISO 10684, y el espesor del recubrimiento cumplirán con lo indicado en la norma UNE-EN ISO 1461.

2.1.6 Generación Distribuida

Según se explica en el artículo de OSINERGMIN (2019) "Energías renovables, experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética" [11], la generación distribuida, es la generación descentralizada o in situ, donde los consumidores pasan a tomar un rol activo en la generación de energía, recibiendo el nombre de prosumidores, los cuales generan energía utilizando fuentes renovables no convencionales.

Este tipo de generación comprende las siguientes características

- Es una generación conectada a la red y no autónoma
- Está ubicada en la instalación de los usuarios o cerca del lugar de consumo.
- Se implementa a una escala menor que las centrales tradicionales, conectadas una red de transmisión.

Este tipo de generación forma parte de la transición energética en el Perú, a pesar de que aún no cuenta con un marco de ley aprobado, este tipo de generación contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero y reducción de la tarifa eléctrica, porque la fuente de este tipo de energía es renovable.

Clasificación de la Generación Distribuida

Según se explica en el libro de Gischler C. y Janson N. (2011) "Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en América Latina y El Caribe" [5], la capacidad de la generación distribuida y las características de la red a la que se conectan, se clasifican en:

- Pequeña escala:

Es la generación que esta principalmente presente en los sectores residencial y no residencial, y su límite de generación es hasta 100 kW, aquí las

principales tecnologías utilizadas son la solar fotovoltaica y eólica, donde su principal función es generar energía para autoconsumo, el cual, inyectaría a la red sólo cuando exista excedentes.

- **Escala comercial:**

Esta generación, se encuentra presente a nivel industrial y están constituidas para fines comerciales, la cual, se encuentra en las industrias que realizan cogeneración, con niveles de potencias hasta 10 MW. Aquí, aplican tecnologías, como la cogeneración industrial, la solar eólica, hidroeléctrica, biomasa, entre otras.

2.1.7 Lineamientos Normativos de la Energía Renovable en el Perú

Desde hace años el Perú viene desarrollando un marco normativo que promueve el ingreso de este tipo de tecnologías, y ello ha permitido que exista un crecimiento de las energías renovables (RER), en especial los sistemas fotovoltaicos y eólicos.

Las principales normativas, que impulsan las energías renovables en el Perú son:

2.1.7.1 Decreto Legislativo (D.L) N°1002

Este decreto se promulgo en el año 2008 e incentiva la generación de energía eléctrica utilizando los recursos renovables, porque declara de interés nacional y necesidad publica este tipo de tecnología y establece que cada cinco años el Ministerio de Energía y Minas (MEM) debe definir el porcentaje objetivo de participación de la energía renovable hasta un 5 por ciento anual durante el primer quinquenio.

Así mismo establece los siguientes incentivos para promover los proyectos de RER:

- Compra de toda la energía producida por las empresas que inviertan en la realización de las centrales generadoras RER, a un precio que resulte en el mercado de corto plazo.
- Prioridad para el despacho diario, para lo cual es Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), optara como primera opción este tipo de centrales, para abastecer la demanda.
- Prioridad, para que las empresas distribuidoras y transmisoras le den la viabilidad para conectarse a sus redes eléctricas en caso exista capacidad en dichas redes.
- Fondos financieros para que puedan desarrollar proyectos de investigación y desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER.
- Tarifas estables en un periodo de 20 años, establecidas mediante subastas.

2.1.7.2 Decreto Supremo (D.S) N°020-2013-EM

Este Decreto Supremo se publicó en el año 2013 y básicamente consistía en promover la inversión eléctrica para el diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos en áreas no conectadas a red, es decir en zonas rurales, donde no se cuente con redes ni servicio de electricidad, y además se compruebe mediante estudios que la prestación del servicio convencional (red eléctrica) sería muy costoso o técnicamente inviable para ser instalado en dichas zonas.

Este decreto también establece las subastas como mecanismo de mercado para adjudicar las instalaciones de RER autónomas, donde se contempla todos los elementos necesarios para dotar electricidad a un área no conectada a la Red.

Como resultado de ello en el año 2014, una vez ya adjudicada la subasta, se pudo electrificar con sistemas fotovoltaicos-Off Grid a más de 15 mil localidades de las zonas rurales del Perú.

Es debido a este impulso que ha dado el gobierno a través de su marco normativo que se llegó a tener hasta el año 2018, unos 450 mil sistemas fotovoltaicos que tienen una potencia instalada de 50MW, esto según los datos registrados por Osinergmin.

2.1.7.3 Proyecto de Resolución Ministerial N°292-2018-MEM//DM

Debido a que no existe una normativa aprobada para la generación distribuida, el MINEM, ha pre publicado este proyecto de Resolución Ministerial N°292-2018-MEM//DM (02/08/2018) que sintetiza los alcances de la ley N°28832 y el Decreto Legislativo N°1221 sobre el tema mencionado.

Los principales avances de este proyecto de ley son:

- **La clasificación de la Generación Distribuida**

Define la Generación Distribuida como “Instalación de Generación conectada directamente a la Red de Distribución y que se subdivide en Mediana Generación Distribuida (MGD) y Microgeneración Distribuida (MCD)”, cuyas principales características se resumen en el siguiente cuadro.

Tabla 1. Clasificación de la Generación Distribuida (kW)

Característica	Mediana Generación Distribuida (MGD)	Microgeneración distribuida (MCD)
Tipo de persona	Natural o jurídica	Natural o jurídica
Capacidad	Entre 200 kW y 10 MW	200 kW como máximo
Conexión a la red de distribución	En Media Tensión	En Baja Tensión o Media Tensión
Estudio de Conexión	Elaborado por el interesado o la Empresa de Distribución Eléctrica (EDE)	Elaborado por la EDE
Costos de adaptación de la red / inversiones	Financiados por el interesado	Financiados por el interesado
Comercialización para usuarios regulados	Puede vender la energía a EDE para usuarios regulados (mediante contrato de suministro)	No se permite la venta. Funciona con excedentes que generan un crédito utilizado a cargo del consumo en siguientes meses. Límite para el crédito es de un año calendario
Comercialización para usuarios libres	Sí (mediante contrato de suministro)	No

Fuente: MINEM (2018) “Ley N°28832 y el Decreto Legislativo N°1221”

- **Mecanismos de compensación de la Generación Distribuida**

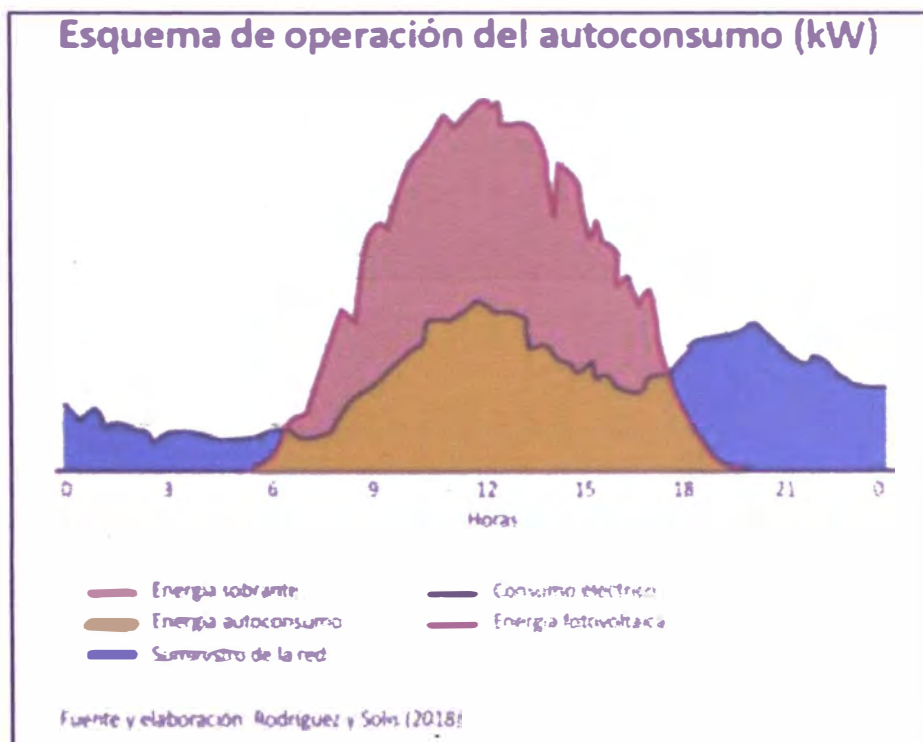
Vásquez A, y Salvador J, (2017). "La Industria de la energía renovable en el Perú" [15]; indica que existen tres mecanismos de compensación utilizados en la generación distribuida, los cuales son:

a. El autoconsumo:

Es la producción de energía que es consumida en tiempo real y, por lo tanto, no es contabilizada ni facturada. En estos casos, al no conocerse esta información, no existen compensaciones por la generación de excedentes.

Este tipo de mecanismo se aplica en la autogeneración de energía fotovoltaica, donde el usuario aprovecha la energía solar mientras está presente, e incluso hay posibilidad de generar excedentes que no son aprovechados, y utiliza el suministro de red convencional, para el consumo eléctrico cuando la energía fotovoltaica no está disponible, esto se evidencia en la figura 13.

Figura 13. Esquema de operación del autoconsumo (kW)



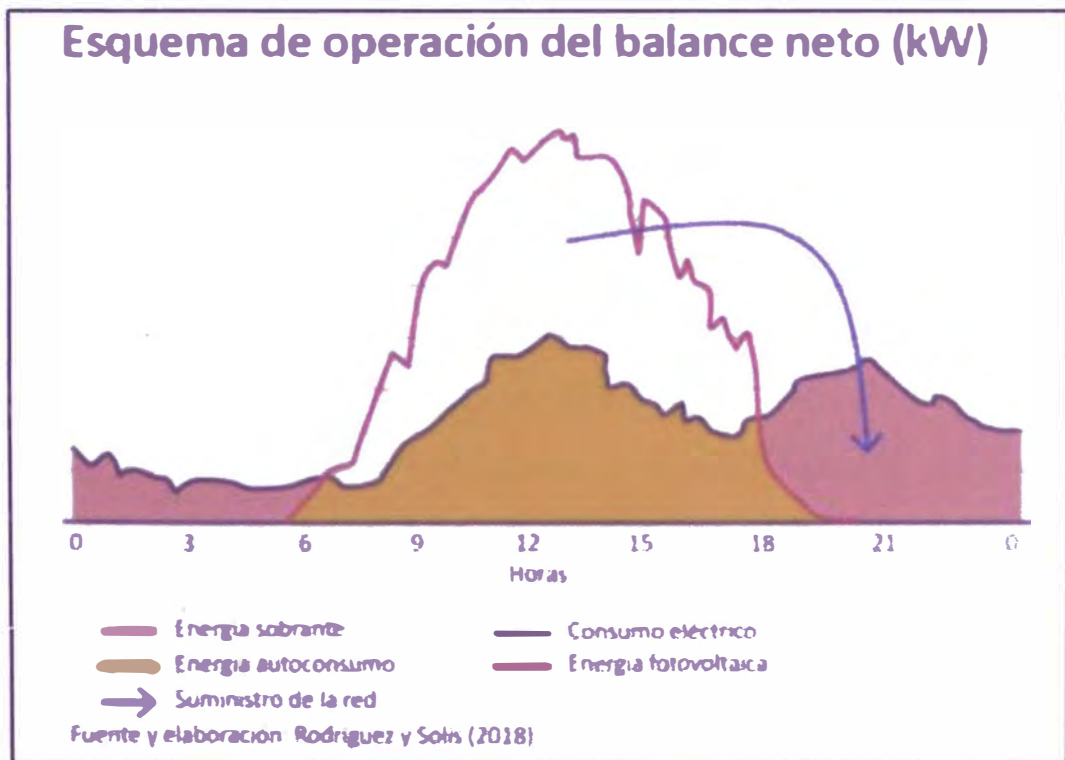
Fuente: Rodríguez A. y Solís B., (2018) "Reporte de Análisis Económico Sectorial"

b. Net Metering (Medición o balance neto):

Considera, los excedentes de energía producidos por el generador distribuido, el cual, es inyectado a la red, permitiéndole al usuario, tener un crédito que se utilizará, para consumos futuros. Por tal motivo, el Consejo Americano para una Economía Energéticamente Eficiente (ACEEE), promueve, en los usuarios que tengan este tipo de mecanismo de compensación, instalar un medidor bidireccional, que gira hacia atrás cuando la electricidad se envía a la red eléctrica convencional.

Este tipo de medición se aplica en sistemas fotovoltaicos, donde se genera suficientes excedentes de energía eléctrica, para financiar el resto del consumo, proveniente de la concesionaria, esto se detalla en la figura 14.

Figura 14. Esquema de operación del balance neto (kW)

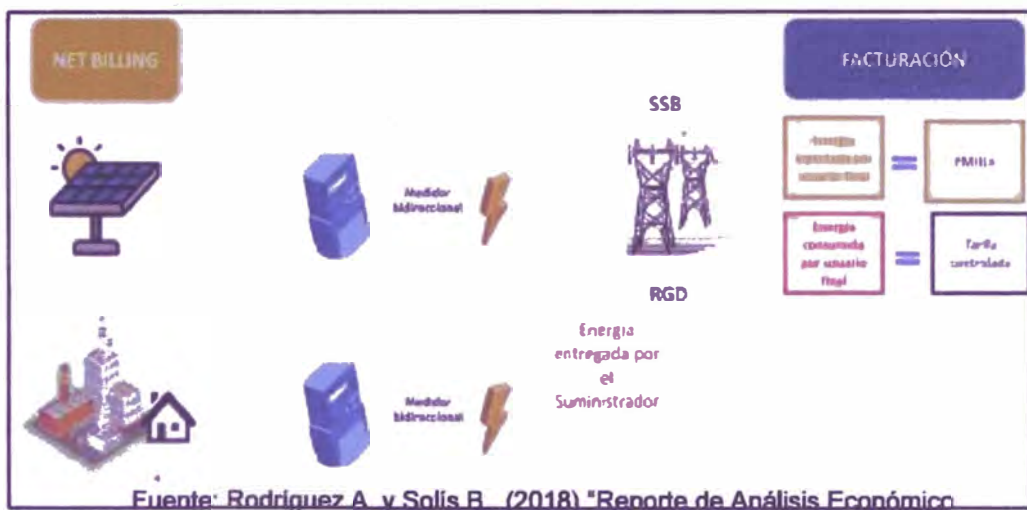


Fuente: Rodríguez A. y Solís B., (2018) "Reporte de Análisis Económico Sectorial"

c. Net Billing (Facturación neta de energía):

Consiste en la liquidación económica de excedentes de energía, permitiendo al propietario exportar a la red convencional los excedentes de la electricidad generada, los cuales, son medidos y valorados a un precio de venta predeterminado al momento que se inyecta al sistema.

Figura 15. Esquema Net Billing



2.2 MARCO CONCEPTUAL

- **Tensión:** Diferencia de potencial eléctrico, entre dos puntos de un circuito, y su magnitud es unidad de Voltio.
- **Corriente:** Es el flujo de la carga eléctrica, que recorre un material y se da por el movimiento de los electrones, en el interior de este. Su unidad de medida es el Amperio
- **Carga:** Es todo equipo que consume energía eléctrica y es de tipo de capacitivo, inductivo o resistivo.

- **Batería:** Una batería eléctrica, es un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas, que convierten la energía química almacenada en corriente eléctrica.
- **Inversor:** Un inversor, es un dispositivo que cambia o transforma una tensión de entrada de corriente continua a una tensión simétrica de salida (senoidal, cuadrada o triangular) de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario.
- **Confiabilidad:** Capacidad de un equipo o sistema, para cumplir con su función, en diferentes condiciones de trabajo.
- **Disponibilidad:** Es la probabilidad, de que un sistema o equipo esté en funcionamiento o listo para entrar en operación.
- **Sincronización:** Es la funcionalidad, que consiste en conectar en paralelo una fuente de generación eléctrica, con una red de distribución existente.
- **Red:** Es el conjunto de equipos eléctricos y líneas de distribución, utilizados para llevar la energía eléctrica a los elementos de consumo.

CAPITULO III

HIPÓTESIS Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

3.1 HIPÓTESIS

Al diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, se reducirá el costo de facturación de energía eléctrica, en usuarios regulados de potencia menor a 200 kW.

3.2 VARIABLES E INDICADORES

Variable Independiente (VI):

X: Diseño del sistema fotovoltaicos conectado a la red de distribución eléctrica.

Variable Dependiente (VD):

Y: Costos de facturación del consumo de energía eléctrica.

Indicadores

X1: Radiación captada por el sistema fotovoltaico conectado a la red

X2: Energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red

X3: Potencia generada por los paneles fotovoltaicos

CAPITULO IV

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación, se detalla el tipo de investigación desde 3 aspectos epistemológicos:

Desde el aspecto del Enfoque:

La presente tesis, es del tipo cuantitativo, porque cumple las siguientes características epistemológicas de la investigación.

- Desde la perspectiva de la percepción de la realidad, la investigación es objetiva excluyente, debido a que se basa en resultados de mediciones en base a equipos de medición y registros históricos, con la finalidad de identificar los parámetros importantes en cada etapa del diseño del sistema fotovoltaico.
- Desde la perspectiva del razonamiento, la investigación es deductiva, debido a que contrasta la hipótesis planteada, basándose en las teorías existente, como son las normativas, cálculos teóricos, procedimientos y simulaciones del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica; lo cual, lleva a observar cómo influye los sistemas fotovoltaicos en la generación de energía eléctrica.
- Desde la perspectiva de la orientación, la investigación está orientada al resultado, debido a que las variables del sistema se adaptarán, para obtener los parámetros adecuados, los cuales, proporcionarán la solución óptima que cumplan con el objetivo de la tesis.
- Desde la perspectiva de la finalidad, la investigación, comprobará la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico, para reducir los costos de la facturación del consumo de energía en los usuarios regulados.

- o Por último, desde la perspectiva de la causalidad, la investigación utilizará antecedentes específicos, porque tendrá como sustento, otros sistemas diseñados con la misma finalidad, pero aplicados a la realidad problemática del sector analizado; considerando, las particularidades técnicas, económicas y medioambientales.

A continuación, se resumen lo descrito en la tabla 2

Tabla 2. Características epistemológicas de la investigación

Características epistemológicas	Investigación cualitativa		Investigación cuantitativa	
	No	Si	No	Si
Percepción de la realidad	No	Si	No	Si
Razonamiento	No	Si	No	Si
Orientación	No	Si	No	Si
Finalidad	No	Si	No	Si
Causalidad	No	Si	No	Si

Fuente: Icart T. Fuentelsaz C., Pulpon A. (2000) Elaboración y presentación de un proyecto de investigación.

Desde el aspecto del Alcance:

La presente investigación es de tipo correlacional, porque permitirá conocer la relación o grado de asociación que exista entre el diseño del sistema fotovoltaico y el costo de energía eléctrica que pagan los usuarios regulados.

Desde el aspecto del Diseño de la Investigación:

El diseño de la investigación es de tipo experimental, debido a que la hipótesis se verifica en base a cálculos de diseño y simulación en software de ingeniería, las cuales, se aplican de acuerdo con las normativas vigentes.

4.2 UNIDAD DE ANÁLISIS

La investigación, emplea, como unidad de análisis, la empresa Silicon Technology, ubicada en el distrito de Ancón del departamento de Lima, que según al nivel de consumo energético, es clasificado como usuario regulado con potencia instalada menor a 200 kW. Este recinto es una empresa dedicada al rubro manufacturero, específicamente a la fabricación de aisladores de silicona y también ofrece servicios de pruebas eléctricas en laboratorio, por intermedio del CITEenergía.

La muestra registrada, para esta investigación, considera la carga total de la empresa, la cual, cuenta con una diversidad de equipamiento eléctrico, en sus áreas de producción y laboratorio, los cuales requieren de energía eléctrica a bajo costo, para no aumentar el costo de producción de los bienes fabricados y servicios de pruebas que ofrecen, estas características determinarán los criterios necesarios, para el estudio de la presente investigación.

4.3 MATRIZ DE CONSISTENCIA

Título: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA REDUCIR EL COSTOS DE FACTURACIÓN EN EL COSUMO ELÉCTRICO EN USUARIOS REGULADOS

Tabla 3. Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES		INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS
			DEPENDIENTE	INDEPENDIENTE		
<p>Formulación del problema</p> <p>¿Qué factores influyen en los altos costos de la facturación del consumo de energía eléctrica que pagan los usuarios regulados de potencia menor a 200 kW?</p>	<p>Objetivo</p> <p>Diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, para reducir los costos en la facturación del consumo de energía eléctrica en usuarios regulados de potencia menor a 200 kW.</p>	<p>Hipótesis</p> <p>H: Al diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, se reducirá el costo de facturación de energía eléctrica en usuarios regulados de potencia menor a 200 kW.</p>	<p>V.D. (Y)</p> <p>Costos de facturación del consumo de energía eléctrica.</p>	<p>V.I. (X):</p> <p>Diseño del sistema fotovoltaicos conectado a la red de distribución eléctrica.</p>	<p>Indicadores</p> <p>X1: Radiación captada por el sistema fotovoltaico conectado a la red</p> <p>X2: Energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red</p> <p>X3: Potencia generada por los paneles fotovoltaicos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de expedientes técnicos y bibliografía científica de energía renovables. • Medición energía eléctrica consumida con el analizador de redes del sistema eléctrico. • Registro de parámetros eléctricos en cuadro de cargas del sistema. • Medición de la radiación solar del sitio, en función de data histórica de instituciones meteorológicas • Realización de Planos eléctricos y mecánicos

Fuente: Elaboración propia

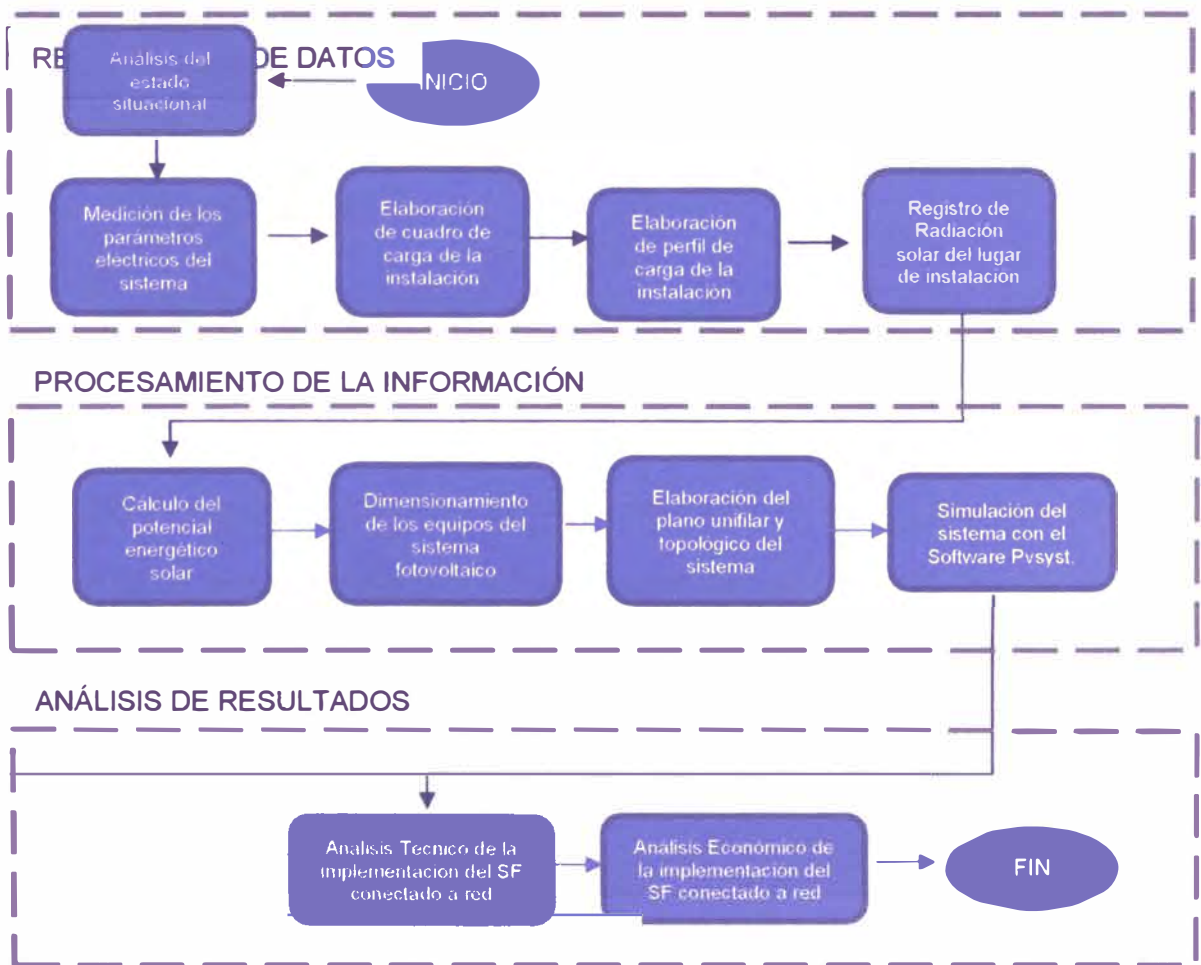
CAPITULO V

DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

El diseño del sistema fotovoltaico conectado a red se desarrolló según la normativa técnica peruana vigente, requerimientos técnicos de los fabricantes de equipos y manuales de buenas prácticas de diseñadores.

Para ello, se planteó el flujograma de actividades a seguir para el correcto diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico, el cual, se detalló en la figura 16.

Figura 16. Diagrama de flujo del diseño del Sistema Fotovoltaico conectado a red.



Fuente: Elaboración propia

5.1 RECOLECCIÓN DE DATOS

5.1.1 Estado situacional

La empresa Silicon Technology, tiene una potencia instalada de 92.7 kW y una potencia contratada de 60 kW, esto lo califica como un gran cliente a nivel comercial, y su principal fuente energética es la electricidad, la cual, es abastecida por la empresa de distribución eléctrica ENEL,

A continuación, se detallará 05 aspectos importantes del estado situacional de sistema donde se diseñó el sistema fotovoltaico:

- I. Ubicación
- II. Consumo eléctrico del sistema
- III. Plano topológico del sistema eléctrico.
- IV. Plano unifilar del sistema eléctrico.
- V. Parámetros eléctricos del sistema

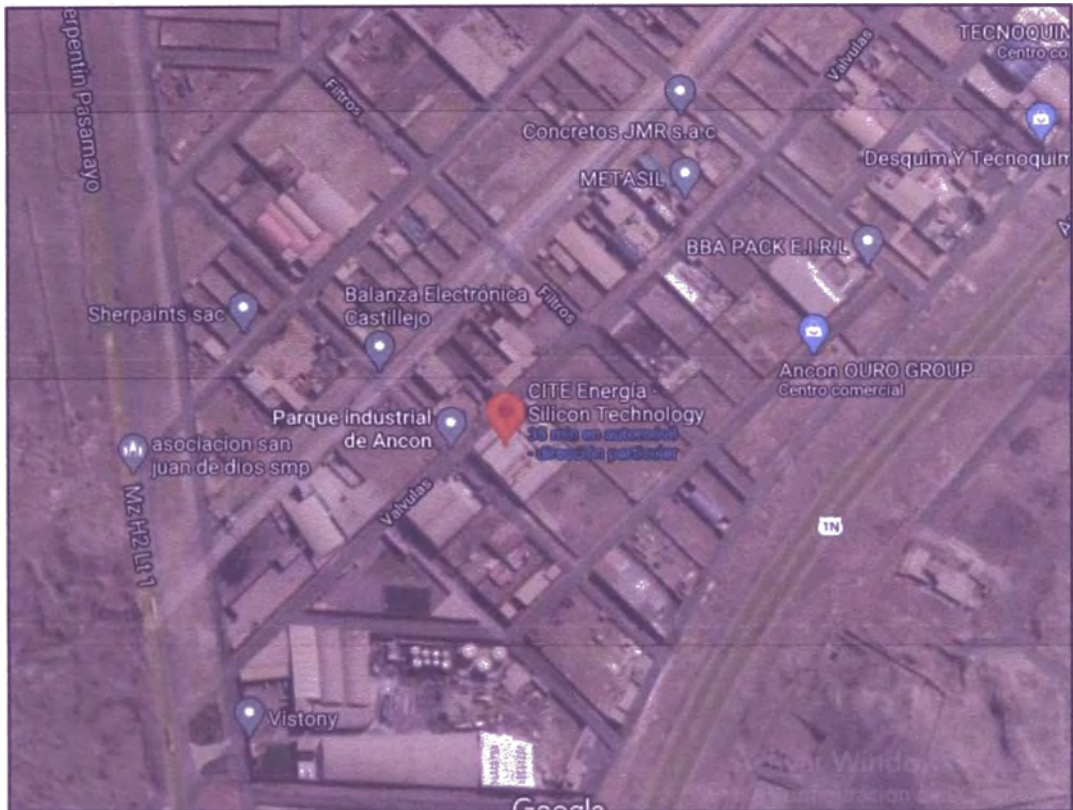
I. Ubicación

La instalación del sistema fotovoltaico se realizó en la empresa Silicón Technology, el cual, se encuentra en la zona industrial del distrito de Ancón, provincia de Lima y departamento de Lima del Perú, donde sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: -11.76179°
- Longitud: -77.15918
- Altura: 28 msnm

Estas se muestran en la figura 17.

Figura 17. Ubicación geográfica de la empresa Silicón Technology



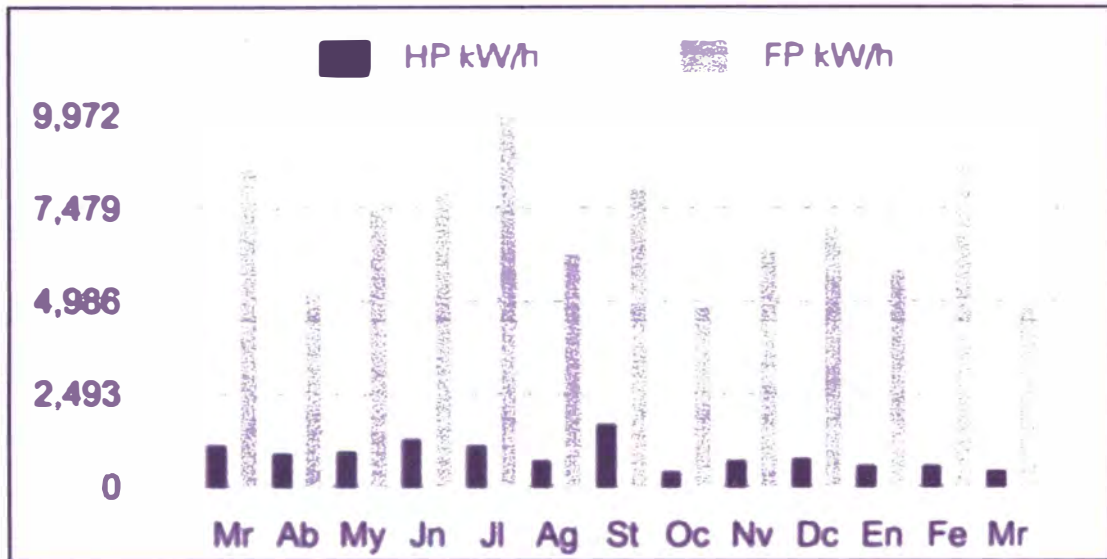
Fuente: Google Maps (2023)

La instalación de dicho sistema fotovoltaico se ubicará en la azotea del Almacén de Materiales, el cual, cuenta con un área de 703.30 m².

II. Consumo Eléctrico del sistema

El sistema tiene un consumo de energía eléctrica el cual se clasifica según la tarifa eléctrica que tiene en energía en horas punta y horas fuera de punta; esto se muestra en la Figura 18.

Figura 18. Consumo eléctrico mensual del año 2023



Fuente: ENEL (2023) Recibo de energía eléctrica

Estos valores se muestran desglosados en la tabla 4

Tabla 4 Consumo eléctrico mensual

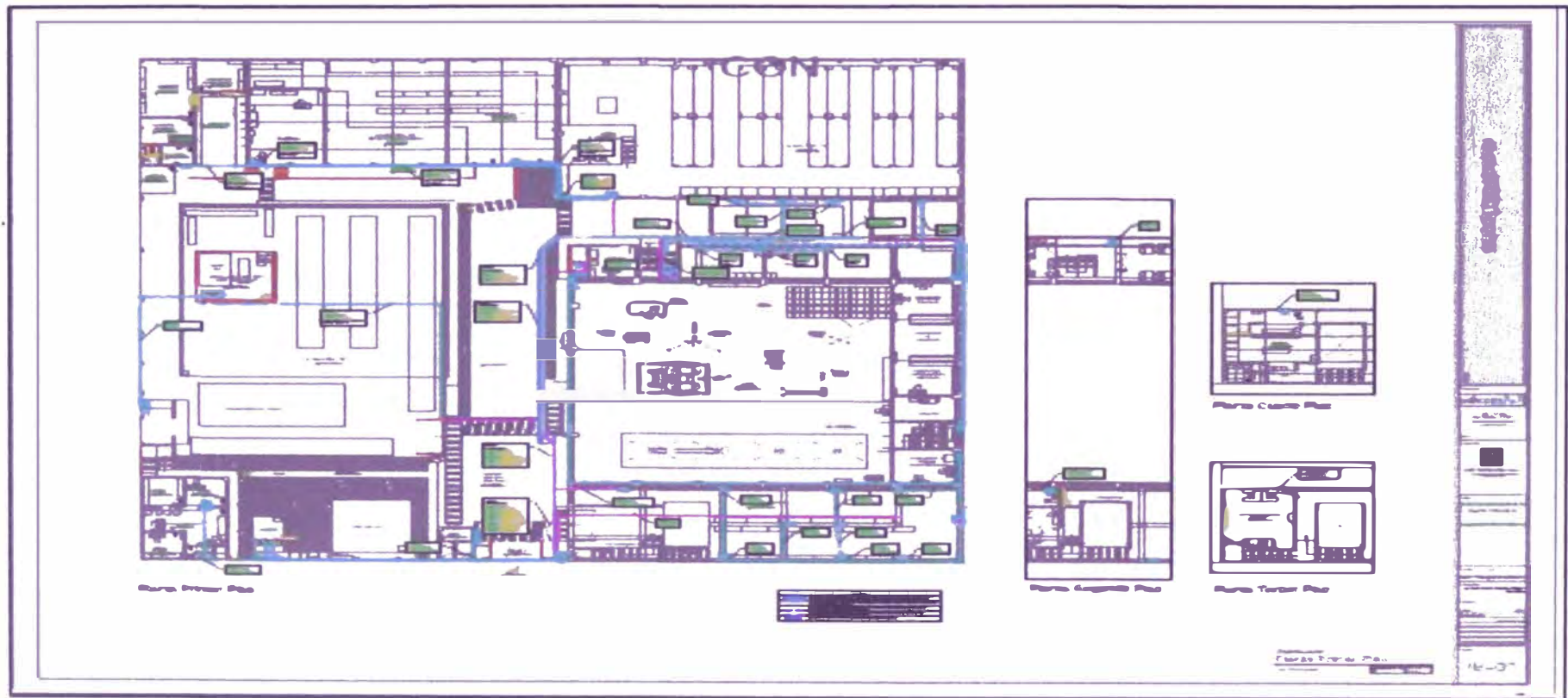
Consumo Mensual del año 2022						
Mes	Energía HP (kWh)	Energía FP (kWh)	Energía Reactiva kVARh	Demanda FP (kW)	Demanda HP (kW)	Energía Total (kWh)
Enero	556.2	5864.4	1972.2	58.2	36.06	6420.6
Febrero	564.6	8634	1865.4	59.76	30.84	9198.6
Marzo	430.8	4842.6	816	59.34	10.2	5273.4
Abril	890.4	5263.2	4032	50.1	28.02	6153.6
Mayo	945.6	7468.2	4269	62.22	34.92	8413.8
Junio	1257	7886.4	5943	64.5	40.44	9143.4
Julio	1090.8	9969	4893	64.2	39.72	11059.8
Agosto	693.6	6253.2	1074.6	59.88	41.34	6946.8
Setiembre	1672.8	8004	2145.6	39.6	35.1	9676.8
Octubre	402	4847.4	700.2	58.38	10.98	5249.4
Noviembre	694.8	6353.4	1003.8	59.82	37.56	7048.2
Diciembre	744	6971.4	1791	63.42	33.96	7715.4

Fuente: ENEL (2022) Recibo de energía eléctrica

III. Plano topológico del sistema eléctrico

El sistema donde se desarrolló el presente trabajo actualmente cuenta con una red de baja tensión, la cual hace posible la distribución de la energía eléctrica a todas las cargas de la empresa, tal como se ve en la figura 19.

Figura 19. Plano topológico del sistema eléctrico

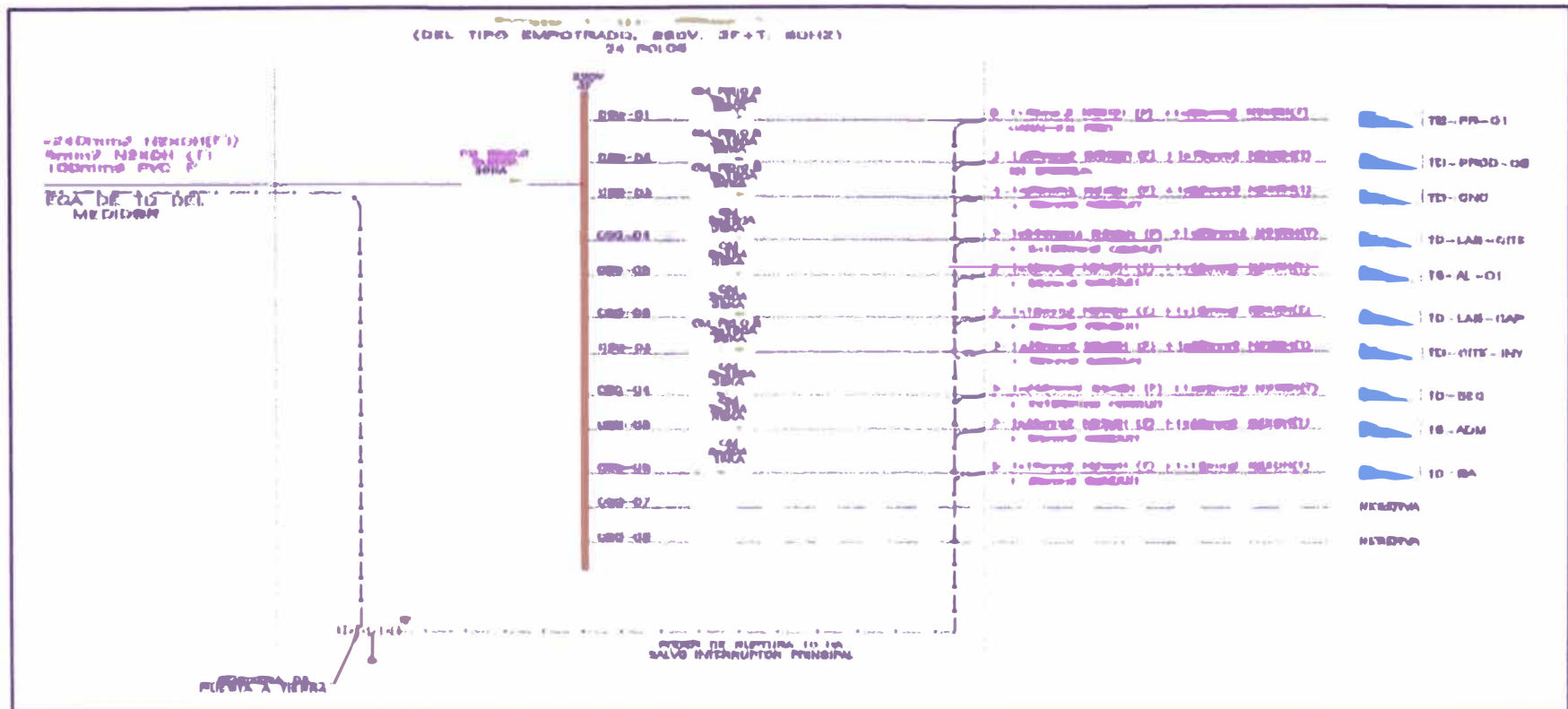


Fuente: Elaboración propia

IV. Plano unifilar del sistema eléctrico

Las cargas eléctricas, están distribuidas a través de un sistema de redes de baja tensión, las cuales cumplen con el principio de caída de tensión y capacidad de conducción eléctrica y esto se plasma en el plano unifilar siguiente, ver figura 20.

Figura 20. Plano unifilar del sistema eléctrico de la empresa



Fuente: Elaboración propia

V. Parámetros eléctricos del sistema

Los parámetros eléctricos que tiene el sistema son:

N° de suministro	:	5365748
Nivel de Tensión	:	BT
Voltaje nominal	:	220V
Potencia contratada	:	60 kW
Frecuencia nominal	:	60 Hz
Sistema	:	Trifásico
Tarifa	:	BT3
Sector Típico	:	1

5.1.2 Cuadro de carga del sistema

La potencia instalada y máxima demanda de la empresa Silicon Technology, se determinó calculando la potencia eléctrica de cada componente, donde se aprecia que la energía total es 461.60 kWh/día y la potencia utilizada en la empresa es 55.94 kW con potencia instalada de 79.9kW, tal como se evidencia en la tabla 5.

Tabla 5. Cuadro de carga del sistema

Descripcion	Cantidad	Potencia Unitaria (kW)	Potencia Instalada (kW)	F.D	Maxima Demanda (kW)	h/día	kWh/día
Alumbrado Interior y fachada	22	0,02	0,4	1	0,4	12	5,3
Alumbrado Oficinas	125	0,03	3,1	1	3,1	8	25,0
Alumbrado Laboratorio	14	0,04	0,6	1	0,6	8	4,5
Alumbrado Almacenes	9	0,20	1,8	1	1,8	8	14,4
Reflectores	6	0,15	0,9	0,6	0,5	8	4,3
Aire Acondicionado	15	1,50	22,5	0,5	11,3	8	90,0
Bomba de Agua	3	0,03	0,1	0,6	0,1	1	0,1
Extractores	6	0,25	1,5	0,8	1,2	24	28,8
Ventilador de 3 Palas	3	0,20	0,6	0,8	0,5	8	3,8
Compresora 7.5 HP	1	5,60	5,6	0,8	4,5	8	35,8
Maquina Inyectora	3	6,00	18,0	0,7	12,6	8	100,8
Maquina de Prueba	4	2,50	10,0	0,7	7,0	8	56,0
Maquina Ino 7	1	3,00	3,0	0,7	2,1	8	16,8
Maquina CNC	1	0,10	0,1	0,8	0,1	3	0,2
Maquina Crimpadora (3.6kW)	3	3,60	10,8	0,5	5,4	8	43,2
Maquina Crimpadora (4.8kW)	12	4,80	57,6	0,5	28,8	8	230,4
TOTAL					79,9		659,4
Factor de simultaneidad						0,7	
Potencia Utilizada						55,94	kW
Energía Utilizada						461,60	kWh/día

Fuente: Elaboración propia

5.1.3 Perfil de Carga de la instalación

Para cálculo del perfil de carga del sistema, se utilizó un analizador de redes, el cual, se instaló en el Tablero General de la empresa, por un periodo de 6 meses.

A continuación, se muestran las características técnicas del analizador en la tabla 6

Tabla 6. Características Técnicas de Analizador de Calidad de Energía

Equipo	Analizador de calidad de energía
Marca	METREL
Modelo	MI 2883
Certificado Calibración	ME-0012-2022
Fecha de calibración	19/03/2022

Fuente: Ficha Técnica de equipo

El perfil de carga se calculó, desde el 05/12/2022 hasta el 10/06/2023 (periodo normal de producción de la empresa), tal como se evidencia en las figuras del 21.



Figura 21. Perfil de carga del consumo del 05/12/2022 al 10/06/2023

PERFIL DE CARGA

Fuente: Elaboración propia

5.1.4 Registro de parámetros meteorológicos

I. Valores de Radiación solar

Según la base de datos meteorológicos de la Nasa, la radiación del lugar, temperatura promedio, velocidad del viento y humedad relativa, se evidencia en la tabla 7.

Tabla 7. Registros meteorológicos del lugar de instalación

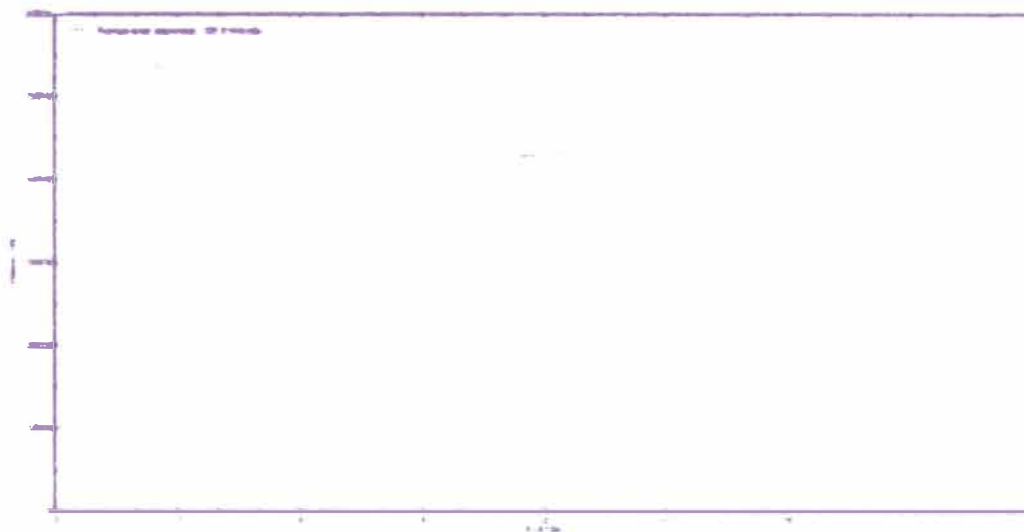
	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	6.66	2.44	22.6	3.50	4.157	30.6
Febrero	6.84	2.83	23.2	3.10	4.002	79.6
Marzo	6.55	2.30	22.8	2.79	4.185	79.8
Abril	6.02	2.01	20.4	2.60	4.388	83.0
Mayo	4.85	1.97	18.0	2.19	3.905	85.4
Junio	4.01	1.99	16.8	2.09	4.042	85.0
Julio	3.36	1.97	17.0	2.50	3.782	81.9
Agosto	4.12	2.39	16.5	2.50	3.997	33.5
Septiembre	4.96	2.66	16.2	2.70	4.852	85.2
Octubre	5.10	2.90	17.3	2.90	3.939	82.0
Noviembre	5.54	2.58	18.4	3.09	2.943	82.8
Diciembre	6.21	2.85	20.7	3.50	4.042	30.8
Año	5.40	2.40	19.2	2.8	4.107	82.5

Fuente: Registro meteorológicos de la NASA (2023) Parámetros históricos de la base de datos del software PVsyst

II. Comportamiento de la Irradiancia solar

Se calculó a través del software PVsyst el comportamiento de la irradiación horizontal global en el mes de julio, mes que tiene mayor factor energético, y en el que se utilizó sus horas solares picos, para el diseño de la instalación fotovoltaica. Este comportamiento se muestra en la siguiente figura 22

Figura 22. Comportamiento de la irradiación solar

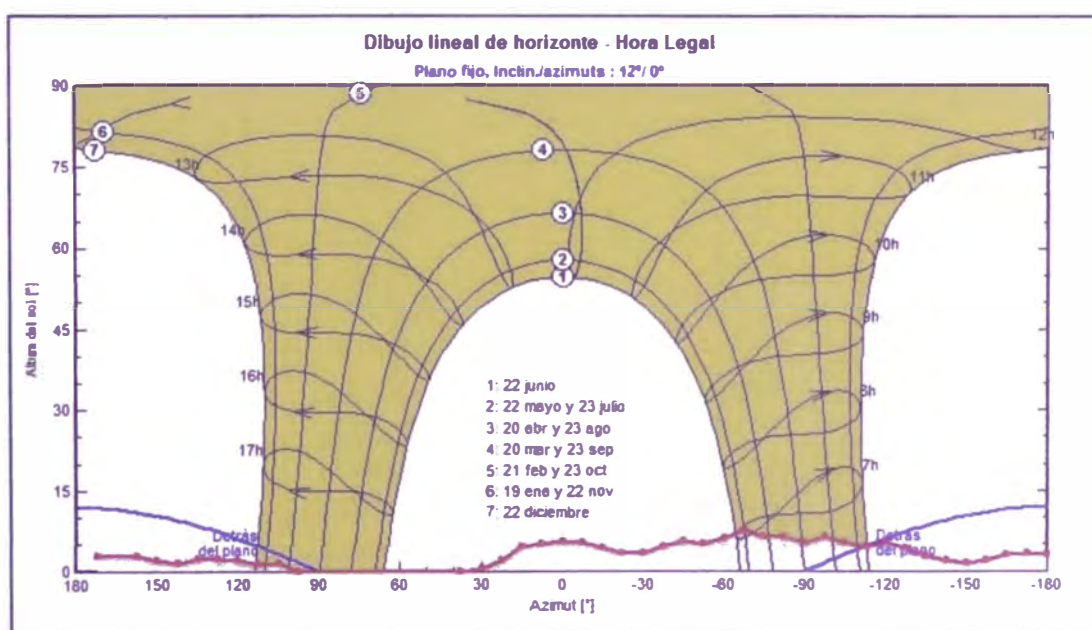


Fuente: Elaboración propia

III. Recorrido solar

Se registró el recorrido solar a través del software Pvsyst, teniendo en cuenta la altura, el ángulo azimut y las sombras que interfieren en la captación de la radiación por los paneles solares. (Ver figura 23)

Figura 23. Recorrido solar teniendo en cuenta el relieve del lugar de instalación



Fuente: Elaboración propia

5.2 PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

5.2.1 Diseño del sistema fotovoltaico

Con los datos recolectados se diseñó el sistema fotovoltaico conectado a la red, el cual está compuesto por los siguientes equipos:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor Trifásico
- Estructura soporte
- Protecciones eléctricas de corriente alterna y corriente continúa.
- Plano eléctrico.

5.2.1.1 Dimensionamiento de los Módulos fotovoltaicos

I. Número de paneles fotovoltaicos

El número de paneles depende de la energía a generar, es por esto, que se escogió como datos de entrada, la energía promedio mensual consumida en el año 2022 como se puede ver en la tabla 8.

Tabla 8. Balance de energía consumida mensualmente por la empresa

DEMANDA ENERGÉTICO	
MES	Consumo de energía (kWh/mes)
Enero	6420
Febrero	9198
Marzo	5273
Abril	6154
Mayo	8414
Junio	9143
Julio	11060
Agosto	6947
Setiembre	9677
Octubre	5249
Noviembre	7048
Diciembre	7715
Total	92298

Fuente: Elaboración propia

PROMEDIO TOTAL	7691.500	kWh/mes
Max consumo	11060	
Min consumo	5249	
Cobertura 70%	5384.05	

Seguidamente se consideró calcular la cantidad de paneles solares considerando una cobertura del 100% del promedio total de energía.

$$\text{N}^\circ \text{ de paneles} = \frac{Ec \times (Fe)}{Vm \times Im \times hp}$$

Donde:

- Ec: Energía consumida diariamente
- Vm: Tensión máxima de modulo
- Im: Corriente máxima de modulo A
- hp: Horas pico solar
- Fe: Factor de eficiencia: 1.15

Hallando el N° de paneles fotovoltaicos:

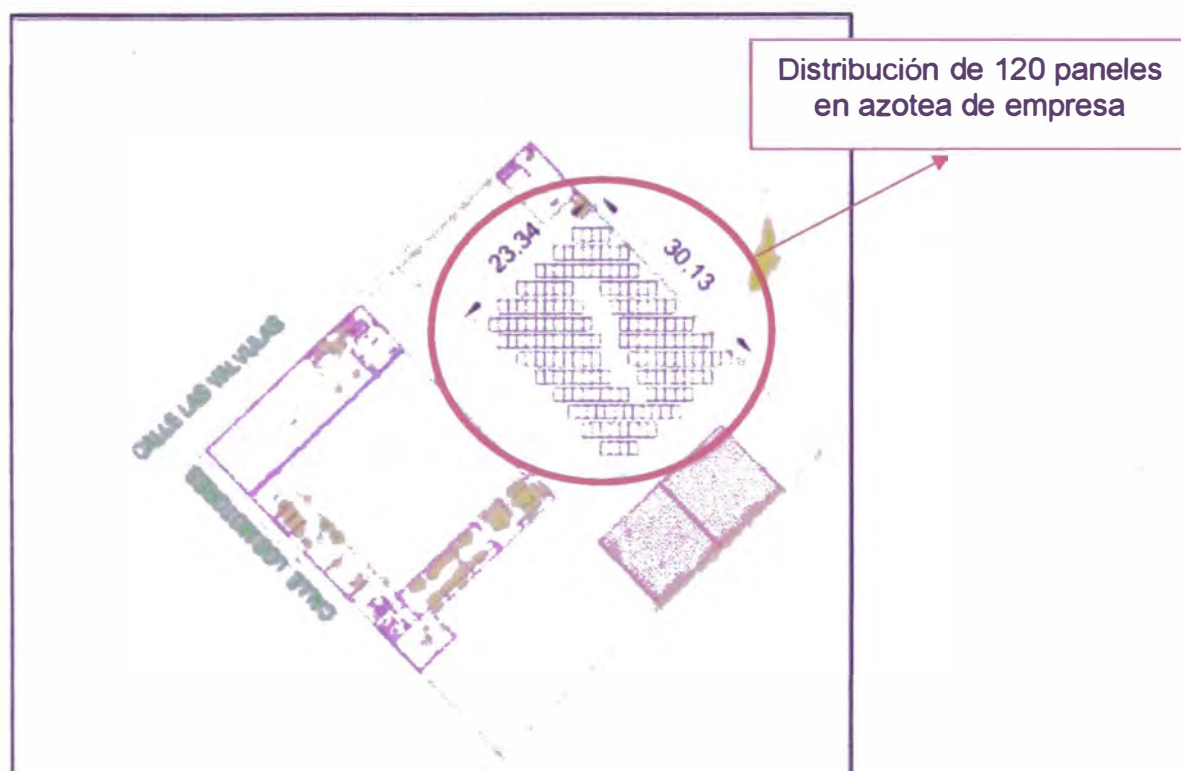
$$Ec = \frac{7691.5}{31} = 248.112$$

$$\text{N}^\circ \text{ de paneles} = \frac{248.112 \times 1000 \times 1.15}{48.63 \times 10.28 \times 4.72}$$

N° de paneles= 120.9 (Aproximamos a 120 paneles)

Los cuales se distribuirán en un área de 703.3m², dirigido con ángulo azimutal de 0° (Apuntando hacia el norte) e inclinación de 11.815°, tal como se evidencia en la figura 24.

Figura 24. Distribución de los paneles en la empresa



Fuente: Elaboración propia

Los paneles solares que se utilizaron, para el diseño, fueron marca Bluesun de 500W de modelo BSM500M-96, modulo mono cristalino, tal como se aprecia en su ficha técnica en el Anexo 5.

II. Arreglo de los paneles solares

El número de filas y columnas del arreglo de paneles se realizó teniendo en cuenta los datos de entrada del inversor fotovoltaico, cuya ficha técnica se encuentra en el Anexo 6.

Datos del Inversor:

- Rango de voltaje de MPPT: [180V-1000V]
- Número de entradas MPPT: 06
- I_{max} (MPPT)= 32 A
- I_{sc} (MPPT)=40 A

Datos de los paneles:

- Voc = 59.01
- Isc = 10.87

Hallando el arreglo de los paneles en los 06 MPPT del Inversor:**Primer MPPT: (20 und)**

- Paneles en Serie: 10
- Paneles en Paralelo: 2

Segundo MPPT: (20 und)

- Paneles en Serie: 10
- Paneles en Paralelo: 2

Tercer MPPT: (20 und)

- Paneles en Serie: 10
- Paneles en Paralelo: 2

Cuarto MPPT: (20 und)

- Paneles en Serie: 10
- Paneles en Paralelo: 2

Quinto MPPT: (20 und)

- Paneles en Serie: 10
- Paneles en Paralelo: 2

Sexto MPPT: (20 und)

- Paneles en Serie: 10
- Paneles en Paralelo: 2

III. Orientación de los paneles

En este ítem, se calculó el Angulo azimutal (α) (Ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal del meridiano del lugar y la normal a la superficie del módulo).

Los valores típicos son:

- 0° , para módulos que apuntaran hacia el norte.
- 180° , para módulos que apuntaran hacia el sur.
- -90° , para módulos que apuntaran hacia el este.
- $+90^\circ$, para módulos que apuntaran hacia el oeste.

Como el sistema de generación es un sistema on grid, se utilizó un (α), que produzca una máxima generación de energía a lo largo del año ($\alpha=0$), es decir los paneles apuntaran al norte geográfico, ya que de esta manera el panel captara la mayor cantidad de radiación solar.

IV. Inclinación de los Paneles

El cálculo del ángulo de inclinación de los paneles solares se realizó, considerando que la radiación tiene que estar perpendicularmente al panel, en el mayor tiempo del año, con la finalidad de que la instalación sea eficiente.

Por ello, la inclinación (β) de los paneles se calculó con la siguiente formula:

$$\beta \text{ optimo} = 3,7 + 0,69 \times \Phi$$

- Φ : Latitud del lugar de instalación
- β : Inclinación del panel

Donde:

- Latitud: -11.76179°

$$\beta = 3.7 + 0.69 \times (11.76179)$$

$$\beta = 11.8156^\circ$$

Este ángulo 11.8156° , se obtiene con estructuras fijas ancladas a la superficie, considerando que este ángulo de inclinación será el ángulo óptimo.

V. Distancia entre paneles

También se calculó la distancia de separación óptima entre paneles, esto debido a que la proximidad entre ellos hubiera provocado que en determinados momentos del día se generen sombras entre ellos; en caso contrario si se mantiene una distancia mayor a la óptima, se estaría desperdiciando espacio para la instalación de otros paneles, en caso se requiera ampliar la potencia de generación fotovoltaica.

Es por ello, que el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), recomienda la siguiente separación o distancia mínimas entre paneles (d); ver figura 25.

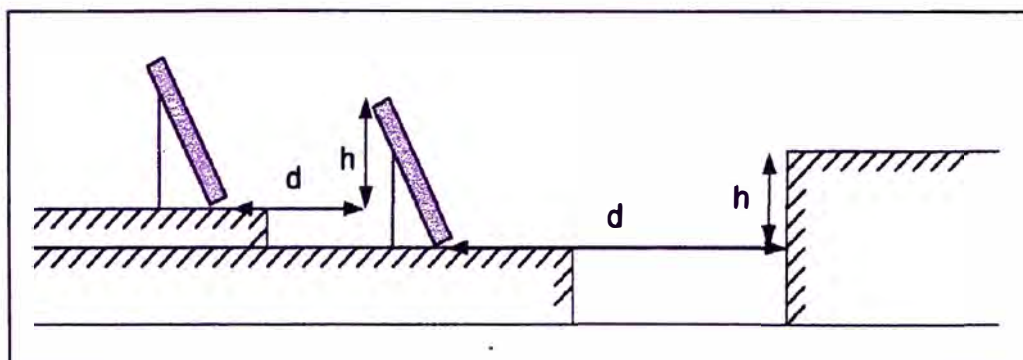
$$d = h * k$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - |\text{latitud}|)}$$

Donde:

- d : Distancia mínima
- k : Factor adimensional

Figura 25. Distancia óptima de paneles



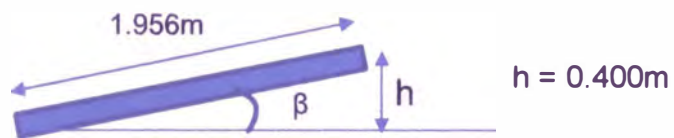
Fuente: Elaboración propia

Entonces aplicando la formula a nuestro diseño:

Datos:

Dimensiones del panel fotovoltaico (Según ficha técnica)

- Ancho= 1310mm
- Alto: 1956mm
- Espesor: 45mm



Para hallar k, reemplazamos la latitud en la formula y obtenemos

$$k = 0.862$$

Por último, hallamos d:

$$d = 0.4 * 0.862 = 0.344 \text{ m}$$

Entonces la distancia óptima entre paneles fue de 0.344m.

5.2.1.2 Dimensionamiento del inversor

El inversor correcto para nuestra instalación cumple con las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas de España (IDEA), ya que en el Perú este pliego está en desarrollo.

Según esto, se calculó las tensiones y corrientes máximas y mínimas de la salida del generador, considerando las temperaturas máximas ($T^{\circ}\text{max}$) y temperaturas mínimas ($T^{\circ}\text{min}$) del lugar.

Para ello se tuvo que corregir las tensiones y corrientes, ya que están en función de las condiciones estándares (STC), las cuales difieren de las condiciones reales de temperatura y radiación.

I. Corrección de los parámetros Eléctricos al ingreso del Inversor

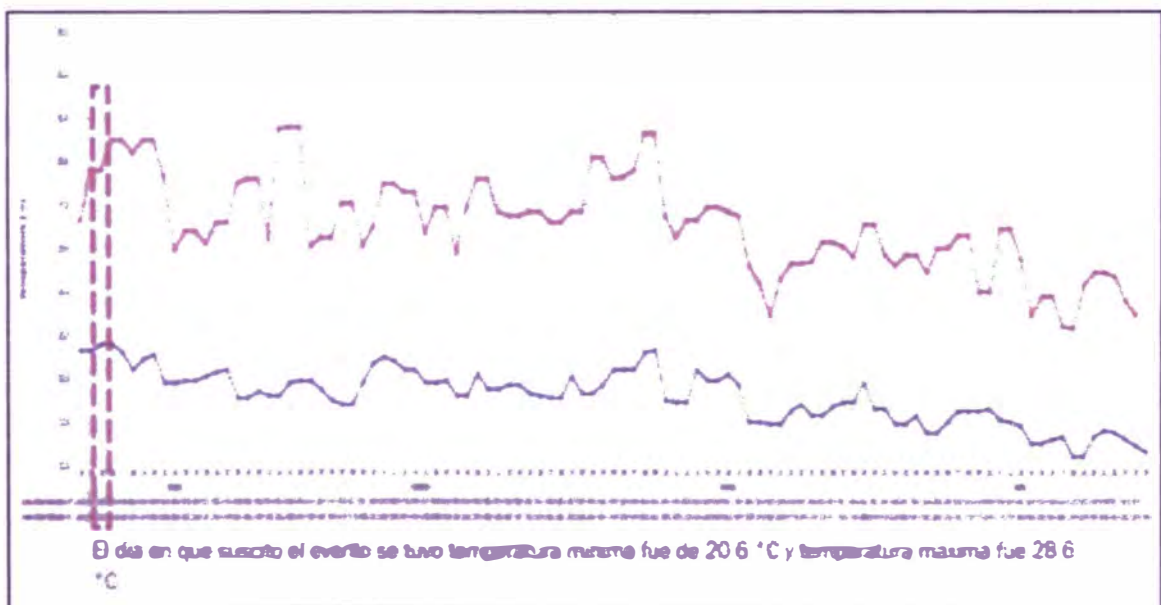
a. Temperatura de Ambiente (Ta)

Sabemos que la temperatura máxima y mínima de ambiente en el lugar de instalación es:

- Temperatura mínima: 20.6 °C (invierno)
- Temperatura máxima: 28.6 °C (verano)

Según datos registrados en la Estación meteorológica Antonio Raimondi – Ancón Lima, los cuales se aprecian en la figura 26.

Figura 26. Temperaturas máximas y mínimas registradas en el distrito de Ancón



Fuente: Estación meteorológica Antonio Raimondi – Ancón Lima

b. Temperatura de la Celda Fotovoltaica (Tp):

- Temperatura de celda fotovoltaico en las condiciones de verano (Ta=28.6 °C)

$$T_p = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20)}{800} * I$$

$$T_p = 28.6 + \frac{(45 - 20)}{800} * 1000$$

$$T_p = 59.85^\circ \text{C}$$

II. Corrección de la Tensión a circuito abierto del sistema (Voc) en condiciones de T°max de ambiente:

$$V_{oc}(X^{\circ}C) = V_{oc}(25^{\circ}C) + \Delta T * \Delta V_{oc}(T)$$

$$V_{oc}(59.85^{\circ}C) = 59.01 + (59.85 - 25) * -0.330$$

$$V_{oc}(59.85^{\circ}C) = 47.51 V$$

$$V_{oc}(59.85^{\circ}C)_{sist} = 47.51 V * 10$$

$$V_{oc}(59.85^{\circ}C)_{sist} = 475.10 V$$

III. Corrección de la Corriente de Corto Circuito del sistema (Isc) en condiciones de T°max de ambiente:

$$I_{sc}(x^{\circ}c) = I_{sc}(25^{\circ}C) + \Delta T * \Delta I_{sc}(T)$$

$$I_{sc}(59.85^{\circ}c) = 10.87 + (59.85 - 25) * (0.058)$$

$$I_{sc}(59.85^{\circ}c) = 12.89 A$$

$$I_{sc}(59.85^{\circ}c)_{sist} = 12.89A * 2$$

$$I_{sc}(59.85^{\circ}c)_{sist} = 25.78 A$$

IV. Corrección de la Tensión a circuito abierto del sistema (Voc) en condiciones de T°min de ambiente.

$$V_{oc}(X^{\circ}C) = V_{oc}(25^{\circ}C) + \Delta T * \Delta V_{oc}(T)$$

$$V_{oc}(20.6^{\circ}C) = 59.01 + (20.6 - 25) * -0.330$$

$$V_{oc}(20.6^{\circ}C) = 60.46V$$

$$V_{oc}(20.6^{\circ}C)_{sist} = 60.46 V * 10$$

$$V_{oc}(20.6^{\circ}C)_{sist} = 604.6 V$$

V. Corrección de la Corriente de Corto Circuito del sistema (Isc) en condiciones de T°min de ambiente:

$$I_{sc}(x^{\circ}c) = I_{sc}(25^{\circ}C) + \Delta T * \Delta I_{sc}(T)$$

$$I_{sc}(20.6^{\circ}\text{C}) = 10.87 + (20.6 - 25) * (0.058)$$

$$I_{sc}(20.6^{\circ}\text{c}) = 10.61$$

$$I_{sc}(20.6^{\circ}\text{c})_{\text{sist}} = 10.61\text{A} * 2$$

$$I_{sc}(20.6^{\circ}\text{c})_{\text{sist}} = 21.22 \text{ A}$$

VI. Potencia del sistema en condiciones de T°max de ambiente:

Potencia del Panel =500W

$$\text{Pot} (x^{\circ}\text{c}) = \text{Pot} (25^{\circ}\text{C}) + \Delta T * \Delta \text{Pot} (T)$$

$$\text{Pot} (59.85^{\circ}\text{C}) = 500 + (59.85 - 25) * (-0.41)$$

$$\text{Pot} (59.85^{\circ}\text{c}) = 485.71$$

$$\text{Pot} (59.85^{\circ}\text{c})_{\text{sist}} = 485.71 \text{ W} * 120$$

$$\text{Pot} (59.85^{\circ}\text{c})_{\text{sist}} = 58.285 \text{ kW}$$

VII. Potencia del sistema en condiciones de T°min de ambiente:

Potencia del Panel =500W

$$\text{Pot} (x^{\circ}\text{c}) = \text{Pot} (25^{\circ}\text{C}) + \Delta T * \Delta \text{Pot} (T)$$

$$\text{Pot} (20.6^{\circ}\text{C}) = 500 + (20.6 - 25) * (-0.41)$$

$$\text{Pot} (20.6^{\circ}\text{c}) = 501.80$$

$$\text{Pot} (20.6^{\circ}\text{c})_{\text{sist}} = 501.80 \text{ W} * 120$$

$$\text{Pot} (20.6^{\circ}\text{c})_{\text{sist}} = 60.216\text{kW}$$

Elección de Inversor

Resumen de los valores hallados en condiciones de máxima y mínima temperatura, para cada MPPT del Inversor, ver tabla 9.

Tabla 9. Resumen de valores corregidos de los parámetros eléctricos

Temperatura durante el año (Ta)	Potencia de los paneles	Tensión de circuito abierto (Voc)	Corriente de cortocircuito (Isc)
Máxima Temperatura (Ta=28.6°C)	58.285 kW	475.10 V	25.78 A
Mínima Temperatura (Ta=20.6°C)	60.216 kW	604.6 V	21.22 A

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, se dimensionó un inversor de la Marca SOLIS y modelo S5-GC60K de potencia 60 kW, el cual cumplen con los valores requeridos por el sistema, esto se resume en la tabla 10, y en su ficha técnica en el anexo 7.

Tabla 10. Comparación de parámetros eléctricos con los valores del sistema

Parámetros	Parámetros del inversor (Según ficha técnica)	Parámetros generados por el sistema fotovoltaico
Rango de Vco	[180 – 1000] Vco	[475.10 – 604.6]Vco
Rango de Potencia de los MPPTs	60 kW	[58.77 – 60.71] kW
Corriente Máxima (Isc)	40 A (Por MPPT)	[21.22 – 25.78]A

Fuente: Elaboración propia

5.2.1.3 Dimensionamiento del cableado

Para calcular el calibre de cable óptimo de cada tramo del conexionado, se tuvo en cuenta la capacidad máxima de corriente que transporta el cable de distribución, la cual es mayor a la corriente de diseño.

Luego se calculó la caída de tensión de cada tramo, utilizando la siguiente fórmula.

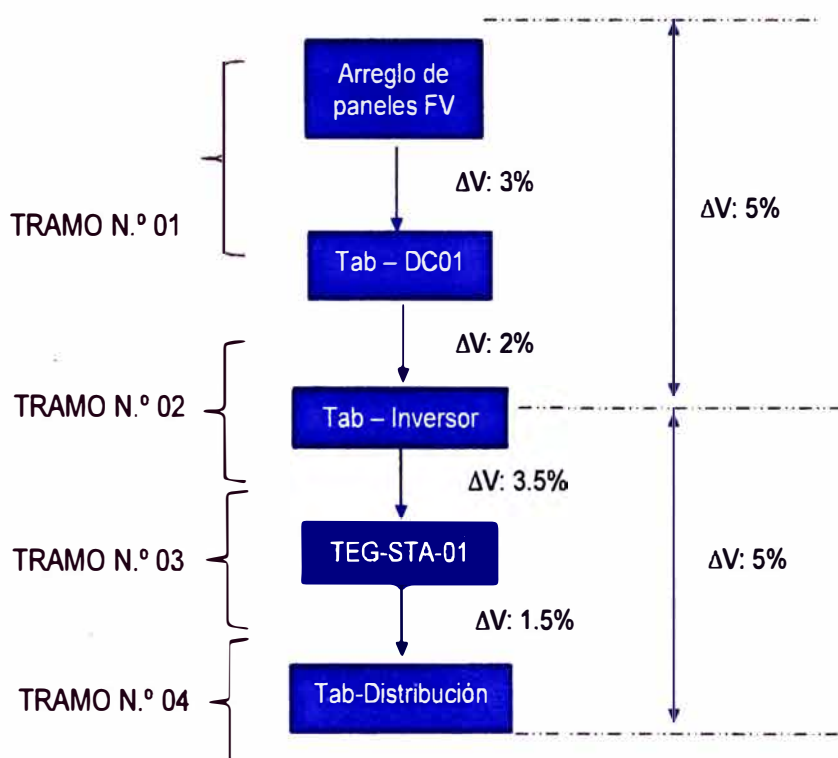
$$\Delta V = k \times I \times \frac{\rho \times L}{S}$$

- I: Corriente a transmitir por el conductor
- K: Factor que depende si el suministro es monofásico ($k=2$) o trifásico ($k=3$)
- ρ : Resistividad del conductor (En caso sea el cobre, es valor es 0.0175)
- S: Sección del conductor [mm²]
- L: Distancia recorrida por el cable en metros [m]

Según la NTCS, la caída de tensión permisible es de 5% desde la fuente de generación (Sistema fotovoltaico), hasta el punto de consumo en corriente continua (Inversor), y también desde el inversor hasta los tableros de distribución.

Por ello, para el diseño se consideró los siguientes valores de caída de tensión clasificados por tramos, tal como se muestran en la figura 27.

Figura 27. Bosquejo de caída de tensión por tramos



Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia la figura 27, el sistema fotovoltaico, tuvo 04 tramos, en los que se ha considerado particularidades técnicas, para el dimensionamiento del cableado, teniendo en consideración la capacidad de corriente máxima permisible y caída de tensión:

a) Tramo 01: Arreglo de paneles FV – Tab. DC

Este tramo comprende el cableado de 06 grupos de 02 cadenas de paneles (cada cadena de 10 paneles) hasta la caja de conexión del grupo denominado Tablero Tab. DC

Las principales características de este cableado son:

- De cada cadena saldrá dos cables, uno correspondiente al polo positivo y el otro al polo negativo.
- La máxima caída de tensión permisible es de 3%
- La corriente de cada cadena es igual a la I_{sc} del panel, la cual es 10.87 A
- El cableado que se utilizara es el TOPSOLAR PV ZZ-F, y es un cable especial para sistemas fotovoltaicos de baja tensión de 1.5 a 1 kV DC, fabricados según la norma EN 50618 y UTE C 32-502. (Ver ficha técnica en anexo 7)
- Su proceso de fabricación lo hace resistente a ser instalado a la intemperie.

Diseño por capacidad de corriente y caída de tensión

- **Por capacidad de corriente:** Los cables permisibles para $I_d = 10.87$ A, son los de sección a partir de 1.5mm^2 .
- **Por caída de tensión:** Los cables con sección necesaria, para no presentar una caída de tensión superior de 3%, se muestran en la siguiente tabla 11.

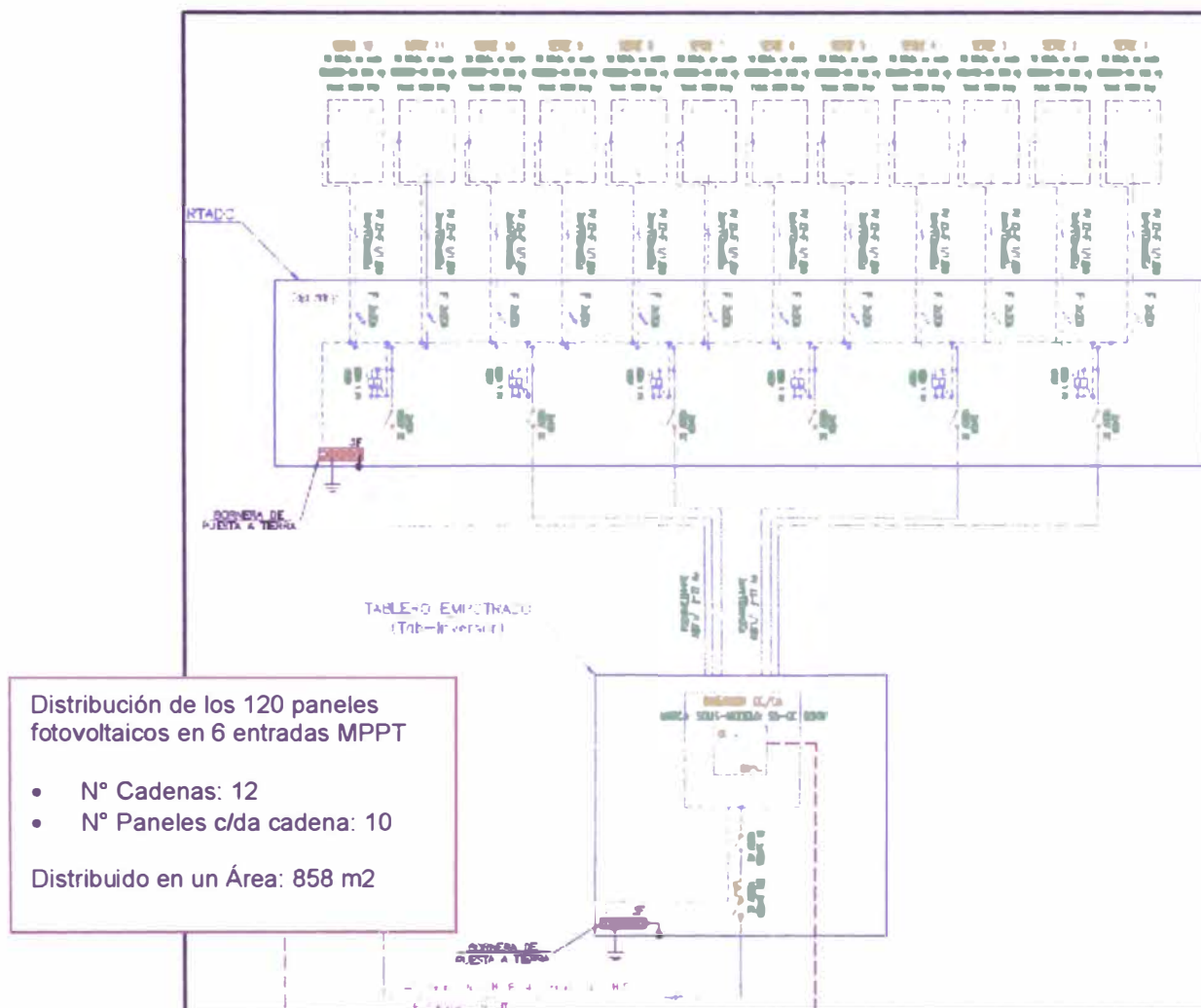
Tabla 11. Caída de tensión en el tramo de cada cadena al tablero Tab DC

Tramo	Longitud (m)	I diseño (A)	Conductor (mm ²)	ΔV Max 3 %	V
Cadena N°11 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°12 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°21 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°22 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°31 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°32 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°41 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°42 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°51 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°52 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°61 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V
Cadena N°62 - Tab DC	25	10.87	4	2.38	V

Fuente: Elaboración propia

A continuación se muestra en la figura 28 la distribución de paneles, considerando el ingreso a los 06 MPPT del inversor.

Figura 28. Plano unifilar de distribución de paneles



Fuente: Elaboración propia

b) Tramo 02: Tab. DC – Tab. Inversor

- **Por capacidad de corriente:** Los cables permisibles para $I_d = 21.74 \text{ A}$, son los de sección a partir de 2.5 mm^2 .
- **Por caída de tensión:** Los cables con sección necesaria, para no presentar una caída de tensión superior de 2%, se muestran en la siguiente tabla 12.

Tabla 12. Caída de tensión desde los Tab DC hasta el tablero del Inversor

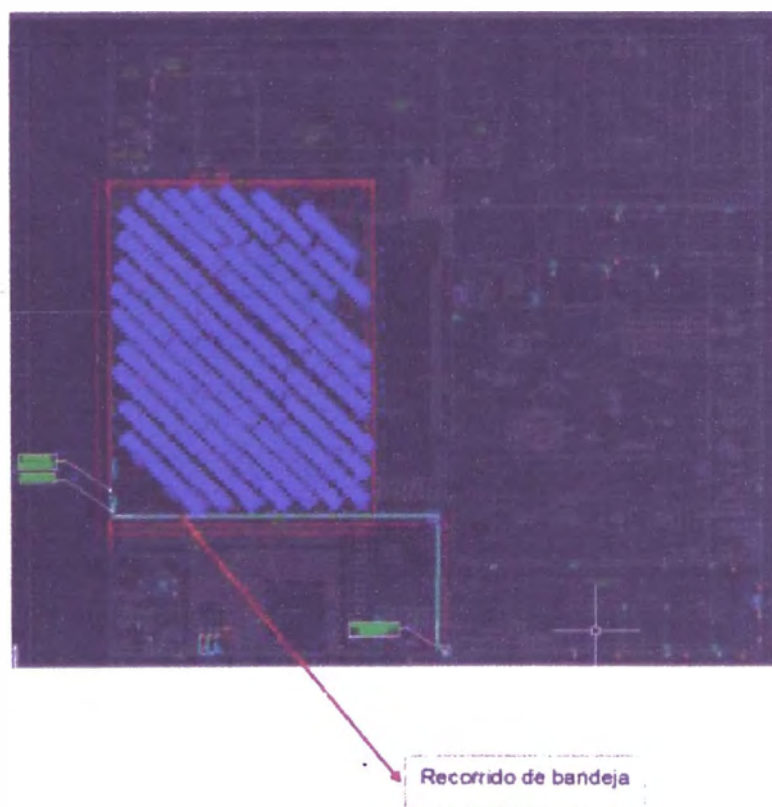
Tramo	Longitud (m)	I diseño (A)	Conductor (mm ²)	ΔV Max. 2%	V
Tab DC - Tab Inversor (MPPT-1)	10	21.74	4	1.90	V
Tab DC- Tab Inversor (MPPT-2)	10	21.74	4	1.90	V
Tab DC- Tab Inversor (MPPT-3)	10	21.74	4	1.90	V
Tab DC- Tab Inversor (MPPT-4)	10	21.74	4	1.90	V
Tab DC- Tab Inversor (MPPT-5)	10	21.74	4	1.90	V
Tab DC- Tab Inversor (MPPT-6)	10	21.74	4	1.90	V

Fuente: Elaboración propia

c) Tramo 03: Tab. Inversor – TEG STA 01

Para este tramo se utilizó cable THW-90, los cuales fueron proyectados instalarse sobre bandeja metálica, tal como se ve en la figura 29.

Figura 29. Plano de recorrido de bandeja



Fuente: Elaboración propia

- **Por capacidad de corriente:** Los cables permisibles tienen que soportar la $I_d = 119.57 \text{ A}$.
- **Por caída de tensión:** Los cables con sección necesaria, para no presentar una caída de tensión superior de 3.5%, se muestran en la siguiente tabla 13.

Tabla 13. Caída de tensión en el tramo del tablero del Inversor al tablero TEG STA

Tramo	Longitud (m)	I diseño (A)	Conductor (mm ²)	$\Delta V = \text{Máximo } 5 \%$	
Tab Inversor - TEG STA	61	100.3	50	3.71	voltios

Fuente: Elaboración propia

5.2.1.4 Dimensionamiento de la Puesta a Tierra

Se diseñó el sistema de puesta a tierra según la Norma Técnica Peruana (NTP) 370.053, la cual es aplicable para la elección de los materiales eléctricos en las instalaciones interiores para puesta a tierra.

Según esta normativa los conductores de puesta a tierra y los conductores de protección a tierra, no deben ser menor que las secciones que se muestran en la Tabla 14 y Tabla 15, respectivamente.

Tabla 14. Sección mínima de los conductores de puesta a tierra.

CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA PARA SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA	
Sección nominal del conductor mayor de la acometida o su equivalente para conductores en paralelo (mm ²)	Sección nominal del conductor de puesta a tierra (cobre) (mm ²)
35 ó menor	10
50	16
70	25
95 a 185	35
240 a 300	50
400 a 500	70
Más de 500	95

Fuente: NTP 370.053

Tabla 15. Sección mínima de los conductores de Protección

SECCIÓN MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN	
Capacidad nominal o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente	Sección nominal del conductor de protección (cable) (mm ²)
No mayor de (A)	
15	2
20	3
60	5
100	8
200	16
400	25
800	50
1000	70
1200	95
2000	120
2500	185
4000	240
6000	400

Fuente: NTP 370.053

Por lo tanto, las secciones de los cables de cada tramo calculado se muestran en la tabla 16.

Tabla 16. Sección mínima de los conductores de cables de puesta a tierra y cables de protección

Tramo	Corriente de diseño (A)	S cable (mm ²)	S cable puesta a tierra (mm ²)	S cable de protección (mm ²)
Cadena N°11 - Tab DC01	10.87	2x4	1x10	1x2
Cadena N°12 - Tab DC01	10.87	2x4		1x2
Cadena N°21 - Tab DC02	10.87	2x4		1x2
Cadena N°22 - Tab DC02	10.87	2x4		1x2
Cadena N°31 - Tab DC03	10.87	2x4		1x2
Cadena N°32 - Tab DC03	10.87	2x4		1x2
Cadena N°41 - Tab DC04	10.87	2x4		1x2
Cadena N°42 - Tab DC04	10.87	2x4		1x2
Cadena N°51 - Tab DC05	10.87	2x4		1x2
Cadena N°52 - Tab DC05	10.87	2x4		1x2
Cadena N°61 - Tab DC06	10.87	2x4		1x2
Cadena N°62 - Tab DC06	10.87	2x4		1x2
Tab DC01 - Tab Inversor	10.87	2x4		1x2
Tab DC02- Tab Inversor	10.87	2x4		1x2
Tab DC03- Tab Inversor	10.87	2x4		1x2
Tab DC04 - Tab Inversor	10.87	2x4		1x2
Tab DC05 - Tab Inversor	10.87	2x4		1x2
Tab DC06 - Tab Inversor	10.87	2x4		1x2
Tab Inversor - TEG STA	100.3	3x50		1x16

Fuente: Elaboración propia

5.2.1.5 Dimensionamiento del sistema de Protecciones

Se diseñó el sistema de protección del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta los tramos de corriente continua, alterna y corriente admisible de los conductores.

A. Protección contenida en Tablero “Tab. TDC”

En total se instaló un tablero colector, donde se recepcionarán 02 strings de 10 paneles cada uno.

El equipamiento de cada tablero fue:

- i. Fusibles
- ii. Interruptor Automático DC
- iii. Descargador de sobretensión
- iv. Barras colectoras
- v. Gabinete de tablero DC

i. Fusibles:

Se instaló fusibles para cada polaridad de las 12 cadenas de paneles solares.

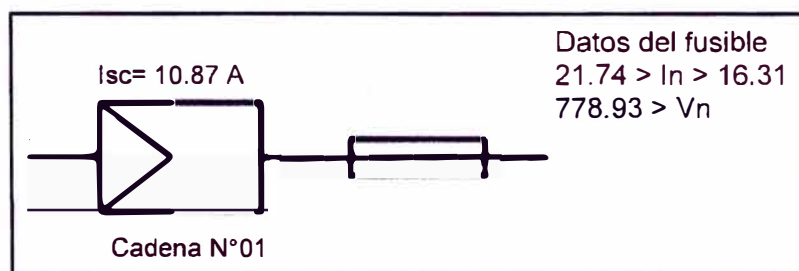
- $2 \times I_{sc} > I_n > 1.5 \times I_{sc}$

$$21.74 \text{ A} > I_n > 16.31 \text{ A} \quad (I_n: \text{Corriente de actuación del fusible})$$

- $1.2 \times V_{oc} > V_n$

$$778.93 \text{ V} > V_n \quad (V_n: \text{tensión de operación del fusible})$$

- $I_z: (\text{conductor } 4\text{mm}^2) = 45 \text{ A}$



Donde se cumple: $I_n < I_r < I_z$

Equipo seleccionado:

Fusible: Marca Bussmann Fuse de 20 A, 500V AC, 10kA

Porta fusible: Marca Ferraz Shawmut 10x38

Cantidad: 24 unidades serán instaladas en los tableros TDC.

Figura 30. Marca Bussmann Fuse de 20 A, 500V AC, 10kA



Fuente: Imagen de Google

Figura 31. Marca Ferraz Shawmut 10x38



Fuente: Imagen de Google

ii. Interruptor automático DC:

En la caja colectora, también se instaló un interruptor automático con relé termo magnético, considerando la capacidad de dicho interruptor (I_r) de 1.3 la corriente nominal del arreglo fotovoltaico (I_n).

- $I_n = 2 \times 10.87 \text{ A} = 21.74 \text{ A}$
- $V_n = 10 \times 59.01 \text{ V} = 590.1 \text{ V}$
- $I_r = 1.3 \times I_n = 1.3 \times (21.74 \text{ A}) = 28.26 \text{ A}$
- $V_{\text{interruptor}} = 1.2 \times 590.1 \text{ V} = 708.12 \text{ V}$
- $I_z \text{ (conductor } 4\text{mm}^2) = 45 \text{ A}$

Donde se cumple: $I_n < I_r < I_z$, por lo tanto, $I_r = 40 \text{ A}$

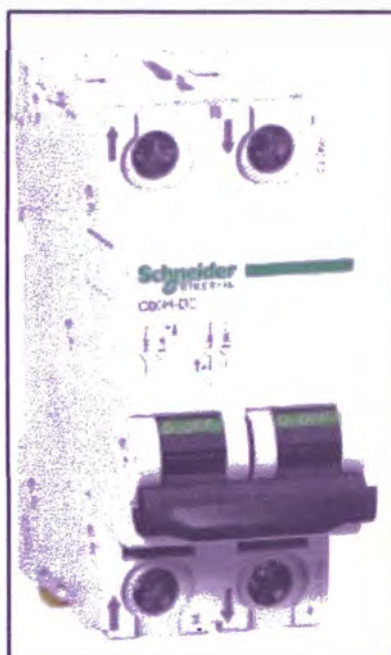
Equipo seleccionado:

Interruptor automático: Interruptor Termo magnético DC Acti9 C60H 2P 40 A Curva

C.

Cantidad: 06 unidades

Figura 32. Marca SCHNEIDER Modelo Acti 9 C60H-DC



Fuente: Imagen de Google

iii. Descargador de sobretensiones

Para protección contra los efectos de las sobretensiones, se instaló un varistor o descargador de sobretensión de clase II, el cual es un equipo ideal contra sobretensiones indirectas de descargas atmosféricas que se originan a gran distancia de la instalación.

Por tanto, se eligió un descargador con tensión superior a la tensión que produce el sistema fotovoltaico en circuito abierto (V_{oc}).

$$V_{\text{varistor}} > 590.1 \text{ V}$$

Equipo seleccionado:

Descargador de Sobretensiones: Marca Solar 1000V MD BF3-40

Cantidad: 06 unidades

Figura 33. Marca FEEO Modelo FPVM-250 A



Fuente: Imagen de Google

iv. Barra colectora de cobre:

Se instaló barras de cobre de dimensión 12 x 2 mm, las cuales tienen una capacidad de corriente admisible de 123 A, esto se aprecia en la tabla de la figura 34.

Figura 34. Tabla de dimensiones de barra de cobre

Temperatura ambiente: 35 °C + Temperatura final barras: 65 °C + Conductividad 56 W/m														$\Omega \cdot \text{mm}^{-1}$ ($\rho = 0.0173 \Omega \cdot \text{mm}^{-1} \cdot \text{m}$)							
Ancho x Espesor	Corriente alterna hasta 60 Hz								Corriente continua y alterna 16 2/3 Hz								CARACTERÍSTICAS ESTÁTICAS				
	Pintado				Brillante				Pintado				Brillante				16 A		25 A		
	Número Barras		Número Barras		Número Barras		Número Barras		Número Barras		Número Barras		Número Barras		I_{ca}	I_{cc}	I_{ca}	I_{cc}	$R_{\theta ja}$	$R_{\theta jc}$	
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	ca	cc	ca	cc	ca	cc
12 x 2	123	201	228		123	212	246	123	202	233		108	182	228		0.0208	0.0402	0.348	0.000000	0.000000	0.0577
15 x 2	148	240	267		128	212	247	148	240	267		128	212	252		0.0563	0.0750	0.433	0.00100	0.0100	0.0577
15 x 3	187	316	389		162	282	361	187	316	387		162	282	365		0.0844	0.113	0.60338	0.0225	0.0266	0.2066
20 x 2	189	302	313		162	284	298	189	302	321		162	286	305		0.132	0.133	0.80133	0.0133	0.0577	0.0577
20 x 3	237	394	454		204	348	431	237	394	463		204	348	437		0.206	0.200	0.50452	0.0300	0.0866	0.0866
20 x 5	379	568	728		274	500	600	320	562	729		274	532	687		0.333	0.333	0.40300	0.0633	0.1440	0.1440
20 x 10	697	924	1320		427	625	1180	499	932	1300		428	632	1210		0.667	0.667	0.16700	0.3330	0.2890	0.2890
25 x 3	287	478	525		245	412	498	287	470	536		245	414	506		0.397	0.373	0.00560	0.0375	0.0866	0.0866
25 x 5	384	662	869		327	536	795	384	664	841		327	530	794		0.651	0.521	0.02580	0.1040	0.1440	0.1440
30 x 3	337	544	593		285	476	564	337	546	608		286	478	575		0.675	0.450	0.00675	0.0450	0.0866	0.0866
30 x 5	447	708	944		379	672	896	448	766	950		380	676	897		1.135	0.750	0.066	0.05100	0.1250	0.1440
30 x 10	676	1280	1670		573	1060	1480	683	1238	1620		579	1080	1520		2.250	1.500	0.02500	0.5000	0.2890	0.2890
40 x 3	435	692	725		366	600	690	436	696	748		367	604	708		1.60	0.800	0.00900	0.0600	0.0866	0.0866
40 x 5	573	952	1140		482	836	1080	576	966	1160		484	840	1108		2.67	1.300	0.15	0.04170	0.1670	0.1440
40 x 10	859	1470	2080	2580	715	1290	1770	2280	865	1530	2000	728	1350	1880		5.33	2.670	0.33300	0.6670	0.2890	0.2890

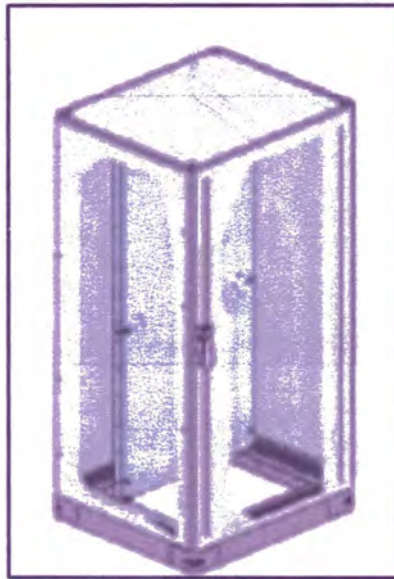
Fuente: Imagen de Google

Cantidad: 12 barras colectoras de dimensión 12 x 2 mm², con longitud de 100 mm de longitud, distribuidas en el tablero TDC.

v. Gabinete de tablero DC:

Se instaló un gabinete metálico de IP65, fabricado según la norma IEC62208-2011, con dimensiones 2100 x 600 x 600 mm, del tipo auto soportado (Ver figura 35)

Figura 35. Gabinete metálico de dimensión 200 x 200 x 150 mm



Fuente: Elaboración propia

B. Protección contenida en Tablero “Tab – Inversor”

El sistema de protección en la etapa de corriente alterna se diseñó teniendo en cuenta los siguientes componentes.

- i. Interruptor automático AC
- ii. Interruptor diferencial AC
- iii. Gabinete de tablero AC

i. Interruptor automático AC:

En el tablero del inversor se instaló un interruptor automático con relé termo magnético, considerando la capacidad de dicho interruptor (I_r) de 1.3 la corriente nominal del arreglo fotovoltaico (I_n).

Potencia del inversor = 60KW (Trifásico)

$I_n = 100.3 \text{ A}$ (Según ficha técnica)

- $I_r = 1.3 \times I_n = 1.3 \times (100.3 \text{ A}) = 130.39 \text{ A}$
- $V_{\text{interruptor}} = 1.2 \times 220 \text{ V} = 264 \text{ V}$
- $I_Z (\text{conductor } 50\text{mm}^2) = 245 \text{ A}$

Donde se cumple: $I_n < I_r < I_z$, para el valor de $I_r = 150 \text{ A}$

Equipo seleccionado:

Interrupor automático: Caja moldeada Modelo NSX160H A, 150 A/690V (ver figura 36)

Cantidad: 01 Unidad

Figura 36. Caja moldeada Modelo NSX160H A, 150 A/690V



Fuente: Imagen de Google

ii. Interrupor diferencial AC:

En el tablero del inversor se instaló un interruptor diferencial considerando la misma capacidad del Interrupor termo magnético y del tipo CA. (Ver figura 37)

$$150 \text{ A} < I_D$$

$$I_D = 150 \text{ A}, 300\text{ma}$$

Figura 37 Interruptor diferencial AC

Fuente: Imagen de Google

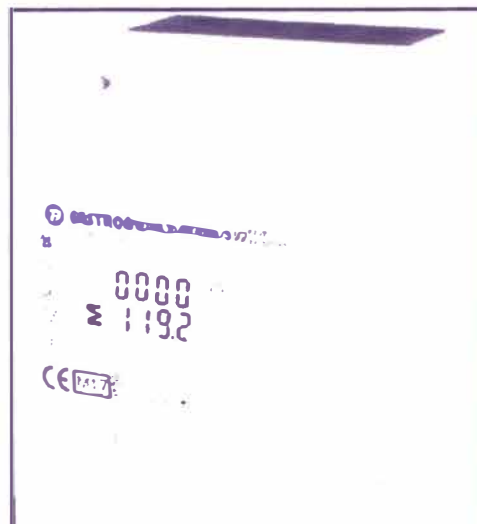
Marca: F204AC-150/0.3

Cantidad: 01 Und.

5.2.1.6 Dimensionamiento del sistema de medición

Se calculó un medidor bidireccional, capaz de gestionar la energía que el sistema fotovoltaico inyecta a la red y viceversa.

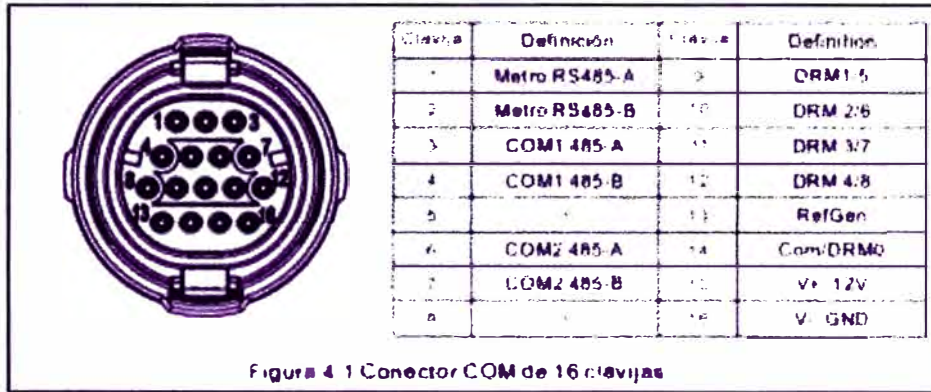
Para ello se escogió un medidor de la marca Eastron, modelo SDM 630 con transformadores toroides, tal como se aprecia en la figura 38 y cuya ficha técnica se encuentra en el anexo 8.

Figura 38. Smart Meter

Fuente: Imagen de Google

Este tipo de medidores son compatibles con estos inversores a través de un puerto COM de 16 clavijas, tal como se muestra en la figura 39.

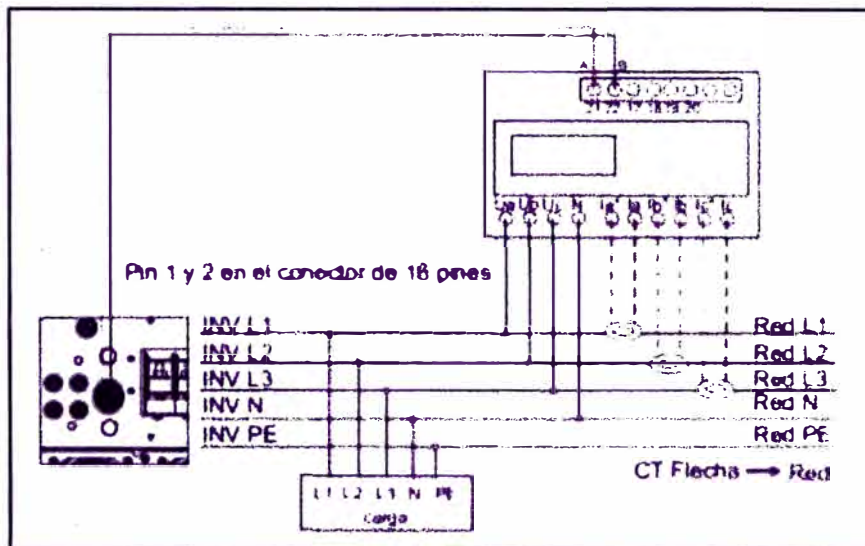
Figura 39. Conector COM de 16 clavijas



Fuente: Imagen de ficha técnica de inversor

El tipo de conexión que se instaló el medidor es con transformadores de corriente externos tipo núcleo abierto, conectado en la línea de la red eléctrica, tal como se aprecia en la figura 40.

Figura 40. Conexión de medidor a la red



Fuente: Imagen de ficha técnica de inversor

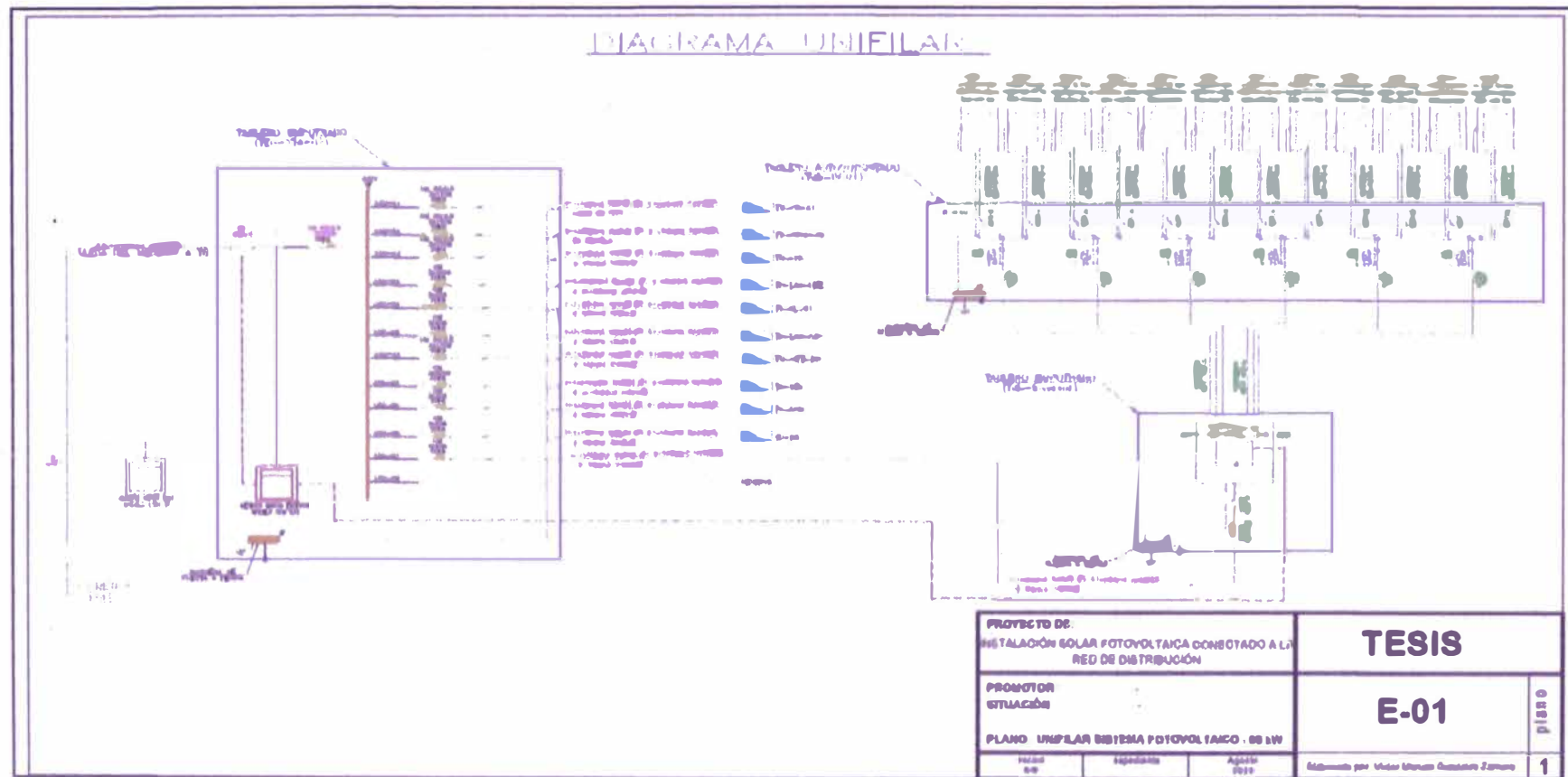
Equipo seleccionado:

Medidor: Smart Meter Multifunción marca EASTRON, modelo SDM 630 MCT con 03 transformadores de corriente tipo núcleo partido de 500/5 clase 1.

5.2.1.7 Plano Eléctrico del Sistema Fotovoltaico.

El diseño efectuado se plasma en el plano eléctrico de la figura 41

Figura 41. Plano Eléctrico del sistema fotovoltaico on grid



Fuente: Imagen de Google

5.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

5.3.1 Energía Anual Generada por la Instalación Fotovoltaica Conectada a Red

El cálculo de la energía generada del sistema fotovoltaico se realizará con el software Pvsyst, y para ello se definió primeramente las pérdidas del sistema, para posteriormente presentar la energía generada anual total.

5.3.1.1 Pérdidas energéticas

La energía eléctrica que el sistema fotovoltaico generó es menor a la energía solar que incide en los paneles, esto debido a las mermas de energía presentes en el proceso de transformación de energía radiante a energía eléctrica.

Es por ello por lo que, para temas de diseño, las pérdidas serán representadas por un factor de rendimiento energético llamado Performance Ratio (PR), y será calculado por el software Pv syst, el cual tendrá en cuenta los siguientes tipos de pérdidas que estuvieron presentes el diseño.

- **Pérdidas por incumplimiento de potencia nominal (n_{PN}):**

Es la pérdida de energía de cada módulo, y depende de la característica de fabricación. En este caso, el Pvsyst, tomo la cuarta parte del 1%, según ficha técnica del módulo.

Pérdida de eficiencia de módulos: -0.25%

- **Pérdidas por suciedad (n_{Ps}):**

Es la pérdida provocada por las condiciones de suciedad del lugar, en el caso de nuestro estudio, se está considerando un porcentaje conservador de 3%.

- **Pérdida por degradación inducida por la luz:**

Esta pérdida se genera producto de la degradación que provoca la radiación en el material con el que se fabrica los módulos fotovoltaicos, el cual se tomó de la ficha técnica.

- **Pérdidas por desajuste de modulo:**

Es la pérdida de la potencia, que se produce debido a que no todos los módulos inyectan la misma corriente y tensión al sistema, es por ello por lo que estadísticamente el software genera un promedio de pérdida de 2%, cuando el módulo trabaja en MPP (Punto de Máxima Potencia).

- **Pérdidas por desajuste de voltaje de cadenas:**

Es la pérdida que se produce por el desajuste de voltaje de las cadenas, provocando una pérdida de energía, pero debido a que en el diseño se están utilizando módulos de las mismas características entre ellos (marca y modelo), el software asumirá el 0.1% de pérdida.

- **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado (n_{ohm}):**

Estas pérdidas se producen debido a la energía disipada por la resistencia del cableado, las cuales se producen debido a la transmisión de energía desde la generación en manera continua hasta el punto de carga de manera alterna.

- **Pérdidas por temperatura (n_{temp}):**

Producto del calor concentrado en los módulos, debido a la ventilación característica de las instalaciones a la intemperie, se escogió un factor de pérdida térmica de 15 W/m²K

- **Pérdidas IAM:**

Son las pérdidas producidas por el ángulo de incidencia de la energía solar sobre el módulo fotovoltaico, el cual según el software tendrá el valor promedio de 1.526.

- **Pérdidas auxiliares:**

Son las pérdidas generadas por las cargas auxiliares como son los ventiladores y el consumo de energía del propio inversor producto de estar encendido en las noches o cuando este en estado de reposo.

- **Pérdidas por envejecimiento:**

Estas pérdidas se originan por el deterioro de los paneles solares, el cual aumenta con el paso de los años. Este porcentaje de deterioro se escogió de la ficha técnica de los módulos.

- **Pérdidas por indisponibilidad:**

Es la pérdida que se produce debido al tiempo de inactividad del sistema fotovoltaico, en nuestro diseño tomaremos el porcentaje de 1%, tiempo suficiente, para realizar el mantenimiento periódico de la instalación.

Los valores escogidos de cada pérdida se muestran a la figura 42.

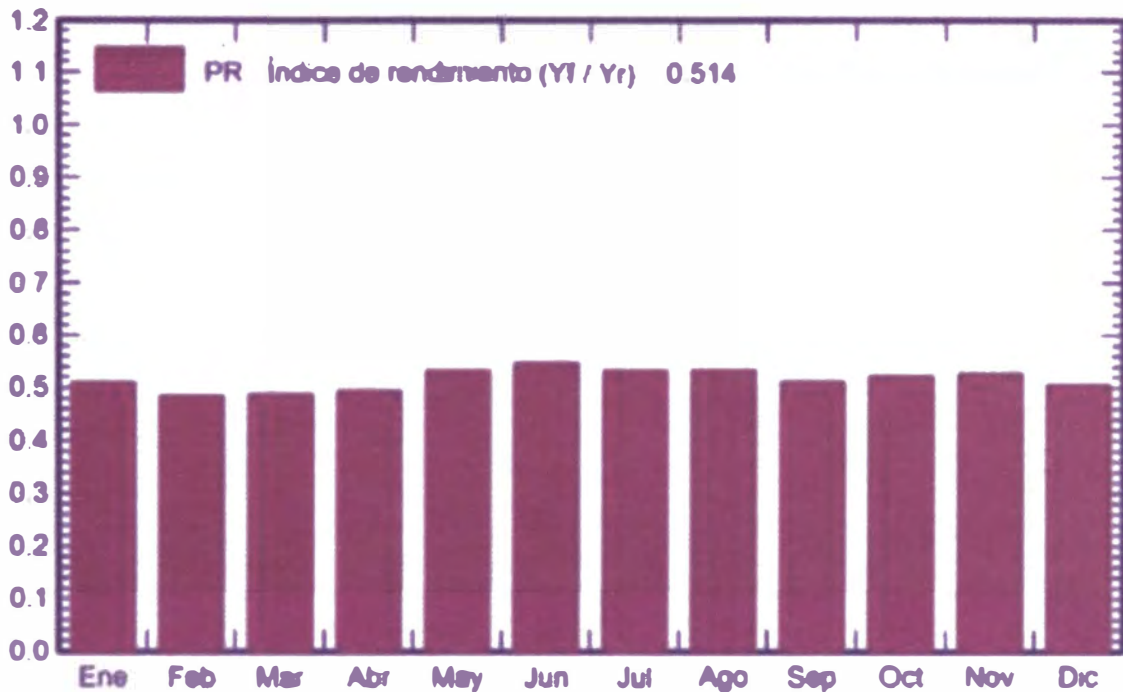
Figura 42. Resumen de perdidas utilizando software PVsyst

Pérdidas de sujeción del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC				
Frac. de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiación	20.0 °K	Res. conjunto global	58 mΩ			
		U _{c (frontal)}	0.0 W/m ² /m/s	Frac. de pérdida	1.5 % en STC			
Pérdida diodos serie		LID - Degradación inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo				
Caída de tensión	0.7 V	Frac. de pérdida	3.0 %	Frac. de pérdida	-0.2 %			
Frac. de pérdida	0.1 % en STC							
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas		Módulo de degradación media				
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %	Año n°	75			
				Factor de pérdida	0.72 %/año			
				Desajuste debido a la degradación				
				Desajuste Imp RMS	0.4 %/año			
				Desajuste Vmp RMS	0.4 %/año			
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM) - Modelo de Fresnel, n = 1.026								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.882	0.778	0.638	0.403	0.200
Corrección espectral								
Modelo FraiSolar								
Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa								
Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0.8914	-0.0208	-0.005653	0.12029	0.026814	0.001781		
Pérdidas del sistema.								
Indisponibilidad del sistema		Pérdidas auxiliares						
Frac. de tiempo	1.0 %	Consumo (ventiladores)	220 W					
	3.7 días,	0.0 W del umbral de potencia						
	3 periodos	Consumo sin nocturno	600 W					

Fuente: Elaboración propia

El valor de PR es 0.514, tal como se aprecia en la figura 43.

Figura 43. Índice de rendimiento del sistema (PR), utilizando software Pvsyst



Fuente: Elaboración propia

5.3.1.2 Cálculo de la energía anual.

La Energía Anual (EAC), se calculó teniendo en cuenta la siguiente formula:

$$EAC = PPMP \times \frac{G_{daeff}}{G'} \times F_s \times PR$$

Donde:

- PPMP: Potencia Nominal o potencia máxima que entrega el generador en condiciones de temperatura de 25°C y 1000 W/m².

$$PPMP = 120 \text{ módulos} \times 500W = 60.0 \text{ Kw}$$

- G_{daeff}: Irradiación anual efectiva que incide sobre la superficie del generador, los cuales se halla de la base del software PVsyst y se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Irradiación global mensual G_{daeff}

MESES	GlobH kWh/m ²
Enero	209.7
Febrero	187.3
Marzo	211.5
Abril	184
Mayo	161
Junio	128.8
Julio	146.2
Agosto	151.1
Setiembre	157.5
Octubre	175.4
Noviembre	177.3
Diciembre	196.9
Total	2086.7

Fuente: Software PVsyst

- Fs: Factor de seguridad que considera las pérdidas por orientación e inclinación (Fs=1).
- PR: Factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a la conversión DC/AC. (PR=0.514)

Con estas consideraciones se calculó el EAC:

$$EAC = 60.0 \times \frac{2086.7}{1} \times 1 \times 0.574$$

$$EAC = 71865.948 \text{ kWh}$$

5.2.3.3 Estudio Energético en Pvsyst

Según el diseño en el software de Pvsyst el estudio energético se resume en la tabla 19, y gráficamente se puede visualizar en la figura 44.

Tabla 18 Resultados de energía generada por el sistema fotovoltaico

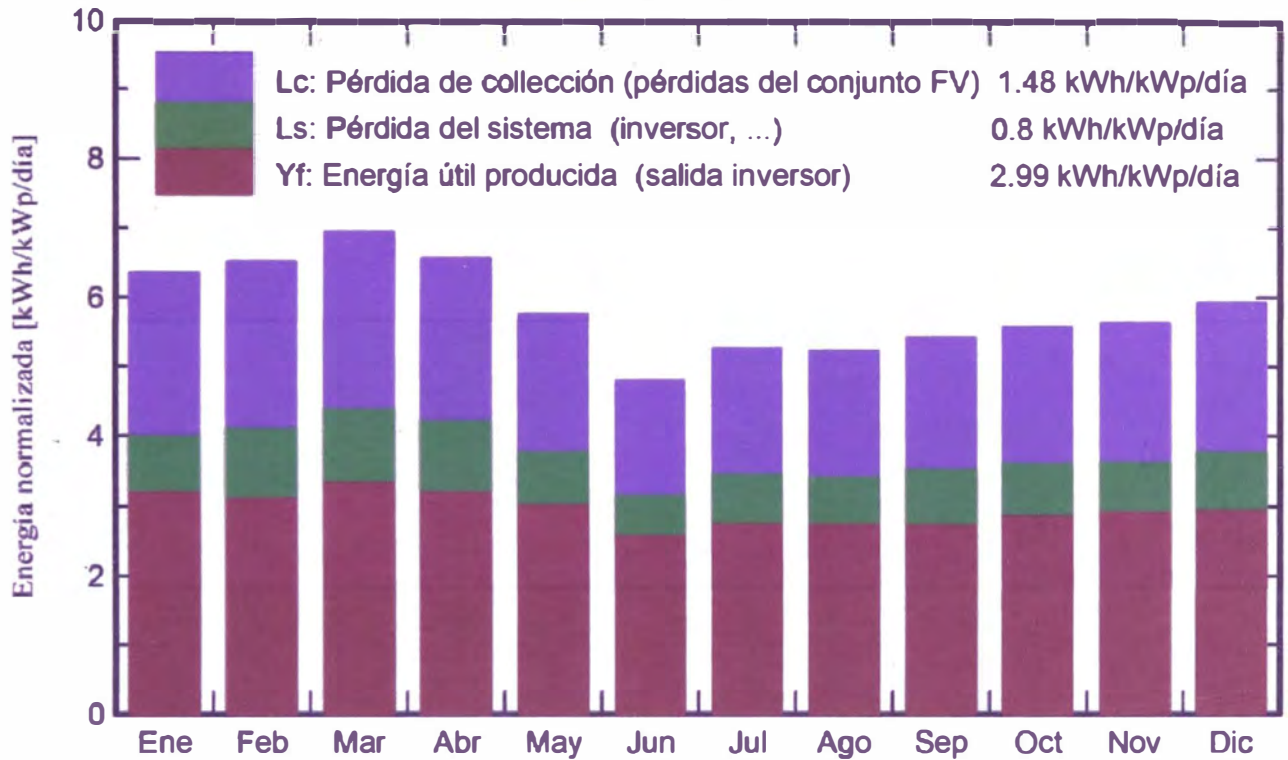
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	EUnused MWh	EFrGrid MWh
Enero	209.7	78.51	22.63	197.0	184.2	7.519	10.81	6.025	1.074	4.786
Febrero	187.3	78.62	23.39	182.6	171.6	6.964	9.58	5.306	1.273	4.269
Marzo	211.5	72.36	22.74	215.4	203.3	8.240	10.57	6.292	1.515	4.275
Abril	184.0	61.02	20.40	196.9	186.0	7.663	10.15	5.832	1.413	4.322
Mayo	161.0	57.03	18.72	178.7	168.8	7.078	10.81	5.705	0.759	5.106
Junio	128.8	59.44	17.42	143.7	135.1	5.764	10.15	4.715	0.645	5.440
Julio	146.2	58.32	17.05	163.0	153.5	6.523	10.57	5.205	0.771	5.361
Agosto	151.1	71.73	16.30	161.9	151.9	6.456	10.81	5.186	0.853	5.626
Septiembre	157.5	77.51	16.21	162.5	152.4	6.449	9.91	4.996	0.843	4.914
Octubre	175.4	82.63	17.43	172.7	161.4	6.769	10.81	5.412	0.939	5.399
Noviembre	177.3	87.99	18.56	168.9	157.2	6.585	10.40	5.345	0.839	5.055
Diciembre	196.9	86.08	20.72	183.8	171.2	7.091	10.32	5.571	1.102	4.750
Año	2086.8	871.25	19.27	2127.1	1996.7	83.101	124.89	65.590	12.026	59.303

Fuente: Elaboración propia

Leyenda:

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_User: Energía suministrada al usuario
- E_Solar: Energía del sol
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- EFrGrid: Energía de la red

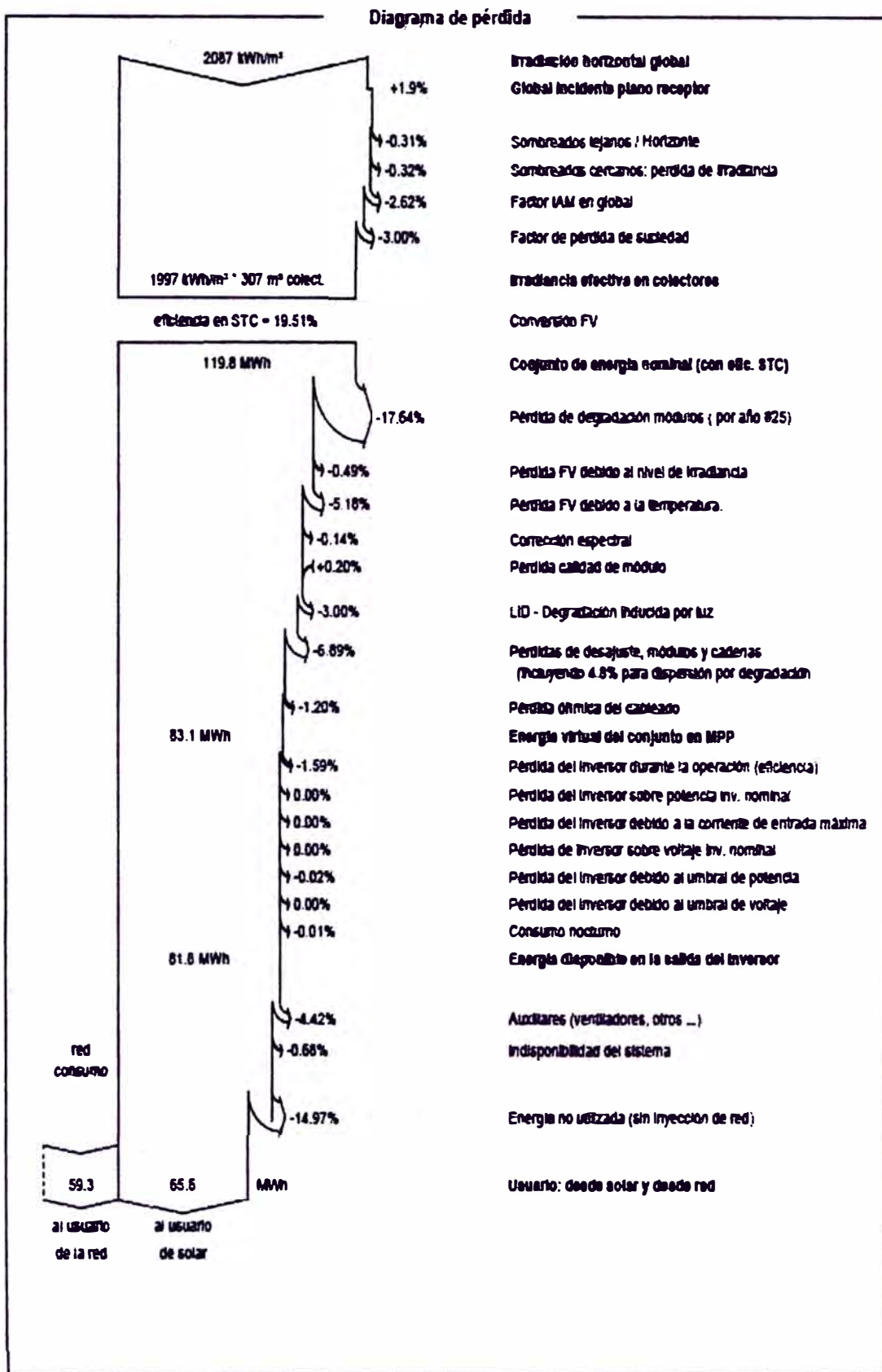
Figura 44. Producción normalizada por kWp instalado, utilizando software Pv syst



Fuente: Elaboración propia

De la misma manera, el software nos brinda la energía efectiva anual que el sistema fotovoltaico brinda considerando las pérdidas en el sistema, lo cual se muestra en la figura 45.

Figura 45 Diagrama de pérdidas y generación de energía



Fuente: Elaboración propia

5.3.3 Estudio de la Rentabilidad de la Instalación Fotovoltaica Conectada a la Red.

En este apartado se realizó el análisis económico del sistema fotovoltaico implementado, para reducir los gastos de energía de la empresa, por lo que se calculó los siguientes indicadores financieros.

- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tiempo de recuperación de la inversión (PAYBACK)
- Coste nivelado de energía (LCOE)

a. Presupuesto del Sistema Fotovoltaico On Grid

EL sistema fotovoltaico, al estar compuesto por activos fijos, tiene asociado un gasto, que en el presente trabajo se le denominara gastos de capital, inversión o CAPEX (Capital Expenditures).

Y debido a que el sistema fotovoltaico operara por un periodo de tiempo, se considera un gasto debido a las operaciones y servicios, el cual se denomina OPEX (Operational Expenditure),

Esto se muestra en la tabla 19.

Tabla 19. Presupuesto del sistema fotovoltaico on grid

PRESUPUESTO - CAPEX				
EQUIPOS Y MATERIALES	Cantidad	Unidades	Precio Unitarios	Precio Totales
Panel Solar Marca: Bluesun, Modelo: BSMS00M-96	120	und	S/ 800.00	S/ 96,000.00
Inversor Marca: SOLIS, Modelo: S5-GC60K	1	und	S/ 15,000.00	S/ 15,000.00
Fusible, Marca: Bussmann Fuse de 20 A, 500V AC, 10kA	24	und	S/ 6.67	S/ 160.08
Porta fusible, Marca: Ferraz Shawmut 10x38	24	und	S/ 33.95	S/ 814.80
Interruptor Termomagnético, Marca: Schneider DC Acti9 C60H 2P 40 A Curva C	6	und	S/ 416.00	S/ 2,496.00
Medidor Inteligente, Marca: Eastron, modelo SDM 630	1	und	S/ 2,096.00	S/ 2,096.00
Tranformador Corriente, Marca: ABB, Modelo: CTMAX500, 500/5A, clase 0,5, 6 VA, IP30	3	und	S/ 169.00	S/ 507.00
Descargador de Sobretensiones, Marca: Solar 1000V MD BF3-40	6	und	S/ 275.57	S/ 1,653.42
Interruptor termomagnetico Marca: Schneider, Caja moldeada Modelo NSX160H A, 150 A/690V	2	und	S/ 2,639.00	S/ 5,278.00
Interruptor diferencial para RIEL DIN FH 200 - AC	1	und	S/ 1,500.00	S/ 1,500.00
Gabinete metalico de Dimensión 2100 x 600 x 600 mm, del tipo autosoportado, Marca: ABB	1	und	S/ 8,600.00	S/ 8,600.00
Gabinete metalico IP66, 800 x 600 x 300 mm, Marca: Schneider	1	und	S/ 1,205.00	S/ 1,205.00
Cable Marca: TOPSOLAR PV ZZ_F x 4mm2	450	m	S/ 2.00	S/ 900.00
Cable NH-80, Marca: INDECO x 50 mm2	90	m	S/ 25.00	S/ 2,250.00
Estructura soporte de hierro galvanizado	120	und	S/ 200.00	S/ 24,000.00
Barras de cobre	1	und	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00
Terminales a compresión	12	und	S/ 8.00	S/ 96.00
Puesta a tierra	1	und	S/ 3,500.00	S/ 3,500.00
Ferreteria general	1	glb	S/ 1,500.00	S/ 1,500.00
CONECTOR MC4, HEMBRA, MACHO, DE 1.5 mm2 MONTAJE EN PANEL 17 A, 1 KV DC	12	und	S/ 35.00	S/ 420.00
ADICIONALES	Cantidad	Unidades	Precio Unitarios	Precio Totales
Montaje Electromecino	1	glb	S/ 4,500.00	S/ 4,500.00
Transporte	1	glb	S/ 500.00	S/ 500.00
			Total	S/ 174,176.30
			I.G.V	S/ 31,351.73
			Monto Total	S/ 205,528.03

Fuente: Elaboración propia

b. Flujo de Caja

El flujo de caja se realizó teniendo en cuenta los egreso e ingresos detallados a continuación:

Egresos:

- CAPEX, la cual se presentó como los gastos realizados en el presupuesto.
- OPEX, se considera el 1.5% del CAPEX.
- Mantenimiento (Limpieza), se considera una ratio de 11.55 soles por kW.

Ingresos:

- Ahorro por consumo de energía FP.
- Ahorro por Potencia de Generación FP.
- Ahorro por Potencia de uso de redes de Distribución FP

A la vez se consideró un aumento en la tarifa eléctrica de 0.53% anual, según estadística reportada por OSINERGMIN, y una inflación de 5% cada cinco años, cuyo valor se obtuvo de la encuesta de Expectativas Macroeconómicas del Banco de Crédito del Perú (BCRP)

Todas estas consideraciones se detallan en la tabla 20.

Tabla 20 Flujo de caja

Nº	EGRESO	TARIFA ELECTRICA			INGRESO					Flujo de caja (Egreso + Ingreso)	Flujo de caja Acumulado
	Costo Total (CAPEX +OPEX+MTTO)	Tatifa de Energía Activa FP (S/kWh)	Potencia de Generación FP (S/kW)	Potencia Uso Redes Distrib. F (S/kW)	Energía Generada (kWh/año)	Ahorro por Consumo de energía	Ahorro por Potencia de Generación FP	Ahorro por Potencia de Uso Redes Distrib. F	Ingreso por ahorro de energía Neto (S/-)		
0	-S/ 174,176.30	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	63834.73	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	-S/ 174,176.30	-S/ 174,176.30
1	-S/ 3,305.64	S/ 0.33	S/ 37.36	S/ 61.82	63375.12	S/ 20,615.93	S/ 2,241.60	S/ 3,709.20	S/ 26,566.73	S/ 23,261.08	-S/ 150,915.22
2	-S/ 3,305.64	S/ 0.33	S/ 37.56	S/ 62.15	62918.82	S/ 20,575.97	S/ 2,253.48	S/ 3,728.86	S/ 26,558.31	S/ 23,252.66	-S/ 127,662.55
3	-S/ 3,305.64	S/ 0.33	S/ 37.76	S/ 62.48	62465.80	S/ 20,536.09	S/ 2,265.42	S/ 3,748.62	S/ 26,550.14	S/ 23,244.49	-S/ 104,418.06
4	-S/ 3,305.64	S/ 0.33	S/ 37.96	S/ 62.81	62016.05	S/ 20,496.29	S/ 2,277.43	S/ 3,768.49	S/ 26,542.21	S/ 23,236.56	-S/ 81,181.50
5	-S/ 3,305.64	S/ 0.33	S/ 38.16	S/ 63.14	61569.53	S/ 20,456.56	S/ 2,289.50	S/ 3,788.46	S/ 26,534.53	S/ 23,228.88	-S/ 57,952.62
6	-S/ 3,470.93	S/ 0.33	S/ 38.36	S/ 63.48	61126.23	S/ 20,416.91	S/ 2,301.64	S/ 3,808.54	S/ 26,527.09	S/ 23,056.16	-S/ 34,896.45
7	-S/ 3,644.47	S/ 0.34	S/ 38.56	S/ 63.81	60686.12	S/ 20,377.34	S/ 2,313.83	S/ 3,828.73	S/ 26,519.90	S/ 22,875.43	-S/ 12,021.02
8	-S/ 3,826.70	S/ 0.34	S/ 38.77	S/ 64.15	60249.18	S/ 20,337.85	S/ 2,326.10	S/ 3,849.02	S/ 26,512.96	S/ 22,686.27	S/ 10,665.25
9	-S/ 4,018.03	S/ 0.34	S/ 38.97	S/ 64.49	59815.39	S/ 20,298.43	S/ 2,338.43	S/ 3,869.42	S/ 26,506.28	S/ 22,488.24	S/ 33,153.49
10	-S/ 4,218.93	S/ 0.34	S/ 39.18	S/ 64.83	59384.72	S/ 20,259.09	S/ 2,350.82	S/ 3,889.93	S/ 26,499.84	S/ 22,280.90	S/ 55,434.39
11	-S/ 4,429.88	S/ 0.34	S/ 39.39	S/ 65.18	58957.15	S/ 20,219.82	S/ 2,363.28	S/ 3,910.54	S/ 26,493.65	S/ 22,063.77	S/ 77,498.16
12	-S/ 4,651.37	S/ 0.34	S/ 39.60	S/ 65.52	58532.66	S/ 20,180.63	S/ 2,375.80	S/ 3,931.27	S/ 26,487.71	S/ 21,836.33	S/ 99,334.49
13	-S/ 4,883.94	S/ 0.35	S/ 39.81	S/ 65.87	58111.22	S/ 20,141.52	S/ 2,388.40	S/ 3,952.10	S/ 26,482.02	S/ 21,598.08	S/ 120,932.57
14	-S/ 5,128.14	S/ 0.35	S/ 40.02	S/ 66.22	57692.82	S/ 20,102.48	S/ 2,401.05	S/ 3,973.05	S/ 26,476.59	S/ 21,348.45	S/ 142,281.02
15	-S/ 5,384.55	S/ 0.35	S/ 40.23	S/ 66.57	57277.43	S/ 20,063.52	S/ 2,413.78	S/ 3,994.11	S/ 26,471.41	S/ 21,086.86	S/ 163,367.88
16	-S/ 5,653.77	S/ 0.35	S/ 40.44	S/ 66.92	56865.04	S/ 20,024.64	S/ 2,426.57	S/ 4,015.28	S/ 26,466.49	S/ 20,812.71	S/ 184,180.60
17	-S/ 5,936.46	S/ 0.35	S/ 40.66	S/ 67.28	56455.61	S/ 19,985.82	S/ 2,439.43	S/ 4,036.56	S/ 26,461.82	S/ 20,525.35	S/ 204,705.95
18	-S/ 6,233.29	S/ 0.36	S/ 40.87	S/ 67.63	56049.13	S/ 19,947.09	S/ 2,452.36	S/ 4,057.95	S/ 26,457.40	S/ 20,224.12	S/ 224,930.07
19	-S/ 6,544.95	S/ 0.36	S/ 41.09	S/ 67.99	55645.57	S/ 19,908.43	S/ 2,465.36	S/ 4,079.46	S/ 26,453.25	S/ 19,908.30	S/ 244,838.36
20	-S/ 6,872.20	S/ 0.36	S/ 41.31	S/ 68.35	55244.93	S/ 19,869.84	S/ 2,478.43	S/ 4,101.08	S/ 26,449.35	S/ 19,577.15	S/ 264,415.52
21	-S/ 7,215.81	S/ 0.36	S/ 41.53	S/ 68.71	54847.16	S/ 19,831.33	S/ 2,491.56	S/ 4,122.82	S/ 26,445.71	S/ 19,229.90	S/ 283,645.42
22	-S/ 7,576.60	S/ 0.36	S/ 41.75	S/ 69.08	54452.26	S/ 19,792.90	S/ 2,504.77	S/ 4,144.67	S/ 26,442.33	S/ 18,865.73	S/ 302,511.15
23	-S/ 7,955.43	S/ 0.37	S/ 41.97	S/ 69.44	54060.21	S/ 19,754.53	S/ 2,518.04	S/ 4,166.63	S/ 26,439.21	S/ 18,483.78	S/ 320,994.93
24	-S/ 8,353.20	S/ 0.37	S/ 42.19	S/ 69.81	53670.97	S/ 19,716.25	S/ 2,531.39	S/ 4,188.72	S/ 26,436.35	S/ 18,083.15	S/ 339,078.08

Fuente: Elaboración propia

c. Indicadores financieros.

Se calculó los indicadores del Valor presente neto (VPN) y Tasa interno de retorno (TIR).

- Cálculo del VPN:

Se utiliza la siguiente formula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Flujo de caja

Inversión inicial
Tasa de descuento
Periodo

- VPN: Valor presente neto
- Ft: Flujo efectivo neto durante un solo periodo
- I: Tasa de descuento (i=8%)
- n: Número de periodos (n=25)

Posibles valores de VPN:

VPN		
	Decisión	Razón
VPN>0	aceptar	Crear valor
VPN=0	aceptar	Rinde lo esperado
VPN<0	rechazar	Destruye valor

Por lo tanto, a partir de su formulación se determinó que su VAN es positivo, lo que lo cataloga como un proyecto de inversión rentable en base a una tasa de descuento del 8%.

- **Cálculo del TIR:**

Se utiliza la siguiente formula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Como se aprecia el TIR es el parámetro que hace obtener un VAN igual a cero, y en el presente trabajo da un valor de 12.04%, permitió estimar el porcentaje de beneficio que se obtiene de nuestra inversión en un periodo de 25 años, ya que su valor fue mayor a la tasa interna de retorno de 8%.

Resumen de valores de VAN y TIR, obtenidos:

VAN	S/ 59,120.19
TIR	12.04%

d. Coste Energético Nivelado (LCOE)

Este indicador se calculó, teniendo en cuenta el costo de inversión inicial y el gasto de capital y operación, actualizados a valor presente, tal como se muestra en la siguiente formula.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

- I₀: Costo de Inversión (S/.)
- A_t: Costo total Anual (S/.)
- E_t: Tasa de descuento (i=8%)
- T: Vida Útil del Proyecto (t=25)
- T: Tiempo (Años)

Reemplazando los valores de la tabla 21, se obtiene:

$$LCOE = \frac{220\,011.31}{694\,249.67}$$

$$LCOE = 0.32$$

Tabla 21. Valores actualizados de egresos en el tiempo de 25 años

AÑO	CAPEX	OPEX (1.5% de CAPEX)	Limpeza (s/ 11.55 /kW)	Costo Total	Costo Total a Valor Presente	Energía Generada (kWh/año)	Energía Generada a Valor Presente (kWh/año)
0	S/174,176.30	S/ 0.00	S/ 0.00	-S/174,176.30	-S/174,176.30	63834.73	63834.73
1		S/2,612.64	S/693.00	-S/3,305.64	-S/3,060.78	63375.12	58680.67
2		S/2,612.64	S/693.00	-S/3,305.64	-S/2,834.06	62918.82	53942.75
3		S/2,612.64	S/693.00	-S/3,305.64	-S/2,624.13	62465.80	49587.37
4		S/2,612.64	S/693.00	-S/3,305.64	-S/2,429.75	62016.05	45583.65
5		S/2,612.64	S/693.00	-S/3,305.64	-S/2,249.77	61569.53	41903.19
6		S/2,743.28	S/727.65	-S/3,470.93	-S/2,187.27	61126.23	38519.90
7		S/2,880.44	S/764.03	-S/3,644.47	-S/2,126.52	60686.12	35409.77
8		S/3,024.46	S/802.23	-S/3,826.70	-S/2,067.45	60249.18	32550.76
9		S/3,175.69	S/842.35	-S/4,018.03	-S/2,010.02	59815.39	29922.59
10		S/3,334.47	S/884.46	-S/4,218.93	-S/1,954.18	59384.72	27506.62
11		S/3,501.19	S/928.69	-S/4,429.88	-S/1,899.90	58957.15	25285.71
12		S/3,676.25	S/975.12	-S/4,651.37	-S/1,847.12	58532.66	23244.12
13		S/3,860.07	S/1,023.88	-S/4,883.94	-S/1,795.82	58111.22	21367.38
14		S/4,053.07	S/1,075.07	-S/5,128.14	-S/1,745.93	57692.82	19642.16
15		S/4,255.72	S/1,128.82	-S/5,384.55	-S/1,697.43	57277.43	18056.24
16		S/4,468.51	S/1,185.27	-S/5,653.77	-S/1,650.28	56865.04	16598.36
17		S/4,691.93	S/1,244.53	-S/5,936.46	-S/1,604.44	56455.61	15258.20
18		S/4,926.53	S/1,306.75	-S/6,233.29	-S/1,559.87	56049.13	14026.24
19		S/5,172.86	S/1,372.09	-S/6,544.95	-S/1,516.54	55645.57	12893.75
20		S/5,431.50	S/1,440.70	-S/6,872.20	-S/1,474.42	55244.93	11852.70
21		S/5,703.08	S/1,512.73	-S/7,215.81	-S/1,433.46	54847.16	10895.70
22		S/5,988.23	S/1,588.37	-S/7,576.60	-S/1,393.64	54452.26	10015.98
23		S/6,287.64	S/1,667.79	-S/7,955.43	-S/1,354.93	54060.21	9207.28
24		S/6,602.02	S/1,751.18	-S/8,353.20	-S/1,317.29	53670.97	8463.88
				Costo Total de Valor Presente		S/220,011.31	
				Energía Generada en Valor Presente		694249.67	
				LCOE		0.32	

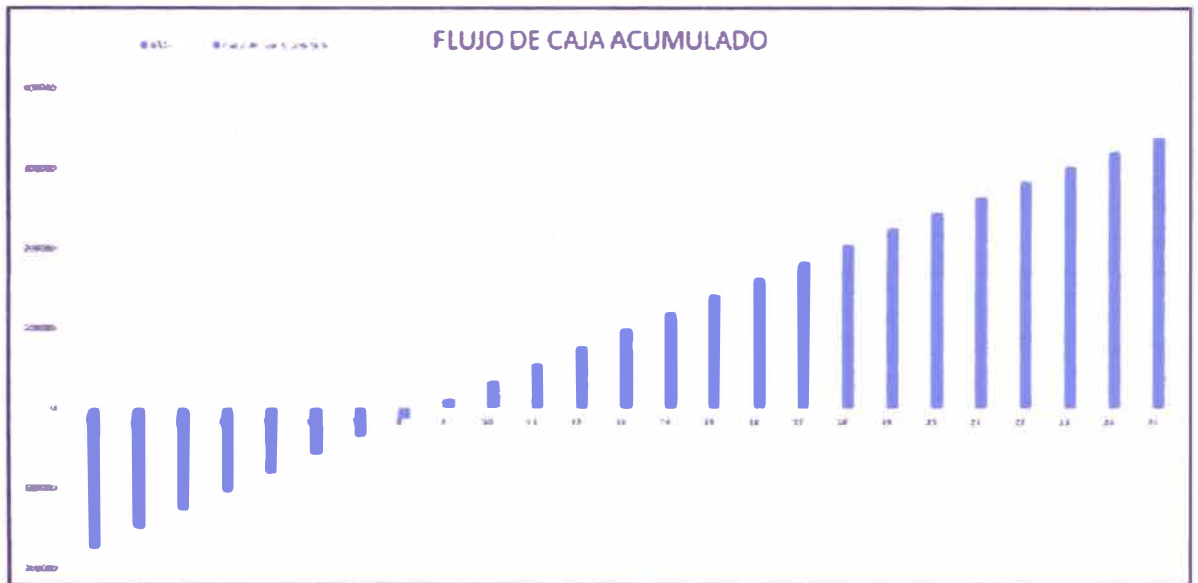
Fuente: Elaboración propia

e. Tiempo de recuperación de la inversión (PAYBACK)

Este indicador llamado también PAYBACK, refleja en cuanto tiempo se recupera la inversión inicial con los ingresos que proporciona el sistema fotovoltaico.

Para nuestro caso de estudio, tal como se aprecia en el flujo acumulado, se recupera en el octavo año de entrar en funcionamiento el sistema fotovoltaico. (ver figura 46).

Figura 46 Flujo de caja acumulado



Fuente: Elaboración propia

CAPITULO VI

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

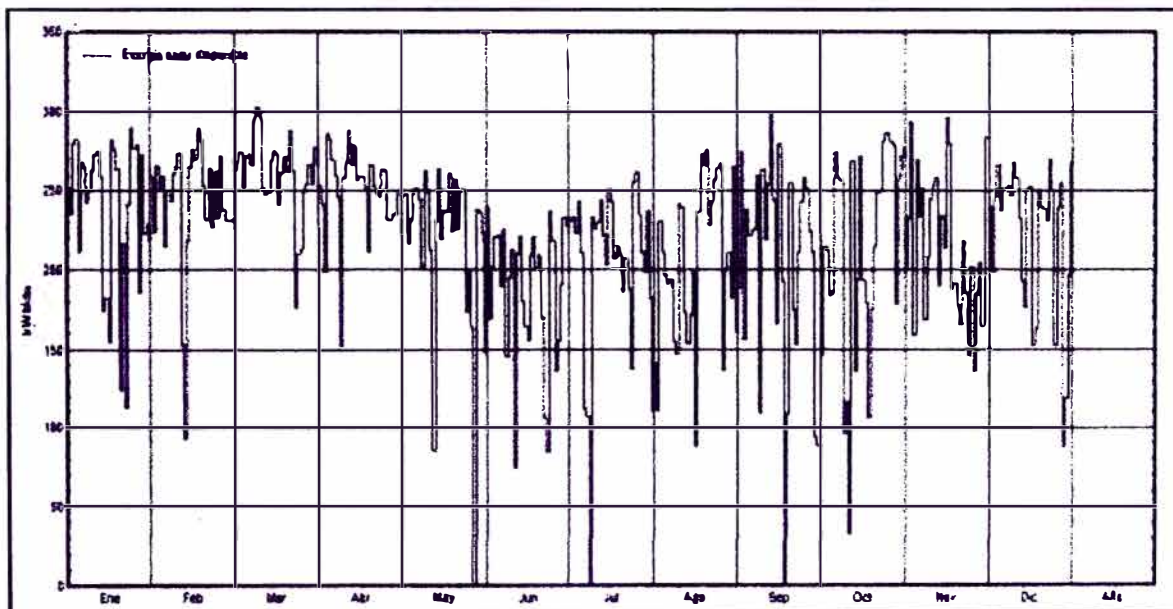
En este capítulo se procede a analizar desde el punto de vista técnico y económico la viabilidad del sistema fotovoltaico on grid.

6.1 EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La energía que genera el sistema fotovoltaico es de 83.580 MWh por año, de los cuales debido a las horas pico solares del sistema solar respecto al consumo pico de las cargas de la empresa, se concluye que son 65.809 MWh de energía solar que se utiliza para alimentar las cargas, y 12.278 MWh de energía se inyecta a la red eléctrica convencional.

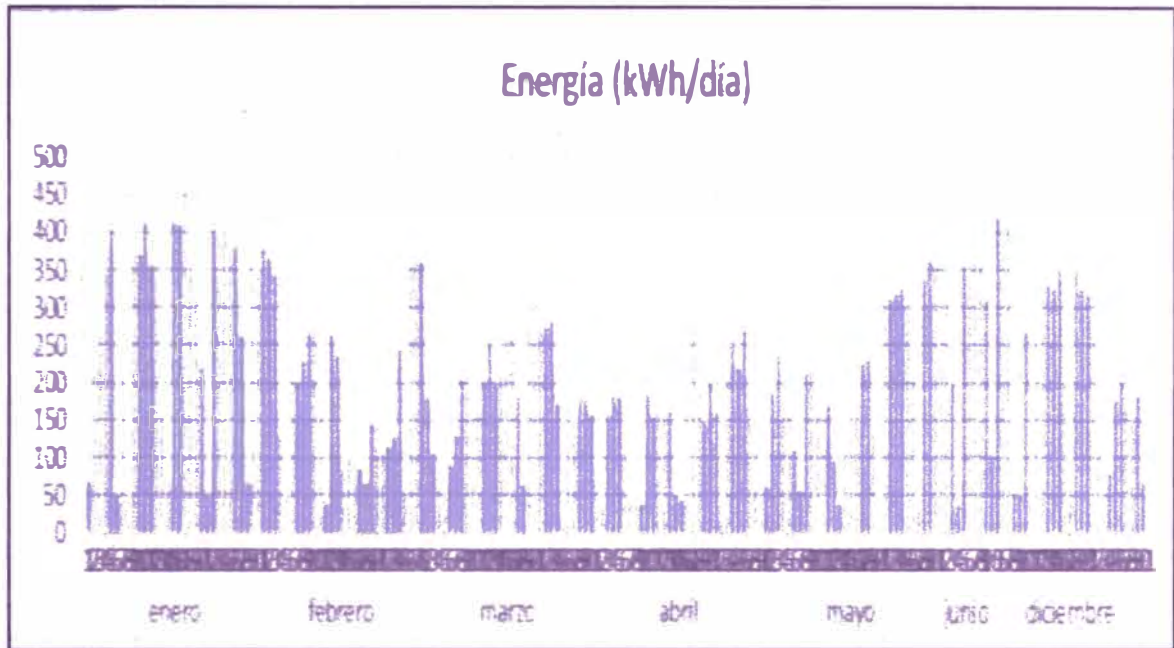
Además, se obtuvo que la energía diaria que genera el sistema (ver figura 47) es 66.9%, la energía que consume el sistema (ver figura 48).

Figura 47 Energía diaria a la salida del sistema fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia

Figura 48 Energía diaria que consume el sistema en un periodo normal (6 meses de data)



Fuente: Elaboración propia

6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La inversión realizada en comprar el equipamiento e implementar el sistema fotovoltaico es 174176.30 soles, y se tiene proyectado recuperar en los primeros 8 años de operación a una tasa interna de retorno del 12.04%. Este indicador lo hace un proyecto rentable desde el punto de vista de la inversión, debido a que la tasa interna promedio en el Perú es de 8% y con un VAN mayor a cero. (Ver tabla 22)

Tabla 22. Ingresos y egresos considerando los 25 años de vida útil

	INGRESO S/.		EGRESO S/.	
0	S/ 0.00		S/ 174,176.30	
1	S/ 26,566.73		S/ 3,305.64	
2	S/ 26,558.31		S/ 3,305.64	
3	S/ 26,550.14		S/ 3,305.64	
4	S/ 26,542.21		S/ 3,305.64	
5	S/ 26,534.53		S/ 3,305.64	
6	S/ 26,527.09		S/ 3,470.93	
7	S/ 26,519.90		S/ 3,644.47	
8	S/ 26,512.96		S/ 3,826.70	
9	S/ 26,506.28		S/ 4,018.03	
10	S/ 26,499.84		S/ 4,218.93	
11	S/ 26,493.65		S/ 4,429.88	
12	S/ 26,487.71		S/ 4,651.37	
13	S/ 26,482.02		S/ 4,883.94	
14	S/ 26,476.59		S/ 5,128.14	
15	S/ 26,471.41		S/ 5,384.55	
16	S/ 26,466.49		S/ 5,653.77	
17	S/ 26,461.82		S/ 5,936.46	
18	S/ 26,457.40		S/ 6,233.29	
19	S/ 26,453.25		S/ 6,544.95	
20	S/ 26,449.35		S/ 6,872.20	
21	S/ 26,445.71		S/ 7,215.81	
22	S/ 26,442.33		S/ 7,576.60	
23	S/ 26,439.21		S/ 7,955.43	
24	S/ 26,436.35		S/ 8,353.20	
	Ingreso a Valor Presente	S/ 258,455.09	Ingreso a Valor Presente	S/ 203,714.17

Fuente: Elaboración propia

6.3 CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

El presente trabajo de investigación tiene la hipótesis: "Al diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, se reducirá el costo de facturación de energía eléctrica, en usuarios regulados de potencia menor a 200 kW"

Esta hipótesis se corrobora primeramente calculando la inversión y los costos de operación del sistema actualizados a valor presente (Total de costo: 220 011.30 soles), y comparándolo con la cantidad de energía que se generará en los 25 años de vida útil, teniendo en cuenta las pérdidas y actualizados a valor presente (Total de energía: 694249.67kWh). Esta comparación es el Coste Energético Nivelado

(LCOE), que en el presente trabajo de investigación es de 0.32 Soles/kWh, y es menor a la tarifa eléctrica de consumo que paga la empresa a la concesionaria, el cual es de 0.384 Soles/kWh, por tal motivo ello validaría la hipótesis planteada, por lo tanto, para el trabajo de suficiencia la hipótesis es positiva.

CONCLUSIONES

1.- El sistema fotovoltaico generó 65.619 MWh de energía eléctrica proveniente de la radiación solar y cubrió el 52.5% de la energía utilizada por el sistema de la empresa, ello redujo los costos facturación del consumo eléctrico, ya que el costo por kWh de energía fotovoltaica (S/. 0.32/kWh) es menor al costo de energía convencional que cobra la concesionaria según su tarifa (S/. 0.384/kWh), lo cual genera que la empresa tenga un menor costo de producción para la fabricación de aisladores, y además incremente la confiabilidad del sistema eléctrico teniendo como respaldo una fuente eléctrica más económica y con capacidad de ampliar su consumo.

2.- El sistema fotovoltaico generará 83.162 MWh de energía anual, de las cuales, 65.619 MWh será utilizados en las cargas de la empresa y 17.543 MWh de energía no serán consumidas, y se tendrá como energía disponible, para ser utilizado cuando la empresa aumente su producción.

3.- La hipótesis es positiva, ya que se cumplió los objetivos de reducción de costos de facturación del consumo eléctrico de la empresa, esto se evidencia debido a que, durante los 25 años de vida útil, el sistema tiene un ahorro monetario actualizado de S/. 258 455.08, el cual es mayor a los egresos actualizados de S/. 203 714.17, lo cual da una rentabilidad de S/. 59 120.19

4.- La inversión realizada en la implementación del sistema fotovoltaico, contempla los costos de los equipamientos (CAPEX), costos de operación (OPEX) y costos de

mantenimiento (LIMPIEZA); donde la inversión realizada se recuperará en un tiempo de 8 años con un TIR de 12.04%, esto hace que el sistema sea viable económicamente.

5.- El conjunto del sistema fotovoltaico tiene una energía nominal de 83.101 MWh, de los cuales solo será aprovechable el 51.4% de energía, ya que existirá un conjunto de pérdidas debido a factores medio ambientales y técnicos, que mermaron la energía radiante incidente en los paneles solares.

RECOMENDACIONES

1.- Realizar diseños de sistemas fotovoltaicos considerando paneles solares bifaciales, los cuales captan la radiación por ambas caras, lo que generará más energía eléctrica con el mismo número de paneles y en el mismo espacio, provocando una mayor disponibilidad de energía y reduciendo la energía que se consume de la red.

2.- Medir anualmente los niveles de radiación solar a través del piranómetro, para generar data real del comportamiento y disponibilidad de la energía solar del lugar de instalación, y de esa manera validar los cálculos obtenidos en el presente trabajo de investigación.

3.- Implementar y diseñar el sistema fotovoltaico en lugares donde la tarifa eléctrica tiene mayores valores, como es el caso de empresas que utilizan grupos electrógenos que tienen como fuente el combustible y también en sistemas autónomos que necesiten de energía alternativa, para abastecer sus equipamientos, como son las telecomunicaciones, cuya ubicación de sus antenas están alejadas de la red energética convencional.

4.- Utilizar soportes solares móviles, los cuales cuente con seguidores solares autónomos que mantengan el ángulo óptimo de inclinación del panel fotovoltaico, y de esta manera aumentar la producción de energía eléctrica, reduciendo las pérdidas.

5.-Realizar el estudio técnico económico de la implementación de un sistema de baterías, para almacenar la energía que no se consume al momento de la radiación pico, y utilizarla en instantes de mayor demanda energética o días nublados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Aguilar J. y Baena J. (2014), "Electrónica Aplicada a los Sistemas Fotovoltaicos"
- [2] Cardenas Calle, M. (2019), "Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña escala", Tesis de grado, Universidad de Cuenca, Cuenca -Ecuador.
- [3] Domínguez Guamán D. y Salvatierra Cáneppa B. (2016), "Análisis de calidad de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos conectados a la red"
- [4] Gerencia de Regulación Tarifaria (2016), "Precio medio de los clientes comerciales e industriales de Perú", extraído del artículo "La industria de la electricidad en el Perú", realizada por Osinergmin.
- [5] Gischler C. y Janson N. (2011), "Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en América Latina y el Caribe: Análisis de estudios de caso para Jamaica, Barbados, México y Chile.
- [6] Lopez Barboza, J. (2019), "Diseño de un sistema fotovoltaico para autoconsumo conectado a la red de la empresa VIETTEL PERÚ S.A.C, ubicado en Trujillo-La Libertad", Tesis de grado, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Trujillo - Perú.
- [7] León Llano J. (2020), ""Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA-Chiclayo"
- [8] Ministerio de Energía y Minas (2006), "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, Ley No. 28832"
- [9] Ministerio de Energía y Minas (2015), "Decreto legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, Decreto Legislativo No. 1221 "
- [10] NASA (2023), "Registro meteorológicos de la NASA, de base de datos del Software PV syst "
- [11] Osinergmin (2019), "Energías renovables: experiencia y perspectiva en la ruta del Perú hacia la transición energética" .

- [12] Perpiñan O., Colmena A. y Castro M. Capítulo 2 del Libro Diseño de Sistemas Fotovoltaicos (2012), "Sistemas Fotovoltaicos e Interconectividad" .
- [13] Puma Caiza D., Ortiz Fustillos S. (2018), "Evaluación técnica y económica de la implementación de Sistemas Fotovoltaicos, para electrificación de radio bases remotas de CNT", Tesis de grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito – Ecuador.
- [14] Vásquez Ducep, G. (2019), "Microgeneración distribuida con sistema fotovoltaico, para autoconsumo en la Municipalidad de Picsi en el departamento de Lambayeque", Tesis de Grado, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo – Lambayeque, Perú.
- [15] Vásquez A, y Salvador J, (2017) "La Industria de la energía renovable en el Perú"

ANEXOS

ANEXO 01	1
ANEXO 02	2
ANEXO 03	3
ANEXO 04	4
ANEXO 05.....	5
ANEXO 06	6
ANEXO 07	7
ANEXO 08	8

Consumo Mensual del año 2023						
Mes	Energía HP (kWh)	Energía FP (kWh)	Energía Reactiva kVARh	Demanda FP (kW)	Demanda HP (kW)	Energía To (kWh)
Enero	556.2	5864.4	1972.2	58.2	36.06	6420.6
Febrero	564.6	8634	1865.4	59.76	30.84	9198.6
Marzo	430.8	4842.6	816	59.34	10.2	5273.4
Abril	890.4	5263.2	4032	50.1	28.02	6153.6
Mayo	945.6	7468.2	4269	62.22	34.92	8413.8
Junio	1257	7886.4	5943	64.5	40.44	9143.4
Julio	1090.8	9969	4893	64.2	39.72	11059.8
Agosto	693.6	6253.2	1074.6	59.88	41.34	6946.8
Setiembre	1672.8	8004	2145.6	39.6	35.1	9676.8
Octubre	402	4847.4	700.2	58.38	10.98	5249.4
Noviembre	694.8	6353.4	1003.8	59.82	37.56	7048.2
Diciembre	744	6971.4	1791	63.42	33.96	7715.4

ANEXO 01

Descripcion	Cantidad	Potencia Unitaria (kW)	Potencia Instalada (kW)	F.D	Maxima Demanda (kW)	h/día	kWh/día
Alumbrado Interior y fachada	22	0,02	0,4	1	0,4	12	5,3
Alumbrado Oficinas	125	0,03	3,1	1	3,1	8	25,0
Alumbrado Laboratorio	14	0,04	0,6	1	0,6	8	4,5
Alumbrado Almacenes	9	0,20	1,8	1	1,8	8	14,4
Reflectores	6	0,15	0,9	0,6	0,5	8	4,3
Aire Acondicionado	15	1,50	22,5	0,5	11,3	8	90,0
Bomba de Agua	3	0,03	0,1	0,6	0,1	1	0,1
Extractores	6	0,25	1,5	0,8	1,2	24	28,8
Ventilador de 3 Palas	3	0,20	0,6	0,8	0,5	8	3,8
Compresora 7.5 HP	1	5,60	5,6	0,8	4,5	8	35,8
Maquina Inyectora	3	6,00	18,0	0,7	12,6	8	100,8
Maquina de Prueba	4	2,50	10,0	0,7	7,0	8	56,0
Maquina Ino 7	1	3,00	3,0	0,7	2,1	8	16,8
Maquina CNC	1	0,10	0,1	0,8	0,1	3	0,2
Maquina Crimpadora (3.6kW)	3	3,60	10,8	0,5	5,4	8	43,2
Maquina Crimpadora (4.8kW)	12	4,80	57,6	0,5	28,8	8	230,4
TOTAL					79,9		659,4
Factor de simultaneidad						0,7	
Potencia Utilizada						55,94	kW
Energia Utilizada						461,60	kWh/día

Mes	Total de Energía kWh/mes	Total de Energía kWh/día	Horas pico	Factor de Energía
Enero	6,420.60	207.11	6.76	935.95
Febrero	9,198.60	328.52	6.69	1344.82
Marzo	5,273.40	170.1	6.82	805.1
Abril	6,153.60	205.12	6.13	1022.19
Mayo	8,413.80	271.41	5.19	1734.8
Junio	9,143.40	304.78	4.29	2280.15
Julio	11,059.80	356.76	4.72	2865.23
Agosto	6,946.80	224.09	4.87	1686.12
Septiembre	9,676.80	322.56	5.25	1950.97
Octubre	5,249.40	169.33	5.66	1029.29
Noviembre	7,048.20	234.94	5.91	1272.24
Diciembre	7,715.40	248.88	6.35	1242.42

ANEXO 03

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	6.86	2.44	22.6	3.50	4.157	80.6
Febrero	6.84	2.83	23.2	3.10	4.002	79.6
Marzo	6.55	2.30	22.8	2.79	4.185	79.8
Abril	6.02	2.01	20.4	2.60	4.388	83.0
Mayo	4.85	1.97	18.0	2.19	3.905	85.4
Junio	4.01	1.99	16.8	2.09	4.043	85.0
Julio	3.86	1.97	17.0	2.50	3.782	81.9
Agosto	4.12	2.39	16.5	2.50	3.997	83.5
Septiembre	4.96	2.66	16.2	2.70	4.852	85.2
Octubre	5.10	2.90	17.3	2.90	3.989	82.0
Noviembre	5.54	2.58	18.4	3.09	3.943	82.8
Diciembre	6.21	2.85	20.7	3.50	4.042	80.8
Año	5.40	2.40	19.2	2.8	4.107	82.5

ANEXO 04

ANEXO 05

Mechanical Parameters

Color	White / Metallic
Weight (kg)	20 (approx)
Depth (mm)	320mm
Dimensions L x W x H (mm)	700 x 170 x 45
Depth Glass Surface (mm)	4
No. of Cells and Connections	600x120
Material	Alu
Connector	MC4 Compatible
Package Size (mm)	23 Pin Height

Engineering Drawings

Working Conditions

Maximum System Voltage	DC - 600V AC
Operating Temperature	-40°C - +85°C
Maximum Short-Circuit	15A
Maximum Wind Load (Front/Side/Back)	2400Pa (1.2 B.W.P) / 2400Pa (1.2 B.W.P)
NOCT	45±1°C
Temperature Class	Class A

Electrical Parameters

Module	B01A001-00	B01A002-00	B01A003-00	B01A004-00	B01A005-00	B01A006-00	B01A007-00
Max. Power (Watt) @ 1000W/m²	60	60	60	67.2	60	60	60
Max. Voltage (V) @ 1000W/m²	31.7	31.8	31.7	35.2	31.7	31.7	31.7
Max. Current (A) @ 1000W/m²	1.92	1.92	1.92	1.91	1.92	1.92	1.92
Open-Circuit Voltage (V)	36.5	36.5	36.5	40.5	36.5	36.5	36.5
Short-Circuit Current (A)	8.45	8.72	8.70	9.80	8.45	8.45	8.45
Module Efficiency (%)	17.5	17.58	17.58	19.34	17.5	17.5	17.5
Temperature Coefficient of Pmax (%)				-0.45%/°C			
Temperature Coefficient of Voc (%)				-0.25%/°C			
Temperature Coefficient of Isc (%)				0.018%/°C			

1TC Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5

I-V Curve

IV CURVES OF PV MODULE (B01A001)

ANEXO 06

Soluciones Solares FV para uso comercial e industrial



Hoja de datos

SS-GC(50-60)K

Modelo	50K	60K
Entrada (DC)		
Voltaje máximo de entrada		1100 V
Voltaje nominal		600 V
Voltaje de arranque		195 V
Rango de voltaje MPPT		180-1000 V
Corriente máxima de entrada	5*32 A	6*30 A
Corriente máxima de cortocircuito	5*40 A	6*40 A
Número de MPPT/Número máximo de cadenas de entrada	5/10	6/12
Salida (AC)		
Potencia nominal de salida	50 kW	60 kW
Potencia aparente máxima de salida	55 kVA	66 kVA
Potencia máxima de salida	55 kW	66 kW
Voltaje nominal de la red		3~/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V
Frecuencia nominal de la red		50 Hz / 60 Hz
Corriente nominal de salida de red	76.0 A / 72.2 A	91.2 A / 86.6 A
Corriente máxima de salida	93.6 A	100.3 A
Factor de potencia		>0.99 (0.9 capacitivo a 0.8 inductivo)
THDi		<3%
Eficiencia		
Eficiencia máxima		98.7%
Eficiencia EU		98.3%
Protección		
Protección contra polaridad inversa DC		Si
Protección contra cortocircuito		Si
Protección de sobrecorriente de salida		Si
Protección contra sobretensiones		DC Tipo II / AC Tipo II
Monitoreo de red		Si
Protección Anti Isla		Si
Protección de temperatura		Si
Monitoreo de cadenas		Si
Escaneo de curvas IV		Si
WFI integrado / Protección de falla de arco DC		Si ²⁴
Recuperación PID integrada		Opcional ²⁵
Interruptor de DC integrado		Opcional
Datos generales		
Dimensiones (longitud*altura*anchol)		691*578*338 mm
Peso		54.5 kg
Topología		Sin Transformador
Consumo propio (noche)		<1 W
Rango de temperatura de funcionamiento		-25 ~ +60°C
Humedad relativa		0-100%
Nivel de protección		IP66
Enfriamiento		Ventilador redundante inteligente
Altitud máxima de funcionamiento		4000 m
Estándar de conexión de red		G99, VDE-AR-N 4105 / VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126 / UTE C 15 / VPR2019, RD 1499 / RD 244 / UNE 206206 / UNE 206007-1, CEI 0-21, C13/11, NRS 097-2-1, ENEC 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC60068, IEC 61683, EN 50530
Estándar de seguridad/ EMC		IEC 62109-1/-2, IEC62116 & IEC 61000-6-1/-2/-3/-4
Características		
Conexión de DC		Conector MC4
Conexión de AC		Terminal OT (máximo 70 mm ²)
Pantalla		LCD, botones táctiles capacitivos
Comunicación		RS485, USB, Opcional Wi-Fi, GPRS

ANEXO 07

TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TUV y EN

2x25mm² / 2x25mm² / 2x12mm² / 2x12mm²

DISEÑO

Conductor

Conductor de cobre electrolítico, tipo 1, clase 2, norma EN 60228, norma IEC 60319, norma IEC 60317, norma IEC 60318, norma IEC 60319, norma IEC 60317, norma IEC 60318, norma IEC 60319.

Aislamiento

Poliolefino (PE) o PVC.

Cubierta

Poliolefino (PE) o PVC, norma EN 50575.



E_{ca}

APLICACIONES

Este cable está diseñado para ser utilizado en instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 1000W. El cable está diseñado para ser utilizado en instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 1000W. El cable está diseñado para ser utilizado en instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 1000W. El cable está diseñado para ser utilizado en instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 1000W.



SOLAR

ANEXO 08

SDM630

WattPlus | Mono | 61 | 400

Panel

THREE PHASE 630 WATT PLUS THREE PHASE MONO 610W

- 100% direct load
- Works with 240V - 370V
- UPN & insulation code
- Maximum 1000V, 1000V, 60, 100, 100, 100, 100, 100
- V.A. 1000, 60, 100, 100, 100, 100, 100
- 1 Phase output
- Health Monitor or 6 line communication with earth available

Introduction

The SDM630 (630W) series is a three phase inverter with 2000 VDC maximum and 6000 VA for 3-phase applications. It is a high power and high efficiency inverter with a wide range of applications including solar, wind, hydro, etc. The SDM630 series is designed to provide a high level of performance and reliability for all your energy needs. The SDM630 series is a high power and high efficiency inverter with a wide range of applications including solar, wind, hydro, etc. The SDM630 series is designed to provide a high level of performance and reliability for all your energy needs.

Technical Specifications

Model: SDM630-2000-60-100-100-100-100-100

Power: 630W

Input Voltage: 2000VDC

Output Voltage: 240VAC

Frequency: 50/60Hz

Efficiency: >98%

Protection: IP65

Dimensions: 400x610x100mm

Weight: 10kg

Model	SDM630
Power	630W
Input Voltage	2000VDC
Output Voltage	240VAC
Frequency	50/60Hz
Efficiency	>98%
Protection	IP65
Dimensions	400x610x100mm
Weight	10kg
Warranty	5 Years
Lead Time	2 Weeks
Country of Origin	China
CE Marking	Yes
UL Marking	Yes
RoHS Compliant	Yes
REACH Compliant	Yes
ISO 9001	Yes
ISO 14001	Yes
ISO 45001	Yes
UL 1741	Yes
UL 1741-2	Yes
UL 1741-3	Yes
UL 1741-4	Yes
UL 1741-5	Yes
UL 1741-6	Yes
UL 1741-7	Yes
UL 1741-8	Yes
UL 1741-9	Yes
UL 1741-10	Yes
UL 1741-11	Yes
UL 1741-12	Yes
UL 1741-13	Yes
UL 1741-14	Yes
UL 1741-15	Yes
UL 1741-16	Yes
UL 1741-17	Yes
UL 1741-18	Yes
UL 1741-19	Yes
UL 1741-20	Yes

Model	SDM630
Power	630W
Input Voltage	2000VDC
Output Voltage	240VAC
Frequency	50/60Hz
Efficiency	>98%
Protection	IP65
Dimensions	400x610x100mm
Weight	10kg
Warranty	5 Years
Lead Time	2 Weeks
Country of Origin	China
CE Marking	Yes
UL Marking	Yes
RoHS Compliant	Yes
REACH Compliant	Yes
ISO 9001	Yes
ISO 14001	Yes
ISO 45001	Yes
UL 1741	Yes
UL 1741-2	Yes
UL 1741-3	Yes
UL 1741-4	Yes
UL 1741-5	Yes
UL 1741-6	Yes
UL 1741-7	Yes
UL 1741-8	Yes
UL 1741-9	Yes
UL 1741-10	Yes
UL 1741-11	Yes
UL 1741-12	Yes
UL 1741-13	Yes
UL 1741-14	Yes
UL 1741-15	Yes
UL 1741-16	Yes
UL 1741-17	Yes
UL 1741-18	Yes
UL 1741-19	Yes
UL 1741-20	Yes



Product Group: SOLARTRON 26

● Mono



● Dimension

